



**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 2019

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	6
1.1- Le système électrique polynésien.....	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	8
1.3 – Le cadre juridique et contractuel.....	12
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	14
➤ Aspects commerciaux	15
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019.....	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes.....	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva	20
2.7 - Gestion des impayés	21
2.8 - Dépenses de la Commune	21
2.9 - Services offerts à la clientèle	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	25
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	26
➤ Bilan technique	27
3.1 - Autorisation d'exploitation	27
3.2 - Détail des ouvrages de production	27
3.3 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa	28
3.4 - Qualité de service	28
3.5 - Qualité – Sécurité – Environnement	29
3.6 - Travaux significatifs – Faits marquants	30
3.7 - Raccordement solaire	31
3.8 – Unités d'œuvre 2019 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.....	45
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	53
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.....	65
5.4 - Dépenses de renouvellement	65
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	76

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

15 octobre 2018 : Présentation au Pays 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

Ce développement est complété par le projet hydro-électrique de la cote 95, de MARAMA NUI dans la vallée de la Papenoo.

L'année 2019 et le début 2020 se sont illustrés par de nombreux échanges avec la Polynésie visant à obtenir l'autorisation de lancer ces projets, ce qui n'a pu être obtenu à ce jour.

Les avancées se limitent à des aspects techniques permettant de lancer des études approfondies sur un scénario de renouvellement des moyens de production de Tahiti qui s'articulera comme suit :

- Mise en place de nouveaux moyens de production « ENR » :
 - Régulateur de production
 - Projet hydroélectrique de la cote 95
 - Mise en service d'une turbine fonctionnant au propane proche de la ville
- Modernisation et prolongation de l'actuelle centrale thermique de la Punaruu :
 - Renouvellement à l'identique des G1/G3P
 - Rétrofit poussé G2P
 - Modernisation des groupes G4 à G8 P et de leurs auxiliaires
 - Mise en place d'aéro réfrigérants sur G7/8 P

B) 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.

Cette loi de Pays très sommaire dans sa rédaction était susceptible de poser des difficultés significatives de mise en œuvre aussi il était espéré que l'exercice 2019 permette à la Polynésie de préciser les modalités d'application de cette loi de sorte à la rendre applicable.

En septembre 2019, le ministère de la modernisation de l'administration nous adressait un document appelé « Méthodes comptables applicables aux charges calculées dans les concessions de distribution d'électricité ».

Le 14 février 2020, la Polynésie introduisait une requête devant le tribunal administratif visant à obtenir la classification en « provision sans objet », des provisions pour renouvellement relatives au réseau de distribution de Tahiti Nord lequel réseau s'était vu attribuer une indemnité de fin de concession dans le cadre de l'avenant 17 du 28 décembre 2015.

C) Péréquation inter îles :

En l'absence d'avancée de Polynésie française sur la mise en place d'un mécanisme de péréquation tarifaire ouvert à tous aucune des concessions arrivant à échéance en 2020 n'est en capacité de mener à son terme une procédure de mise en concurrence.

Par ailleurs, et en l'absence de cette péréquation qui est une condition suspensive, la formule de rémunération du concessionnaire n'est toujours pas applicable.

D) Formule tarifaire, prix de vente de l'électricité et rémunération du concessionnaire :

Profitant de ce que la formule tarifaire n'était pas applicable, la Polynésie a instauré un gel des tarifs de l'électricité depuis 2016 et ce malgré la forte augmentation des cours des produits pétroliers depuis cette date.

Ce n'est qu'en fin d'exercice 2018, alors que le préjudice du concessionnaire se creuse à raison de 200 M CFP supplémentaires chaque mois qu'un accord se dessine,

Cet accord matérialisé par l'avenant numéro 18 du 11 février 2019, acte pour l'avenir d'une hausse des tarifs de l'électricité au 15 février et pour le passé d'une créance d'énergie du concessionnaire.

En raison de la remise en cause par le ministre, dès septembre 2019 des modalités de calcul de l'avenant 18, cette créance qui s'élève à 2.270 MF a dû être provisionnée.

Ce n'est qu'avec la signature de l'avenant 18b reconnaissant définitivement le montant de la créance du concessionnaire au titre de son préjudice et fixant les modalités de son règlement que la provision s'y rapportant a pu être reprise par résultat.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

- 0 accidents de travail avec arrêt (hors trajet)
 - o Taux de fréquence = 0
 - o Taux de gravité = 0
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 3 accidents de trajet, dont 2 avec arrêt (26 jours d'interruption du travail).

Principaux indicateurs

		NUKU HIVA		
		2019	2018	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	1 124	1 099	
	BT	1 119 99,56%	1 094 99,55%	
	MT	5 0,44%	5 0,45%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	5 816	5 715
	BT	5 614 96,53%	5 513 96,47%	
	MT	202 3,47%	202 3,53%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,91	0,91
	Nombre de kWh vendus total		4 658 364	4 387 110
	BT	3 722 295 79,91%	3 529 636 80,45%	
	MT	936 069 20,09%	857 474 19,55%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	165 748 985	147 093 520
	BT : Total		137 334 051 82,86%	122 655 704 83,39%
	BT : par client		122 729	112 117
	BT : par kVA de puissance souscrite		24 461	22 248
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		23 216 724 16,91%	21 419 678 17,46%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		114 117 327 83,09%	101 236 026 82,54%
	MT : Total		28 414 934 17,14%	24 437 816 16,61%
	MT : par client		5 682 987	4 887 563
	MT : par kVA de puissance souscrite		140 947	121 219
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		4 003 803 14,09%	3 708 636 15,18%
MT : part variable en XPF et % du CA total		24 411 131 85,91%	20 729 180 84,82%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		35,58	33,53	
BT		36,89	34,75	
MT		30,36	28,50	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,86	0,86	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	30 391 0,56%	47 852 0,08%	
	Energie hydroélectrique kWh	1 477 774 27,23%	1 000 945 1,70%	
	Energie thermique kWh	3 918 317 72,21%	4 033 948 6,86%	
	Energie totale achetée	5 426 482	5 082 744	
	Temps moyen de coupure			
	global	6h00	3h21	
origine production	0h01	1h10		
origine transport	-	-		
origine distribution	5h58	2h11		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement Km	84	83	
	Valeur d'origine k XPF	1 005 509	986 425	
	Valeur nette économique k XPF	150 532	171 484	
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement k XPF	11 625	20 130	
	Dépenses d'améliorant k XPF	7 677	3 949	
	Indemnité de fin de concession k XPF	51 596	50 477	
	Coût du service pour les usagers (RA) k XPF	N/A	N/A	
	Part revenant au concessionnaire k XPF	N/A	N/A	
	Coût des énergies et du transport k XPF	108 297	105 183	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	27 322	6 781	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1 k XPF	N/A	N/A		

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

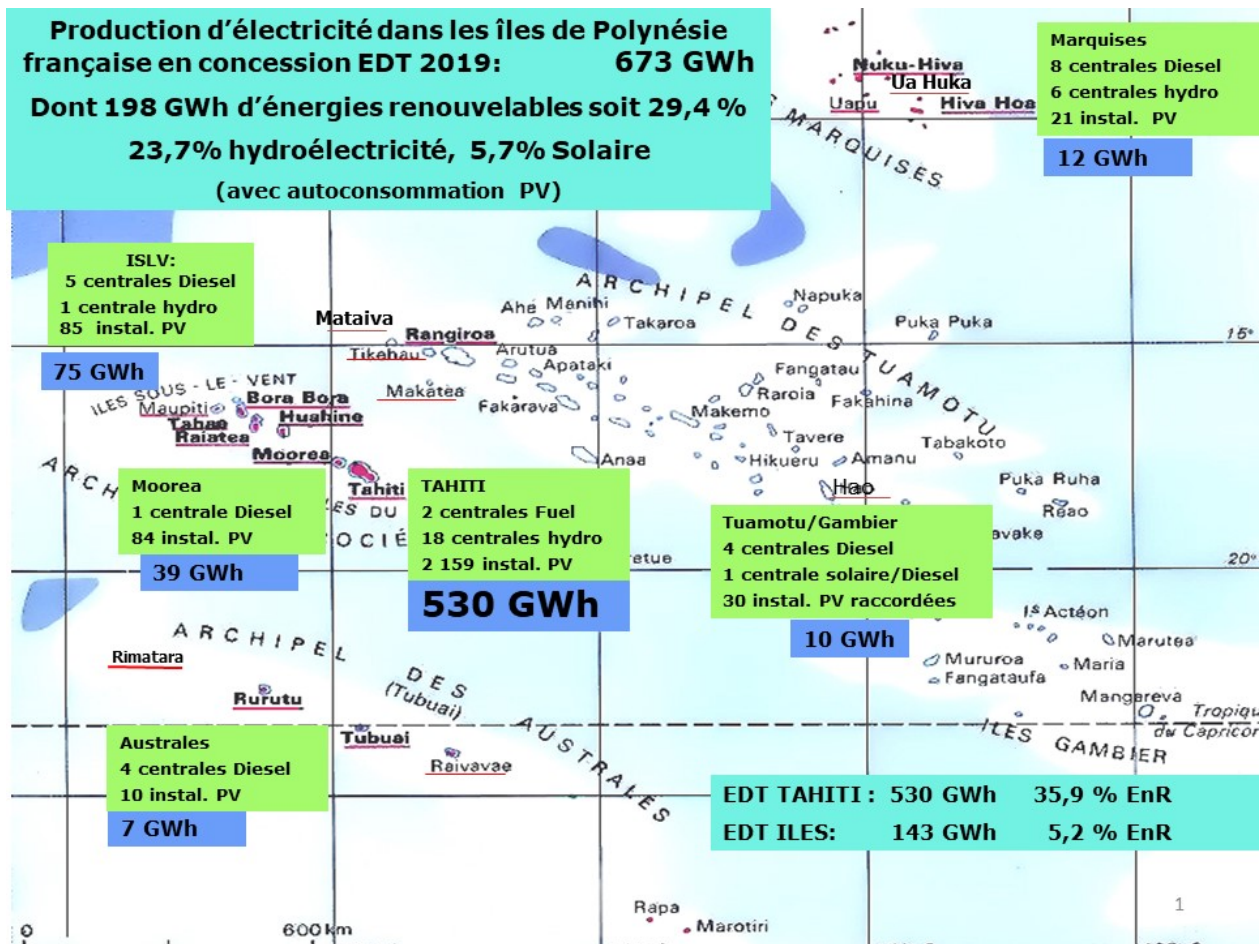
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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



* Production net d'électricité (en GWh)

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).

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 d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux

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

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 gazoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

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

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 termités, 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 Iles) d'un effectif de 23 salariés.

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

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).

Dans l'attente du système de péréquation du Pays et afin de donner le temps à la commune d'organiser une consultation pour une nouvelle DSP ou de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, une trame d'un projet d'avenant de prolongation pour une année supplémentaire lui a été proposée en octobre, comme aux 8 autres concessions des îles arrivant à échéance en septembre 2020.

Cette possibilité de prolongation du contrat de concession pour une durée maximale d'un an « pour des motifs d'intérêt général » est prévue à l'article LP15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public des communes, de leurs groupements et de leurs établissements publics.

Le projet d'avenant type adressé aux communes, comprend les éléments suivants :

1. Report d'un an du terme normal du contrat.
2. validation du plan de renouvellement couvrant la période 2018-2020, afin de se mettre en conformité par rapport aux dispositions de la loi du Pays n°2018-34 du 30 octobre 2018 relative aux provisions pour renouvellement des immobilisations dans les délégations de service public.
3. plafonnement des dépenses pendant la période de prolongation, limitées aux travaux nécessaires à la remise en état des ouvrages.
4. définition de critères pour l'état des ouvrages en fin de concession.
5. réalisation d'un inventaire contradictoire.
6. possibilité de rachat des stocks et des biens de reprise par la Commune.
7. Rappel du mode de calcul de l'Indemnité de Fin de Concession (IFC), et validation du montant de l'IFC à fin 2018.
8. Fixation de certaines modalités de fin de contrat (contrats d'abonnement, créances et dettes, avances sur consommation), assurant un transfert simplifié du service public en fin de contrat.

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 2019
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 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.

Les tarifs applicables ont été revalorisés au 15 février 2019, conformément à l'arrêté n° 173 CM du 4 février 2019 portant approbation de l'avenant n° 18 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à ladite convention.

La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	19,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	39,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	24,50	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	42,00
BT Eclairage public	P4		33,00	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,75	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25,00	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28,00	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37,00	40,50

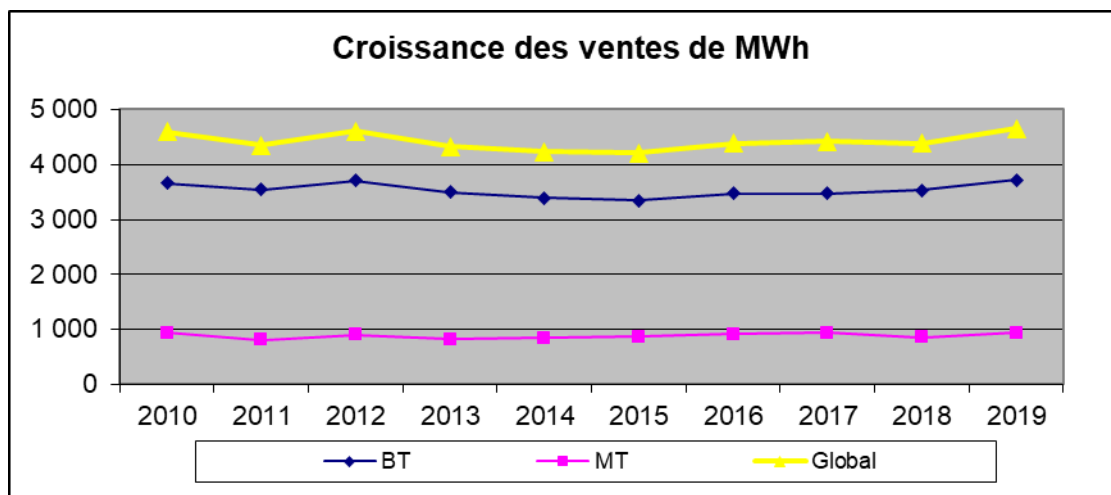
Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres us	360	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245	1355

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 :	371 600 XPF
- Frais de relance :	811 854 XPF
- Total	1 183 454 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de baisse de 0,7% en 2018, les ventes d'électricité connaissent une hausse de 6,2% (soit +271 MWh) en 2019 et atteignent leur niveau le plus élevé sur les dix dernières années pour la concession de Nuku Hiva. Elles s'établissent ainsi à **4,6 GWh**.

