



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE UA HUKA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE UA HUKA
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2018

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien.....	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	10
1.3 - Le cadre juridique et contractuel.....	14
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation	18
2.5 - Statistiques de ventes.....	19
2.6 - Gestion des impayés.....	23
2.7 - Dépenses de la Commune	23
2.8 - Services offerts à la clientèle	24
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	26
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	27
➤ Bilan technique	28
3.1 - Effectif de l'exploitation d'Ua Huka	28
3.2 - Détail des ouvrages de production	28
3.3 - Données de production	29
3.4 - Qualité de service	29
3.5 - Qualité – Sécurité – Environnement	30
3.6 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	30
3.7 - Unités d'œuvres 2018 de la concession.....	31
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	32
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée.....	33
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	39
4.3 - Comptes de la concession.....	43
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	49
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	53
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	54
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	55
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	58
5.4 - Dépenses de renouvellement	58
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	59
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	64
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	65
5.8 - Plan de Renouvellement	65
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	67

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

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

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

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

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

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

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

Loi de pays sur les provisions :

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

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

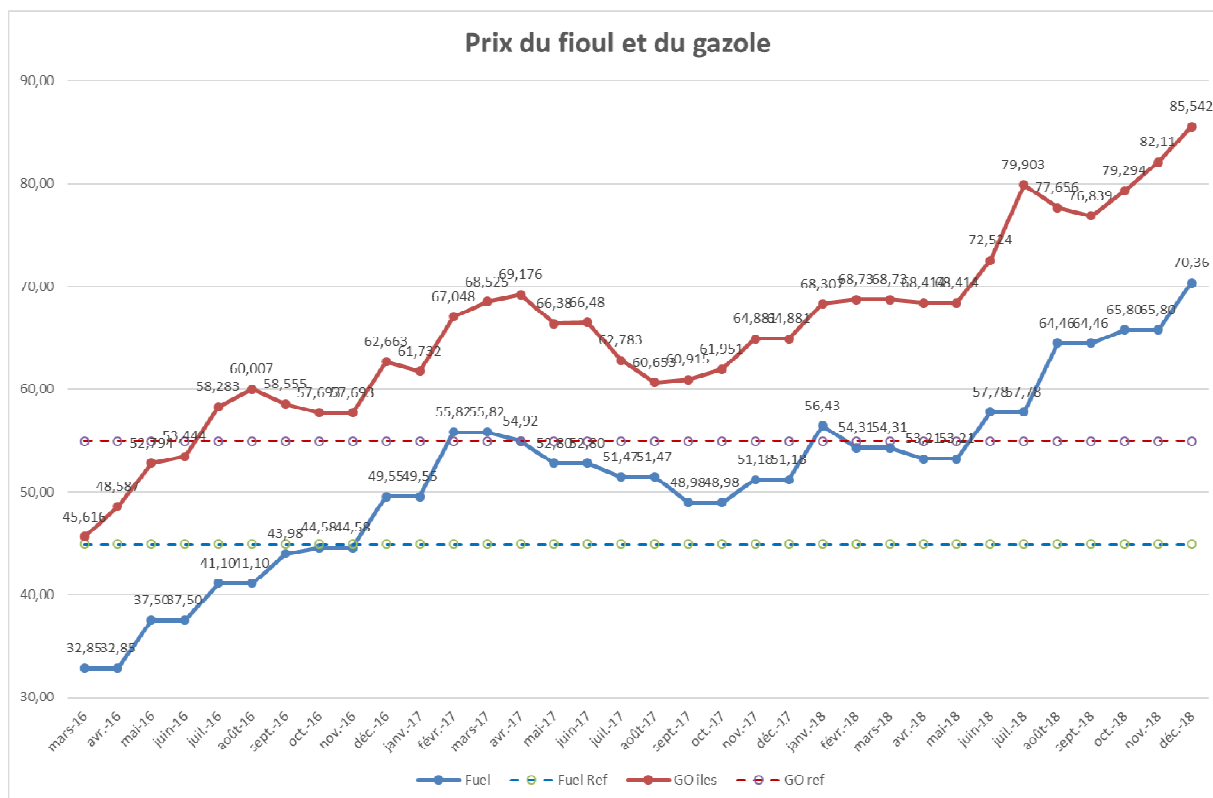
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir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

Données économiques :

1) Combustibles :

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

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



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

2) Redevance de transport :

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

3) Tarif de vente :

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

Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :

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

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

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

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

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

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

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

Principaux indicateurs

		UA HUKA		
		2018	2017	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	248	244	
	BT	247 99,60%	243 99,59%	
	MT	1 0,40%	1 0,41%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	1 036	1 036
	BT	1 016 98,07%	1 016 98,07%	
	MT	20 1,93%	20 1,93%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,13	0,14
	Nombre de kWh vendus total		661 582	624 521
	BT	606 385 91,66%	604 481 96,79%	
	MT	55 197 8,34%	20 040 3,21%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	22 020 575	20 911 901
	BT : Total		20 343 917 92,39%	20 066 759 95,96%
	BT : par client		82 364	82 579
	BT : par kVA de puissance souscrite		20 016	19 743
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		3 776 644 18,56%	3 766 385 18,77%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		16 567 273 81,44%	16 300 374 81,23%
	MT : Total		1 676 658 7,61%	845 142 4,04%
	MT : par client		1 676 658	845 142
	MT : par kVA de puissance souscrite		83 833	42 257
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		367 920 21,94%	367 920 43,53%
MT : part variable en XPF et % du CA total		1 308 738 78,06%	477 222 56,47%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		33,28	33,48	
BT		33,55	33,20	
MT		30,38	42,17	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,91	0,90	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	0 0,00%	0 0,00%	
	Energie hydroélectrique kWh	0 0,00%	0 0,00%	
	Energie thermique kWh	723 424 1,23%	696 199 1,18%	
	Energie totale achetée	723 424	696 199	
	Temps moyen de coupure			
	global	0h49	1h48	
origine production	0h49	-		
origine transport	-	-		
origine distribution	-	1h48		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	21	21
	Valeur d'origine	k XPF	221 506	221 141
	Valeur nette économique	k XPF	122 931	130 846
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	0	9 803
	Dépenses d'améliorant	k XPF	365	449
	Indemnité de fin de concession	k XPF		
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A	84 078
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	68 445
	Coût des énergies et du transport	k XPF	18 298	15 632
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	2 987	10 277
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A	63 166	

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

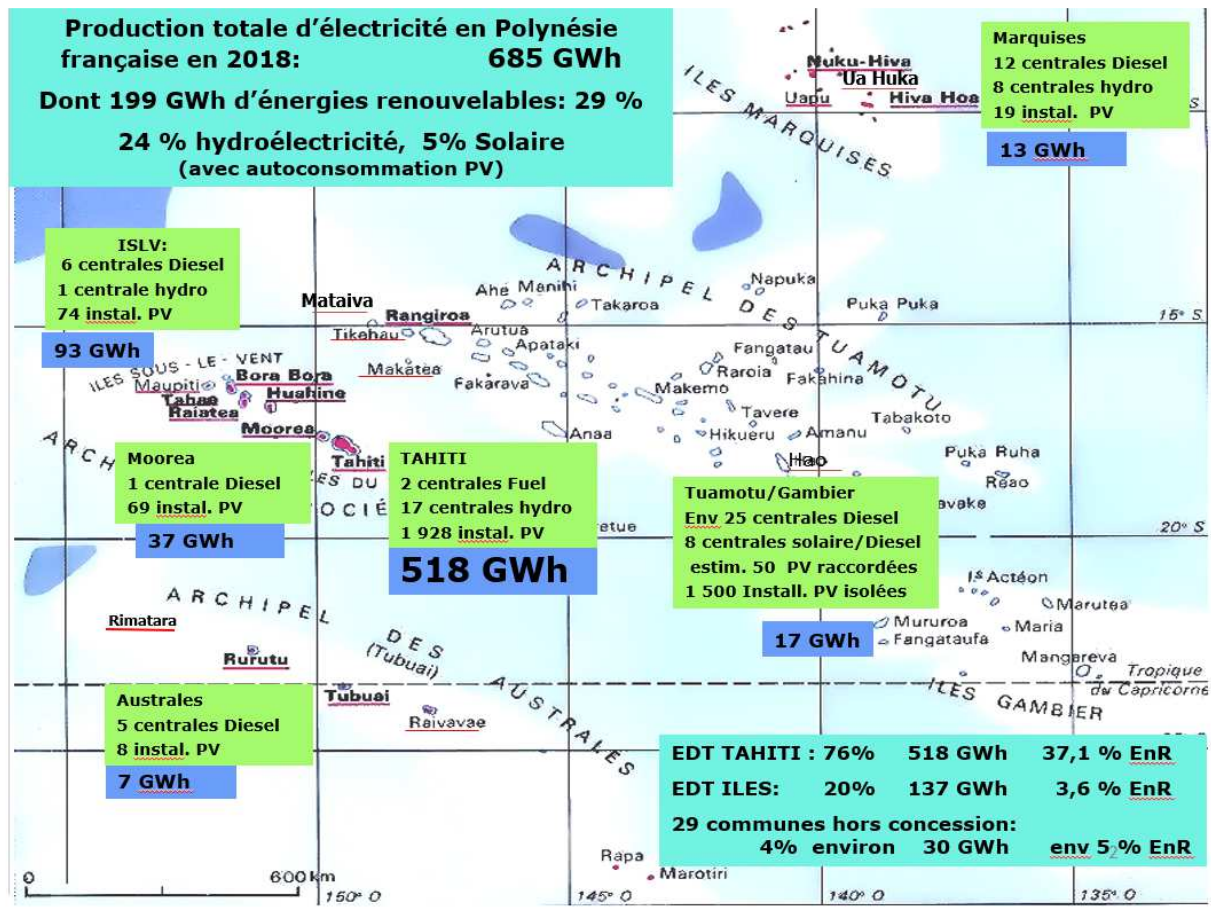
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

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

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

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

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

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

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

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

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

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Ua Huka est de 2 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production, rattachés hiérarchiquement au Chef d'Exploitation de Nuku Hiva.

