



**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 CONTINUE 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

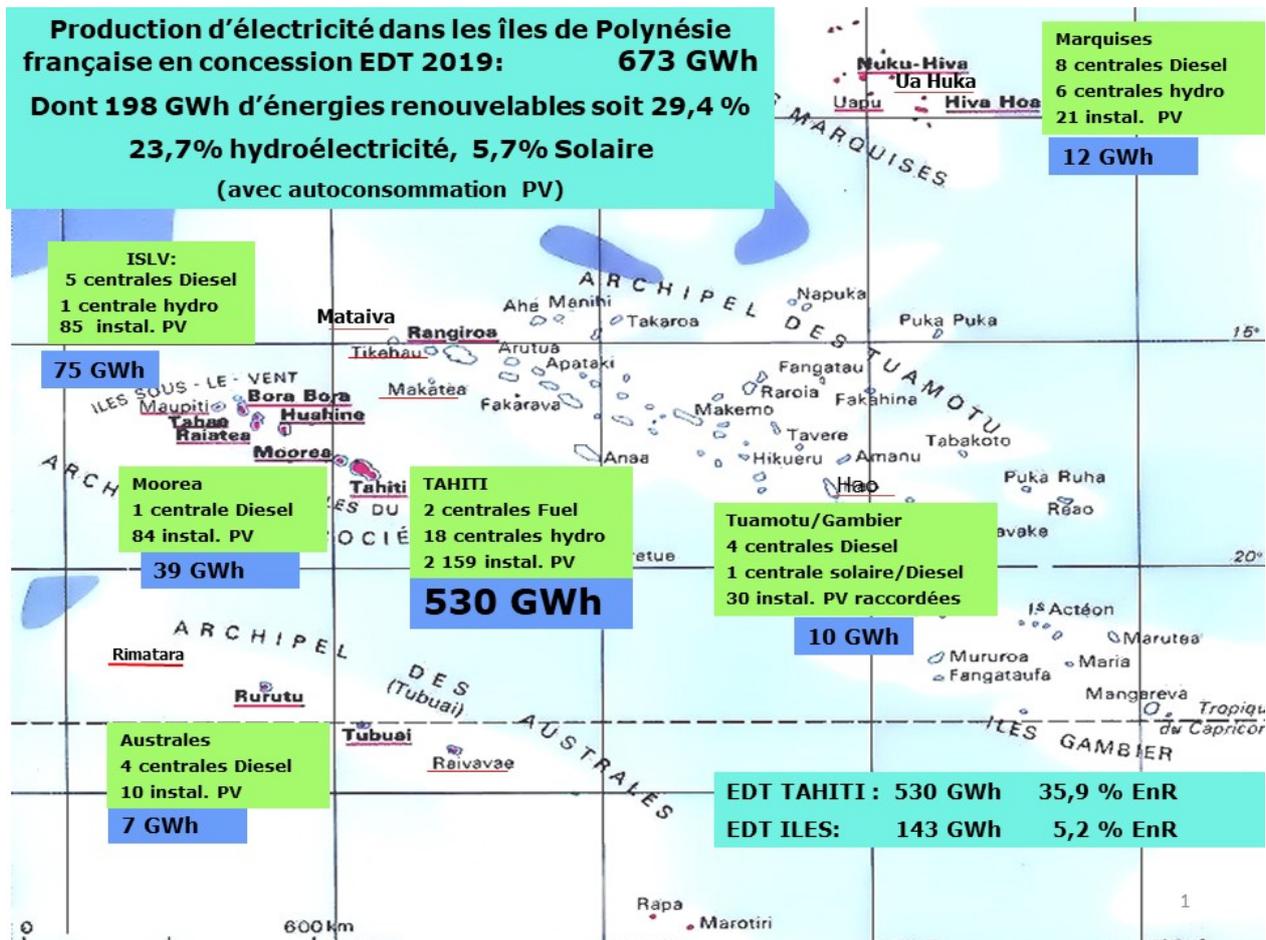
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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 |