Cette augmentation est liée à l'augmentation de 9,2% (soit +78 MWh) des ventes en moyenne tension, qui représentent 20% des volumes, et de la hausse des ventes en basse tension de 5,5% (+193 MWh).

Les ventes en basse tension progressent pour la quatrième 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 4%, soit +77 MWh. Cette progression traduit une augmentation de 5,3% des volumes de ventes au tarif « petits consommateurs » (+71 MWh), en lien avec la hausse du nombre de contrats (+21), et une croissance des ventes au tarif « classique » de 1,1%, soit +6,5 MWh.

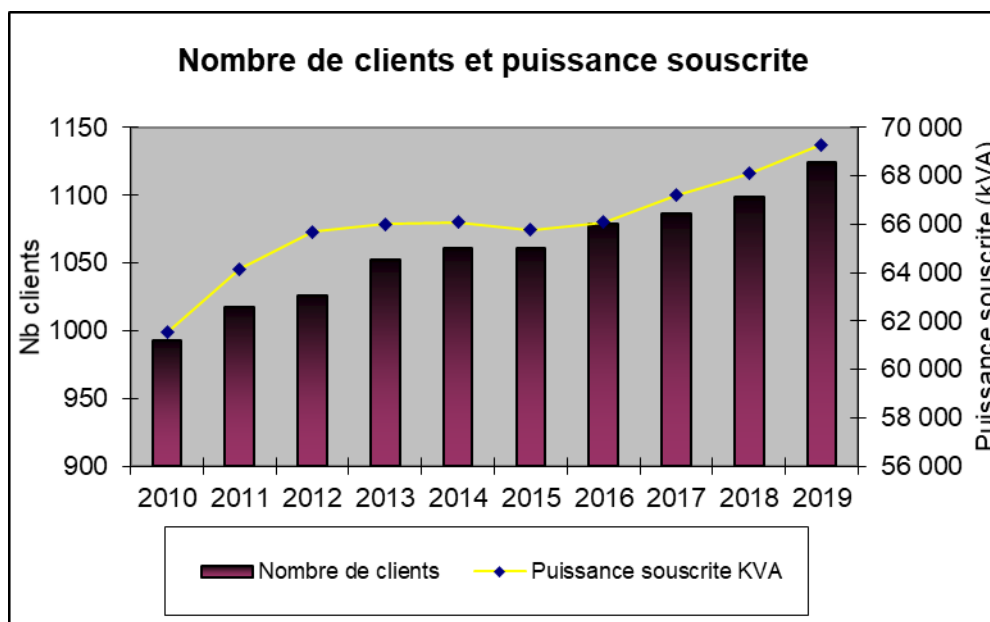
Les tarifs domestiques représentent 54% des volumes basse tension en 2019, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 38% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 71 MWh vendus sur 2019, diminuent pour la seconde année consécutive, de 5,6% en 2019, soit -4,2 MWh (après avoir connu une diminution de 12,5% en 2018, soit -11 MWh).

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 44% des ventes basse tension (43% en 2018), poursuivent leur tendance haussière et enregistrent une croissance significative de 7,9%, soit +119

MWh (+5,4% en 2018). Elles atteignent ainsi leur plus haut niveau sur les 8 dernières années. Cette progression est liée à l'augmentation du nombre de contrats souscrits à ce tarif (+5) et à la consommation soutenue des magasins de l'île ainsi qu'aux augmentations de volumes globalement constatées pour les contrats souscrits au nom de la Commune (station de pompage, cantines des écoles, ...).

Après une année de réduction, les ventes en moyenne tension rebondissent de 9,2%, soit +79 MWh, pour s'établir à 936 MWh, et retrouvent ainsi le niveau de 2017. Cette hausse s'explique essentiellement par la croissance de la consommation électrique de l'hôpital de Taiohae, après une année de réduction en 2018.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 119 +2,3% (+ 25 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>5</u> -
	1 124 +2,3% (+ 25 contrats)

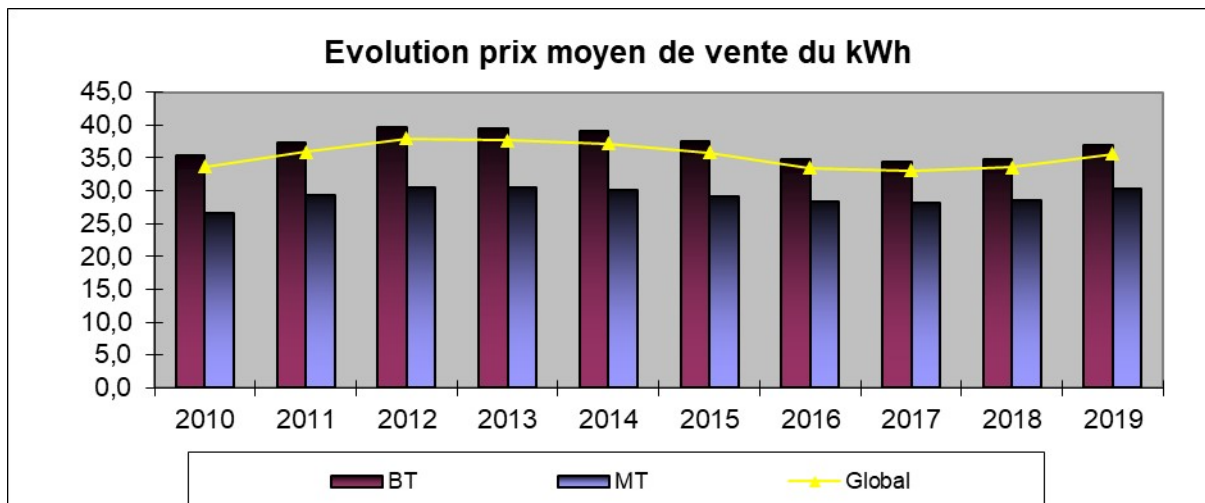
La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 21 contrats supplémentaires par rapport à fin 2018, et les professionnels (+5 contrats).

Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » est pour sa part en léger recul et enregistre 1 contrat de moins par rapport à fin 2018.

La répartition du nombre de clients par tarifs s'établit de la manière suivante à fin 2019 :

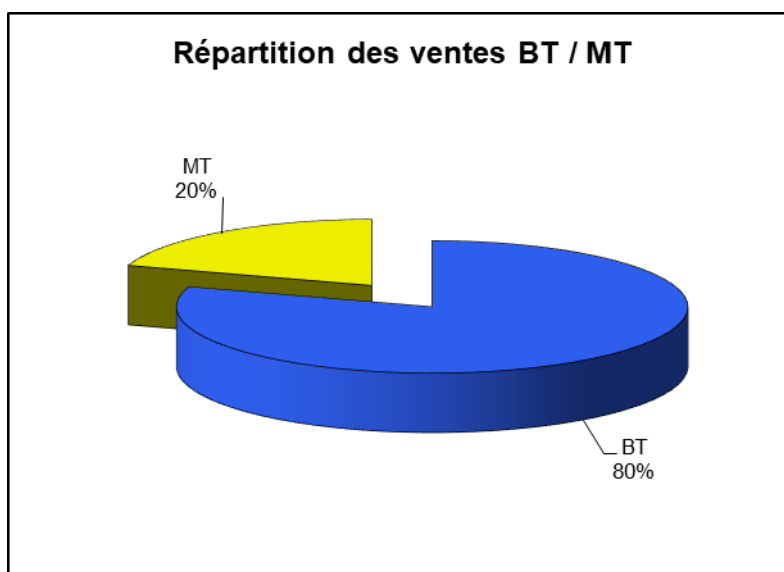
- Tarif « Petits Consommateurs » 65%
- Tarif Usages professionnels basse tension 17%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 15%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée poursuit sa progression à la hausse (+1,7%) et s'élève à 69 284 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 / 2018
Tarifs basse tension	36,9 Fcp	+6,0%
Tarifs moyenne tension	<u>30,4 Fcp</u>	<u>+6,7%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	35,6 Fcp	+6,2%

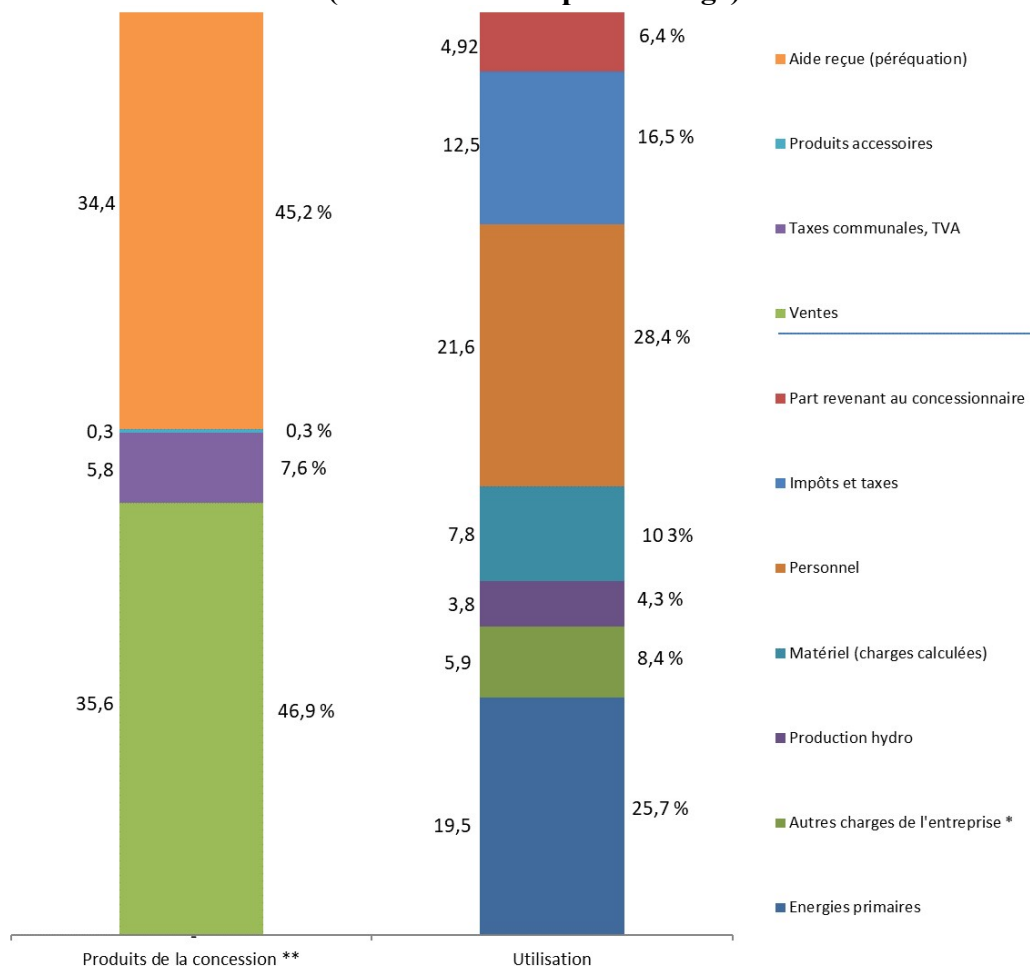
Le prix moyen de vente du kWh augmente de 6,2% en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



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.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva

2019 (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 41,4 F/KWh (54,5%) 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.

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2019, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Nuku Hiva, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/19, était de 37,3 Millions Fcp, ce qui représente 20% du chiffre d'affaires 2019, soit un délai de créances clients de 73 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Nuku Hiva, en moyenne 164 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 15% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Nuku Hiva, en moyenne 4 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 2019, 14 596 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Nuku Hiva, soit moins de 0,01% du chiffre d'affaires réalisées sur 2019.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	52 - NUKU HIVA			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2019 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	18	70 908	3 439 445	48,51
07 - USAGE PROFESSIONNEL	45	249 498	14 371 700	57,60
Total général	63	320 406	17 811 145	55,59

* 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 17,8% en 2019 et s'établit à 17,8 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 63 compteurs.

Les dépenses en éclairage public se stabilisent (+0,7%), avec 3,4 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrés. Les dépenses au tarif professionnel augmentent pour leur part de 22,7% et s'élèvent à 14,4 Millions Fcp TTC, essentiellement en raison d'une station de pompage et de la consommation d'une école.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

Pour 2019, EDT affiche un taux global de satisfaction de 72% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 1).

