



**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 2017

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	9
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	14
➤ Aspects commerciaux.....	15
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Gestion des impayés	21
2.7 - Dépenses de la Commune	21
2.8 - Services offerts à la clientèle	22
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	23
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	25
➤ Bilan technique	26
3.1 - Effectif de l'exploitation de Ua Huka	26
3.2 - Détail des ouvrages de production	26
3.3 - Données de production	27
3.4 - Qualité de service	28
3.5 - Qualité – Sécurité – Environnement	29
3.6 - Travaux significatifs – Faits marquants	29
3.7 - Unités d'œuvres 2017 de la concession.....	30
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES.....	31
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	32
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	38
4.3 - Comptes de la concession.....	42
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	49
4.5 - Objectivation de la marge.....	53
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	55
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	56
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	57
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	60
5.4 - Dépenses de renouvellement	60
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	61
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	63
5.7. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	63
5.8 - Plan de Renouvellement	64
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	66

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Rapport de la chambre territoriale des comptes :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Comptabilité :

1) Méthode comptable :

En rappelant :

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

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

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

2) Loi de pays sur les provisions :

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

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

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

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

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

Performance :

2017 a été l'année de la poursuite de notre plan de transformation de l'entreprise « Engie PF 2020 » avec la mise en œuvre de différents projets visant tant à l'amélioration de la performance qu'au développement de l'entreprise.

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

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

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

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

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

Tarif :

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

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

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

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

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

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

Principaux indicateurs

CLIENTS	nombre de contrats clients		244	
	BT	▼	243	99,59%
	MT	▼	1	0,41%
	puissance souscrite au 31/12	kVA	1 036	
	BT	▼	1 016	98,07%
	MT	▼	20	1,93%
	Puissance maximale appelée	MW	0,14	
	nombre de kWh vendus total		624 521	
	BT	▼	604 481	96,79%
	MT	▼	20 040	3,21%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	20 911 901	
	BT : Total	▼	20 066 759	95,96%
	BT : par client		82 579	
	BT : par kVA de puissance souscrite		19 743	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	▼	3 766 385	18,77%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	▼	16 300 374	81,23%
	MT : Total	▼	845 142	4,04%
	MT : par client		845 142	
	MT : par kVA de puissance souscrite		42 257	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	▼	367 920	43,53%
MT : part variable en XPF et % du CA total	▼	477 222	56,47%	
prix moyen de vente par kWh vendu		33,48		
BT		33,20		
MT		42,17		
TECHNIQUES	Rendement réseaux		0,90	
	énergie achetée			
	énergie solaire	kWh	0	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh	0	34,80%
	énergie thermique	kWh	696 199	64,00%
	énergie totale achetée		696 199	
	temps moyen de coupure			
	globale		1h48	
	origine production		0	
origine transport				
origine distribution		1h48		
FINANCIERS	Patrimoine			
	longueur du réseaux hors branchement	km	21	
	valeur d'origine	k XPF	221 141	
	valeur nette économique	k XPF	130 846	
	Travaux réalisés			
	dépenses de renouvellement	k XPF	9 803	
	dépenses d'améliorant	k XPF	449	
	Indemnité de fin de concession	k XPF		
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	84 078	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	68 445	
	coût des énergies et du transport	k XPF	15 632	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	10 277		
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	63 166		

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

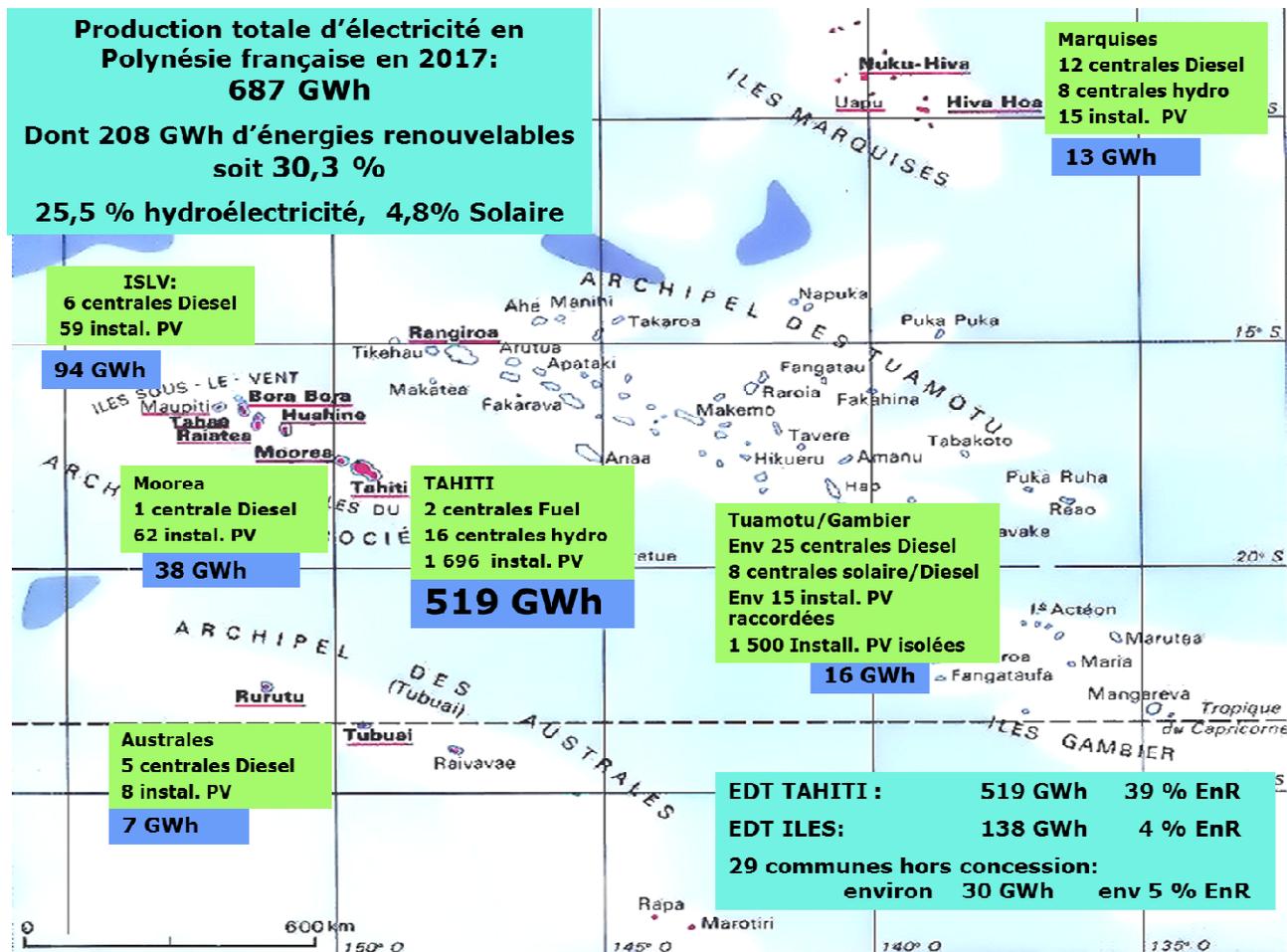
- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