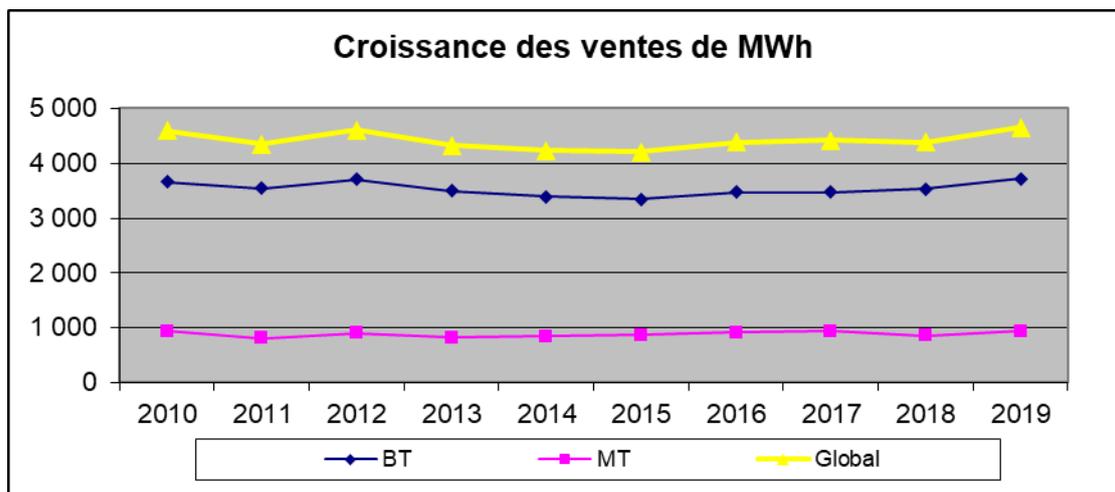
| Prime d'abonnement en XPF/kVA | Du 1er Janvier au 14 Février 2019 | Du 15 Février au 31 Décembre 2019 |
|--|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Basse tension | MENSUELLE | MENSUELLE |
| Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA) | 263 | 263 |
| 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.

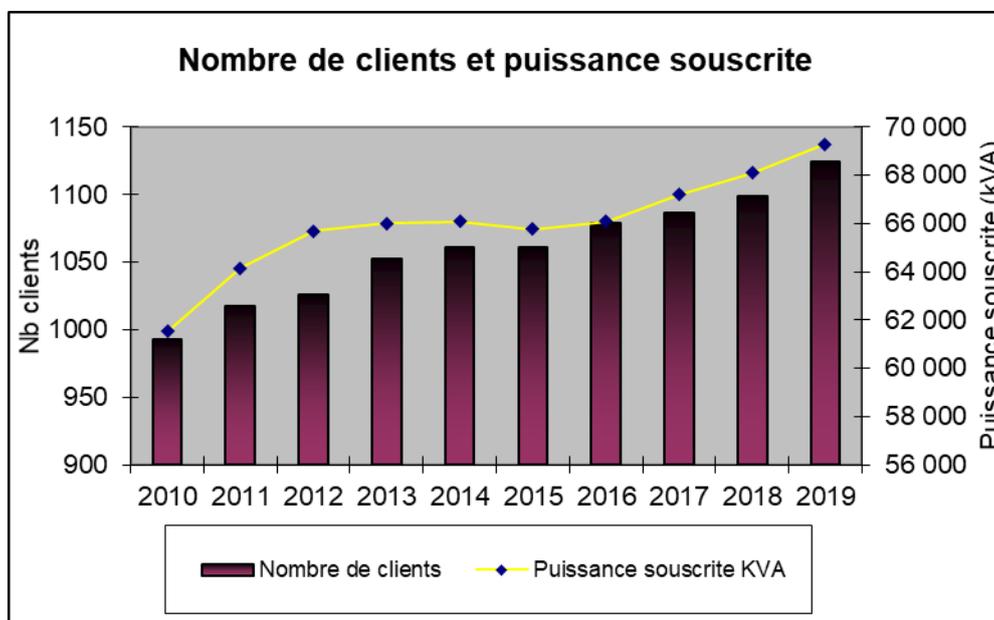
Les tarifs domestiques représentent 54% des volumes basse tension en 2019, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 38% des ventes basse tension.