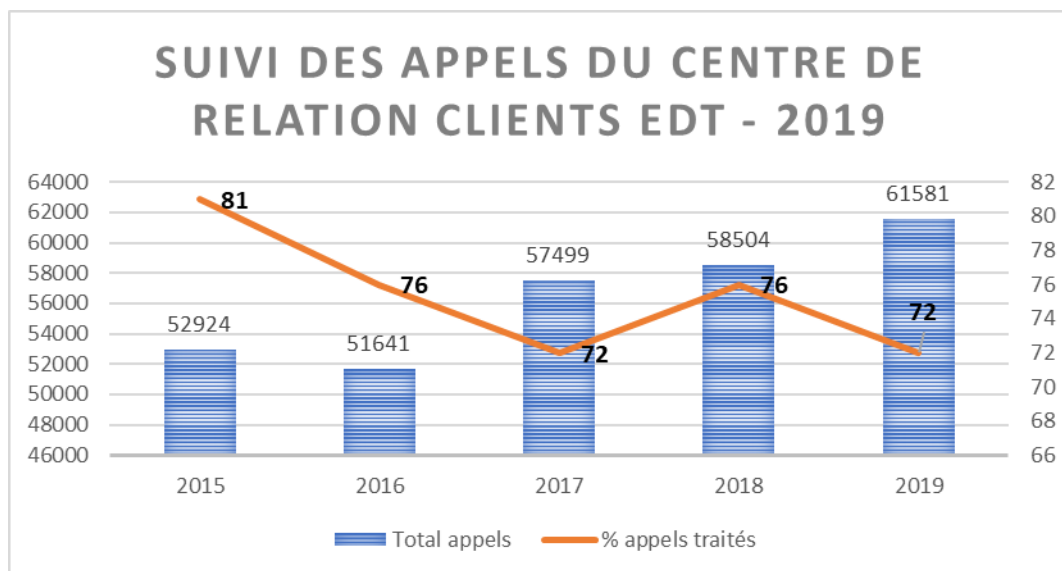


Figure 1

Évolution de la plateforme de gestion clientèle

La gestion de la clientèle repose sur une stratégie multicanale offrant aux clients de nombreuses options pour gérer contrats, factures et autres demandes :

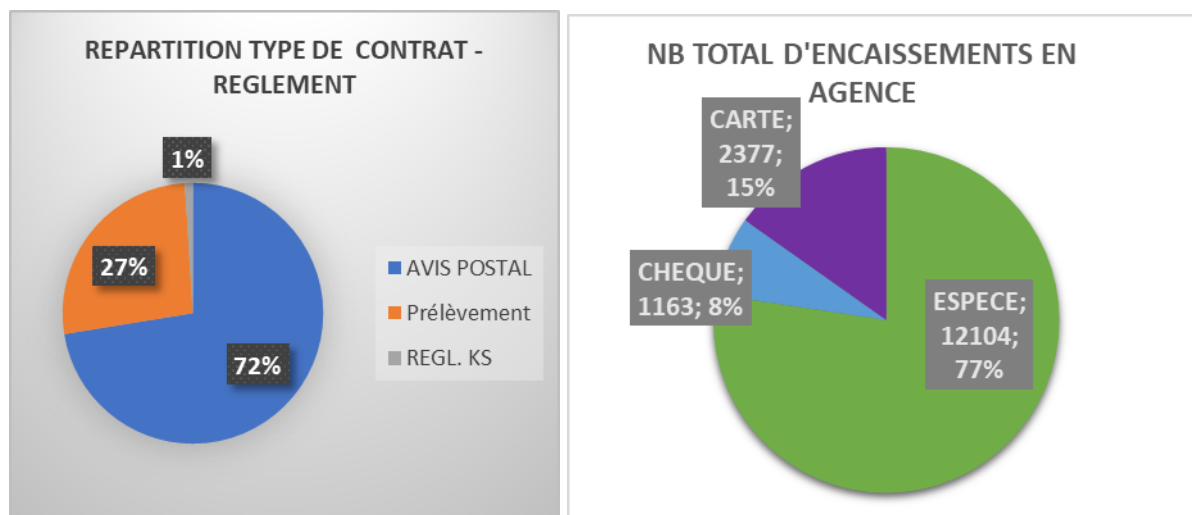
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privées.

Depuis 2018, EDT a amorcé un projet interne d'évolution de la plateforme avec pour objectif de simplifier l'expérience client multicanale.

Le déploiement de la plateforme a débuté en 2019 avec comme première étape la réplique des comptes clients dans l'outil sans impact sur les opérations et la qualité de service.

A compter de 2020, les prochaines étapes permettront d'améliorer la gestion, la qualité de l'information, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

Modes de Règlements (Marquises)



Gestion des sinistres – Marquises

Sinistre	
Nombre Dossiers	26
Nombre dossiers Black-Out	6
Délai moyen de traitement date sinistre et date d'analyse (jours)	17
Délai moyen de traitement date analyse et date validation DC (jours)	3

Figure 2

L'information clients par SMS – Marquises

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients avec 92% de clients satisfaits de ce service.

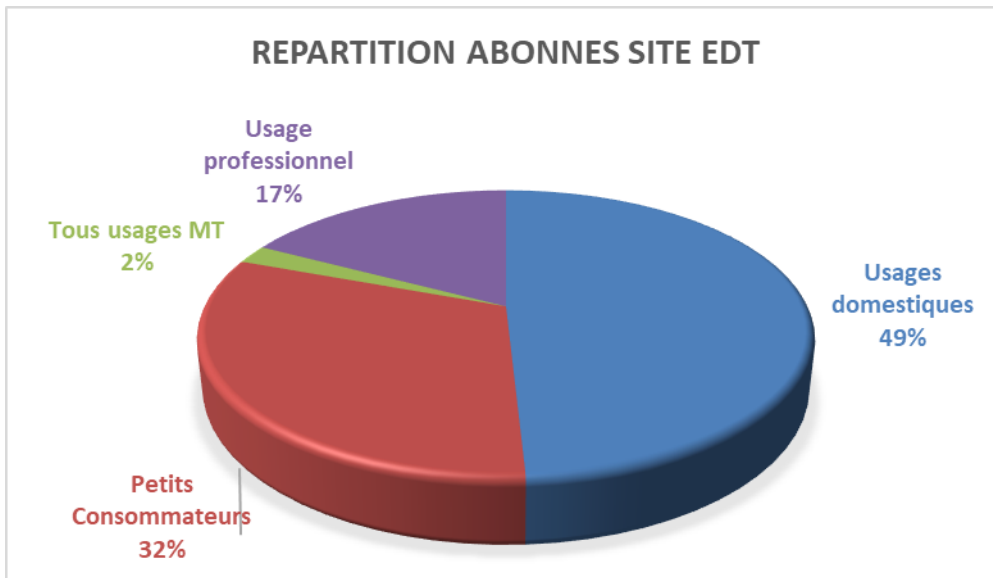
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

Service SMS	Total général
Annulation Coupure Travaux	28
Auto-Relève	119
Avis de coupure pour Travaux	28
Avis passage releveur	11
Confirmation Coupure Travaux	28
Montant Facture mensuelle	136
Relance	119
Total général	469

Un nouveau site client edt.pf

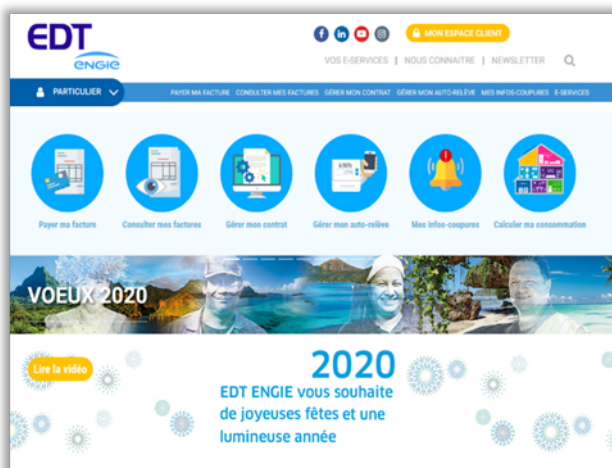
Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients* connectés
Nuku Hiva	133	12%

*clients en tarifs à usage domestique et professionnel



Une moyenne de 24% des clients domestiques sont connectés avec une forte concentration sur Tahiti, on note toutefois un réel intérêt des clients des îles pour cette agence digitale qui leur permet de gérer à distance leur contrat d'électricité.

On observe tout au long de 2019 une augmentation du nombre d'utilisateurs, +26% par rapport à l'année précédente. Le service le plus utilisé est le paiement en ligne dont l'utilisation a progressé de 38% d'une année sur l'autre.



Juillet 2019 Lancement du nouveau site client edt.pf regroupant les 2 anciens sites agence.edt.pf et edt.pf. Bâti sur une priorité de mobile first, ce nouveau site a gardé les fonctionnalités les plus utilisées : Paiement facture, auto-relève, calculateur de consommation avec des améliorations notables :

Paiement facture

- Règlement de plusieurs factures en même temps sur plusieurs clients
- Dépôt d'un montant créditeur

Auto-relève

- Modification de son auto-relève

- Historique de ses relèves

Nouvelles fonctionnalités : l'information pour coupures pour travaux géolocalisée, l'information pour le passage des relevés géolocalisée, gestion de plusieurs comptes avec un seul accès, la production en temps réel, une rubrique actualités riche d'informations.

Campagne digitale pédagogique



Les thématiques autour des métiers de l'électricité sont importantes pour la bonne compréhension des enjeux du secteur.

L'année 2019 a été l'occasion d'utiliser la vidéo dans la stratégie de communication sur un point de contact indispensable en Polynésie : les réseaux sociaux.

Deux thématiques ont été abordées :

- Les tarifs de l'électricité abordés sous un angle pédagogique : composition, évolution, comparatif avec la France
- La transition énergétique : Enjeux et réalités en Polynésie française

2.10 - 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.

Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandé par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation.

Par exemple, pour le calculateur de consommation, l'utilisateur n'a plus qu'à saisir le nombre d'appareils et sa durée d'utilisation. Cet outil lui permet de mesurer la consommation de son équipement afin d'en modifier son usage en vue de faire des économies d'énergie.



Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



ligne sur une moyenne mensuelle de 16 000.

Une grande campagne a été lancée sur les canaux digitaux et sur les ondes radio en vue de promouvoir les économies d'énergie en se basant sur des conseils simples et rapides à mettre en œuvre dans les gestes de la vie quotidienne.

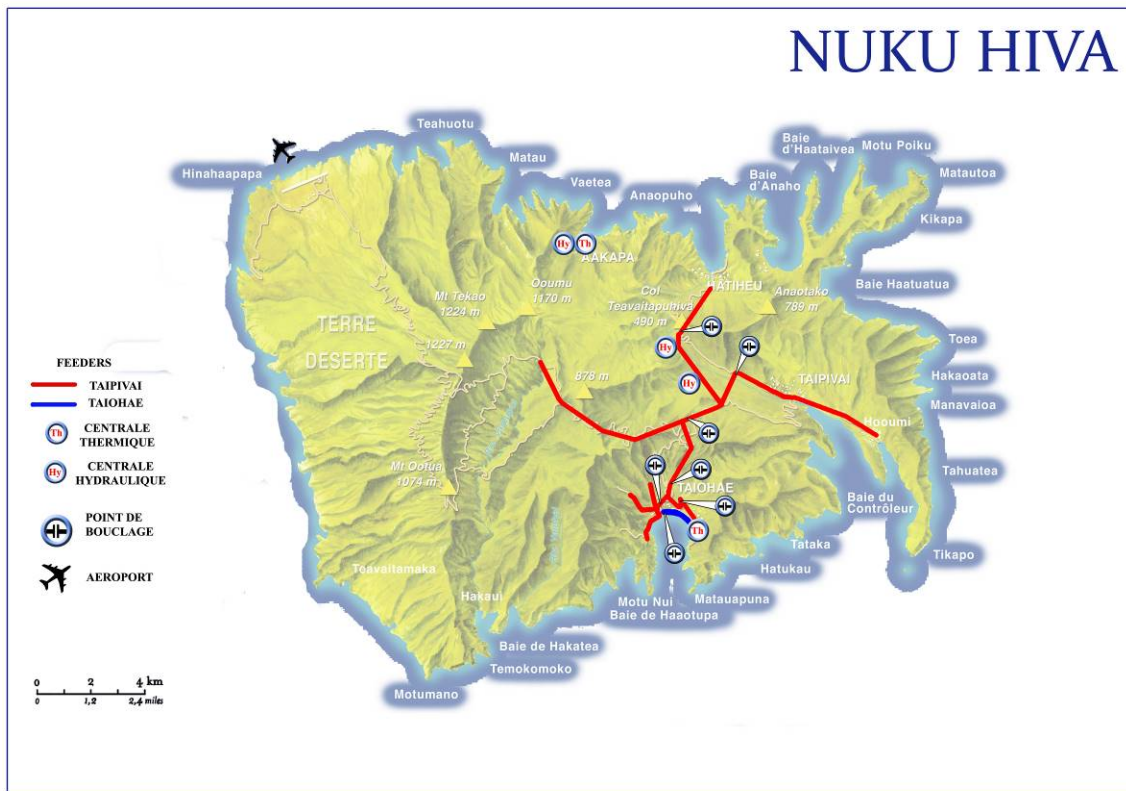
Dans cet objectif de maîtrise de la consommation, le service d'auto-relève a été mis en avant afin de responsabiliser les clients sur leur consommation en leur donnant les moyens de la suivre, on a noté une progression de 6% des auto-relèves effectuées en

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 2019 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	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2019	HDM au 1er Janvier 2020	Nbre heure de fonctionnement
G1 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	18/06/2017	7 603	14 130	6 527
G2 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	19/12/2019		124	124
G1 TAIIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/12/2008	34 380	38 802	4 422
G2 TAIIOHAE	FG WILSON	BASE	675	540	432	02/07/2009	42 561	51 077	8 516
G3 TAIIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	29/09/2006	36 969	39 118	2 149
G4 TAIIOHAE	FG WILSON	BASE	635	540	432	02/07/2009	35 420	37 249	1 829
G5 TAIIOHAE	FG WILSON	BASE	635	540	432	08/11/2010	18 238	18 238	0
G6 TAIIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	16/04/2008	34 056	38 073	4 017
Turbine Taipivai 1	HYDROLEC	HYDRO	500	400	400	01/01/1985	79 812	85 008	5 196
Turbine Taipivai 2	BOUVIER	HYDRO	275	220	220	01/01/1997	43 026	50 169	7 143

3.3 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa

Production thermique brute 2019 de la centrale de Aakapa : 76 638 kWh en baisse de 0.56% par rapport à 2018 ;

Production thermique brute 2019 de la centrale de Taiohae : 3 907 072 kWh en baisse de 2.68% par rapport à 2018.

1 143 776 litres de gazole ont été consommés en 2019 pour ces deux centrales contre 1 183 819 litres en 2018, et 3 804 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 3 828 litres en 2018.

La puissance de pointe appelée est de 908 kW (890 kW pour Taiohae et Taipivai + 18 kW pour Aakapa). La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant de la centrale de Taiohae est de 432 kW, celui de Aakapa est de 32 kW.