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

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

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

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

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production

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

En matière de transport (Tahiti) :

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

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

En matière de distribution :

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

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

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

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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

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

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement

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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

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

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

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

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

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

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

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

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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus postérieur 01/03/16	Total kWh vendus	Montant postérieur 01/03/16	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/17
BT Usage social 1ère tranche	P1	268 721	268 721	5 105 699	5 105 699	6 369	1 679 855	530
BT Usage social 2ème tranche	P2	13 370	13 370	521 430	521 430			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	54 586	54 586	1 166 859	1 166 859	1 135	412 796	99
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	24 332	24 332	827 961	827 961			
BT Eclairage public	P4	9 369	9 369	309 177	309 177	264	95 040	22
BT Usage professionnel	P5	234 103	234 103	8 369 248	8 369 248	4 356	1 578 694	365
MT Tarif jour	P6	12 114	12 114	302 850	302 850	240	367 920	20
MT Tarif nuit	P7	7 926	7 926	174 372	174 372			
Total		624 521	624 521	16 777 596	16 777 596	12 364	4 134 305	1 036

Ventes totales
Prix moyen

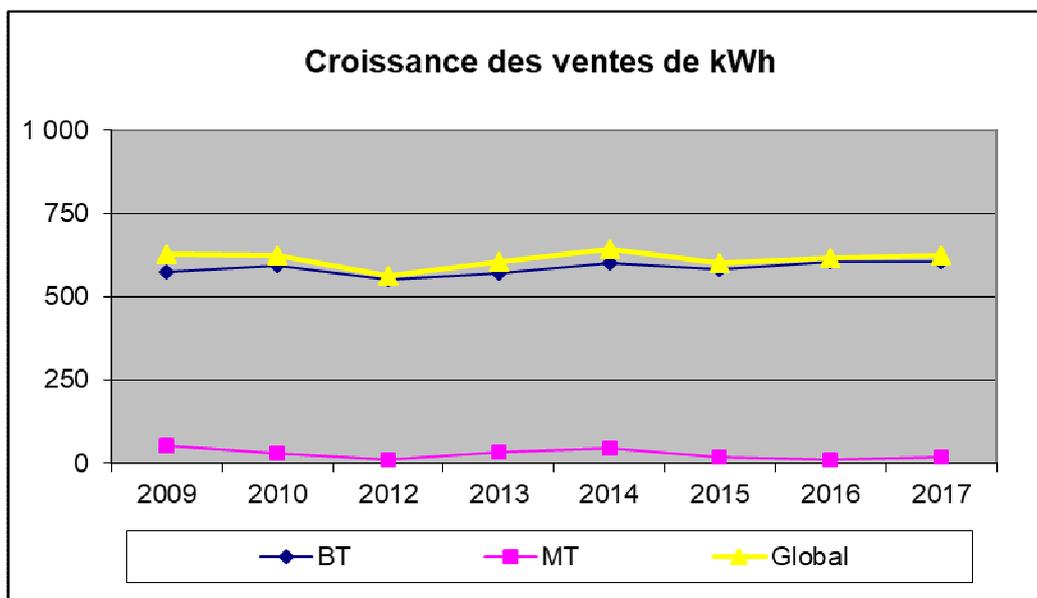
20 911 901
33,48

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	25 009 XPF
- Frais de relance :	<u>271 170 XPF</u>
- Total	296 179 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité ont évolué à la hausse de 1,1% (soit +7 MWh) entre 2016 et 2017 pour s'établir à 0,6 GWh sur 2017.