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

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

PRODUCTION

- 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, ...)
- 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.

COMMERCIAL

- 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 ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 1 véhicule d'intervention 4x4 ;
- 1 nacelle tractable ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Ua Huka 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 l'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 **Ua Huka** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 1^{er} décembre 2006 avec effet au 1^{er} avril 2000, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui implique une fin de contrat le 30 septembre 2030.

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 **Ua Huka** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 13, 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 **Ua Huka** n'a, quant à lui, été modifié par aucun avenant depuis son origine.

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. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- f. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- g. Contrat de supports communs avec l'OPT

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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Dépenses de la Commune
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

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

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

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

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

Taxes	Taux
Taxe municipale Autres tarifs BT et MT	2 XPF/kWh
TVA - sur Énergie - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation - sur Redevance Transport	5% 5% 5% 0%

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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus *	Total XPF *	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	274 090	5 207 710	6 507	1 720 881	550
BT Usage social 2ème tranche	P2	15 807	616 473			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	53 805	1 318 252	1 123	449 033	97
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	17 075	665 925			
BT Eclairage public	P4	7 867	259 611	260	95 040	18
BT Usage professionnel	P5	237 741	8 499 302	4 217	1 511 690	352
MT Tarif jour	P6	31 468	786 700	240	367 920	20
MT Tarif nuit	P7	23 729	522 038			
Total		661 582	17 876 011	12 347	4 144 564	1 036

Ventes totales

22 020 575

Prix moyen

33,28

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

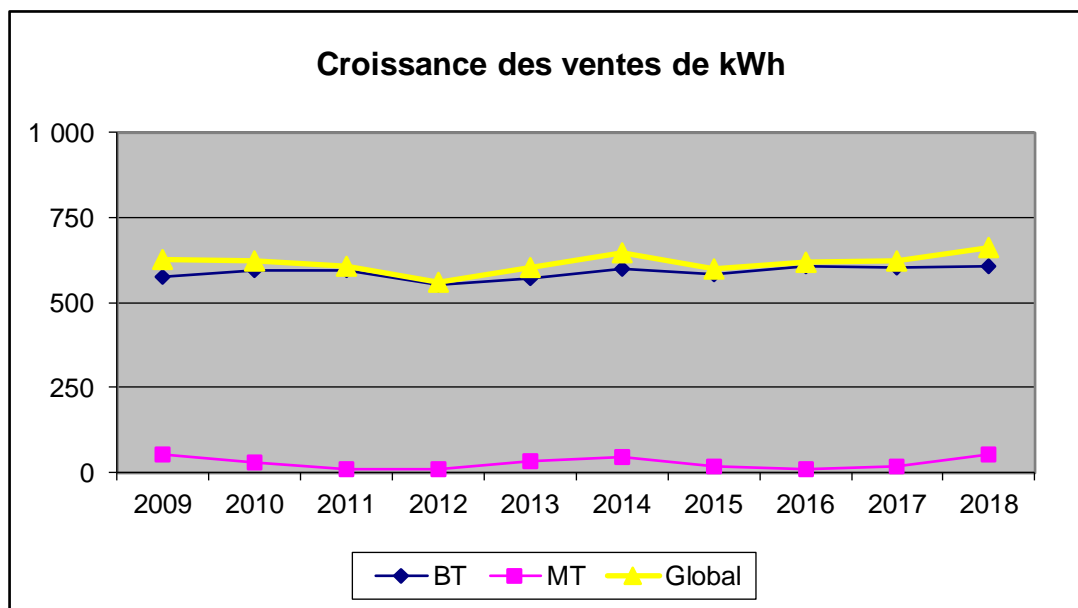
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	26 274 XPF
- Frais de relance :	<u>238 878 XPF</u>
- Total	265 152 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité augmentent pour la troisième année consécutive sur la concession de Ua Huka, pour s'établir à **662 MWh**, soit le plus haut niveau atteint sur les dix dernières années. La progression des ventes de 5,9% (+37 MWh) est essentiellement due à la forte croissance des ventes en moyenne tension (+175%, soit +35 MWh) qui contribuent pour 95% à cette croissance, et dans une moindre mesure, par la hausse de 0,3% des ventes en basse tension (+2 MWh).

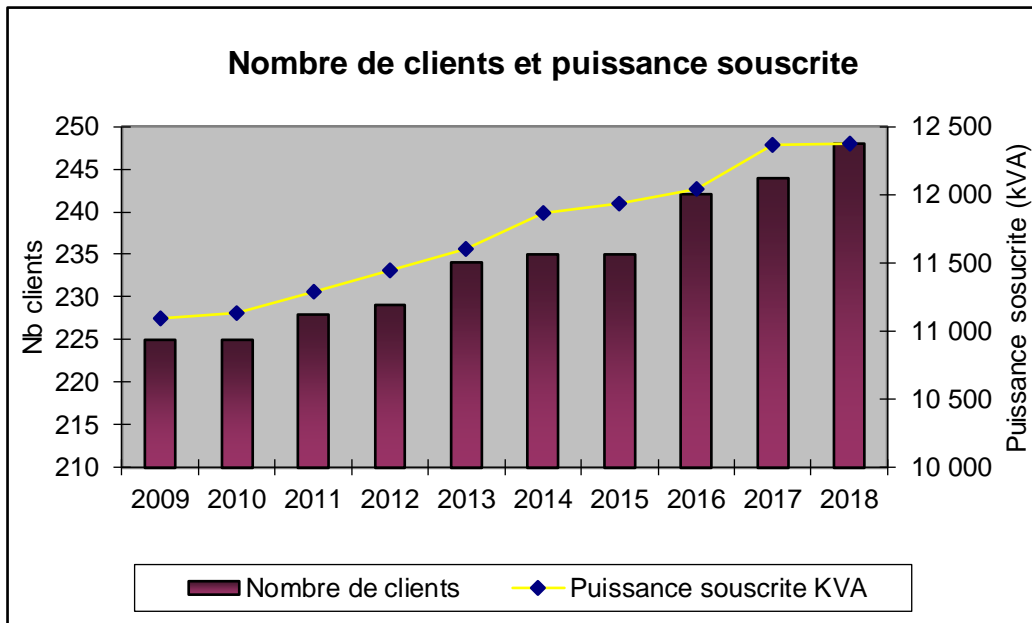
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) est en hausse de 3,1% (soit +10,8 MWh), avec une croissance relative plus importante pour les tarifs « classiques » qui enregistrent une progression de 4,5% (+3 MWh), par rapport à +2,8% pour le segment des « petits consommateurs » (+7,8 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 59% des volumes basse tension en 2017, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 48% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,3% des ventes en basse tension avec environ 8 MWh vendus sur 2018, poursuivent leur tendance baissière et diminuent fortement de 16%, soit -1,5 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 39% des ventes basse tension, croissent au même rythme que l'année dernière et connaissent une hausse de 1,6% (soit +3,6 MWh).

Les ventes en moyenne tension enregistrent une progression très importante (+175%, soit +35 MWh) et atteignent un niveau record sur 10 ans pour s'établir à 55 MWh. La hausse de la consommation du compteur de la station de pompage de Vaipae en est le moteur.



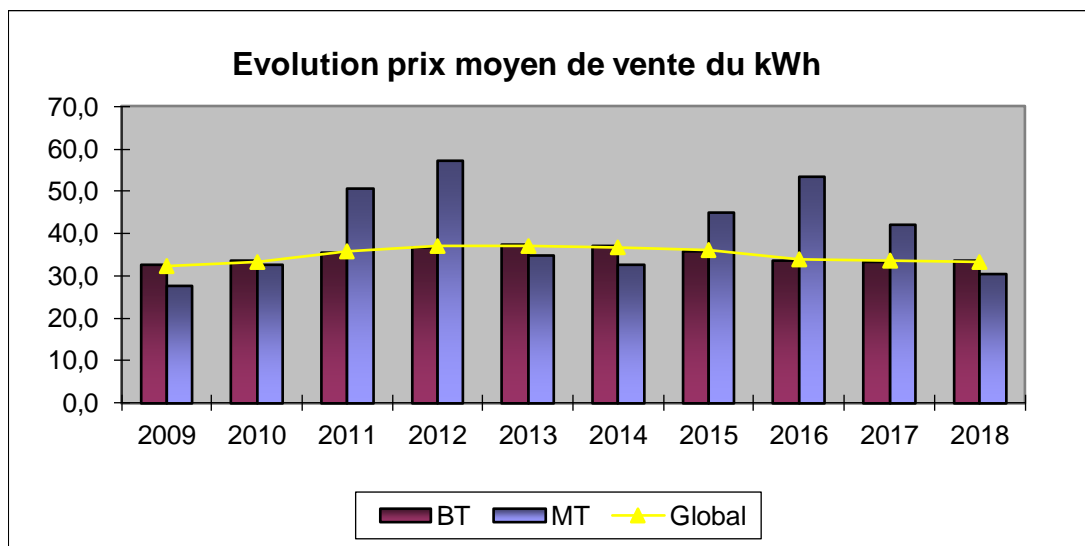
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2017 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	247	+1,6% (+ 4 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	<u>-</u>
	248	+1,6% (+ 4 contrats)

La légère hausse du nombre de clients correspond à la souscription de contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs ».