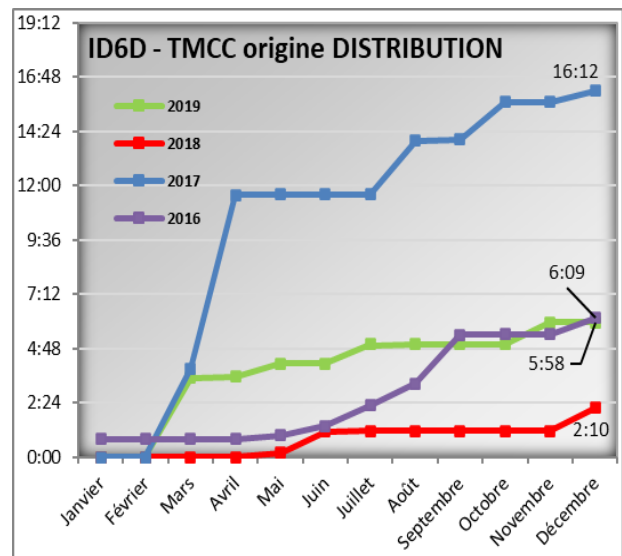
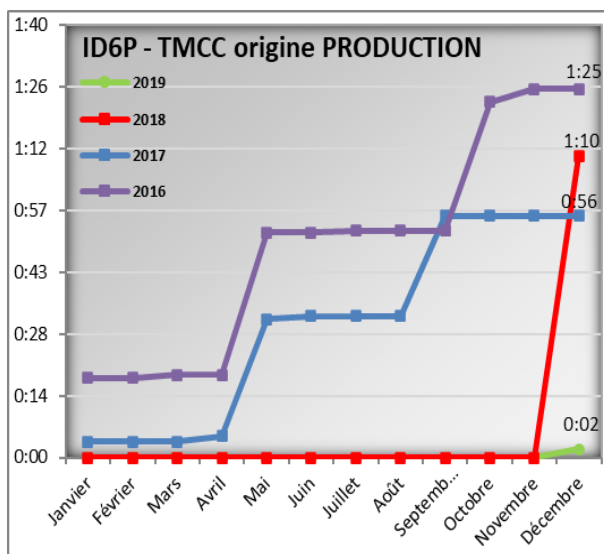
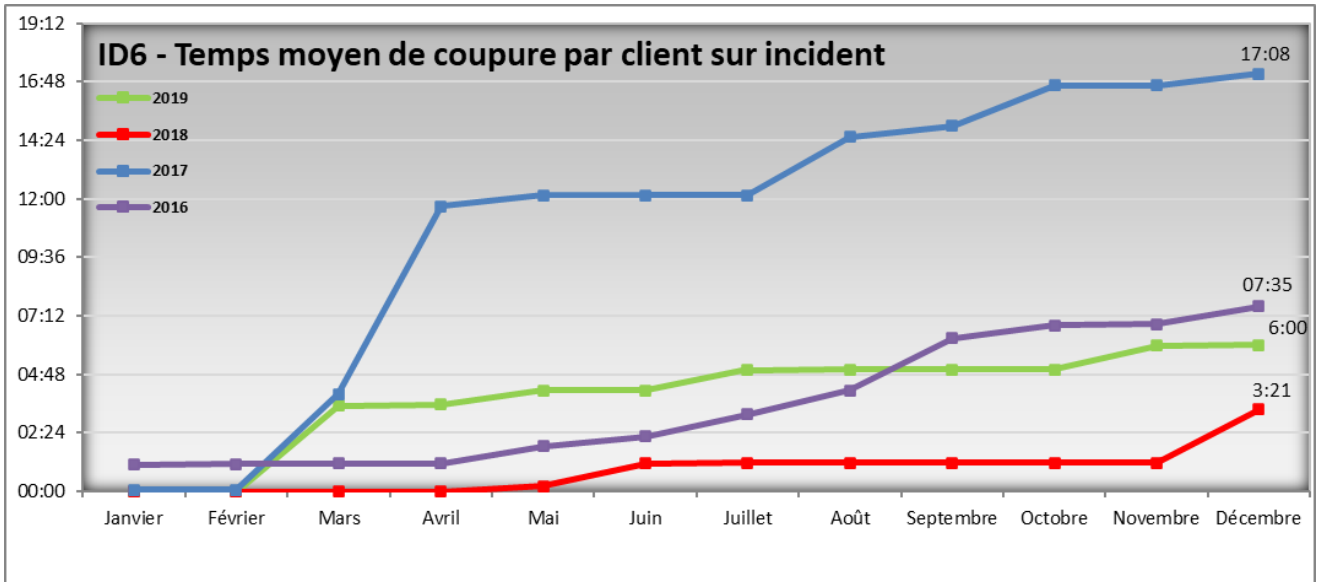
1 408 380 kWh ont été produits en 2019 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 968 340 kWh en 2018. Cela représente une augmentation de 45,4% de production hydroélectrique entre 2018 et 2019. A noter également une production de 34187 kWh au niveau de la turbine hydroélectrique de AAKAPA sur 2019 contre 23057 kWh en 2018 soit une augmentation de 48%.

NUKU HIVA 2019	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable Mensuelle (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Cons. spécifique (ml/kWh)	P. MAX N
Janvier	305 363	299 778	173 011	89 579	293	908
Février	280 206	275 204	136 306	81 356	290	824
Mars	422 145	416 194	61 743	120 576	286	885
Avril	414 829	409 064	45 803	119 881	289	871
Mai	412 224	406 422	52 736	118 257	287	865
Juin	348 784	343 358	86 217	100 337	288	848
Juillet	219 268	214 167	215 238	63 484	290	859
Août	191 814	186 576	248 851	55 136	287	840
Septembre	264 388	258 803	158 421	76 475	289	795
Octobre	324 095	318 762	135 121	94 705	292	874
Novembre	377 057	371 531	81 875	107 503	285	877
Décembre	423 537	418 458	47 245	116 487	275	895
TOTAL	3 983 710	3 918 317	1 442 567	1 143 776	287	908

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 2019 est de 06h00 moins bon qu'en 2018 où nous étions à 03h21mn. Cela est essentiellement dû à des déclenchements survenus sur le réseau de distribution.



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.

L'exercice annuel du POI de la centrale de Taiohae a été réalisé du 11 au 14/06/2019 avec la participation des pompiers de l'île. Des exercices trimestriels sont également réalisés en interne.



Un aménagement est à prévoir en raison des caractéristiques dimensionnelles du camion PETROPOL qui ne peut rentrer en zone de rétention.

Traitement des effluents

2 704 litres d'huile de vidange et un contenant de 609 litres de déchets solides souillés par du gasoil ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2019.

3.6 - Travaux significatifs - Faits marquants

Exploitation

- 2 incidents entraînant la coupure générale de la centrale sur le mois de décembre 2019 dont un à la suite d'un défaut groupe et le second à la suite d'un maxi I phase 1 et 2 sur le réseau haute tension.

Production

- **A Taiohae :**
- Renouvellement du bloc moteur du G1 à 38 484 heures



Bloc moteur du GE1 neuf posé dans le capotage

- Renouvellement du bloc moteur + alternateur du G3 à 39 106 heures et du bloc moteur G6 à 37 824 heures



Photo du bloc moteur du GE3 déposé



Photo du bloc moteur neuf du G6 posé

➤ **A Aakapa :**

- Renouvellement du G2 (P50) à l'identique à 27 547 heures

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 en finalisation du PMT 2018.
- Travaux d'entretien de postes de distribution publique
- Extensions article 14a1 et remboursables
- Elagage à proximité des réseaux avec le prestataire ETCLIPS

3.7 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2019	Puissance raccordée en 2019	< 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	> 100 kWc	Tarif de rachat
9	178	1	3	1	-	-	-	23,64 F/kWh

3.8 - Unités d'œuvre 2019 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	908
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	432
Puissance garantie en kW (PG2)	1 200
Nb de kWh vendus	4 658 364
Quantité en litre de combustible	1 143 776
Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques	3 918 317
Nb de kWh hydro acheté par tarif	1 442 567
Nb de kWh solaire acheté par tarif	30 391
Nb de km de réseaux hors branchements	70,5
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 470
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 124

L'écart entre l'unité d'œuvre « Nb de km de réseaux hors branchements » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'unité d'œuvre 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	-	22 827	-	7 564	-

Répartition des longueurs Réseau à fin 2019

Concession	RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Nom	Aeriel	Souterr	Sous-marin	TOTA	% Aéri	Souter	Aeriel	Souterr	TOTA	% Aéri	Souter	Aeriel	Souterr	TOTA	% Aéri	Souter
Nuku Hiva	33,19	2,72	-	35,90	92,4%	7,6%	36,57	11,39	47,95	76,3%	23,7%	69,75	14,10	83,85	83,2%	16,8%

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 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

Les comptes y sont présentés par 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'efficience 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 Taputapuata 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

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

Nuku-Hiva		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	36 356	-612 509
Production thermique - frais de siège*		528 401	
Production thermique - fonction support*		511 724	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège*		141 869	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support*		23 442	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	2 396 299	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-3 296 351	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		190	
Distribution d'électricité - frais de siège*		355 248	
Distribution d'électricité - fonction support*		229 915	
Fourniture - Etudes & raccordements - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-154 522	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		596	
Fourniture d'électricité - fonction support*		30	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	35 055	
Clientèle - frais de siège*		92 534	
Clientèle - fonction support*		72 884	
Total		973 670	-612 509

* Coûts des frais de siège : les produits inclus dans les coûts des frais de siège sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, de reprise de provision pour risques, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

Coûts des fonctions support : les produits inclus dans les coûts des fonctions support sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, et de produit de cession d'éléments d'actif.

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

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la direction commerciale

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction commerciale en Mars 2019. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. Seule la cellule « Gestion et Suivi Réclamations », en changeant de service de rattachement, a vu ses coûts répartis au prorata du nombre de clients Tahiti, plutôt qu'au nombre de contrats solaires, ce qui est bien plus représentatif de son activité.

Changement de présentation :

Total des produits et des charges de la concession :

Il était difficile de réconcilier le total des lignes de produits et de charges des processus avec les mêmes totaux du pavé "Total concession" du fait que les coûts de production thermique (et production hydraulique dans les marquises) apparaissaient à la fois dans le processus de production mais aussi dans le processus "Fourniture d'électricité".

Pour faciliter la réconciliation, ces postes sont clairement identifiés dans le compte de résultat par une (*) et un commentaire a été ajouté à la fin du compte de résultat.

Bilan de la concession :

Pour tenir compte de l'arrivée à échéance de la concession, et en rappelant qu'actuellement les comptes sociaux de l'entreprise ne peuvent être tenus que conformément au plan comptable des entreprises concessionnaires de 1975, il est présenté la quote-part de ce bilan relative à la concession considéré ; l'objectif de cette présentation est de donner l'information relative aux immobilisations du domaine concédé et aux charges calculées s'y rapportant et notamment les provisions pour amortissement de caducité, provisions pour renouvellement utilisées ou pas.

Changement d'estimation :

Provisionnement créances client

A noter un changement au niveau du provisionnement des créances du secteur public au cours de l'exercice 2019, avec un provisionnement des créances à plus de 18 mois contre 12 mois les années précédentes ».

Contenu du rapport :

Paragraphe 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges :

Le paragraphe a été modifié pour indiquer maintenant l'ensemble des produits (essentiellement de la production stockée et des reprises de provisions) que l'on retrouve dans les rubriques qui ne sont pas explicitement des rubriques de produit (souvent les rubriques "- AUTRES").

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.

Cette méthode a été validée dans la cadre de l'avenant 18b.

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	188 541
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	2 912 055
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	1 481 629
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	263 724

Autres parties liées

Libellé	Description	52
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	902 352
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	432 929

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. États 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 l'attente de la mise en application de la formule du Revenu Autorisé, 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 tels que prévus à l'avenant 17b.

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'avenant 18b

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé
- fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions

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 76 % 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 24 % 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 approprié. 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 1,641% (- 0,359 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,44 % (-0,359 % + 1 % + 0,799 % 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.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

- 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 approprié). 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 »

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	1 356,4	1 146,3			20,8	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles	349,3	349,2	23,4	-1,2	22,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	67,5
Clientèle îles	43,3	43,3	2,0	0,0	2,0	Nombre d'abonnés îles	26 789	1 224
Exploitation réseau Tahiti	384,7	382,4	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	417,8	0
Suivi et développement	97,9	94,2	0,4	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	0
Travaux réseau	129,8	129,8	0,5	0,1	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	0
Relève Intervention Branchement	241,3	232,2		0,0	0,0	Temps pointé par la cellule	160,2	
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	2 221	9
Service Grand compte	37,8	33,9	0,9	0,0	0,9	Contrats grands comptes	5 214	142
Marketing & E-services	46,1	39,8	0,6	0,0	0,6	Nombre d'abonnés	78 561	1 124
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,3	0,0	0,3	Nombre d'abonnés	78 561	1 124
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	1 124
Magasins	51,2	48,9	0,6	0,0	0,6	Sorties de stock valorisées	993 983	12 521
Total support externe					27,7			
Support interne de l'île					26,3			
Total Support					54,0			

(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	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	1 005 508 571	986 424 856
- Production	535 793 096	535 793 096
- Distribution	469 715 475	450 631 760
Immobilisations privées	50 003 616	50 003 616
Immobilisations en-cours	21 280 930	5 407 461
- Production	15 218 485	0
- Distribution	6 062 445	5 407 461
Total immobilisations brutes	1 076 793 117	1 041 835 933
Amortissements et provisions **	-902 123 589	-859 205 127
- Production	-481 336 437	-462 126 464
- Distribution	-373 639 940	-352 814 164
- Privés	-47 147 212	-44 264 499
Immobilisations nettes	174 669 528	182 630 806
Stock	24 177 825	23 553 127
Créances clients	37 352 307	38 833 680
Autres créances	4 611 797	6 347 275
Provisions pour dépréciation	-2 304 142	-1 920 655
Stock et créances nets	63 837 787	66 813 428
Compte courant du concessionnaire	108 571 398	52 911 437
TOTAL ACTIF	347 078 714	302 355 671