Cette hausse provient de l'augmentation de 64% (+8 MWh) des ventes en moyenne tension, qui représentent 3% des volumes, et qui masque la légère baisse de 0,2% constatée pour les ventes en basse tension (soit -1 MWh).

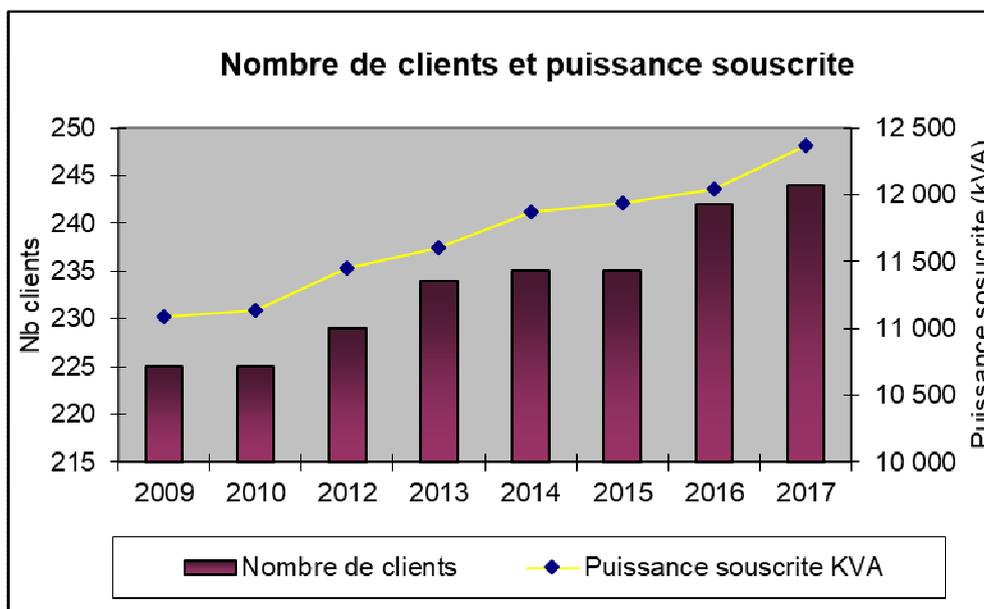
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) baisse légèrement de 1% (soit -4 MWh), avec la même tendance observée pour chacun des tarifs.

Les tarifs domestiques représentent 58% des volumes basse tension en 2017, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 47% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 9 MWh vendus sur 2017, ont pour leur part diminué de 20 % en 2017, soit -2,3 MWh.

Les ventes des clients professionnels en basse tension, qui représentent 39% des ventes basse tension, ont connu une hausse de 1,7% (soit +4 MWh), portée par l'augmentation des consommations de certains magasins.

La croissance des ventes en moyenne tension s'explique par la hausse de la consommation du compteur de la station de pompage de Vaipae.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :

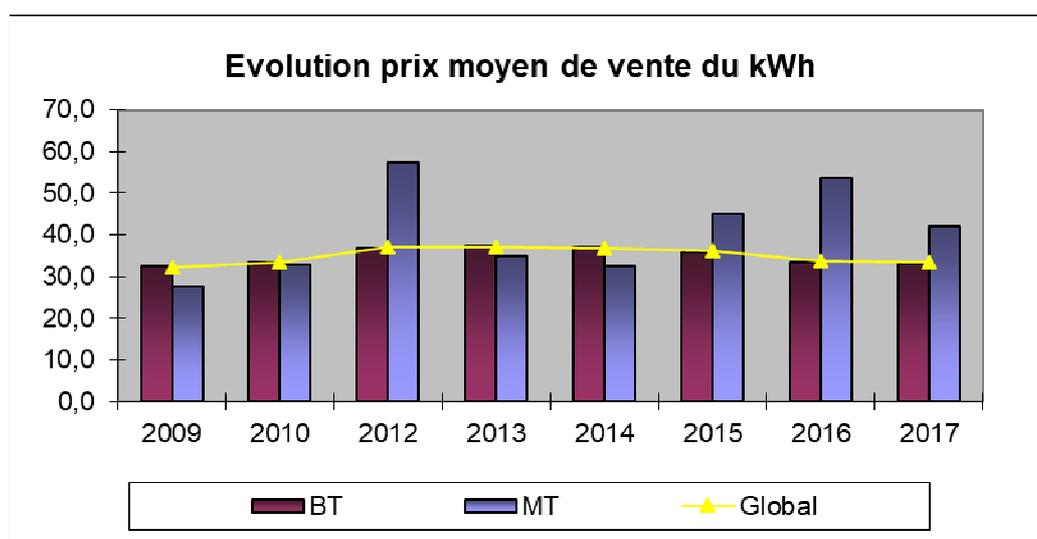
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	243	variation / 2016	0,8%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>		
	244		0,8%

La légère hausse du nombre de clients correspond à la souscription d'un contrat supplémentaire dans chacun des tarifs « classique » usages domestiques et usages professionnels basse tension.