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

- tarif « Petits Consommateurs »	67%
- tarif Usages professionnels basse tension	19%
- tarif Usages domestiques « classique » basse tension	9%
- tarif Eclairage Public	2%
- tarif prépaiement	1%
- tarif Moyenne tension	1%

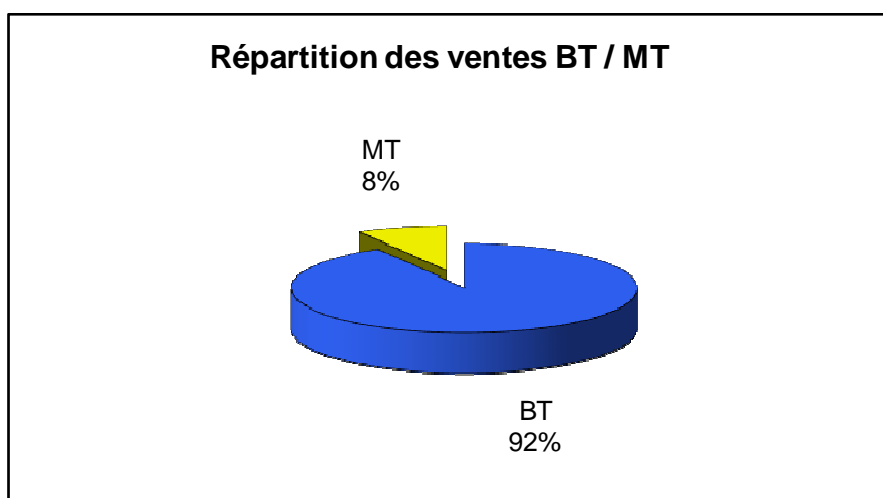
La puissance souscrite facturée se stabilise à 12 347 kVA, soit une légère hausse de 0,1% par rapport à 2017, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



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

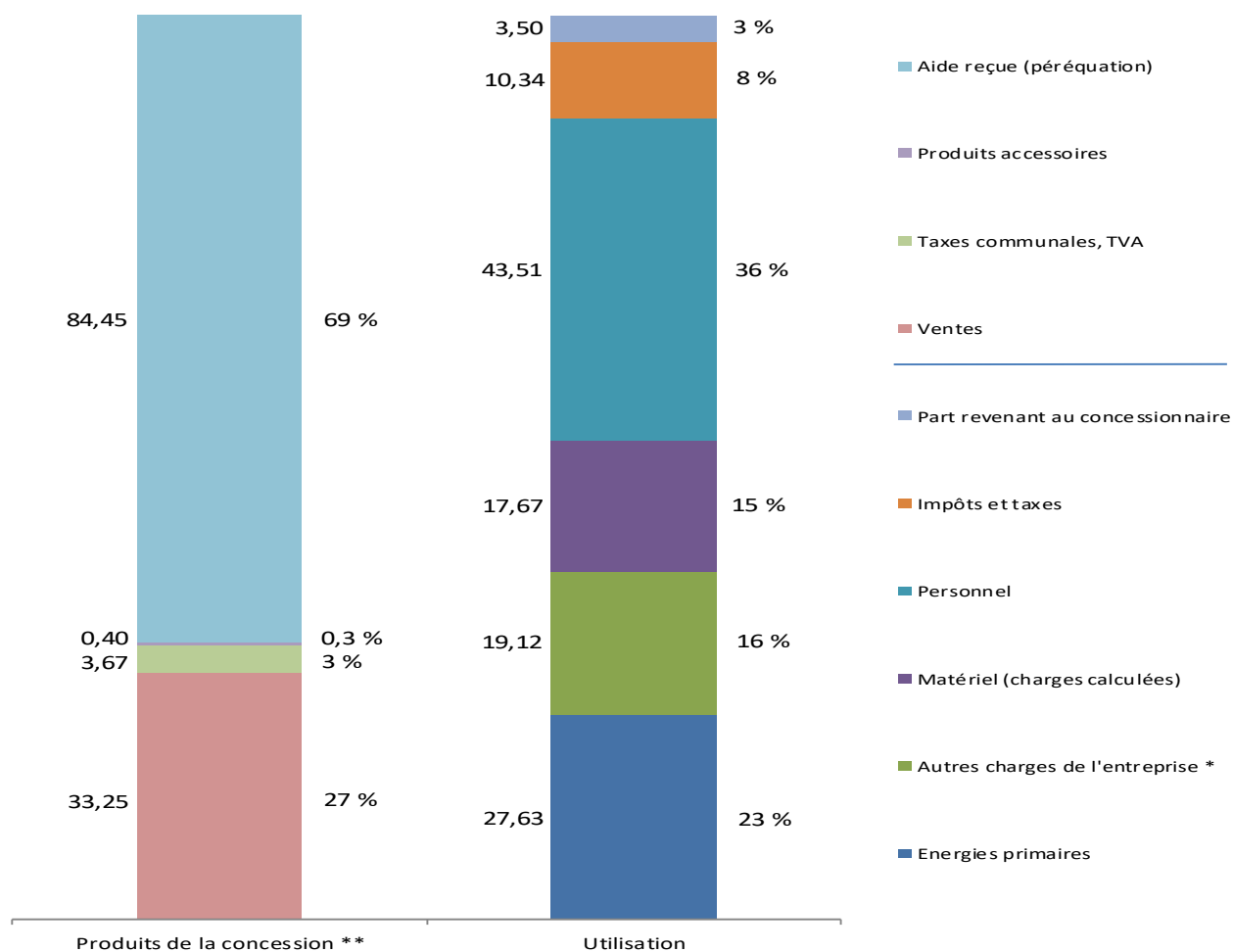
Tarifs basse tension	33,5 Cfp	variation / 2017 +1,1%
Tarifs moyenne tension	<u>30,4 Cfp</u>	<u>-28%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,3 Cfp	-0,6%

Le prix moyen de vente du kWh évolue à la baisse par rapport à 2018, en raison de la diminution du prix moyen en moyenne tension, liée à la hausse proportionnellement plus importante des consommations de nuit (+199%) par rapport au tarif de jour (+160%). Dans les tarifs basse tension, le prix moyen augmente avec l'évolution du mix tarifs notamment avec la hausse de consommation des professionnels.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension est modifiée en raison de la forte hausse des consommations en moyenne tension, qui représentent désormais 8% des ventes globales (3% en 2017). Les volumes facturés en tarifs basse tension réduisent leur part (92% par rapport à 97% en 2017).

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka 2018 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

**Dont 36,92 F/KWh (30%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- le prix de vente HT de l'électricité,
- les taxes communales,
- la TVA,
- les produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

- les taxes communales,
- la TVA,
- l'IS,
- l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.

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

Les énergies comprennent :

- le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole,
- le coût d'achat des énergies renouvelables solaire,
- le coût des huiles.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'énergie souscrits dans la concession de Ua Huka, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/18, était de 3,2 Millions Cfp, ce qui représente 15% du chiffre d'affaires énergie 2018, 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 Ua Huka, en moyenne 48 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 20% 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 Ua Huka, en moyenne 2 clients, soit 0,8% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables). A noter la réduction du délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2018, 3 137 Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Huka, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
Domestique	2	565	26 511	46,92
Eclairage Public	5	7 795	385 471	49,45
Usages professionnels Basse Tension	22	62 433	3 204 952	51,33
Moyenne Tension	1	52 168	1 789 933	34,31
Total	30	122 961	5 406 867	43,97

* 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% en 2018 et s'établit à 5,4 Millions Cfp TTC, le tout réparti sur 30 compteurs. Cette évolution est principalement liée à la forte hausse de consommation du seul contrat en moyenne tension de l'île (station de pompage de Vaipae).

Les dépenses en éclairage public diminuent de 15%, avec 385 471 Cfp TTC qui leur sont consacrés.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesure de la satisfaction clients

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

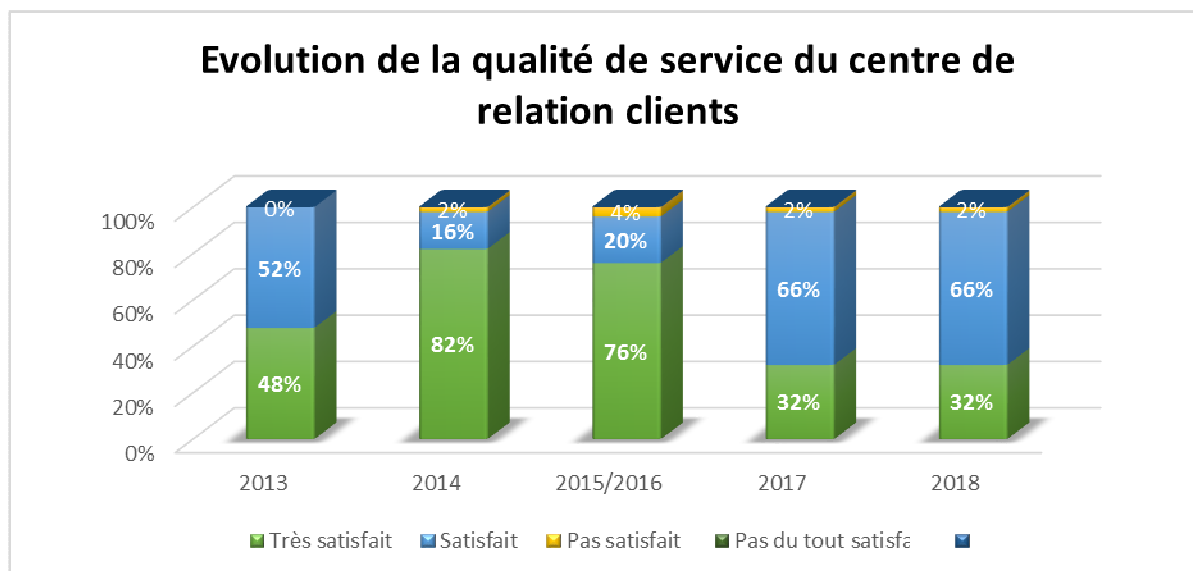


Figure 1 Campagne appels mystères

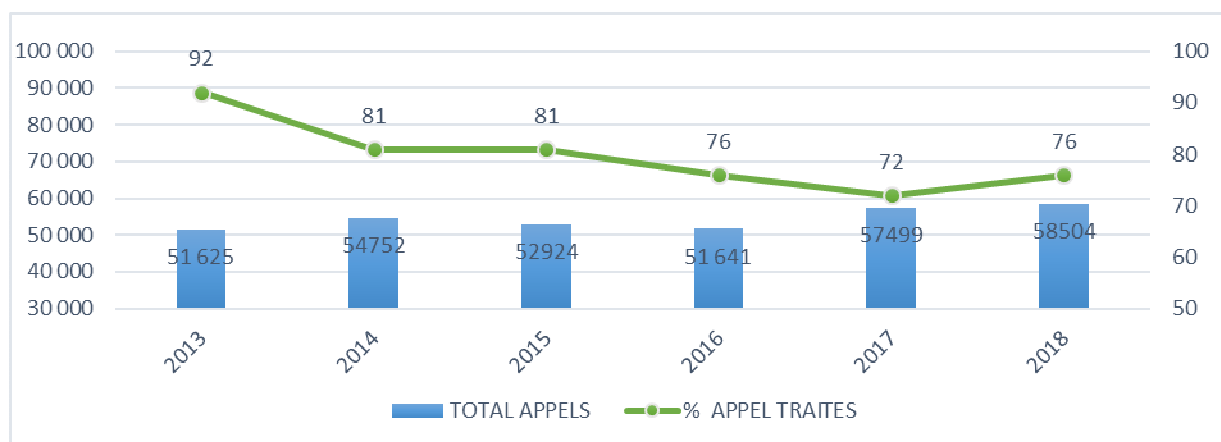


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

Modes de règlement

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

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

L'information clients par SMS

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

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

Nombre de souscriptions Services SMS UA HUKA à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total	
Ua Huka		67	6	38	20	38	169

Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



la ora na ! Je suis Mareva,
ta conseillère clientèle.
Besoin d'aide?

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

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

Lancement d'un blog : Maeva expat.com

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



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

Q

Agence EDT

Bienvenue en Polynésie française

Les services EDT ENGIE sans vous déplacer



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

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

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

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

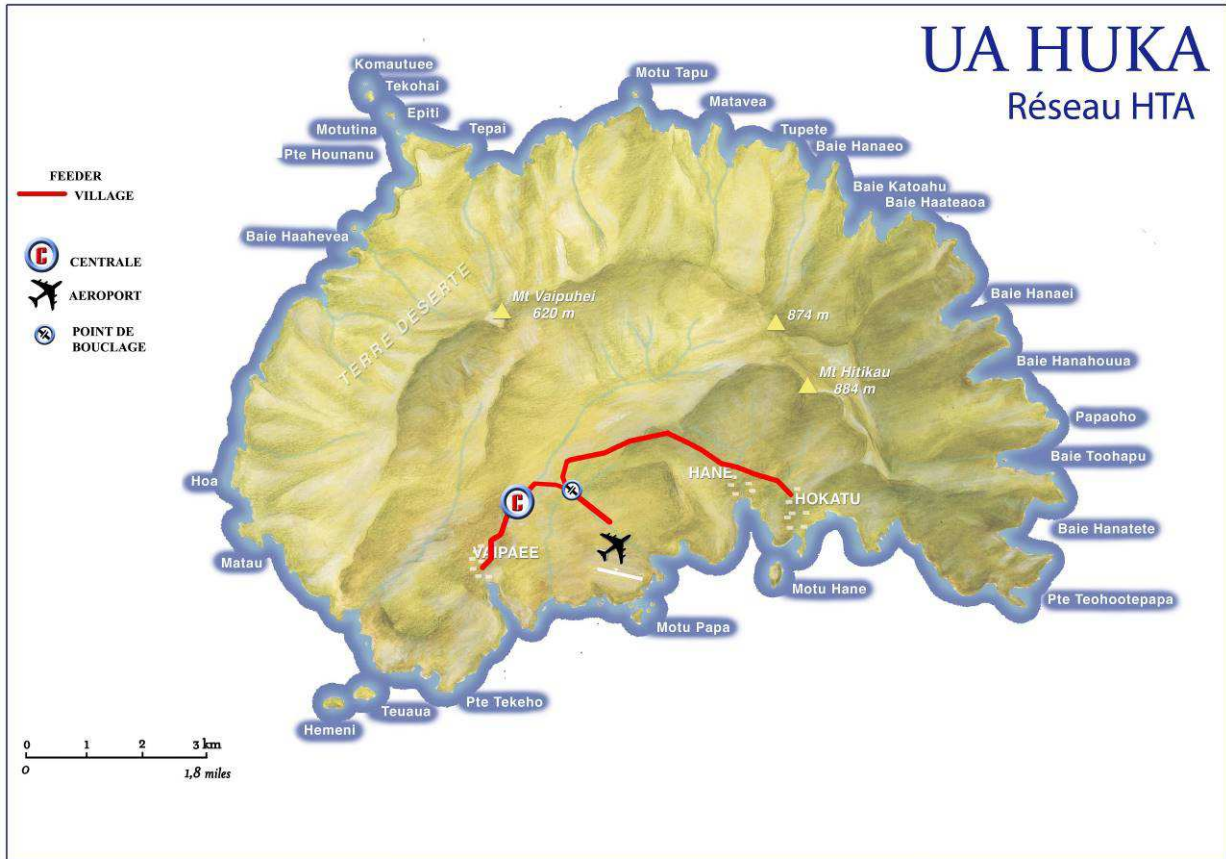
- La simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation. Il permet de connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
- 3.1 Effectif de l'exploitation de Ua Huka
- 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 Unités d'œuvres 2018 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Huka



3.1 - Effectif de l'exploitation d'Ua Huka

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2018.

3.2 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant :

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2018	HDM au 1er Janvier 2019	Nbre heure de fonctionnement
G1 UA HUKA	FG WILSON	250	200	160	18/04/2008	27 745	33 752	6 007
G2 UA HUKA	FG WILSON	250	200	160	18/04/2008	29 679	31 028	1 349
G3 UA HUKA	FG WILSON	250	200	160	18/04/2008	25 383	26 844	1 461

3.3 - Données de production

La centrale thermique de Ua Huka a produit 738 481 kWh en 2018 contre 706 944 kWh en 2017. 243 962 litres de gazole ont été consommés en 2018 contre 231 733 litres en 2017, 832 litres d'huile ont été consommés en 2018 contre 755 litres en 2017.

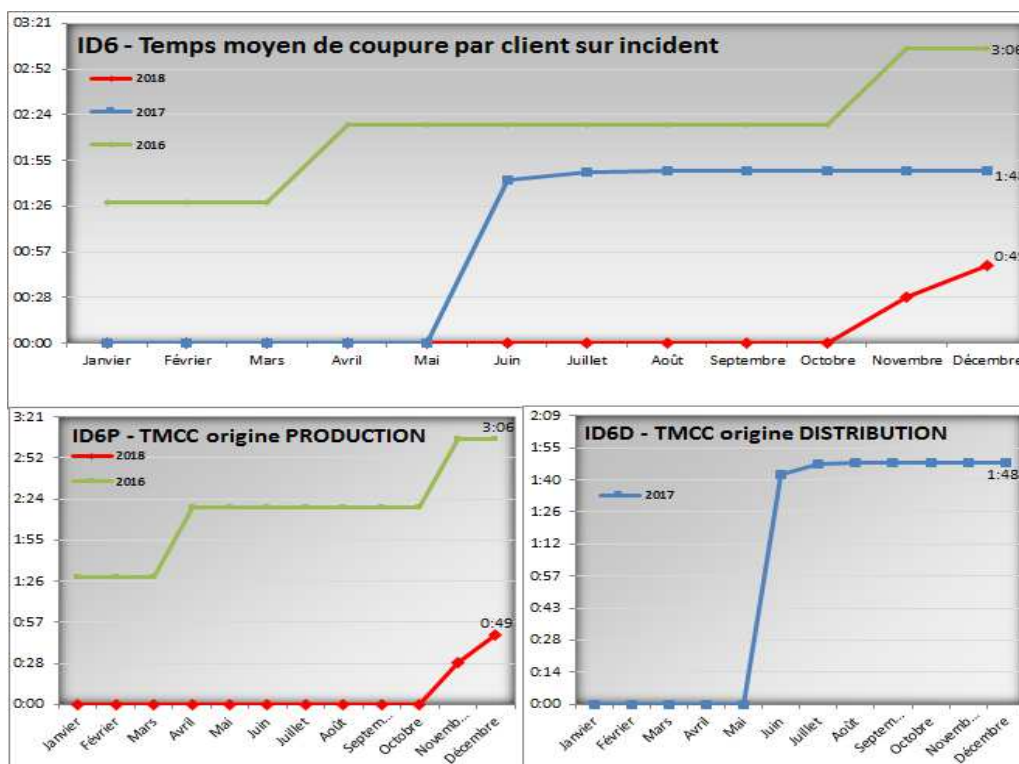
La puissance de pointe appelée est de 134 kW pour 2018, similaire à la pointe de l'année 2017 qui était de 136 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 160 kW.

UA HUKA 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	64 115	62 904	20 855	325	128
Février	56 640	55 487	18 593	328	121
Mars	63 296	61 975	21 122	334	128
Avril	62 945	61 644	19 596	311	126
Mai	62 318	61 092	21 273	341	128
Juin	57 147	55 991	19 306	338	128
Juillet	62 193	61 040	20 502	330	127
Août	60 827	59 659	20 147	331	126
Septembre	59 863	58 670	19 596	327	119
Octobre	62 762	61 403	20 945	334	134
Novembre	60 942	59 661	20 500	336	124
Décembre	65 433	63 898	21 527	329	131
TOTAL	738 481	723 424	243 962	330	134

3.4 - Qualité de service

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

Le TMCC de Ua Huka est de 49 min en 2018, en baisse par rapport à celui de 2017 qui était de 1h48.



3.5 - Qualité - Sécurité - Environnement

Régularisation de l'arrêté d'exploitation

Le dossier ICPE a été déposé à la DIREN en décembre 2014, l'arrêté d'autorisation d'exploiter de la centrale (arrêté n°1089/MCE/ENV) a été délivré en février 2018.

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

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

L'exercice annuel 2018 a été réalisé en décembre 2018 avec la participation des agents communaux.