* Immobilisations concédées

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	472 140 712	472 140 711
Concessionnaire - Droit incorporel	23 584 984	23 584 984
Total concessionnaire	495 725 696	495 725 695
Total Tiers et concédant	40 067 401	40 067 401
Total au bilan	535 793 097	535 793 096

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	393 858 923	381 114 683
Concessionnaire - Droit incorporel	6 481 100	6 481 100
Total concessionnaire	400 340 023	387 595 783
Tiers et concédant	69 375 453	63 035 977
Total au bilan	469 715 476	450 631 760

** Amortissements et provisions

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	-427 501 934	-411 752 177
Concessionnaire - Droit incorporel	-21 856 546	-19 551 964
Total concessionnaire	-449 358 480	-431 304 141
Tiers et concédant	-31 977 957	-30 822 323
Total au bilan	-481 336 437	-462 126 464

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	-339 016 338	-320 578 331
Concessionnaire - Droit incorporel	-6 481 100	-6 481 100
Total concessionnaire	-345 497 438	-327 059 431
Tiers et concédant	-28 142 502	-25 754 733
Total au bilan	-373 639 940	-352 814 164

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	
	2019	2018
Résultat	27 321 682	6 780 935
Capitaux propres	27 321 682	6 780 935
Droits des tiers et concédant apports gratuit	49 322 395	46 526 322
- Production	8 089 444	9 245 078
- Distribution	41 232 951	37 281 244
Provisions devenues sans objet	179 193	
Droits du concédant exigible en nature	49 501 588	46 526 322
Autres provisions	12 388 163	9 925 298
- PIDR	12 388 163	9 925 298
Provision pour risques et charges	12 388 163	9 925 298
Clients - avances sur consommation	4 421 588	4 149 933
Fournisseurs	40 036 774	32 164 660
Dettes fiscales et sociales	43 691 122	22 678 859
Passif de renouvellement	168 855 029	175 703 894
- Production	106 302 630	107 471 687
- Distribution	62 552 399	68 232 207
Autres dettes	471 862	0
Produits constatés d'avance	390 906	4 425 770
Emprunts et dettes	257 867 281	239 123 116
TOTAL PASSIF	347 078 714	302 355 671

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 2018			Nuku Hiva 2019		
		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	135 212 289		135 212 289	145 020 074		145 020 074
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 316,00		1 316	1 316,00		1 316
	- Forfait FP1	112 426		112 426	112 410		112 410
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-96 563 276	362 149	-96 201 126	-91 035 298	-249 034	-91 284 332
	par UO : Puissance maximale majorée	-73 376		-73 101	-69 176		-69 365
	- Maintenance	-38 838 015		-38 838 015	-39 515 404		-39 515 404
	- AC	-1 894 162		-1 894 162	-2 216 877		-2 216 877
	- ACE	-3 347 036		-3 347 036	-3 436 396		-3 436 396
	- MO	-33 596 817		-33 596 817	-33 862 131		-33 862 131
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-1 433 233		-1 433 233	-2 143 964		-2 143 964
	- AC	-69 106		-69 106	-85 665		-85 665
	- ACE	-787 237		-787 237	-808 184		-808 184
- MO	-42 239		-42 239	-84 990		-84 990	
- AUTRES	-534 651		-534 651	-1 165 125		-1 165 125	
- Amortissement des actifs de concession	-16 437 410		-16 437 410	-10 037 912		-10 037 912	
- Dotation amortissement biens au bilan	-17 606 467		-17 606 467	-11 338 784		-11 338 784	
- Dotation / reprise de lissage	1 169 057		1 169 057	1 300 872		1 300 872	
- Quote part des activités support affectées	-39 854 617	362 149	-39 492 468	-39 338 018	-249 034	-39 587 052	
- Fonctions supports	-29 723 477		-29 723 477	-30 028 067		-30 028 067	
- Frais de siège	-10 131 140	362 149	-9 768 991	-9 309 951	-249 034	-9 558 985	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	7 253 329		7 253 329	8 783 066		8 783 066
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	3 571 904		3 571 904	4 033 948		4 033 948
	- Forfait FP2	2,222		2,222	2,221		2,221
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-4 080 274	11 604	-4 068 670	-4 155 946	-7 451	-4 163 397
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,142		-1,139	-1,030		-1,032
	- Maintenance	-2 294 114		-2 294 114	-2 654 711		-2 654 711
	- AC	-654 913		-654 913	-833 887		-833 887
	- ACE	8 610		8 610	-229 506		-229 506
	- MO	-1 647 811		-1 647 811	-1 591 318		-1 591 318
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-1 786 160	11 604	-1 774 556	-1 501 235	-7 451	-1 508 686
	- Fonctions supports	-1 461 549		-1 461 549	-1 222 693		-1 222 693
- Frais de siège	-324 611	11 604	-313 007	-278 542	-7 451	-285 993	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	82 645 976		82 645 976	86 660 087		86 660 087
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	23,14		23,14	21,48		21,48
	- Consommations	-90 433 262		-90 433 262	-88 399 913		-88 399 913
	- Fioul						
	- Gasoil	-89 225 067		-89 225 067	-87 266 985		-87 266 985
- Huile	-1 208 195		-1 208 195	-1 132 928		-1 132 928	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Couts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
- Couts sur revente energie							
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	5 567 153		5 567 153	15 218 485		15 218 485	
- Couts directs	-4 844 252		-4 844 252	-15 198 389		-15 198 389	
- AC				-10 540 731		-10 540 731	
- ACE	-4 071 771		-4 071 771	-4 101 677		-4 101 677	
- MO	-772 481		-772 481	-555 981		-555 981	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-722 901		-722 901	-295 736		-295 736	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	230 678 746		230 678 746	255 681 713		255 681 713	
MARGE AVANT IS	34 034 782	373 753	34 408 535	56 596 431	-256 485	56 339 946	
- I.S.	-20 264 217	-222 531	-20 486 748	-28 488 864	129 107	-28 359 758	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	13 770 565	151 221	13 921 786	28 107 567	-127 379	27 980 188	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	11 704 980	128 538	11 833 518	23 891 432	-108 272	23 783 160	
En% des produits	5%		5%	-9%		-9%	

		Nuku Hiva 2018			Nuku Hiva 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
Prod ENR EDT	REVENU AUTORISE	10 672 562		10 672 562	17 054 955		17 054 955
	- UO kWh produits sortie de centrale	-968 340		-968 340	-1 442 567		-1 442 567
	- Tarif	-12,06		-12,06	12,06		12,06
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-18 511 280	106 061	-18 405 219	-17 479 060	-68 856	-17 547 916
	par UO : kWh produits sortie de centrale	19,12		19,01	12,12		12,16
	- Maintenance	-3 530 760		-3 530 760	-3 613 863		-3 613 863
	- AC	-930 319		-930 319	-1 357 854		-1 357 854
	- ACE	-149 193		-149 193	-238 851		-238 851
	- MO	-2 451 248		-2 451 248	-2 017 158		-2 017 158
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-3 332 501		-3 332 501	-969 708		-969 708
	- AC						
	- ACE	-1 027 920		-1 027 920	-969 708		-969 708
	- MO						
	- AUTRES	-2 304 581		-2 304 581			
	- Amortissement des actifs de concession	-5 711 848		-5 711 848	-8 016 427		-8 016 427
	- Dotation amortissement biens au bilan	-5 580 030		-5 580 030	-7 884 612		-7 884 612
- Dotation / reprise de lissage	-131 818		-131 818	-131 815		-131 815	
- Quote part des activités support affectées	-5 936 171	106 061	-5 830 110	-4 879 062	-68 856	-4 947 918	
- Fonctions supports	-2 969 108		-2 969 108	-2 304 917		-2 304 917	
- Frais de siège	-2 967 063	106 061	-2 861 002	-2 574 145	-68 856	-2 643 001	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES						
- Coûts directs							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	10 672 562		10 672 562	17 054 955		17 054 955
	MARGE AVANT IS	-7 838 718	106 061	-7 732 657	-424 104	-68 856	-492 961
	- IS	4 667 152	-63 148	4 604 003	213 481	34 660	248 141
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	MARGE NETTE CONCESSION	-3 171 567	42 913	-3 128 654	-210 623	-34 196	-244 820
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 695 832	36 476	-2 659 356	-179 030	-29 067	-208 097
	En % des produits	-25%		-25%	1%		1%

		Nuku Hiva 2018			Nuku Hiva 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	49 943 741		49 943 741	53 914 902		53 914 902
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	68		68	69		69
	- Forfait FD2	801 691		801 691	800 858		800 858
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-54 106 389	254 389	-53 852 000	-47 680 459	-170 231	-47 850 690
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-793 721		-789 989	-694 312		-696 790
	- Maintenance	-17 626 111		-17 626 111	-16 636 220		-16 636 220
	- AC	-1 223 696		-1 223 696	-410 287		-410 287
	- ACE	-7 074 442		-7 074 442	-7 859 798		-7 859 798
	- MO	-9 327 973		-9 327 973	-8 366 135		-8 366 135
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-709 670		-709 670	1 626 795		1 626 795
	- AC	-298 377		-298 377	-40 436		-40 436
	- ACE	-135 385		-135 385	-392 652		-392 652
	- MO	-34 262		-34 262	-32 624		-32 624
- AUTRES	-241 646		-241 646	2 092 507		2 092 507	
- Amortissement des actifs de concession	-19 039 763		-19 039 763	-18 438 007		-18 438 007	
- Dotation amortissement biens au bilan	-18 907 057		-18 907 057	-24 117 815		-24 117 815	
- Dotation / reprise de lissage	-132 706		-132 706	5 679 808		5 679 808	
- Quote part des activités support affectées	-16 730 845	254 389	-16 476 456	-14 233 027	-170 231	-14 403 258	
- Fonctions supports	-9 614 293		-9 614 293	-7 869 078		-7 869 078	
- Frais de siège	-7 116 552	254 389	-6 862 163	-6 363 949	-170 231	-6 534 180	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 378 011		1 378 011	1 390 260		1 390 260
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	5 913 264		5 913 264	7 636 840		7 636 840
	- Coûts directs	-4 409 882		-4 409 882	-5 393 609		-5 393 609
	- AC	-822 756		-822 756	-1 123 690		-1 123 690
	- ACE	-198 027		-198 027	-555 046		-555 046
	- MO	-602 640		-602 640	-902 417		-902 417
	- AUTRES	-2 786 459		-2 786 459	-2 812 456		-2 812 456
	- Quote part des activités support affectées	-715 889	2 143	-713 746	-1 180 832	-2 309	-1 183 141
	- Fonctions supports	-655 934		-655 934	-1 094 513		-1 094 513
	- Frais de siège	-59 955	2 143	-57 812	-86 319	-2 309	-88 628
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	8 361 342		8 361 342	12 064 330		12 064 330
	- Coûts directs	-8 011 896		-8 011 896	-11 931 877		-11 931 877
	- AC	-6 101 223		-6 101 223	-5 994 222		-5 994 222
	- ACE	-1 527 671		-1 527 671	-4 304 112		-4 304 112
- MO	-126 681		-126 681	-940 489		-940 489	
- AUTRES	-256 321		-256 321	-693 054		-693 054	
- Quote part des activités support affectées	-655 139		-655 139	-751 422		-751 422	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	65 596 358		65 596 358	75 006 332		75 006 332	
MARGE AVANT IS	-2 302 838	256 532	-2 046 305	8 068 133	-172 540	7 895 593	
- I.S.	1 371 103	-152 739	1 218 364	-4 061 244	86 851	-3 974 393	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	-931 734	103 794	-827 941	4 006 888	-85 689	3 921 200	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-791 974	88 225	-703 749	3 405 855	-72 835	3 333 020	
En % des produits	-1%		-1%	-5%		-4%	

		Nuku Hiva 2018			Nuku Hiva 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	238 591 585		238 591 585	259 969 146		259 969 146
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	225 111 593		225 111 593	240 463 228		240 463 228
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	11 864 454		11 864 454	18 435 519		18 435 519
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 615 538		1 615 538	1 070 400		1 070 400
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-238 856 116		-238 856 116	-260 018 353		-260 018 353
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-225 111 593		-225 111 593	-240 463 228		-240 463 228
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)	-10 672 562		-10 672 562	-17 054 955		-17 054 955
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-1 304 200		-1 304 200	-1 408 280		-1 408 280
	- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-1 767 761		-1 767 761	-1 091 890		-1 091 890
	GESTION ADMINISTRATIVE	-161 306	519	-160 787	-246 876	-348 941	-595 817
- Produits de la Redevance solaire	126 433		126 433				
- Coûts de Fonctionnement	-129 600		-129 600	-129 600	-348 655	-478 255	
- AC							
- ACE	-129 600		-129 600	-129 600		-129 600	
- MO							
- AUTRES					-348 655	-348 655	
- Quote part des activités support affectées	-158 139	519	-157 620	-117 276	-286	-117 562	
- Fonctions supports	-143 630		-143 630	-106 570		-106 570	
- Frais de siège	-14 509	519	-13 990	-10 706	-286	-10 992	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	280 287		280 287	334 197		334 197
	- Coûts directs	-50 986		-50 986	-154 522		-154 522
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-205 508		-205 508			
	- AUTRES	154 522		154 522	-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				
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	11 677 388		11 677 388	12 651 559		12 651 559
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 087		1 087	1 099		1 099
	- Forfait FC	11 755,00		11 755	11 743,00		11 743
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	1 103 855		1 103 855	1 183 454		1 183 454
	- Frais de relance	754 722		754 722	811 854		811 854
	- Frais de perception de taxe	349 133		349 133	371 600		371 600
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-20 761 529	56 015	-20 705 514	-21 916 177	-44 289	-21 960 466
	par UO : Nombre d'abonnés	-19 100		-19 048	-19 942		-19 982
	- Affranchissements	-1 531 636		-1 531 636	-1 325 327		-1 325 327
	- Fonctionnement	-8 361 864		-8 361 864	-8 854 211		-8 854 211
	- AC	-152 642		-152 642	-138 027		-138 027
	- ACE	-1 428 079		-1 428 079	-1 011 663		-1 011 663
- MO	-6 404 173		-6 404 173	-7 047 726		-7 047 726	
- AUTRES	-376 970		-376 970	-656 795		-656 795	
- Quote part des activités support affectées	-10 868 029	56 015	-10 812 014	-11 736 639	-44 289	-11 780 928	
- Fonctions supports	-9 301 000		-9 301 000	-10 080 935		-10 080 935	
- Frais de siège	-1 567 029	56 015	-1 511 014	-1 655 704	-44 289	-1 699 993	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	263 204		263 204	454 966		454 966
	- Frais de coupure	263 204		263 204	454 966		454 966
	- Coûts directs	-115 415		-115 415	-378 760		-378 760
	- AC				-145 949		-145 949
	- ACE						
	- MO	-115 415		-115 415	-232 811		-232 811
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-137 380	356	-137 024	-228 340	-641	-228 981	
- Fonctions supports	-127 413		-127 413	-204 384		-204 384	
- Frais de siège	-9 967	356	-9 611	-23 956	-641	-24 597	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	252 042 752		252 042 752	274 593 322		274 593 322	
MARGE AVANT IS	-8 552 614	57 651	-8 494 964	-8 349 706	-393 871	-8 743 577	
- I.S.	5 092 203	-34 325	5 057 878	4 202 979	198 262	4 401 242	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	-3 460 411	23 326	-3 437 085	-4 146 726	-195 609	-4 342 335	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 941 349	19 827	-2 921 522	-3 524 717	-166 267	-3 690 985	
En % des produits	-1%		-1%	1%		1%	