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

- Tarif « Petits Consommateurs » 67%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 9%
- Tarif prépaiement 1%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Usages professionnels basse tension 20%
- Tarif Moyenne tension 1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 12 364 kVA, soit une hausse de 3% par rapport à 2016, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



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

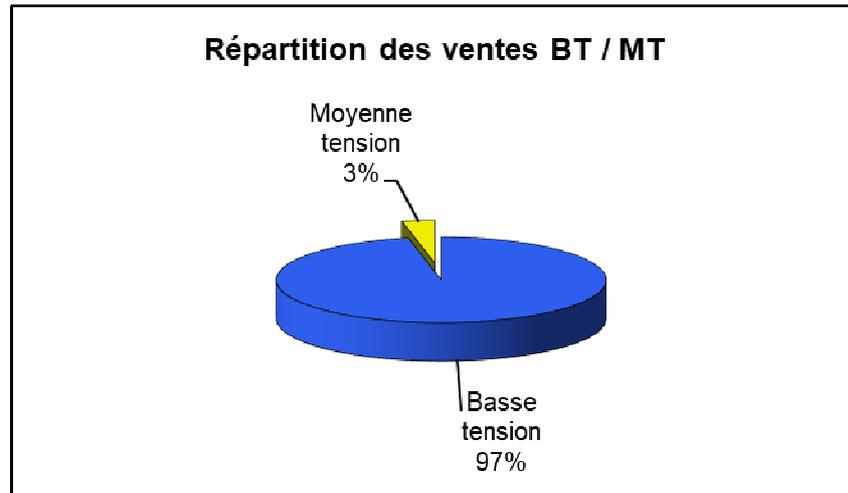
Tarifs basse tension	33,2 Fcp	variation / 2016	-0,8%
Tarifs moyenne tension	<u>42,2 Fcp</u>		-21,2%

Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

33,5Fcp

- 1,2%

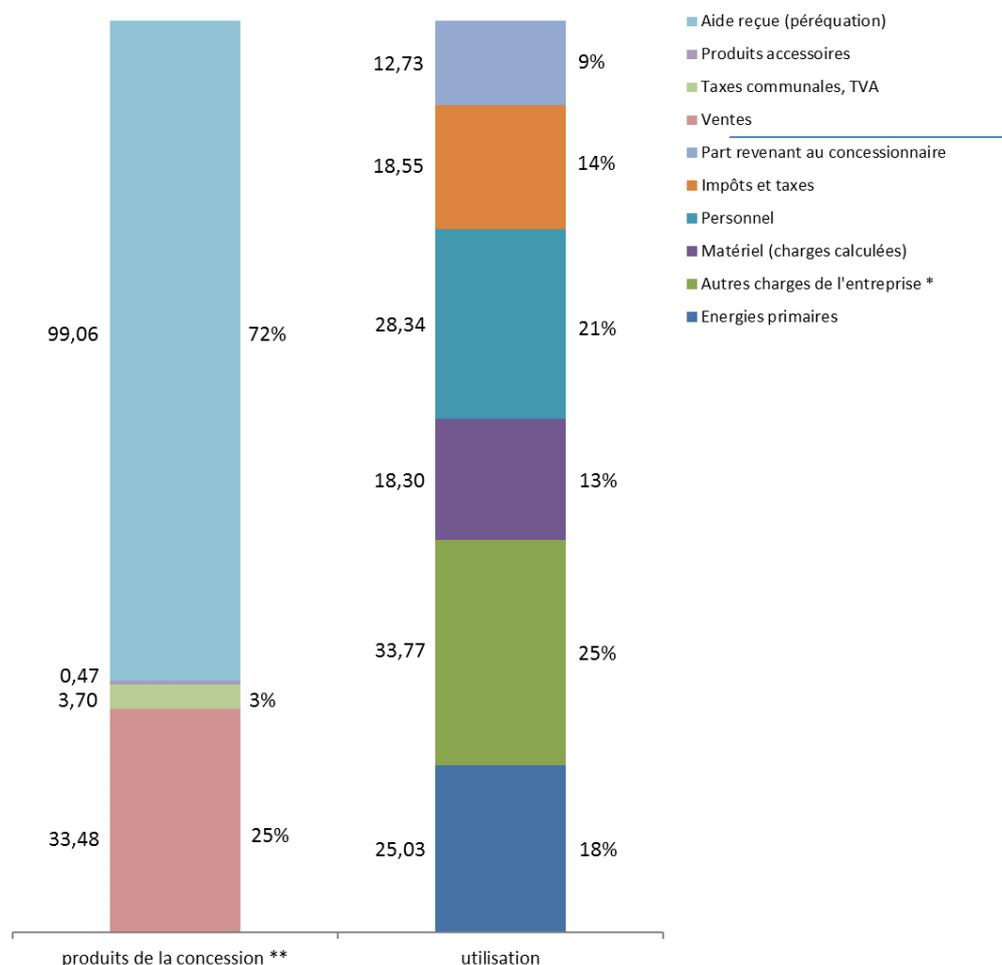
La baisse du prix moyen facturé en tarifs moyenne tension s'explique par la plus forte hausse de 77% des ventes facturées en tarif jour, comparativement au tarif nuit dont les ventes progressent d'environ 43%.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 97% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 3% en tarif moyenne tension.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

2017 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

** Dont 33,48 F/KWh (25 %) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- La TVA

Les impôts comprennent :

- La TVA
- L'IS
- L'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes

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

Les énergies comprennent :

- Le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole
- Le coût d'achat des énergies renouvelables solaire.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Ua Huka, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/17, était de près de 4,9 Millions Fcp, ce qui représente 22% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 81 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 55 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 23% 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 3 clients, soit 1% 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).

Aucun montant n'a été comptabilisé en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Huka sur 2017.