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) |

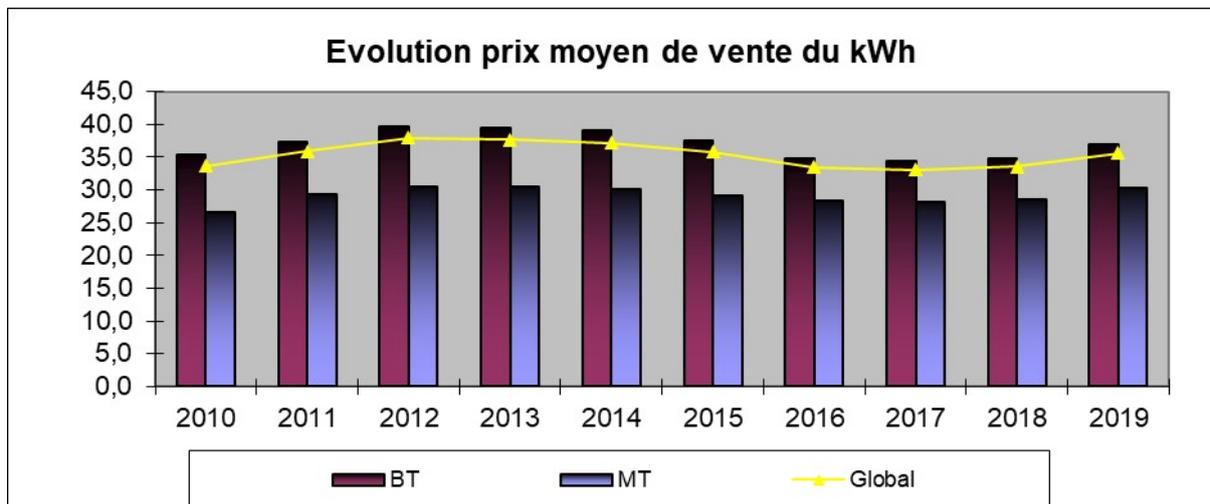
La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 21 contrats supplémentaires par rapport à fin 2018, et les professionnels (+5 contrats).

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 :

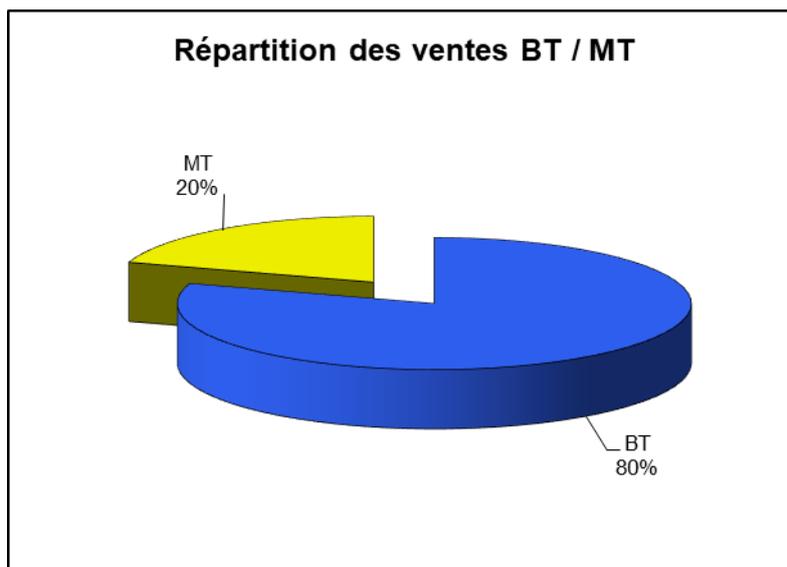
- Tarif « Petits Consommateurs » 65%
- Tarif Usages professionnels basse tension 17%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 15%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