Traitement des effluents

En 2018, les armateurs ont refusé de transporter les fûts d'huiles usées et de filtres souillés depuis Ua Huka vers Tahiti. C'est pourquoi, aucun fût n'a été rapatrié pour traitement sur Tahiti. En fin d'année 2018, après discussions, les armateurs ont accepté à nouveau d'assurer le transport de ces déchets sur Tahiti.

3.6 - Travaux significatifs - Faits marquants

Production

- Mise en conformité du circuit tertiaire de la centrale réalisé fin octobre.



- Remplacement de la culasse du groupe G2 réalisé en mai suite à la présence de gasoil dans l'eau
- Remplacement du bloc moteur du groupe G3 effectué en juillet

Distribution

- Remplacement de 20 luminaires d'éclairage public par des équipements à LED avec 2 coffrets de commande, effectué en novembre
- Renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT
- Renouvellement de branchements sur le réseau et création de nouveaux branchements

3.7 - Unités d'œuvres 2018 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	134
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	160
Puissance garantie en kW (PG2)	160
Nb de kWh vendus	661 582
Quantité en litre de combustible	243 962
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	723 424
Nb de kWh hydro acheté par tarif	-
Nb de km de réseaux hors branchements	21,2
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	850
Nombre d'abonnés (BT et HT)	248

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

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	-	-	-	-	-

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Ua Huka	7,4	2,7		10,1	10,7	0,4	11,1	18,1	3,1	21,2	85,4%	14,6%

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 nacelle avec ENGIE SERVICES.

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession

4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2016 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2016.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Ua Huka, en 2018 :

- les imputations directes concernent 82 % du total des dépenses de la concession de Ua Huka. 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 18 % 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.

UAHUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	71%	10%	82%
Frais répartis sur la concession	9%	9%	18%
Total	80%	20%	100%

4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

4.1.6) – La justification du périmètre de charges

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

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

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque

contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...

- Les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

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

Production :

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

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.

- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- **Compte de résultat analytique**

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

- **Bilan par concession**

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

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	54
	Mise à disposition personnel	120 662
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	719 122
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	92 558
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	73 272

Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	745 211
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	657 318

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

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

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

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

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

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

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 91 % 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 9 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % surperformance financière).
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

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

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

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, il est déterminé un impôt positif, mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats.

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

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

➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

4.2.1. Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

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

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

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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

- Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE) affectent certains coûts sur les services. Ces derniers sont ensuite ventilés sur les concessions (répartitions secondaires).
- Le tableau ci-dessous met en évidence l'impact de ces répartitions secondaires, service par service, sur le résultat des activités concédées.

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

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

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

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

Détail des frais répartis Ua huka

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Ua huka en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	1 388,5	1 177,5			5,9	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	0%
Exploitation des îles	297,6	297,5	5,8	0,0	5,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	18,7
Clientèle îles	38,0	38,0	0,4		0,4	Nombre d'abonnés îles	24 325	248
Suivi et développement	69,6	69,5	0,6	0,0	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	0,6
Travaux réseau	97,2	92,7	0,3	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	0,3
Service Grand compte	53,8	48,5	0,4	0,0	0,4	Contrats grands comptes	5 150	41
Marketing & E-services	55,4	47,8	0,2		0,2	Nombre d'abonnés	77 399	248
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	248
Magasins	27,0	26,2	0,1		0,1	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	5 394,0
Total support externe					7,8			
Support interne de l'île					8,3			
Total Support					16,1			

(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	Ua huka	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	221 505 768	221 140 504
- Production	94 927 118	94 927 118
- Distribution	126 578 650	126 213 386
Immobilisations privées	22 775 728	11 473 924
Immobilisations en-cours	4 805 114	304 086
- Production	2 224 056	0
- Distribution	2 581 058	175 882
- Privées	0	128 204
Total immobilisations brutes	249 086 610	232 918 514
Amortissements et provisions **	-135 497 079	-118 640 803
- Production	-51 299 109	-51 202 545
- Distribution	-62 241 210	-56 863 381
- Privés	-21 956 760	-10 574 877
Immobilisations nettes	113 589 531	114 277 711
Stock	13 090 770	3 711 149
Créances clients	7 573 912	4 959 671
Autres créances	1 299 989	842 628
Provisions pour dépréciation	-848 740	-272 416
Stock et créances nets	21 115 931	9 241 032
Compte courant du concessionnaire	0	49 328 081
TOTAL ACTIF	134 705 462	172 846 824

* Immobilisations concédées

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	78 971 372	78 971 372
Concessionnaire - Droit incorporel	0	
Total concessionnaire	78 971 372	78 971 372
Total Tiers et concédant	15 955 746	15 955 746
Total au bilan	94 927 118	94 927 118

** Amortissements et provisions

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	-43 321 233	-43 889 492
Concessionnaire - Droit incorporel	0	
Total concessionnaire	-43 321 233	-43 889 492
Tiers et concédant	-7 977 876	-7 313 053
Total au bilan	-51 299 109	-51 202 545

Distribution

	2018	2017
Concessionnaire	116 602 774	116 602 774
Concessionnaire - Droit incorporel	0	
Total concessionnaire	116 602 774	116 602 774
Tiers et concédant	9 975 876	9 610 612
Total au bilan	126 578 650	126 213 386

Distribution

	2018	2017
Concessionnaire	-55 824 422	-50 778 829
Concessionnaire - Droit incorporel	0	
Total concessionnaire	-55 824 422	-50 778 829
Tiers et concédant	-6 416 788	-6 084 552
Total au bilan	-62 241 210	-56 863 381

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	Ua huka	
	2018	2017
Résultat	2 986 942	10 276 595
Capitaux propres	2 986 942	10 276 595
Droits des tiers et concédants apports gratuit	11 536 958	12 168 753
- Production	7 977 870	8 642 693
- Distribution	3 559 088	3 526 060
Droits du concédant exigible en nature	11 536 958	12 168 753
Autres provisions	1 466 243	84 794 803
- PIDR	1 466 243	1 202 869
- Autres provisions	0	83 591 934
Provision pour risques et charges	1 466 243	84 794 803
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	45 786 331	0
Clients - avances sur consommation	543 800	556 667
Fournisseurs	7 716 474	5 758 628
Dettes fiscales et sociales	4 956 498	5 327 895
Passif de renouvellement	56 324 779	52 935 997
- Production	37 921 319	35 628 263
- Distribution	18 403 461	17 307 735
Produits constatés d'avance	3 387 436	1 027 485
Emprunts et dettes	72 928 988	65 606 672
TOTAL PASSIF	134 705 462	172 846 824

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

		Ua huka 2017			Ua huka 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	48 025 800	1 416 646	49 442 447	45 951 205		45 951 205
	- LO UP1 : Puissance maximale majorée -1	292,00		292	292,00		292
	- Forfait FP1	171 987,00		171 987	172 195,00		172 195
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-32 155 798	671 780	-31 484 018	-33 332 385	118 999	-33 213 386
	par UO : Puissance maximale majorée	-110 123		-107 822	-114 152		-113 744
	- Maintenance	-12 246 710		-12 246 710	-14 500 334		-14 500 334
	- AC	-621 172		-621 172	-1 931 656		-1 931 656
	- ACE	-1 190 235		-1 190 235	-1 679 418		-1 679 418
	- MO	-10 435 303		-10 435 303	-10 889 260		-10 889 260
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-325 628		-325 628	-190 936		-190 936
	- AC	-59 478		-59 478			
	- ACE	-68 487		-68 487	-92 558		-92 558
- MO	-86 311		-86 311	-134 359		-134 359	
- AUTRES	-111 352		-111 352	35 981		35 981	
- Amortissement des actifs de concession	-5 263 901		-5 263 901	-5 536 140		-5 536 140	
- Dot. Amortissement Technique							
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-2 698 606		-2 698 606	-3 243 084		-3 243 084	
- Dotation / reprise de lissage	-2 565 295		-2 565 295	-2 293 056		-2 293 056	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-14 319 559	671 780	-13 647 779	-13 104 975	118 999	-12 985 976	
- Fonctions supports	-11 601 302		-11 601 302	-9 775 972		-9 775 972	
- Frais de siège	-2 718 257	671 780	-2 046 477	-3 329 003	118 999	-3 210 004	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	5 549 327	163 692	5 713 019	5 465 788		5 465 788
	- LO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	677 354		677 354	694 231		694 231
	- Forfait FP2	8,567		8,567	8,615		8,615
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-936 922	6 562	-930 360	-408 406	1 112	-407 294
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,383		-1,374	-0,588		-0,587
	- Maintenance	-792 379		-792 379	-270 142		-270 142
	- AC	-571 196		-571 196	-60 857		-60 857
	- ACE	1 561		1 561	-3 965		-3 965
	- MO	-222 744		-222 744	-205 320		-205 320
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-144 543	6 562	-137 981	-138 264	1 112	-137 152
	- Fonctions supports	-117 990		-117 990	-107 161		-107 161
- Frais de siège	-26 553	6 562	-19 991	-31 103	1 112	-29 991	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	14 949 373	440 971	15 390 343	16 722 550		16 722 550
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	22,07		22,72	24,09		24,09
	- Consommations	-15 632 443		-15 632 443	-18 298 228		-18 298 228
- Fioul							
- Gasoil	-15 203 494		-15 203 494	-18 230 128		-18 230 128	
- Huile	-428 949		-428 949	-68 100		-68 100	
- 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						
	MARGE AVANT IS						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES				2 224 056		2 224 056
	- Coûts directs				-2 224 056		-2 224 056
- AC				-2 198 805		-2 198 805	
- ACE				-25 251		-25 251	
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							