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

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nbre de PDL	Consommation en kwh	Montant TTC facturé	Prix moyen TTC
Domestique	1	521	22 367	42,93
Eclairage Public	5	9 638	453 015	47,00
Usages professionnels Basse Tension	20	64 440	3 245 992	50,37
Moyenne Tension	1	18 868	895 494	47,46
Total	27	93 467	4 616 868	49,40

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était de 4,6 Millions XPF TTC, dont près de 0,5 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 27 compteurs.

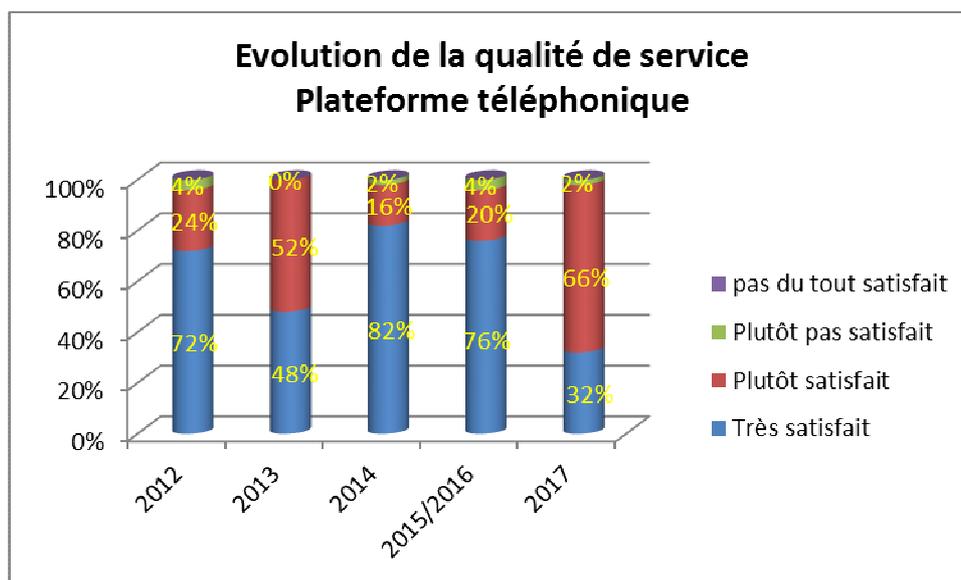
Le montant des dépenses de la commune pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...), en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession, s'élève à 1 161 057 XPF TTC sur 2017.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services. Les clients peuvent désormais régler leur facture selon plusieurs choix de service : Directement en agence clientèle, sur l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf » ou également par téléphone via le module de télévente développé au sein de notre centre d'appel et depuis septembre 2017 l'acceptation de la carte privative sur la vente à distance.

Campagnes d'appels mystères



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

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

Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une baisse des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne, ceci s'explique par une réorganisation des flux clients qui sont désormais traités par deux entités afin de répondre au mieux au client. Il est important de noter également une refonte graphique complète de l'agence en ligne qui a facilité le self care client.

L'information clients par SMS

La création du service INFOS SMS remonte à 2011 date à laquelle le SMS Infos facture avait été proposé aux clients qui ne recevaient pas ou rencontraient des difficultés à recevoir leur facture EDT dans un délai correct.

Plus de la moitié des clients domestiques ont depuis adhéré à ce système d'information entièrement gratuit et ceci sur plusieurs domaines : la date du passage du releveur, les coupures pour travaux de leur zone, le rappel de l'envoi de leur auto relève.

Dans la même logique, le SMS Relance a été créé et proposé à la fin de l'année 2015, ce dernier complète le système de la relance par voie recommandée prévu au cahier des charges de la concession. Grâce à cette information rapide et simple, le client dispose immédiatement sans frais supplémentaire et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

Nombre de souscriptions Services SMS à fin 2017

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Ua Huka	41	7	42	17	35	142

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

Dans le cadre du développement relatif au self care client, de nombreux outils de maîtrise de la dépense énergétique ont été proposés sur le site de l'agence edt.

Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

FORMULAIRE

CLIMATISATION	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
12000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
18000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
9000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
VENTILATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
EAU CHAUDE SANITAIRE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
CHAUFFE EAU ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ÉCLAIRAGE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
LAMPE À INCANDESCENCE / HALOGÈNE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
LAMPE LBC / LED	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ELECTROMENAGER	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
ASPIRATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
CAVE À VIN	<input type="text"/>	24	30	0.00
CONGÉLATEUR	<input type="text"/>	24	30	0.00
CUISINIÈRE ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FER À REPASSER	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FONTAINE À EAU	<input type="text"/>	24	30	0.00
FOUR ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00

- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- Simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation.