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% |

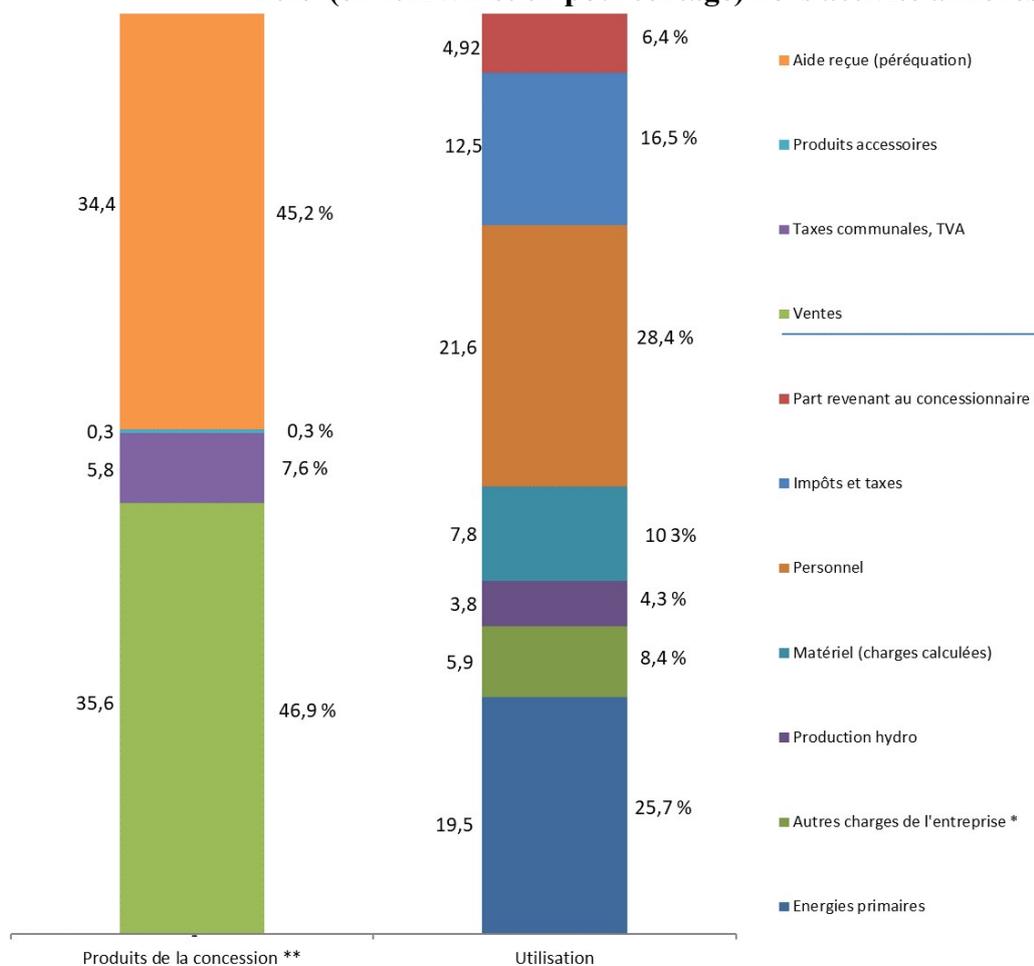
Le prix moyen de vente du kWh augmente de 6,2% en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



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).

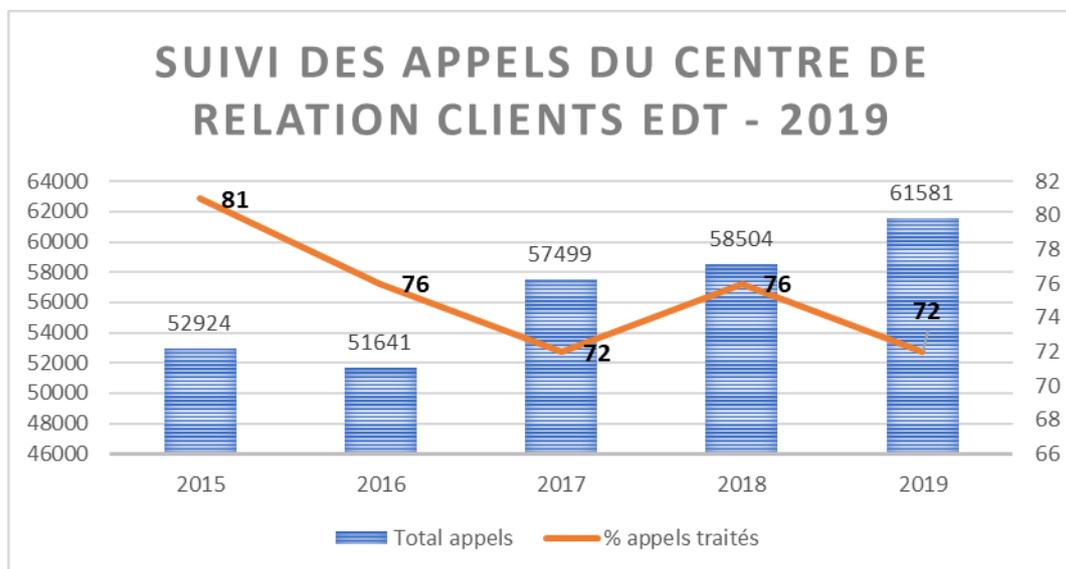


Figure 1

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 :