		Nuku Hiva 2018			Nuku Hiva 2019		
		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							
RESULTAT FINANCIER							
REVENU AUTORISE		-719 299		-719 299	-747 167		-747 167
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		443 651		443 651	339 118		339 118
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		343 425		343 425	423 049		423 049
MARGE AVANT IS		67 777		67 777	15 000		15 000
TOTAL CONCESSION							
TOTAL DES PRODUITS (*)		323 044 066		323 044 066	364 070 973		364 070 973
TOTAL DES CHARGES (*)		-307 078 574	793 997	-306 284 577	-308 165 218	-891 752	-309 056 971
MARGE AVANT IS		15 965 492	793 997	16 759 489	55 905 754	-891 752	55 014 002
- I.S.		-9 505 811	-472 744	-9 978 554	-28 141 200	448 880	-27 692 319
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION		6 459 681	321 253	6 780 935	27 764 555	-442 872	27 321 682
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		5 490 729	273 065	5 763 794	23 599 872	-376 441	23 223 430
En % des produits		1,7%		1,8%	-6,5%		-6,4%

(*) : voir les postes de "Fourniture" à ne pas prendre en compte

(**) de ces postes doivent être retirés les R.A. hydro des marquises et solaire Makatea (et les revente d'hydro à TSE si on ne regarde que les charges "Processus" sans les reventes d'énergie)

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- 0.5 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

- 0.4 MF lié aux redevances solaires 2018 et antérieures réclamées par les clients suite à une décision de justice.

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2018 et 2019 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 41 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 + 26 MF

Les explications relatives aux autres produits augmentent de : + 15 MF

- **Production thermique : + 10 MF**
 - + 10 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 5 MF**
 - + 4 MF sur les travaux immobilisés
 - + 1 MF sur les travaux vendus

Commentaires sur la variation des charges : + 7 MF

• **Production thermique : + 2 MF**

- + 10 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 6 MF au titre du renouvellement du bloc moteur et de l'alternateur du G3 à Taiohae réalisé en 2019
 - + 5 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G1 à Taiohae en 2019
 - + 4 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du G6 à Taiohae en 2019
 - - 5 MF au titre du remplacement du SEPAM réalisé en 2018
- - 6 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 6 MF au titre des charges calculées
- - 2 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)

• **Production hydraulique : - 1 MF**

- - 2 MF au titre de la conduite et fonctionnement des centrales
- - 1 MF au titre des fonctions support et frais de siège
- + 2 MF au titre des charges calculées

• **Distribution : - 1 MF**

- - 6 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 2 MF au titre des fonctions support et frais de siège
 - - 2 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - - 1 MF au titre de la maintenance
 - - 1 MF au titre des charges calculées
- + 4 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 3 MF au titre de renouvellement de poteaux en 2019
 - + 1 MF au titre d'extensions article 14A1
- + 1 MF au titre des travaux vendus

• **Fourniture : + 7 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)

- + 6 MF au titre de l'achat des énergies renouvelables
- + 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

• **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 40 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 32 MF sur le revenu autorisé
- Une baisse de 6 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- Une baisse de 5 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 5 MF sur les autres produits
- Une baisse de 2 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production

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).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{332.329.111} & = & \mathbf{224.031.670} & + & \mathbf{108.297.441} \end{array}$$

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 2018 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		112 426	112 410	0,0%	147 952 616	147 931 560	0,0%
Nb de kWh produits	3 571 904	4 033 948	12,9%	2,222	2,221	0,0%	7 936 771	8 959 399	12,9%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	68,168	68,673	0,7%	801 691	800 858	-0,1%	54 649 672	54 997 321	0,6%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	1 087	1 099	1,1%	11 755	11 743	-0,1%	12 777 685	12 905 557	1,0%
RE - "Forfaits"							223 316 744	224 793 837	0,7%
Résultat financier							-787 075	-762 167	-3,2%
Partage des gains de rendement							609 596		
RE (Revenu de l'exploitation)							223 139 264	224 031 670	0,4%

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.*

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 183 819	75,37	89 225 067	1 143 776	76,30	87 266 985
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 828	315,62	1 208 195	3 804	297,83	1 132 928
Energie achetée Hydro	E			1 304 198			1 408 280
Energie achetée Solaire	E	47 852	36,94	1 767 761	30 391	35,93	1 091 890
Prod ENR EDT		968 340	12,06	11 678 180	1 442 567	12,06	17 397 358
Transport	T						
CE Total				105 183 401	108 297 441		

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2019	87,432	Arrêté 2880 CM du 28 décembre 2018
Acpt du 02/2019	69,321	Arrêté 103 CM du 23 janvier 2019
Acpt du 03/2019	70,557	Arrêté 213 CM du 13 février 2019
Acpt du 04/2019	75,585	Arrêté 442 CM du 27 mars 2019
Acpt du 05/2019	77,563	Arrêté 609 CM du 25 avril 2019
Acpt du 06/2019	77,563	Arrêté 758 CM du 24 mai 2019
Acpt du 07/2019	78,750	Arrêté 974 CM du 19 juin 2019
Acpt du 08/2019	78,181	Arrêté 1362 CM du 25 juillet 2019
Acpt du 09/2019	75,893	Arrêté 1835 CM du 28 août 2019
Acpt du 10/2019	74,287	Arrêté 2048 CM du 20 septembre 2019
Acpt du 11/2019	76,376	Arrêté 2343 CM du 24 octobre 2019
Acpt du 12/2019	75,008	Arrêté 2653 CM du 27 novembre 2019

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

- En l'absence du dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, la formule de Revenu Autorisé prévue à l'avenant 17 du 28 décembre 2015 ne sera applicable qu'au 1^{er} janvier 2020, sur la base des nouveaux forfaits arrêtés dans l'avenant 18b.
- En l'attente, 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				
		2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	165 748 985	147 093 520	146 048 133	146 493 375	150 447 191
Péréquation	B	160 039 455	152 956 997	152 046 932	158 602 735	152 808 409
CA péréqué	C=A+B	325 788 440	300 050 517	298 095 065	305 096 110	303 255 600
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	13 620 614	-8 793 091	n/a
Revenu autorisé		332 329 111	328 322 665	311 715 679	296 303 019	303 255 600
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-13 620 614	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	8 793 091	n/a	n/a
Produits comptabilisés		325 788 440	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 2019	Réalisé 2018
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	4 658 364	4 387 110
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	84,8%	85,4%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	22 827	38 909
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	7 564	8 943
Total Production Photovoltaïque	30 391	47 852
Production hydro	1 442 567	968 340
Production Total EnR	1 508 165	1 048 796
Production brute thermique à produire	3 983 710	4 091 608
Production Nette thermique à produire	3 918 317	4 033 948
Total production (EDT et Autres)	5 491 875	5 140 404
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,287	0,289
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	35 950	35 400
Achat matière première	1 142 476	1 184 369
Stock final	34 650	35 950
Consommation matière première	1 143 776	1 183 819
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,287	0,289
<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	76,30 F	75,37 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	297,83 F	315,62 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	3 135 990	2 356 613
Achat matière première	86 723 092	90 004 444
Stock final	2 592 097	3 135 990
Consommation matière première	87 266 985	89 225 067
Huile	1 132 928	1 208 195
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	88 399 913	90 433 261
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 500 170	3 071 959
(CE) TOTAL achat de matières premières	90 900 083	93 505 220

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

	2018	Acquisition	Cession	2019
Production	535 793 096	0	0	535 793 096
Distribution	450 631 760	19 302 470 (1)	-218 755 (2)	469 715 475
Total	986 424 856	19 302 470	-218 755	1 005 508 571

(1) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
805280	RENV RSX HT/BT PMT 2019 NUKU HIVA	11 259 774	11 259 774		
CP2019	RESEAUX CP NUKU HIVA 2019 CP 2019	774 141	774 141		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2019	710 324			710 324
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	12 744 239	12 033 915	-	710 324
530825	RSX SOUT TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	4 596 423		4 596 423	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	1 961 808			1 961 808
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	6 558 231	-	4 596 423	1 961 808
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	19 302 470	12 033 915	4 596 423	2 672 132

(2) Cessions de Distribution : 0,2 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 21,3 MF contre 5,4 MF fin 2018 soit une augmentation de 15,9 M.

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	-	6 365 512	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	6 077 582	-	4 798 619	1 278 963
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	01/11/2016	5	4 196 390	-	2 657 469	-	1 538 921
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA	01/05/2017	5	440 764	-	261 176	-	179 588
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	12 626 901	5 408 630	2 997 472
RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE	01/01/2014	-	2 850 896	-	-	-	2 850 896
AN CONST CONCEDANT NUKU	01/01/1992	35	-	15 787 900	-	12 465 501	3 322 399
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	01/01/1994	35	78 289 881	-	54 742 673	-	23 547 208
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	-	954 599	-	653 741
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	01/07/2014	15	389 766	-	147 842	-	241 924
MOTEUR FG WILSON P400 NUK	17/07/2015	7	6 709 500	-	4 270 722	-	2 438 778
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	-	10 215 436	-	-
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	10	10 368 668	-	9 899 884	-	468 784
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	-	1 864 203	-	1 064 547
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	-	2 953 971	-	-
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	-	2 953 971	-	-
ALTERNAT FG WILSON P635 NUK	08/11/2010	10	2 998 281	-	2 862 724	-	135 557
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	-	388 025	-	221 581
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	-	8 510 727	-	-

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	29/09/2006	11	5 042 390	-	5 042 390	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	02/07/2009	10	8 510 727	-	8 510 727	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	08/11/2010	10	7 773 166	-	7 421 728	-	351 438
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	16/04/2008	13	7 022 261	-	7 022 261	-	-
AN FILIERE CONCED NUKU	01/01/1992	25	-	1 016 686	-	1 016 686	-
A.N FILIERE TAI0HAE	01/01/1994	27	1 830 034	-	1 780 958	-	49 076
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	140 240	-	83 236	-	57 004
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	20	1 998 909	-	1 080 262	-	918 647
COMB F&P GRPE P635 TAI0HA	08/11/2010	18	544 832	-	274 334	-	270 498
AIRE DEPOTAGE TAI0HAE NUK	01/01/2011	18	3 802 506	-	1 901 240	-	1 901 266
FILEAU GRPE P635 TAI0HAE	08/11/2010	18	847 819	-	426 892	-	420 927
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	21	4 268 852	-	2 453 054	-	1 815 798
CELLULE HTA CENT TAI0HAE	16/04/2008	21	1 249 123	-	707 668	-	541 455
F.ENER GRPE P635 TAI0HAE	08/11/2010	18	1 234 579	-	621 631	-	612 948
COFFRETS COMPTAGES TAI0HA	01/08/2013	15	1 876 239	-	780 909	-	1 095 330
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	14	171 416	-	60 556	-	110 860
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	01/08/2015	13	4 574 325	-	1 505 794	-	3 068 531
RENV SEPAMS CENT TAI0HAE	01/08/2018	10	9 356 426	-	1 272 331	-	8 084 095
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	320 570	-	190 270	-	130 300
ETUDES DDAE CENTR. TAI0HAE	01/10/2009	19	1 686 794	-	898 164	-	788 630
ENVT F&P GRPE P635 TAI0HA	08/11/2010	18	111 083	-	55 934	-	55 149
SECURITE INCENDIE NUKU HI	30/06/2005	24	12 638 561	-	7 799 753	-	4 838 808
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	49 020	-	29 096	-	19 924
ARROSAGE MOUSSE CUVE	01/08/2008	20	1 800 551	-	1 006 836	-	793 715
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	01/05/2011	18	10 415 628	-	5 109 542	-	5 306 086
INST EVENTS TAI0HAE NUKU	01/04/2012	17	221 483	-	102 478	-	119 005
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	29/09/2006	22	870 423	-	516 622	-	353 801
TOTAL CENTRALE TAI0HAE			263 456 195	16 804 586	200 129 889	13 482 187	66 648 705
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	-	14 448 989	-	442 423
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	-	13 087 140	3 488 082
HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1985	40	19 527 781	-	17 096 049	-	2 431 732
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	01/01/1985	32	363 927	-	363 927	-	-
PROTECTION CENTRALE TAIP1	01/07/2015	5	3 527 990	-	3 032 198	-	495 792