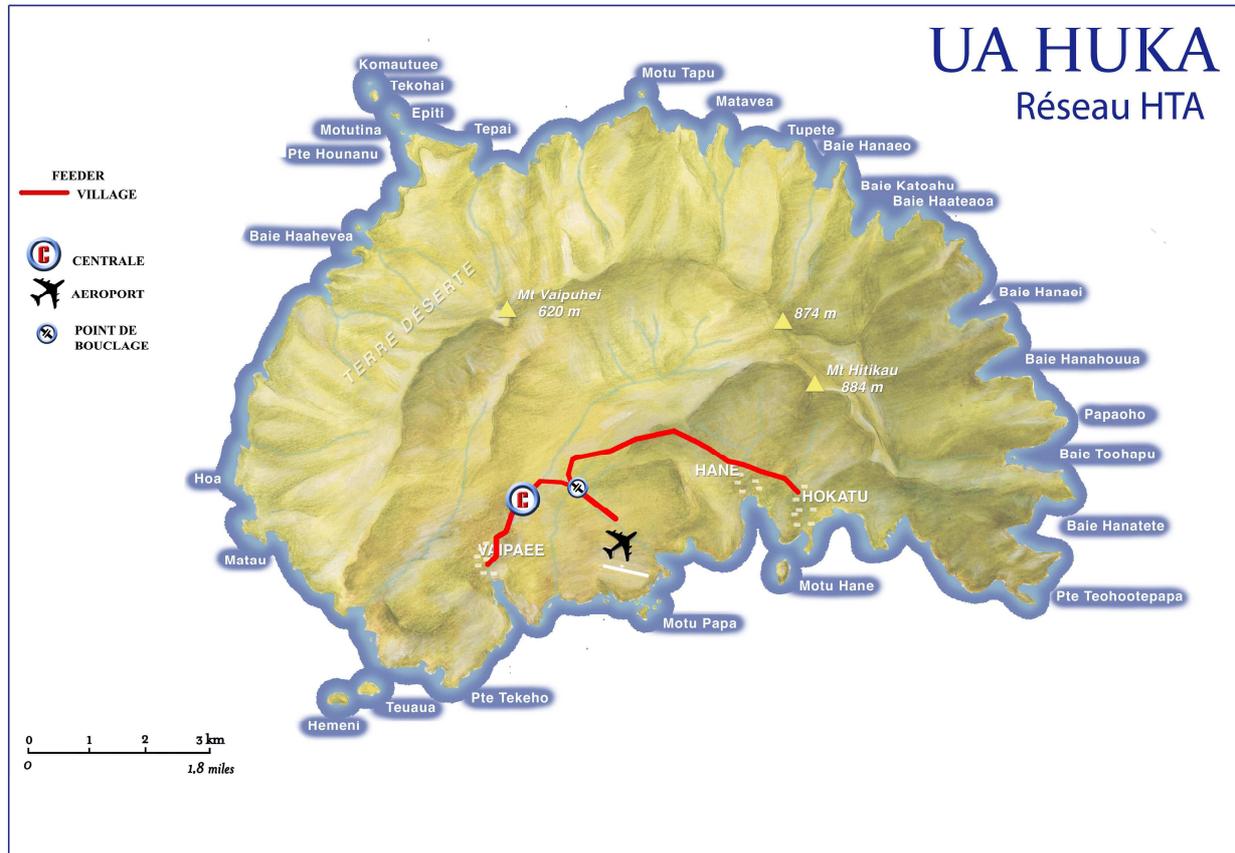
Le besoin de maîtriser sa consommation énergétique a été révélé par l'enquête sur les usages numériques des clients d'EDT, une mise en valeur de ces derniers a été faite sur la home page de l'agence en ligne. Une refonte de l'outil « Bilan énergie » a été effectuée en cours d'année dans un objectif de simplification pour le client.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
- 3.1 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 2017 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Huka



3.1 - Effectif de l'exploitation de Ua Huka

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2017.

3.2 - Détail des ouvrages de production

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

Intitulé	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Appellation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	HDM au 1er Janvier 2018	Nbre heure de fonctionnement 2017
G1 UA HUKA	FG WILSON	250	200	160	P250G1.70	18/04/2008	23 167	27 745	3 290
G2 UA HUKA	FG WILSON	250	200	160	P250G1.80	18/04/2008	26 224	23 679	2 951
G3 UA HUKA	FG WILSON	250	200	160	P250G1.81	18/04/2008	24 713	25 383	312

3.3 - Données de production

Sortie de centrale, 694 231 kWh ont été produits en 2017 contre 677 354 kWh en 2016.

231 733 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 231 917 litres en 2016, 755 litres d'huile ont été consommés en 2017 contre 830 litres en 2016.