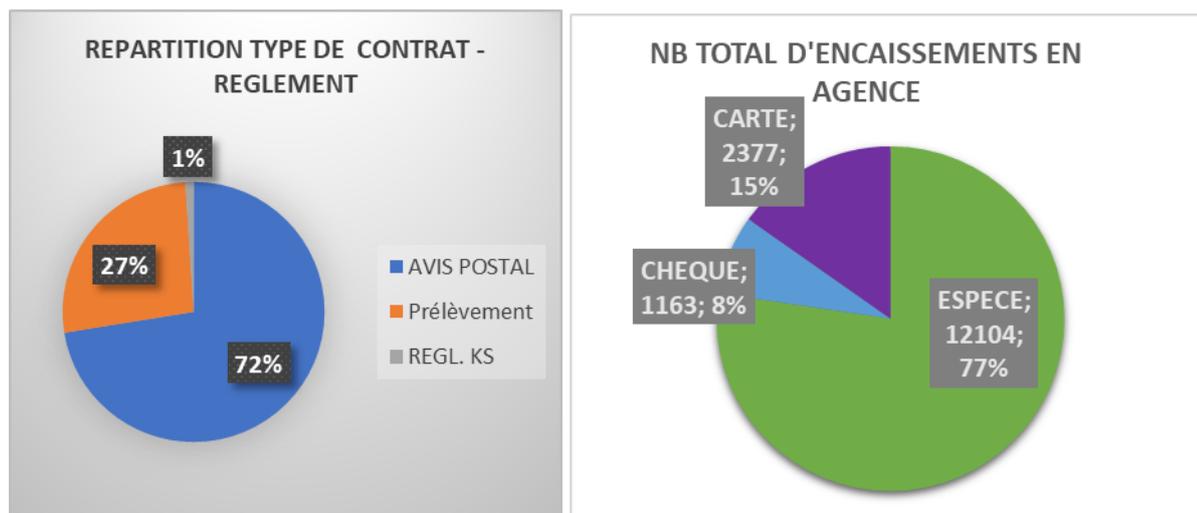
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privées.

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.

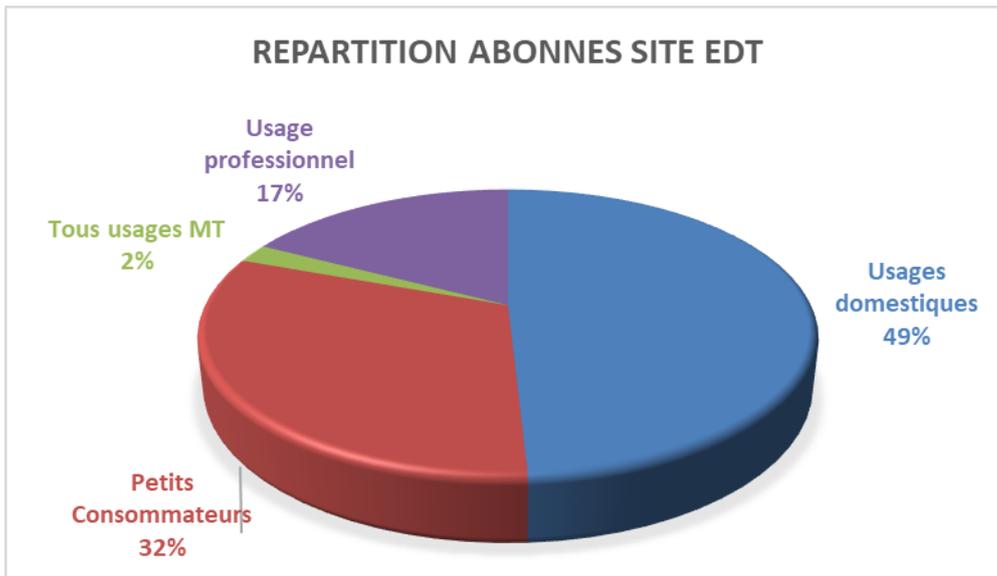
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