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	01/08/2015	5	2 902 590	-	2 487 052	-	415 538
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	8	429 107	-	390 279	-	38 828
F&P GARDE CORPS BASSIN	01/01/2014	7	412 174	-	368 659	-	43 515
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI	01/01/2011	25	123 471 100	-	44 449 395	-	79 021 705
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1			172 644 871	16 575 222	85 932 312	13 087 140	90 200 641
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	01/01/1997	35	7 534 687	-	4 951 369	-	2 583 318
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	01/01/2013	19	835 772	-	307 910	-	527 862
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	01/01/2014	18	444 737	-	148 239	-	296 498
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	01/01/1997	40	3 972 591	-	1 986 297	-	1 986 294
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	01/01/1997	25	150 770	-	135 896	-	14 874
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	01/06/2014	18	3 176 027	-	1 008 491	-	2 167 536
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	01/08/2014	17	1 936 959	-	602 395	-	1 334 564
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	01/06/2016	16	3 253 068	-	747 995	-	2 505 073
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	01/01/2013	19	389 625	-	143 544	-	246 081
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2			21 694 236	-	10 032 137	-	11 662 099
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA			472 140 712	40 067 401	308 721 239	31 977 957	171 508 917
TRANSFO N2012 TAIHAE NUKU	01/07/2014	25	-	1 143 042	-	251 471	891 571
TRANSFO NUKU HIVA 99	01/01/1999	25	164 978	-	138 580	-	26 398
TRANSFO NUKU HIVA 2000	01/01/2000	25	4 372 098	-	3 497 680	-	874 418
TRANSFO NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	1 032 448	-	702 066	-	330 382
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	01/11/2004	25	1 484 046	-	900 324	-	583 722
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	01/07/2006	25	97 816	-	52 822	-	44 994
TRANSF N1011 TAIHAE NUKU	01/01/2011	25	829 710	-	298 694	-	531 016
POSTE PROTECT° CENT NUKU	01/11/2004	25	7 614 826	-	4 619 661	-	2 995 165
POSTE N1011 TAIHAE NUKU	01/01/2011	25	1 981 961	-	713 502	-	1 268 459
AUT COMPOS N1011 TAIHAE	01/01/2011	25	4 656 825	-	1 676 450	-	2 980 375
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUKU	01/10/2017	15	11 499 228	-	1 724 735	-	9 774 493
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	01/01/2003	25	100 452	-	68 307	-	32 145
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	30/05/2005	25	469 466	-	273 909	-	195 557
RESEAUX NUKU HIVA 2005	01/06/2005	25	-	91 656	-	53 463	38 193
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	01/06/2005	25	692 060	-	403 701	-	288 359
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	12/07/2005	25	2 204 103	-	1 275 684	-	928 419
EXT BTA QTIER KIMITETE	13/12/2005	25	516 898	-	290 498	-	226 400
EP VILL HOOUMI NUKU HIVA	01/01/2006	25	684 233	-	383 168	-	301 065
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	31 458	-	16 985	14 473

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	409 948	-	221 373	188 575
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	739 384	-	399 266	340 118
RESEAUX NUKU HIVA 2006	01/07/2006	25	-	2 983 591	-	1 611 141	1 372 450
RESEAU 15% EXT NUKU 06	01/07/2006	25	441 198	-	238 248	-	202 950
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	01/07/2006	25	5 200 250	-	2 808 135	-	2 392 115
EXT RES BTA VILL AAKAPA	01/01/2007	25	1 204 444	-	626 314	-	578 130
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	01/01/2007	25	202 230	-	105 157	-	97 073
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25	8 987 186	-	4 493 592	-	4 493 594
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25	-	307 437	-	153 718	153 719
RESEAUX NUKUHIVA 2007	01/07/2007	25	-	467 440	-	233 721	233 719
RESEAUX NUKU HIVA 2007	01/07/2007	25	-	1 776 749	-	888 375	888 374
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	195 161	-	97 580	-	97 581
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	1 063 828	-	510 636	553 192
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	30/04/2008	25	547 670	-	245 666	-	302 004
EXT BTA QT AHSHA NUKU HIV	28/05/2008	25	209 171	-	96 987	-	112 184
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	01/07/2008	25	14 847 351	-	6 829 781	-	8 017 570
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	991 776	-	456 217	535 559
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	13/08/2008	25	53 370	-	24 303	-	29 067
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	01/07/2009	25	2 872 197	-	1 206 324	-	1 665 873
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	495 420	-	199 821	295 599
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	1 096 599	-	442 295	654 304
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	01/01/2010	25	591 072	-	236 430	-	354 642
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	30/06/2010	25	821 785	-	312 368	-	509 417
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	01/07/2010	25	11 969 459	-	4 548 392	-	7 421 067
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	01/07/2010	25	-	177 111	-	67 301	109 810
MIS CONFORM. BTA TAIOHAE	01/01/2011	25	2 443 166	-	879 535	-	1 563 631
MEC BT QT SALMON TAIOHAE	11/04/2011	25	958 470	-	334 401	-	624 069
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	01/07/2011	25	82 502 178	-	28 050 756	-	54 451 422
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	01/07/2011	25	-	2 878 575	-	978 715	1 899 860
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	19/07/2011	25	1 943 709	-	656 976	-	1 286 733
MISE CONFORM BTA TAIOHAE	01/01/2012	25	1 218 695	-	389 977	-	828 718
RESEAU STAT° CONCASSAGE	01/01/2012	25	6 662 637	-	2 132 021	-	4 530 616
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	01/07/2012	25	40 224 432	-	12 067 296	-	28 157 136
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	01/07/2012	25	-	594 196	-	178 260	415 936
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	28/08/2012	25	190 168	-	55 846	-	134 322

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	01/01/2013	25	1 694 595	-	474 475	-	1 220 120
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	01/01/2013	25	77 226	-	21 622	-	55 604
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	21 687 077	-	5 638 634	-	16 048 443
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	01/07/2013	25	369 802	-	96 149	-	273 653
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	25	-	685 075	-	178 119	506 956
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	25	-	829 621	-	215 702	613 919
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	01/07/2014	25	-	4 071 237	-	895 672	3 175 565
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	470 265	-	103 459	-	366 806
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	01/07/2014	25	760 495	-	167 309	-	593 186
ART14A/N°051/14/BM/NT	01/11/2014	25	775 982	-	160 365	-	615 617
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIO	05/02/2015	25	1 015 901	-	199 331	-	816 570
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	12/05/2015	25	161 031	-	29 862	-	131 169
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	25	4 686 952	-	843 661	-	3 843 291
RESEAUX 2015 CONCED NUK	01/07/2015	25	-	1 266 259	-	227 925	1 038 334
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	18/02/2016	25	9 943 643	-	1 538 941	-	8 404 702
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	06/04/2016	25	235 565	-	35 203	-	200 362
RESEAUX 2016 CONCED NUKU	01/07/2016	25	-	129 252	-	18 095	111 157
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	01/07/2016	25	150 086	-	21 012	-	129 074
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	01/01/2017	25	1 046 873	-	125 608	-	921 265
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	27/01/2017	25	946 057	-	110 783	-	835 274
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	01/07/2017	25	516 152	-	51 615	-	464 537
RSX AERIEN TIERS NUK 2017	01/07/2017	25	-	340 585	-	34 058	306 527
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	01/03/2018	25	9 641 154	-	707 057	-	8 934 097
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	01/07/2018	25	282 978	-	16 980	-	265 998
RENV RSX HT/BT PMT 2019	30/06/2019	25	11 259 774	-	226 491	-	11 033 283
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019	01/07/2019	25	774 141	-	15 486	-	758 655
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	31/12/2008	35	538 698	-	170 585	-	368 113
MEC RESEAU SOUT TAIOHAE	01/01/2011	35	30 363 130	-	7 807 622	-	22 555 508
MEC BT QT SALMON TAIOHAE	11/04/2011	35	2 591 420	-	645 796	-	1 945 624
MIS CONFORM BTS TAIOHAE	01/01/2012	35	2 263 290	-	517 321	-	1 745 969
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	01/07/2013	35	-	1 927 791	-	358 020	1 569 771
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	01/07/2013	35	-	374 113	-	69 478	304 635
EXT 14A/112/13/NK/BT	04/04/2014	35	661 561	-	108 525	-	553 036
RESEAUX SOUT TIERS NUKU H	01/07/2014	35	-	3 755 826	-	590 200	3 165 626
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	01/07/2015	35	96 013	-	12 346	-	83 667

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RSX SOUT TIERS NUK 2015	01/07/2015	35	-	1 131 147	-	145 433	985 714
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/10/2016	35	17 839 063	-	1 656 383	-	16 182 680
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	01/01/2017	35	6 526 193	-	559 317	-	5 966 876
RSX SOUT TIERS NUKU 2018	01/07/2018	35	-	1 885 156	-	80 793	1 804 363
RSX SOUT TIERS NUK 2019	01/07/2019	35	-	4 596 423	-	65 663	4 530 760
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	01/01/1992	20	-	4 578 022	-	4 578 022	-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	01/01/1996	20	520 299	-	520 299	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	01/01/1997	24	660 000	-	654 789	-	5 211
COMPTAGE NUKU HIVA 98	01/01/1998	23	1 019 999	-	1 003 894	-	16 105
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	01/01/2000	21	580 664	-	562 327	-	18 337
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	01/01/2001	20	-	2 559 426	-	2 431 454	127 972
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20	414 546	-	373 091	-	41 455
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	01/01/2002	20	-	1 081 466	-	973 319	108 147
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	01/01/2003	20	-	1 780 403	-	1 513 341	267 062
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	01/07/2004	20	487 564	-	377 861	-	109 703
BRANCHEMENT NUKU 2004	01/07/2004	20	-	1 198 366	-	928 733	269 633
COMPATGE NUKU HIVA 2005	01/06/2005	20	-	1 777 995	-	1 296 456	481 539
POSE COMPTEURS NUKU 2005	01/07/2005	20	60 580	-	43 920	-	16 660
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	01/07/2005	20	243 609	-	176 616	-	66 993
BRCHT AERIEN PUHETINI A	01/06/2006	20	48 150	-	32 702	-	15 448
BRCHT NUKU HIVA 2006	01/07/2006	20	-	547 080	-	369 279	177 801
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2006	20	799 714	-	539 808	-	259 906
BRCHT NUKUHIVA 2007	01/07/2007	20	-	2 356 017	-	1 472 512	883 505
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	01/07/2007	20	905 741	-	566 088	-	339 653
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	01/07/2008	20	916 516	-	526 999	-	389 517
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 741 957	-	1 001 627	740 330
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	01/07/2009	20	1 821 555	-	956 319	-	865 236
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	894 437	-	450 947	443 490
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	01/07/2010	20	1 339 213	-	636 128	-	703 085
COMPTAGE TIERS NUK 2010	01/07/2010	20	-	1 238 863	-	588 459	650 404
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	01/07/2011	20	1 670 856	-	710 117	-	960 739
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	01/07/2011	20	-	1 820 439	-	773 687	1 046 752
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	01/07/2012	20	1 126 676	-	422 500	-	704 176
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	01/07/2012	20	-	1 432 291	-	537 110	895 181
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	01/07/2012	20	-	73 245	-	27 466	45 779

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2013	20	1 535 713	-	499 105	-	1 036 608
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	01/07/2013	20	-	1 117 214	-	363 096	754 118
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	01/07/2013	20	-	53 909	-	17 520	36 389
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2014	20	192 562	-	52 954	-	139 608
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	01/07/2014	20	-	1 720 953	-	473 264	1 247 689
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2015	20	4 602 087	-	1 035 482	-	3 566 605
COMPTAGE TIERS NUK 2015	01/07/2015	20	-	1 357 135	-	305 356	1 051 779
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2016	20	2 207 176	-	386 248	-	1 820 928
COMPTAGE TIERS NUKU 2016	01/07/2016	20	-	734 965	-	128 618	606 347
COMPTAGE TIERS NUKU 2017	01/07/2017	20	-	1 762 366	-	220 295	1 542 071
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	01/07/2017	20	2 118 291	-	264 782	-	1 853 509
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2018	20	1 566 827	-	117 514	-	1 449 313
COMPTAGE TIERS NUKU 2018	01/07/2018	20	-	1 346 401	-	100 980	1 245 421
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	01/07/2019	20	710 324	-	17 762	-	692 562
COMPTAGE TIERS NUK 2019	01/07/2019	20	-	1 961 808	-	49 045	1 912 763
EQUIP CELLULES NUKU 1995	01/01/1995	25	18 247 995	-	18 247 995	-	-
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA			393 858 921	69 375 453	134 243 103	28 142 502	300 848 769
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA			865 999 633	109 442 854	442 964 342	60 120 459	472 357 686

Production :

VB Concessionnaire :	472 140 712
VB Tiers :	40 067 401
Droit incorporel * :	23 584 984
Total VB (fin 2019)	535 793 097

Distribution :

VB Concessionnaire :	393 858 921
VB Tiers :	69 375 453
Droit incorporel * :	6 481 100
Total VB (fin 2019)	469 715 474

* : 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	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
805280	RENV RSX HT/BT PMT 2019 NUKU HIVA	11 259 774	11 259 774		
CP2019	RESEAUX CP NUKU HIVA 2019 CP 2019	774 141	774 141		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2019	710 324			710 324
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	12 744 239	12 033 915	-	710 324
530825	RSX SOUT TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	4 596 423		4 596 423	
BRT12/18	COMPTAGE TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	1 961 808			1 961 808
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	6 558 231	-	4 596 423	1 961 808
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	19 302 470	12 033 915	4 596 423	2 672 132

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé*	écart
FILIERES		-	
BÂTIMENT		-	
GROUPE		-	
TOTAL	101 073 242	-	(101 073 242)

* dont TVA à reverser

Distribution :

	prévu	réalisé*	écart
POSTES ET TRANSFOS		-	
RESEAU AERIEN		11 259 774	
RESEAU SOUTERRAIN		-	
COMPTEURS		365 253	
TOTAL	41 000 000	11 625 027	(29 374 973)

* dont TVA à reverser

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 ;
- 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.