		Ua huka 2017			Ua huka 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	68 524 500	2 021 309	70 545 809	70 363 599		70 363 599
	MARGE AVANT IS	19 799 337	2 699 651	22 498 988	16 100 525	120 111	16 220 635
	- I.S.	-9 048 600	-1 233 782	-10 282 382	-9 586 209	-71 514	-9 657 722
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	10 750 737	1 465 869	12 216 606	6 514 316	48 597	6 562 913
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	9 138 126	1 245 989	10 384 115	5 537 168	41 308	5 578 476
	En % des produits	13%	-62%	15%	8%		8%
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	9 621 990	283 826	9 905 816	9 197 434		9 197 434
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	21		21	21		21
	- Forfait FD2	473 266		473 266	473 380		473 380
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-11 117 326	388 892	-10 728 434	-13 146 808	76 072	-13 070 736
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-522 922		-504 630	-618 382		-614 804
	- Maintenance	-1 377 965		-1 377 965	-2 622 242		-2 622 242
	- AC	-13 275		-13 275	-5 146		-5 146
	- ACE	65 015		65 015	-484 493		-484 493
	- MO	-1 429 705		-1 429 705	-2 132 603		-2 132 603
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-299 355		-299 355	-139 413		-139 413
	- AC	-81 457		-81 457	-105 748		-105 748
	- ACE	-19 229		-19 229	-21 646		-21 646
	- MO	-12 455		-12 455	-12 073		-12 073
	- AUTRES	-186 214		-186 214	54		54
	- Amortissement des actifs de concession	-6 162 071		-6 162 071	-6 163 554		-6 163 554
	- Dot. Amortissement Technique						
	- Dot. Amortissement Caducité						
	- Dot. Provision pour Renouvellement						
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles						
- Reprise Provision pour Renouvellement		11 190 960	11 190 960				
- Dotation provision pour risque		-11 190 960	-11 190 960				
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-5 063 380		-5 063 380	-5 066 345		-5 066 345	
- Dotation / reprise de lissage	-1 098 691		-1 098 691	-1 097 209		-1 097 209	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-3 277 935	388 892	-2 889 043	-4 221 599	76 072	-4 145 527	
- Fonctions supports	-1 704 343		-1 704 343	-2 093 477		-2 093 477	
- Frais de siège	-1 573 592	388 892	-1 184 700	-2 128 122	76 072	-2 052 050	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	507 598		507 598	527 677		527 677
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	384 037		384 037	365 265		365 265
	- Coûts directs	-137 995		-137 995	335 245		335 245
	- AC	-73 702		-73 702	-1 623 351		-1 623 351
	- ACE				-809 302		-809 302
	- MO	-298 243		-298 243	-755 172		-755 172
	- AUTRES	233 950		233 950	3 523 070		3 523 070
	- Quote part des activités support affectées	-303 015	3 691	-299 324	-880 453	2 858	-877 595
	- Fonctions supports	-288 079		-288 079	-800 507		-800 507
	- Frais de siège	-14 936	3 691	-11 245	-79 946	2 858	-77 088
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	3 799 002		3 799 002	2 405 176		2 405 176	
- Coûts directs	-3 629 210		-3 629 210	-2 483 048		-2 483 048	
- AC	-1 973 033		-1 973 033	-2 315 995		-2 315 995	
- ACE	-1 496 795		-1 496 795	-216 988		-216 988	
- MO	-159 382		-159 382	49 935		49 935	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-256 832		-256 832	30 578		30 578	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	14 312 627	283 826	14 596 453	12 495 552		12 495 552
	MARGE AVANT IS	-1 131 751	676 409	-455 342	-3 648 934	78 930	-3 570 004
	- I.S.	517 228	-309 129	208 098	2 172 565	-46 995	2 125 571
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	-614 523	367 280	-247 244	-1 476 368	31 935	-1 444 433
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-522 345	312 188	-210 157	-1 254 913	27 145	-1 227 768
	En % des produits	-4%	-110%	-1%	-10%		-10%

		Ua huka 2017			Ua huka 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	68 524 500	2 021 309	70 545 809	68 139 543		68 139 543
	- Achat d'électricité d'origine thermique - Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA) - Achat d'électricité d'origine solaire (RA) - Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE	68 524 500	2 021 309	70 545 809	68 139 543		68 139 543
	COÛTS D'ACHAT	-68 524 500	-2 021 309	-70 545 809	-68 139 543		-68 139 543
	- Achat d'électricité d'origine thermique - Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui - Achat d'électricité d'origine hydraulique CHFP - Achat d'électricité d'origine solaire	-68 524 500	-2 021 309	-70 545 809	-68 139 543		-68 139 543
	GESTION ADMINISTRATIVE						
	- Produits de la Redevance solaire - Coûts de Fonctionnement - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège						
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège						
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	1 179 582	34 795	1 214 377	1 139 251		1 139 251
	- LO UC : Nombre d'abonnés -1 - Forfait FC	242 5 097		242 5 097	244 5 109		244 5 109
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	296 179		296 179	265 152		265 152
	- Frais de relance - Frais de perception de taxe	271 170 25 009		271 170 25 009	238 878 26 274		238 878 26 274
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-5 084 549	84 337	-5 000 212	-6 878 458	17 905	-6 860 553
	par UO : Nombre d'abonnés	-21 011		-20 662	-28 190		-28 117
	- Affranchissements	-334 732		-334 732	-345 628		-345 628
	- Fonctionnement	-2 609 326		-2 609 326	-2 684 193		-2 684 193
	- AC - ACE - MO - AUTRES	-73 693 83 650 -2 602 259 -17 024		-73 693 83 650 -2 602 259 -17 024	-2 097 -13 000 -2 522 734 -146 362		-2 097 -13 000 -2 522 734 -146 362
	- Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège	-2 140 491 -1 799 235 -341 256	84 337	-2 056 154 -1 799 235 -256 919	-3 848 637 -3 347 738 -500 899	17 905	-3 830 732 -3 347 738 -482 994
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	180 000		180 000	126 000		126 000
	- Autres						
	- Frais de coupure	180 000		180 000	126 000		126 000
	- Coûts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège						
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	70 180 261	2 056 104	72 236 365	69 669 946		69 669 946	
MARGE AVANT IS	-3 428 787	119 132	-3 309 656	-5 348 056	17 905	-5 330 150	
- IS.	1 567 008	-54 445	1 512 563	3 184 218	-10 661	3 173 557	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	-1 861 779	64 687	-1 797 092	-2 163 838	7 244	-2 156 593	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 582 512	54 984	-1 527 529	-1 839 262	6 158	-1 833 104	
En % des produits	-2%	-3%	-2%	-3%		-3%	

		Ua huka 2017			Ua huka 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	200 433	5 912	206 345	10 765		10 765
	- Rendement de référence						
	- Rendement - kWh produits - Economie réalisée en litre de combustibles						
REVENU AUTORISE Rendement de distribution							
- Rendement de référence							
- Rendement - kWh fournis aux client finaux - Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	877 179	25 875	903 053	-542 974		-542 974
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-917 265		-917 265	334 895		334 895
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière				259 240		259 240
	MARGE AVANT IS	-40 086	25 875	-14 212	51 161		51 161
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	85 570 500	2 371 716	87 942 217	83 857 344		83 857 344
	TOTAL DES CHARGES	-70 171 355	1 155 262	-69 016 093	-76 691 883	216 946	-76 474 938
	MARGE AVANT IS	15 399 145	3 526 979	18 926 124	7 165 461	216 946	7 382 407
	- IS.	-7 037 645	-1 611 883	-8 649 528	-4 266 296	-129 169	-4 395 465
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	8 361 500	1 915 096	10 276 595	2 899 165	87 777	2 986 942
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 107 275	1 627 831	8 735 106	2 464 290	74 610	2 538 900
	En % des produits	8,3%	-69%	9,9%	2,9%		3,0%

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 0.2 MF sur la marge avant IS de la concession suite à une reprise de provisions pour contentieux y/c CST en 2018 (en frais de siège)

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

Commentaires sur la variation des produits : - 2 MF

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

Ce poste baisse de - 2 MF

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + 1 MF sont :

- **Production : + 2 MF**
 - + 2 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 1 MF**
 - - 1 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : + 7 MF

- **Production : + 6 MF**
 - + 1 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales
 - + 3 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - + 2 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : + 1 MF**
 - + 2 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 1 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 2 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : - 2 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 8 MF

La marge récurrente a été impactée par :

- La non actualisation des tarifs
- La non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser en produits le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de 7 MF sur l'exercice.
- La hausse de 3 MF au titre des matières consommées.

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

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

4.4.1) – Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{85.288.264} & = & \mathbf{66.990.038} & + & \mathbf{18.298.226} \end{array}$$

4.4.1.1) – Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2017 sont :

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	292	292		171 987	172 195	0,1%	50 220 204	50 280 940	0,1%
Nb de kWh produits	677 354	694 231	2,5%	8,567	8,615	0,6%	5 802 892	5 980 800	3,1%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	21,260	21,260		473 266	473 380	0,0%	10 061 635	10 064 059	0,0%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	242	244	0,8%	5 097	5 109	0,2%	1 233 474	1 246 596	1,1%
RE - "Forfaits"							67 318 205	67 572 395	0,4%
Résultat financier							917 265	-594 136	-164,8%
Partage des gains de rendement							209 591	11 779	
RE (Revenu de l'exploitation)							68 445 061	66 990 038	-2,1%

4.4.1.2) – Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2017			2018		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	231 733	65,61	15 203 493	243 962	74,73	18 230 126
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	1 379	311,06	428 949	205	332,19	68 100
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	-	-	-	-	-	-
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				15 632 441			18 298 226

Prix des combustibles

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

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

- La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE », (le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).
Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.
En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de la dite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.
- En l'attente d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, les tarifs de l'électricité sont les mêmes pour l'ensemble des concessions d'EDT et établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.
- Aussi les produits enregistrés par concession et par processus correspondent au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions, lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés (principe de péréquation).