| 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

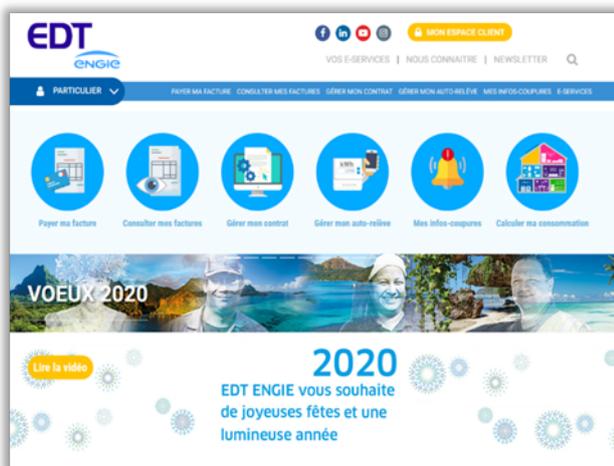
| Concession | Nombre d'accès edt.pf | Pourcentage de clients* connectés |
|------------|-----------------------|-----------------------------------|
| Nuku Hiva | 133 | 12% |

*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.

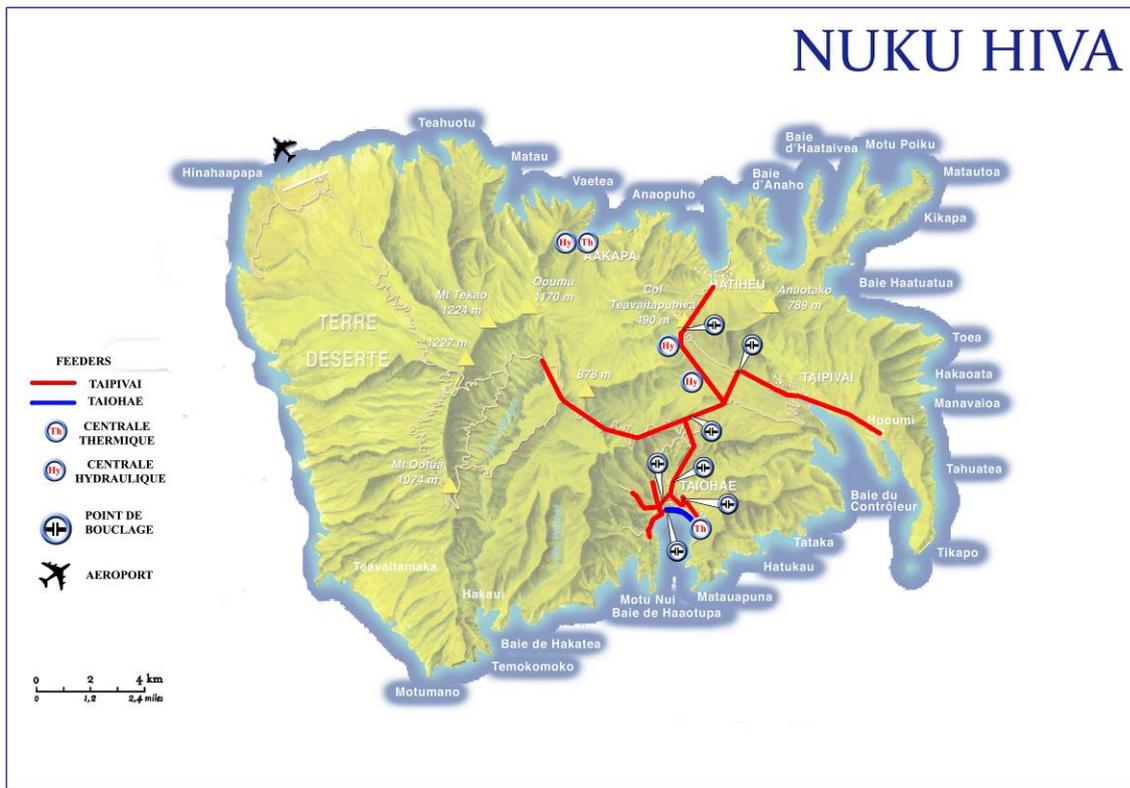
Dans cet objectif de maîtrise de la consommation, le service d'auto-relève a été mis en avant afin de responsabiliser les clients sur leur consommation en leur donnant les moyens de la suivre, on a noté une progression de 6% des auto-relèves effectuées en

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.