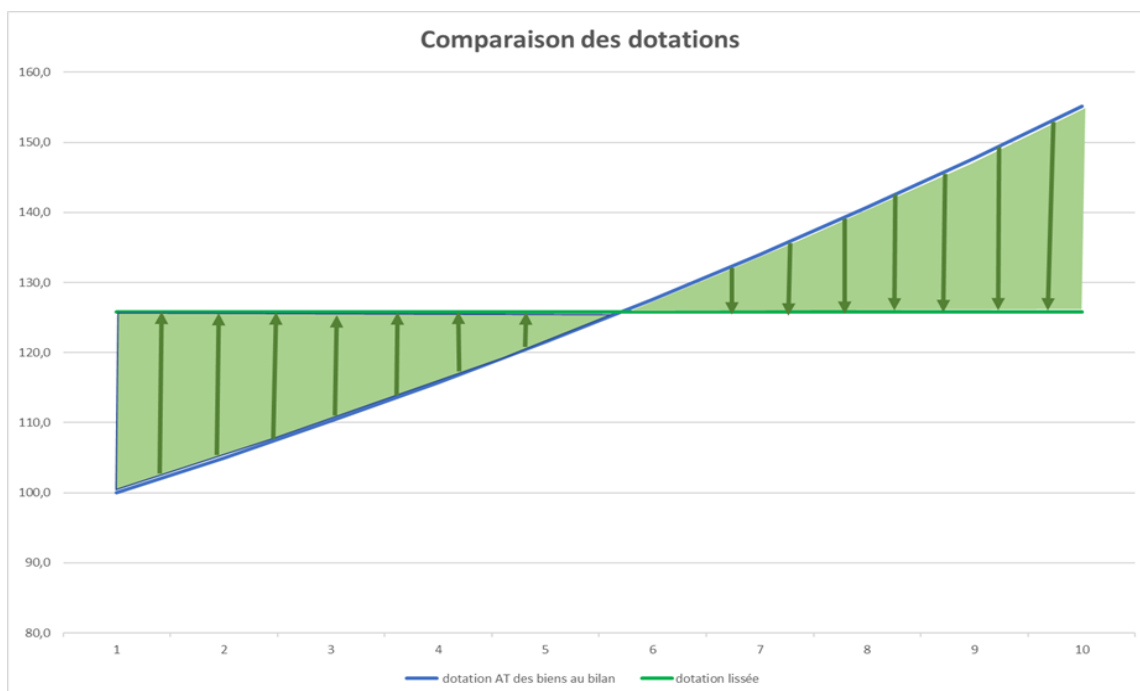
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 2019 (hors droit incorporel)	512 208 112	510 030 191	2 177 921	
- financements tiers et concédant	(40 067 401)	(40 067 401)	-	
- IFC cumulée	(26 550 907)	(26 550 907)	-	
base amortissable	445 589 804	443 411 883	2 177 921	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	431 304 141	430 578 167	725 974	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(19 551 964)	(19 551 964)	-	
Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée	411 752 177	411 026 203	725 974	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	33 837 627	32 385 680	1 451 947	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	2	2	2	
dotation brute	16 918 814	16 192 840	725 974	
Lissage par le passif de renouvellement	(1 169 057)	(1 169 057)		
Dotation lissée	15 749 757	15 023 783	725 974	
réintégration droit entrée	2 304 582	2 304 582	-	
dotations exercice (1)	18 054 339	17 328 365	725 974	(E)
dotation cumulée lissée	429 806 516	428 354 568	1 451 947	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	19 551 964	19 551 964		
dotations cumulées à fin 2019 (2)	449 358 480	447 906 532	1 451 947	
	-			

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	(106 302 630)	1 169 057	(16 192 840)	(15 023 783)	(725 974)	(15 749 757)
2020	0	106 302 630	(121 326 413)	(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 financement concessionnaire)

Dotation brute	16 918 814	
Réintégration droit d'entrée	2 304 582	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	19 223 396	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	(1 169 057)	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	18 054 339	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(2 304 582)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entr	15 749 757	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	15 749 757	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	449 358 480
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	31 977 957
Total amortissement au bilan	481 336 437

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	116 959 842
- réalisé 2017 :	(404 000)
- réalisé 2018 :	(11 422 269)
- réalisé 2019 ⁽¹⁾ :	-
Reste à faire à fin 2019 :	105 133 573

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	463 234 375	443 008 835	20 225 540	
- financements tiers et concédant	(69 375 453)	(57 482 714)	(11 892 739)	
- IFC cumulée	(25 044 961)	(25 044 961)	-	
base amortissable	368 813 961	360 481 160	8 332 801	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	327 059 431	323 946 114	3 113 317	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(6 481 100)	(6 481 100)	-	
	-	-	-	
	-	-	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	320 578 331	317 465 014	3 113 317	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	48 235 630	43 016 146	5 219 484	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	2	2	2	
dotation brute	24 117 815	21 508 073	2 609 742	
Lissage par le passif de renouvellement	(5 679 808)	(5 679 808)		
Dotation lissée	18 438 007	15 828 265	2 609 742	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice (1)	18 438 007	15 828 265	2 609 742	(E)
dotation cumulée lissée	339 016 338	333 293 279	5 723 059	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	6 481 100	6 481 100		
dotations cumulées à fin 2019 (2)	345 497 438	339 774 379	5 723 059	
	-	-	-	

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	(62 552 399)	5 679 808	(21 508 073)	(15 828 265)	(2 609 742)	(18 438 007)
2020	-	62 552 399	(78 380 664)	(15 828 265)	(2 609 742)	(18 438 007)
		62 883 626	(127 315 897)	(64 432 271)	(8 332 801)	(72 765 072)
	moyenne	15 720 907	(31 828 974)	(16 108 068)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation brute	24 117 815	
Réintégration droit d'entrée	-	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	24 117 815	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	(5 679 808)	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	18 438 007	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	-	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit d'entrée)	18 438 007	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	18 438 007	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	345 497 438
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	28 142 502
Total amortissement au bilan	373 639 940

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	102 341 099
- réalisé 2017 :	-16 510 609
- réalisé 2018 :	-17 332 875
- réalisé 2019 :	-11 625 027
+ réajusté 2019 :	0
Reste à faire à fin 2019 :	56 872 588

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
CP2019	RESEAUX CP NUKU HIVA 2019 CP 2019	774 141	100%	774 141
CP2019	BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2019	710 324	49%	345 070
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	1 484 465		1 119 211
530825	RSX SOUT TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	4 596 423	100%	4 596 423
BRT12/18	COMPTAGE TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	1 961 808	100%	1 961 808
	TOTAL FINANCEMENT TIERS NUKU HIVA	6 558 231		6 558 231
	TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA	8 042 696		7 677 442

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 2019 s'élève à 51,6 MXPf.

Composants	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		3 215 370	0%	-	-
RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE CENTRALE	01/01/2014	-	01/01/2014	2 709 977	140 919	2 850 896	0%	-	-
F&P CLOTURE STOCKAGE GO SECURITE CENTRALE TAIOHAE	01/07/2014	15	01/01/2029	370 500	19 266	389 766	100%	389 766	194 883
MOTEUR FG WILSON P400 NUK U TAIOHAE	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 TAIOHAE	08/11/2010	10	08/10/2020	10 368 668	-	10 368 668	100%	10 368 668	1 036 867
ALTERNAT FG WILS P400 NUK U TAIOHAE	17/07/2015	7	17/07/2022	2 750 000	178 750	2 928 750	100%	2 928 750	1 757 250
ALTERNAT FG WILS P635 NUK U TAIOHAE	08/11/2010	10	08/10/2020	2 998 281	-	2 998 281	100%	2 998 281	299 828
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU TAIOHAE	17/07/2015	7	17/07/2022	572 400	37 206	609 606	100%	609 606	365 764
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU TAIOHAE	08/11/2010	10	08/10/2020	7 773 166	-	7 773 166	100%	7 773 166	777 317
COMB F&P GRPE P635 TAIOHA E NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	544 832	-	544 832	100%	544 832	54 483
AIRE DEPOTAGE TAIOHAE NUK U HIVA	01/01/2011	18	01/01/2029	3 753 708	48 798	3 802 506	100%	3 802 506	760 501
FIL.EAU GRPE P635 TAIOHAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	847 819	-	847 819	100%	847 819	84 782
F.ENER GRPE P635 TAIOHAE NUKU HIVA	08/11/2010	18	08/01/2029	1 234 579	-	1 234 579	100%	1 234 579	123 458
COFFRETS COMPTAGES TAIOHA 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 TAIOHAE 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 TAIOHAE	01/08/2015	13	01/01/2029	4 295 141	279 184	4 574 325	100%	4 574 325	2 744 595
ENVV F&P GRPE P635 TAIOHA 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 TAIOHAE	01/05/2011	18	01/01/2029	10 281 962	133 666	10 415 628	100%	10 415 628	2 083 126
INST EVENTS TAIOHAE NUKU LOCAL SYST DETEC°&EXTINC°	01/04/2012	17	01/01/2029	215 870	5 613	221 483	100%	221 483	66 445
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU (EX TERRE TEUAKUEENU)	03/05/2013	-	03/05/2013	3 823 025	149 098	3 972 123	100%	3 972 123	1 529 210
PROTECTION CENTRALE TAIP1 TAIPIVAI 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 TAIPIVAI NUKUHIVA	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 TAIPIVAI 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 TAIPIVAI 1 NUKU HIVA	01/01/2014	7	01/10/2020	391 800	20 374	412 174	100%	412 174	206 087
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI	01/01/2011	25	01/01/2036	121 886 575	1 584 525	123 471 100	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 TAIPIVAI 2 & TAIPIVAI 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 TAIPIVAI 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 TAIOH AE G196 JGDF5100N01212A	01/05/2016	3	01/01/2019	10 771 280		10 771 280	0%	-	-
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2 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 TAIOHAE NUKU HIVA	01/08/2018	10	01/01/2029	8 475 024	881 402	9 356 426	0%	-	-
PRODUCTION NUKU HIVA				225 885 780	5 274 265	231 160 045		76 857 818	26 550 907

Composants	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 NUK U 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%	273 804	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%	654 047	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%	1 536 752	307 350
EXT BTA QTIER PIRIOTUA 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%	182 504	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%	1 943 709	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%	73 122	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%	157 153	47 146
RESEAUX 2012 CONCED NUKU NUKU HIVA FINANCEMENT	01/07/2012	25	01/07/2037	-	-	-		-	-
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU HIVA / TAIHAE	28/08/2012	25	28/08/2037	185 349	4 819	190 168	100%	190 168	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%	1 694 595	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%	77 226	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%	369 802	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%	760 495	380 248
ART14A/N°051/14/BM/NT TAIHAE	01/11/2014	25	01/11/2039	737 625	38 357	775 982	100%	775 982	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%	1 015 901	609 541
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI RSX AERIEN BT	12/05/2015	25	12/05/2040	151 203	9 828	161 031	100%	161 031	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%	191 864	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%	10 019 833	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%	384 759	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%	661 561	330 780
RESEAUX SOUT TIERS NUKU HIVA FINANCEMENT 2014	01/07/2014	35	01/07/2049	-	-	-		-	-

Composants	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
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015 CP 2015	01/07/2015	35	01/07/2050	90 153	5 860	96 013	100%	96 013	57 608
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%	1 165 583	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%	169 746	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%	90 841	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%	147 771	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%	1 487 615	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%	9 943 643	6 960 550
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI VA QT BIHANNIC TAIOHAE	06/04/2016	25	06/04/2041	218 520	17 045	235 565	100%	235 565	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 TAIOHAE NUKU	01/10/2016	35	01/10/2051	16 548 296	1 290 767	17 839 063	35%	6 243 672	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%	838 727	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%	1 046 873	837 499
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV A	27/01/2017	25	27/01/2042	867 147	78 910	946 057	100%	946 057	756 846
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017 CP 2017	01/07/2017	25	01/07/2042	473 100	43 052	516 152	13%	65 089	52 071
RSX AERIEN TIERS NUK 2017 FINANCEMENTS NUKU HIVA	01/07/2017	25	01/07/2042	-	-	-	-	-	-
MISE SOUT RESEAUX HT/BT COLLEGE TAIOHAE NUKU HIVA	01/01/2017	35	01/01/2052	5 981 845	544 348	6 526 193	35%	2 284 168	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%	297 533	238 027
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU HIVA TOOVI	01/03/2018	25	01/03/2043	8 732 929	908 225	9 641 154	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018 CP 2018	01/07/2018	25	01/07/2043	256 321	26 657	282 978	100%	282 978	254 681
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	1 419 227	147 600	1 566 827	28%	434 795	391 315
COMPTAGE TIERS NUKU 2018 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2018	20	01/07/2038	-	-	-	100%	-	-
RENV RSX HT/BT PMT 2019 NUKU HIVA	30/06/2019	25	30/06/2044	10 080 371	1 179 403	11 259 774	0%	-	-
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019 CP 2019	01/07/2019	25	01/07/2044	693 054	81 087	774 141	100%	774 141	774 141
RSX SOUT TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2019	35	01/07/2054	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA CP 2019	01/07/2019	20	01/07/2039	635 921	74 403	710 324	49%	345 070	345 070
COMPTAGE TIERS NUK 2019 FINANCEMENT NUKU HIVA	01/07/2019	20	01/07/2039	-	-	-	100%	-	-
DISTRIBUTION NUKU HIVA				301 179 483	11 220 157	312 399 640		50 017 951	25 044 961
>>>> TOTAL PAR CONCESSION NUKU HIVA				527 065 263	16 494 422	543 559 685		126 875 769	51 595 868

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2018	105 133 573
réalisé	-
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
reste à faire au 31/12/2019*	105 133 573

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2019	- reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL NUKU HIVA PRODUCTION	107 471 687	4 744 078	- 5 913 135	106 302 630	105 133 573

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	117 501 350
ajustement du besoin 2017 :	(3 488 753)
ajustement du besoin 2018 :	2 947 245
ajustement du besoin 2019 :	-
- doté à l'ouverture :	107 471 687
reste à doter	9 488 155
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	4 744 078

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/2018	68 497 615
Réalisé	(11 625 027)
Réajusté	
Reste à faire au 31/12/2019*	56 872 588

* Plan de renouvellement en cours de révision

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL NUKU HIVA DISTRIBUTION	68 232 207	17 054 446	- 22 734 254	62 552 399	56 872 588

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	102 341 102
ajustement du besoin 2017 :	(3)
ajustement du besoin 2018 :	-
- doté à l'ouverture :	68 232 207
reste à doter	34 108 892
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	17 054 446

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE 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