		Ua Huka			
		2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	22 020 575	20 911 901	20 930 086	21 682 734
Péréquation	B	55 923 443	59 491 782	63 711 473	64 254 101
CA péréqué	C=A+B	77 944 018	80 403 683	84 641 559	85 936 835
Ecart RA/CA 2018		n/a	3 673 820	-2 371 716	n/a
Revenu autorisé		85 288 264	84 077 502	82 269 843	85 936 835
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-3 673 820	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	2 371 716	n/a	n/a
Produits comptabilisés		77 944 018	82 775 399	82 269 843	85 936 835

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

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	661 582	624 521
<i>Rendement (kWh)</i> Energie vendue / Energie produite & achetée	89,6%	88,3%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh		
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque		
Production hydro		
Production Total EnR		
Production brute thermique à produire	738 481	706 944
Production nette thermique à produire	723 424	696 199
Total production (EDT et Autres)	738 481	706 944
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,330	0,328
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	26 855	46 888
Achat matière première	253 150	211 700
Stock final	36 043	26 855
Consommation matière première	243 962	231 733
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,330	0,328
<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	74,73 F	65,61 F
Prix de l'hydroélectricité		
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	332,19 F	311,06 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	1 787 764	2 913 570
Achat matière première	19 565 382	14 077 687
Stock final	3 123 020	1 787 764
Consommation matière première	18 230 126	15 203 493
Huile	68 100	428 949
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	18 298 226	15 632 441
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh		
(CE) TOTAL achat de matières premières	18 298 226	15 632 441

5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2017	Acquisition ⁽¹⁾	Cession	2018
Production	94 927 118	0	0	94 927 118
Distribution	126 213 386	365 264	0	126 578 650
Total	221 140 504	365 264	0	221 505 768

(1) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchement & Comptages
BRT11/18	COMPTAGE TIERS UAH 2018 FINANCEMENT UA HUKA	365 264	365 264
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA HUKA	365 264	365 264

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 4,8 MF contre 0,1 MF fin 2017 soit une baisse de 4,7 MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BATIMENT UA HUKA	01/01/2000	35	-	-	-	-	-
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	24	-	15 955 746	-	7 977 876	7 977 870
REAMENAG BAT CENTRALE	01/03/2009	26	6 491 218	-	2 470 851	-	4 020 367
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	01/08/2013	21	395 848	-	100 116	-	295 732
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	18/04/2008	7	3 811 343	-	3 811 343	-	-
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	01/01/2017	7	4 896 096	-	1 398 884	-	3 497 212
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	18/04/2008	7	3 811 343	-	3 811 343	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	7	4 859 940	-	4 859 940	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	7	4 859 939	-	4 859 939	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	7	4 859 939	-	4 859 939	-	-
FILIERE UA HUKA	01/01/2002	25	-	-	-	-	-
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL	01/08/2013	21	13 110 153	-	3 315 796	-	9 794 357
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA	01/05/2016	19	401 124	-	57 304	-	343 820
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	01/03/2009	25	13 546 582	-	5 328 320	-	8 218 262
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	01/02/2015	20	160 954	-	31 651	-	129 303
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	01/04/2015	20	2 413 318	-	458 224	-	1 955 094
AIR DEPOTAGE UA HUKA	01/04/2007	25	6 054 335	-	2 845 536	-	3 208 799
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	18/04/2008	25	602 000	-	257 723	-	344 277
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	01/01/2011	24	3 468 573	-	1 156 192	-	2 312 381
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	19	255 000	-	43 053	-	211 947
TOTAL PRODUCTION UA HUKA			78 971 372	15 955 746	44 639 821	7 977 876	42 309 421
TRANSFO UA HUKA 2003	01/01/2003	25	227 161	-	145 382	-	81 779
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	01/07/2005	25	633 142	-	341 899	-	291 243
POSTE CP UA HUKA 20070	01/07/2007	25	1 518 215	-	698 380	-	819 835
TRANSFO VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	25	1 065 000	-	444 697	-	620 303
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	119 556	-	378 600
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	119 556	-	378 600
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	119 556	-	378 600
TRANSFO SOCLE UA HUKA	01/01/2013	25	1 855 951	-	445 428	-	1 410 523
POSTE UA HUKA 2000	01/01/2000	25	5 062 637	-	3 847 604	-	1 215 033
RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA	01/10/2017	15	4 823 956	-	401 996	-	4 421 960
RES.AERIEN UA HUKA 2002	01/01/2002	25	2 671 684	-	1 816 744	-	854 940
RES.AERIEN UA HUKA 2003	01/01/2003	25	30 999	-	19 840	-	11 159
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25	-	262 613	-	168 072	94 541
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25	-	592 818	-	379 405	213 413
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	01/07/2004	25	87 035	-	50 479	-	36 556
RESEAUX UA HUKA 2004	01/07/2004	25	-	591 344	-	342 982	248 362

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	01/01/2005	25	3 727 358	-	2 087 318	-	1 640 040
RESEAUX UA HUKA 2005	01/06/2005	25	-	449 010	-	243 961	205 049
RENF RES BTA CP UA HUKA	01/07/2006	25	116 877	-	58 438	-	58 439
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	31/05/2007	25	1 683 437	-	785 604	-	897 833
EXT BTA QTIER TEATIU UA	31/05/2007	25	1 050 584	-	490 271	-	560 313
RESEAUX CP UA HUKA 2007	01/07/2007	25	3 110 097	-	1 430 646	-	1 679 451
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25	-	317 785	-	146 180	171 605
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25	-	97 468	-	44 838	52 630
RESEAUX CP UA HUKA 2008	01/07/2008	25	2 148 084	-	902 193	-	1 245 891
EXT BTA VAIPAE UA HUKA	23/07/2008	25	7 891 809	-	3 295 267	-	4 596 542
EXT BTA QT PAUTEHEA	18/08/2008	25	528 798	-	219 334	-	309 464
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	01/01/2009	25	367 819	-	147 130	-	220 689
RESEAUX CP UA HUKA 2009	01/07/2009	25	14 567 855	-	5 535 783	-	9 032 072
RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	25	1 909 547	-	649 247	-	1 260 300
RESEAUX CP UA HUKA 2011	01/07/2011	25	10 713 209	-	3 213 960	-	7 499 249
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	01/07/2011	25	-	62 032	-	18 608	43 424
RESEAUX CP UA HUKA 2012	01/07/2012	25	7 852 081	-	2 041 540	-	5 810 541
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	01/01/2013	25	2 908 182	-	697 962	-	2 210 220
RESEAUX CP UA HUKA 2013	01/07/2013	25	14 403 564	-	3 168 785	-	11 234 779
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	01/07/2013	25	-	36 733	-	8 080	28 653
RESEAUX 2015 CONCED UAH	01/07/2015	25	-	65 406	-	9 156	56 250
EXTENSION BTSOUT VAIPAE	23/07/2008	35	7 817 357	-	2 331 557	-	5 485 800
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	01/01/2013	35	13 150 658	-	2 254 398	-	10 896 260
COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	20	-	245 786	-	233 497	12 289
COMPTAGE UA HUKA 2001	01/01/2001	20	-	150 348	-	135 313	15 035
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20	154 801	-	131 580	-	23 221
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20	-	558 094	-	474 381	83 713
COMPTAGE UA HUKA 2003	01/01/2003	20	-	306 378	-	245 104	61 274
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	01/07/2004	20	95 148	-	68 982	-	26 166
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	01/07/2004	20	-	124 700	-	90 407	34 293
BRCHT UA HUKA 2006	01/07/2006	20	-	653 727	-	408 578	245 149
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2006	20	296 260	-	185 162	-	111 098
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	1	-	2 653 463	-	2 653 463	-
BRCHT UAHUKA 2007	01/07/2007	20	-	658 452	-	378 611	279 841
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2007	20	1 238 449	-	712 108	-	526 341
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2008	20	753 793	-	395 743	-	358 050

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 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	98 743	-	44 844	53 899
COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	20	-	246 533	-	104 778	141 755
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	20	156 589	-	66 550	-	90 039
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	01/07/2011	20	137 361	-	51 510	-	85 851
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	01/07/2011	20	-	158 745	-	59 528	99 217
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	01/07/2012	20	-	52 915	-	17 199	35 716
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	01/07/2013	20	-	291 195	-	80 080	211 115
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	01/07/2014	20	-	185 690	-	41 780	143 910
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2015	20	182 556	-	31 948	-	150 608
COMPTAGE TIERS UAH 2015	01/07/2015	20	-	134 511	-	23 540	110 971
COMPTAGE TIERS UAH 2016	01/07/2016	20	-	181 235	-	22 655	158 580
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2016	20	72 866	-	9 108	-	63 758
COMPTAGE TIERS UAH 2017	01/07/2017	20	-	434 888	-	32 616	402 272
BRCHT/COMPTAGE UA HUKA	01/07/2017	20	97 387	-	7 304	-	90 083
COMPTAGE TIERS UAH 2018	01/07/2018	20	-	365 264	-	9 132	356 132
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA			116 602 774	9 975 876	39 540 545	6 416 788	80 621 317
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA HUKA			195 574 146	25 931 622	84 180 366	14 394 664	122 930 738

Production :

VB Concessionnaire :	78 971 372
VB Tiers :	15 955 746
Total VB (fin 2018)	94 927 118

Distribution :

VB Concessionnaire :	116 602 774
VB Tiers :	9 975 876
Total VB (fin 2018)	126 578 650

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

N/A

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	Prévu	Réalisé	Ecart
ACCESSOIRES GROUPES	12 757 482	-	- 12 757 482
ALTERNATEUR GROUPE	5 686 842	-	- 5 686 842
BLOC MOTEUR GROUPE	8 715 704	-	- 8 715 704
TOTAL	27 160 028	-	- 27 160 028

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-27 160 028	Le programme de renouvellement de deux groupes a été reporté en 2019.
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	<u>-27 160 028</u>	

Distribution :

	Prévu	Réalisé	Ecart
RESEAUX AERIENS BT	1 554 962	-	- 1 554 962
RESEAUX AERIENS HT	577 761	-	- 577 761
COMPTEURS	680 206	-	- 680 206
TOTAL	2 812 929	-	- 2 812 929

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-2 812 929	Le programme de renouvellement des réseaux a été reporté en 2019 suite à l'audit de l'état des poteaux réalisé à l'aide d'un résistographe
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	<u>-2 812 929</u>	

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

§ 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.