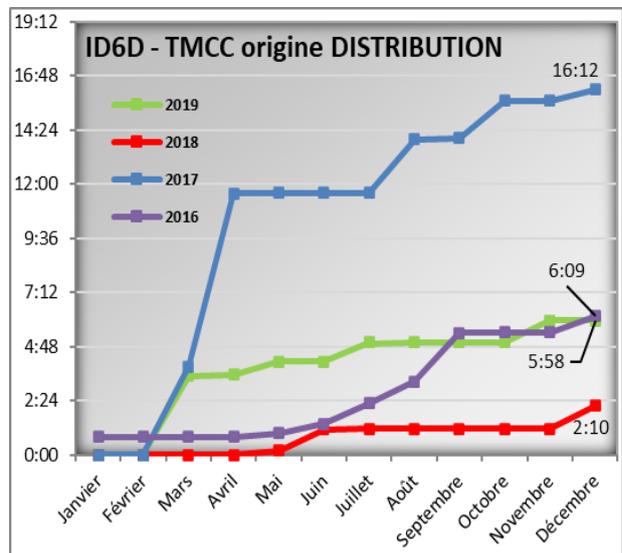
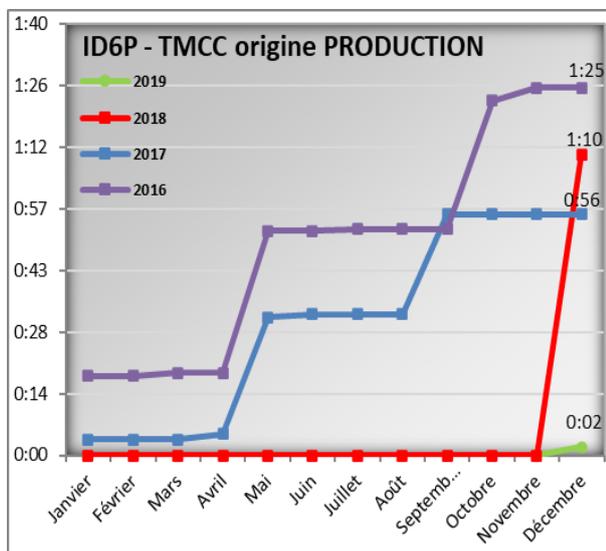
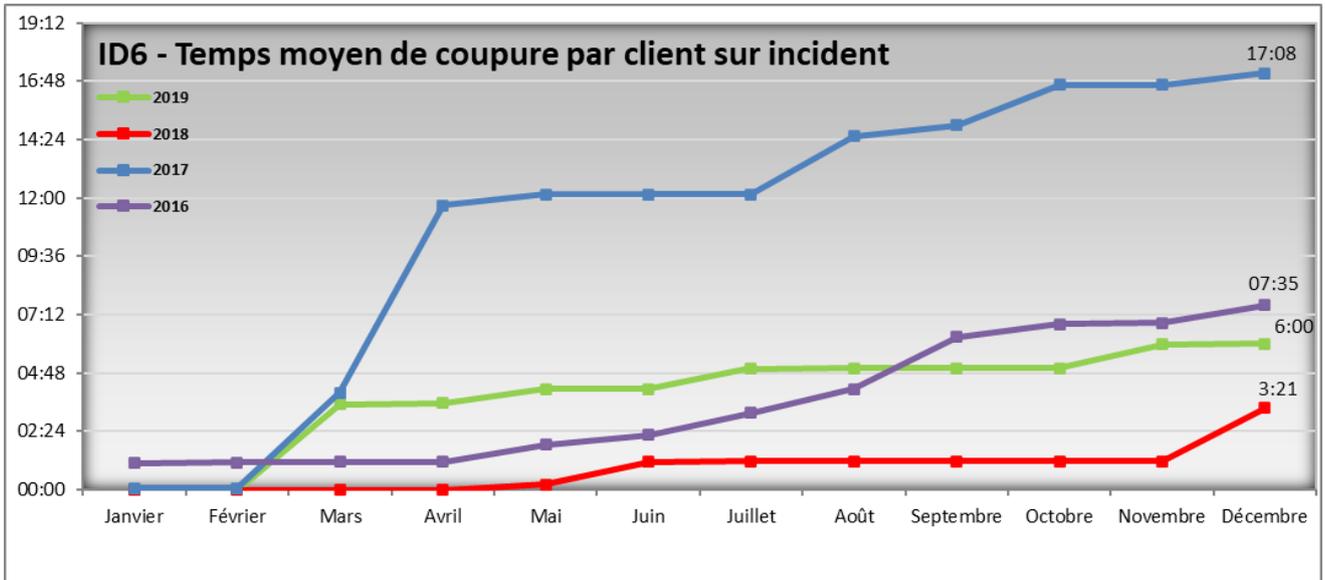
1 408 380 kWh ont été produits en 2019 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 968 340 kWh en 2018. Cela représente une augmentation de 45,4% de production hydroélectrique entre 2018 et 2019. A noter également une production de 34187 kWh au niveau de la turbine hydroélectrique 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'efficacité à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de 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 appropriée. Les coûts sont décomposés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre).