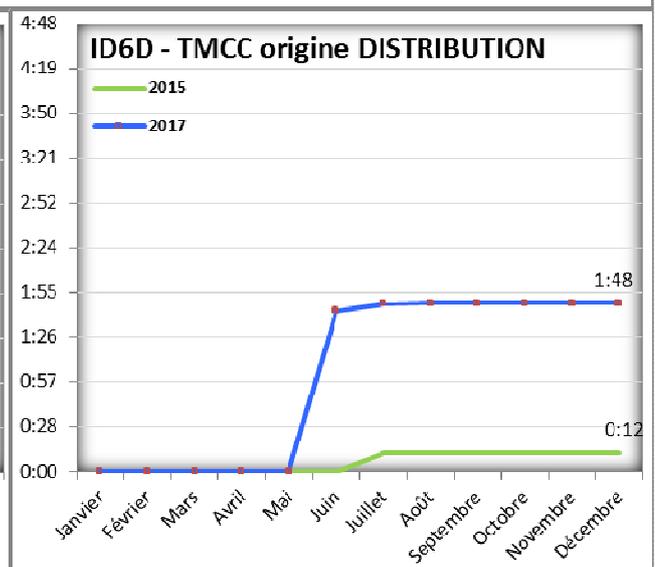
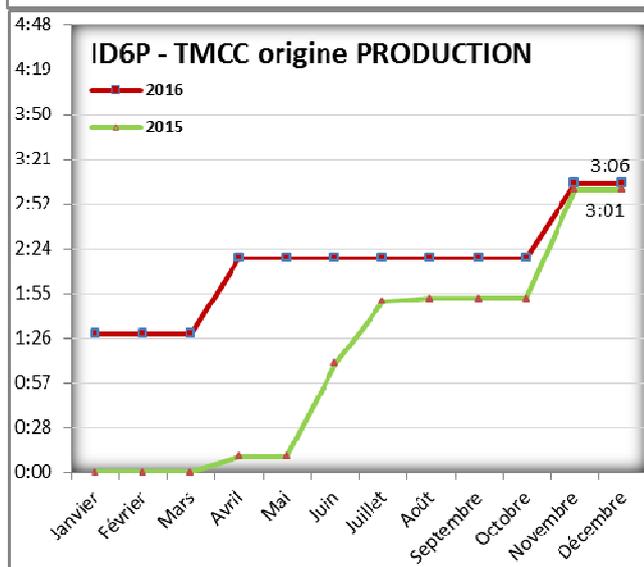
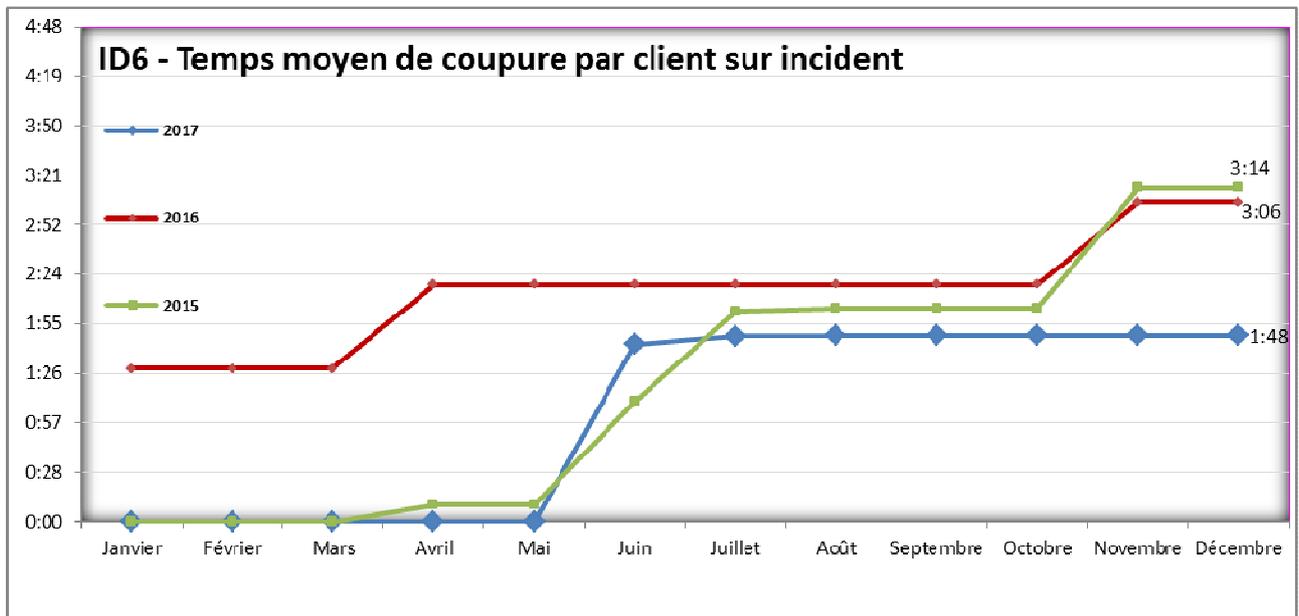
La puissance de pointe appelée est de 136 kW pour 2017, similaire à la pointe de l'année 2016 qui était de 132 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 160 kW.

UA HUKA PRODUCTION 2017	ENERGIE MENSUELLE BRUTE (kWh)	ENERGIE MENSUELLE NETTE (kWh)	Pointe Max (kW)	Conso gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	62 088	61 022	132	20 422	329
Février	55 986	54 974	130	17 778	318
Mars	60 627	59 512	132	20 548	339
Avril	57 798	56 686	119	17 722	307
Mai	60 561	59 481	126	22 110	365
Juin	56 498	55 500	120	15 813	280
Juillet	60 617	59 690	125	20 505	338
Août	56 682	55 670	122	19 076	337
Septembre	57 005	55 977	124	19 649	345
Octobre	58 144	57 107	116	19 481	335
Novembre	57 658	56 575	126	19 545	339
Décembre	63 280	62 037	136	19 084	302
TOTAL	706 944	694 231	136	231 733	328

3.4 - Qualité de service

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

Le TMCC de Ua Huka est de 1h48 en 2017, en baisse par rapport à celui de 2016 qui était de 3h06.



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 2016 a été décalé en Février 2017 compte tenu de problème de logistique et de disponibilité des intervenants. Un deuxième POI a été réalisé en Novembre 2017. Ces 2 exercices ont été effectués avec la participation des pompiers de l'île.

Traitement des effluents :

410 litres d'huile de vidange et 2 futs de filtres usagés ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2017.

3.6 - Travaux significatifs – Faits marquants

Les deux derniers IACM (Interrupteurs Aériens à Coupure Manuelle) du réseau de distribution ont été remplacés par des IAM (Interrupteurs Aériens Manuels) par la société ETCLIPS. Ces nouveaux équipements permettent les manœuvres des réseaux par les agents dans de meilleures conditions de sécurité.