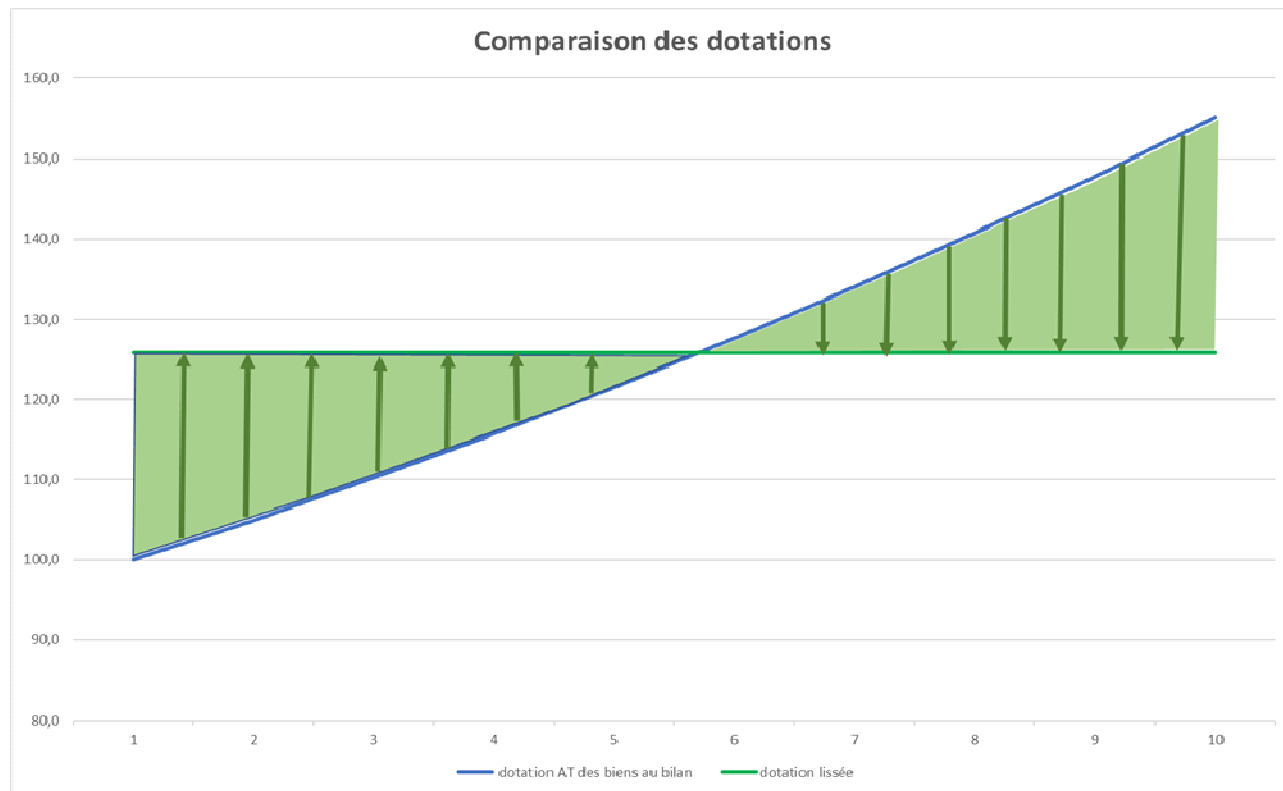
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.

Dotations/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Détail des calculs / **Production** :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	94 927 118	94 927 118	-	
- financements tiers et concédant	(15 955 746)	(15 955 746)	-	
- IFC renouvellement cumul	-	-	-	
base amortissable	78 971 372	78 971 372	-	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	43 889 492	43 889 492	-	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(3 811 343)	(3 811 343)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	272 239	272 239	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	40 350 388	40 350 388	-	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir	38 620 984	38 620 984	-	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	13	13	13	
dotations exercice ⁽¹⁾	2 970 845	2 970 845	-	(E)
dotations cumulées à fin 2018	43 321 233	43 321 233	-	(B) + (E)

méthode 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
	(33 062 968)					
2017	(35 628 263)	(2 565 295)	(2 970 845)	(5 536 140)	-	(5 536 140)
2018	(37 921 319)	(2 293 056)	(2 970 845)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2019	(37 951 039)	(29 720)	(5 234 181)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2020	(37 980 759)	(29 720)	(5 234 181)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2021	(38 010 479)	(29 720)	(5 234 181)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2022	(38 040 199)	(29 720)	(5 234 181)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2023	(38 069 919)	(29 720)	(5 234 181)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2024	(37 408 705)	661 214	(5 925 115)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2025	(36 747 491)	661 214	(5 925 115)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2026	(30 057 593)	6 689 898	(11 953 799)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2027	(22 611 255)	7 446 338	(12 710 239)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2028	(15 164 916)	7 446 338	(12 710 239)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2029	(7 718 578)	7 446 338	(12 710 239)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2030	(272 239)	7 446 338	(12 710 239)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
		32 790 729	(106 757 578)	(73 966 849)	-	(73 966 849)
moyenne :		2 342 195	(7 625 541)	(5 283 346)		
				moyenne 2017 / 2030		

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)		
Dotation N	2 970 845	
Régularisation dotation 2017	272 239	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	3 243 084	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	2 293 056	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	5 536 140	4.3.3 & 5.5.3
- régularisations et écarts	(272 239)	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	5 263 901	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)	
Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	43 321 233
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	7 977 876
Total amortissement au bilan	51 299 109

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	70 061 845
- réalisé 2017 :	(4 896 096)
- réalisé 2018 :	-
Reste à faire à fin 2018 :	65 165 749

Détail des calculs / **Distribution :**

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	126 578 650	125 764 245	814 405	
- financements tiers et concédant	(9 975 876)	(9 175 724)	(800 152)	
- IFC renouvellement cumul	-	-	-	
base amortissable	116 602 774	116 588 521	14 253	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	50 778 829	50 777 811	1 018	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(20 752)	(20 752)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	1 483	1 483	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	50 759 560	50 758 542	1 018	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir	65 843 214	65 829 979	13 235	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	13	13	13	
dotations exercice ⁽¹⁾	5 064 863	5 063 845	1 018	(E)
dotations cumulées à fin 2018	55 824 422	55 822 386	2 036	(B) + (E)

méthode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme 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
	(16 209 044)					
2017	(17 306 253)	(1 097 209)	(5 063 845)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2018	(18 403 461)	(1 097 209)	(5 063 845)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2019	(19 442 336)	(1 038 875)	(5 122 178)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2020	(20 226 088)	(783 752)	(5 377 302)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2021	(20 729 204)	(503 116)	(5 657 938)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2022	(20 920 501)	(191 298)	(5 969 755)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2023	(20 761 004)	159 497	(6 320 550)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2024	(20 200 598)	560 406	(6 721 459)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2025	(19 172 465)	1 028 133	(7 189 186)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2026	(17 583 061)	1 589 405	(7 750 458)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2027	(15 292 066)	2 290 995	(8 452 048)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2028	(12 065 617)	3 226 448	(9 387 501)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2029	(7 435 989)	4 629 629	(10 790 682)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2030	-	7 435 989	(13 597 042)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
		16 209 044	(102 463 788)	(86 254 744)	(14 253)	(86 268 997)
moyenne :		1 157 789	(7 318 842)	(6 161 053)		
				moyenne 2017 / 2030		

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

Dotation N	5 064 863	
Régularisation dotation 2017	1 483	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	5 066 345	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	1 097 209	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	6 163 554	4.3.3 & 5.5.3
- régularisations et écarts	(1 483)	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	6 162 071	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	55 824 422
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	6 416 788
Total amortissement au bilan	62 241 210

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	36 477 054
- réalisé 2017 :	(4 907 090)
- réalisé 2018 :	-
Reste à faire à fin 2018 :	31 569 964

5.5.3 Impact sur l'exercice

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

	Ua Huka		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	3 320 566	5 536 140	2 215 574
DISTRIBUTION	5 758 040	6 163 554	405 514
TOTAL	9 078 606	11 699 694	2 621 088

Les écarts s'expliquent :

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

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

Illustration



5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
BRT11/18	COMPTAGE TIERS UAH 2018 FINANCEMENT UA HUKA	365 264	100%	365 264
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA HUKA	365 264		365 264
	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	365 264		365 264

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

N/A

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	65 165 749
Réalisé	-
Ecart de coût sur réalisé	-
Réajusté	-
reste à faire au 31/12/2018	65 165 749

Plan de renouvellement au 31/12/2018

reste à faire au 31/12/2018	2019	2020	2021	TOTAL
G1	10 505 960			22 165 946
G2	6 148 108			17 808 094
G3	10 505 960			22 165 946
S/T Groupes	27 160 028	-	-	62 139 987
Filières groupes				3 025 762
Bâtiment				-
TOTAL	27 160 028	-	-	65 165 749

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL UA HUKA PRODUCTION	35 628 263	2 648 737	- 355 681	37 921 319	65 165 749

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	34 077 859
ajustement du besoin 2017 :	35 983 986
ajustement du besoin 2018 :	-
- doté à l'ouverture :	35 628 263
reste à doter	34 433 582
nb années restantes	13
dotation de l'exercice :	2 648 737

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/2017	31 569 964
Réalisé	-
Réajusté	
reste à faire au 31/12/2018	31 569 964

Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	2021	Total à fin 2018
Renouvellement	700 000	2 806 360	2 806 360	31 569 964

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL UA HUKA DISTRIBUTION	17 306 253	1 474 677	- 377 468	18 403 461	31 569 964

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	-
ajustement du besoin 2017 :	36 477 054
ajustement du besoin 2018 :	-
- doté à l'ouverture :	17 306 253
reste à doter	19 170 801
nb années restantes	13
dotation de l'exercice :	1 474 677

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

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

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

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

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

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

c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

g) 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