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

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

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

- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1 ;
Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points.

Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points

Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,641% (- 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 couts 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 | | | | | | |
| | - Coûts directs | | | | | | |
| | - AC | | | | | | |
| | - ACE | | | | | | |
| | - MO | | | | | | |
| | - AUTRES | | | | | | |
| | - Quote part des activités support affectées | | | | | | |
| | - Fonctions supports | | | | | | |
| | - Frais de siège | | | | | | |
| | PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES | | | | | | |
| - Coûts sur revente energie | | | | | | | |
| PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES | 5 567 153 | | 5 567 153 | 15 218 485 | | 15 218 485 | |
| - Coûts 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 |
| | - Couts 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 |
| | - Couts 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 NUK | 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 NUK | 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.

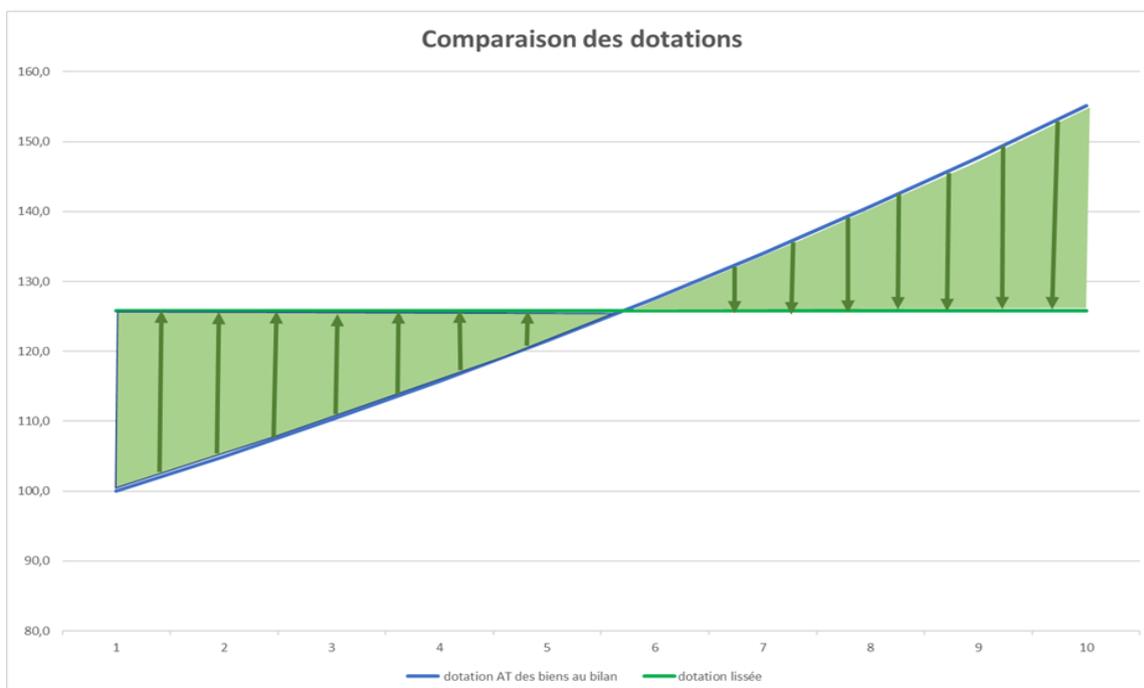
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 | |
| dotations brute | 16 918 814 | 16 192 840 | 725 974 | |
| Lissage par le passif de renouvellement | (1 169 057) | (1 169 057) | | |
| Dotations lissées | 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) |
| dotations cumulées lissées | 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 | |
| dotations brute | 24 117 815 | 21 508 073 | 2 609 742 | |
| Lissage par le passif de renouvellement | (5 679 808) | (5 679 808) | | |
| Dotations 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) |
| dotations 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 | dotations hors améliorant lissée A+B | Améliorant | total |
| | Actif/Passif de renouvellement | dotations /reprises B | dotations aux amortissements A | | dotations 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 : $10 - (2020 - (\text{année de mise en service} + 1))$.

Soit :

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

- 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