Les agents ont été équipés d'une nacelle, une TOPY 11, provenant de l'équipe de Nuku Hiva.

Le bloc moteur du groupe G2 a été remplacé en 2016, avec un chantier comptable clos en début 2017.

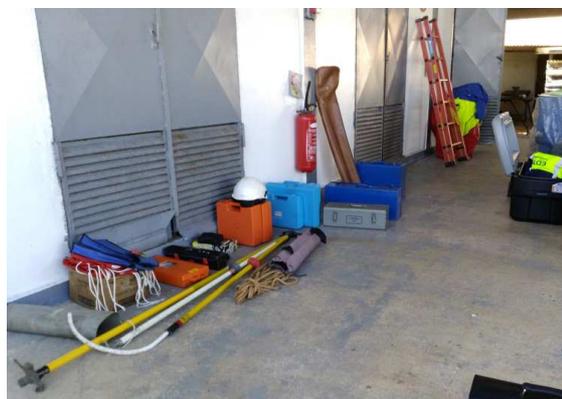
Formation :

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

Un agent en formation sur une manœuvre de Cut-out



Revue d'outillages



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

3.7 - Unités d'œuvres 2017 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	136
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	160
Puissance garantie en kW (PG2)	160
Nb de kWh vendus	624 521
Quantité en litre de combustible	231 733
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	694 231
Nb de kWh hydro acheté par tarif	0
Nb de km de réseaux hors branchements	21,26
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	850
Nombre d'abonnés (BT et HT)	244

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

Détail du solaire par tarif

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

Répartition des longueurs Réseau

RESEAU HT				RESEAU BT ss branchements			RESEAU HT+BT				
Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aerien	% Souterrain
7,4	2,7	-	10,1	10,7	0,4	11,1	18,1	3,1	21,3	85%	15%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES

Pour la visite/entretien de la 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
- 4.5 Objectivation de la marge

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Ua Huka, en 2017 :

- Les imputations directes concernent 84% 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 16% 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.

UA HUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	72%	12%	84%
Frais répartis sur la concession	9%	7%	16%
Total	81%	19%	100%

4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

4.1.6) – La justification du périmètre de charges

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

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

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...

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

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

Production :

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

Dispatching et conduite du réseau

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

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

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

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

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

- Pour les processus Productions et distribution, la rémunération calculée selon la méthode de la Base d'Actifs Régulés tel que définie par la « CRE » en métropole a été ajoutée
- Concernant le bilan, les postes suivants ont été détaillés :
 - Les droits des tiers et concédants ont été éclatés en 3 : droits des tiers et concédants apports gratuits, droit du concédant PRU et droit du concédant autres
 - Les poste Caducité et provision pour renouvellement ont été séparés

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	54
	Mise à disposition de personnel	67 270
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	716 574
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	68 487
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	59 052

Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	-267 177
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	1 963 878

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

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

Il en découle que l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés. Cette marge spécifique est calculée par activité et en global pour chaque concession, deux niveaux de marge sont ressortis, avant et après impôts sur les résultats et distribution.

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

L'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession,

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

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

Cet écart entre le Revenu Autorisé prévisionnel servant de base à l'établissement des tarifs et le Revenu Autorisé définitif servant à rémunérer le concessionnaire résulte de la différence entre :

- le coût estimé des énergies et celui réalisé.
- la valeur de l'Euribor intégrée au calcul du résultat financier de la concession et le réel de la période

Est également intégré à ce RA définitif, le partage des gains de rendement le cas échéant.

Les comptes de la concession sont établis sur la base du revenu Autorisé définitif.

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 90 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 10 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, aucun impôt n'est appliqué

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

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

➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

4.2.1. Les frais de siège :

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

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation sur la base des temps passés pour la main d'œuvre et d'une refacturation au franc le franc pour les charges engagées pour compte.

- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédés, les activités Annexes et activités hors concession.
La quote-part revenant à chaque concession est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes.
La quote-part revenant à chaque processus est déterminée au prorata d'une clé composée pour 50% du montant des immobilisations brutes concédées du processus et pour 50% des frais de personnel du processus.

4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

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

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

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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Ua huka (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	937,7	916,2	4,3	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	0%
Exploitation des îles	202,5	185,1	4,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	17,4
Clientèle îles	35,9	35,9	0,4	Nombre d'abonnés îles	24 052,0	244
Exploitation réseau Tahiti	391,9	299,6	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	278,3	0,5
Travaux réseau	91,7	53,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	0,2
Service Grand compte	52,6	52,6	0,4	Contrats grands comptes	5 174,0	38
Marketing & E-services	71,3	71,3	0,2	Nombre d'abonnés	78 276,0	244
Magasins	31,3	17,2	0,0	Sorties de stock valorisées	633 246,0	841,0

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Ua huka		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	221 140 504	214 746 502	214 746 502
- Production	94 927 118	93 842 365	93 842 365
- Distribution	126 213 386	120 904 137	120 904 137
Immobilisations privées	11 473 924	11 126 333	11 126 333
Immobilisations en-cours	304 086	6 234 006	6 234 006
- Production	0	4 896 096	4 896 096
- Distribution	175 882	1 298 223	1 298 223
- Privées	128 204	39 687	39 687
Total immobilisations brutes	232 918 514	232 106 841	232 106 841
Amortissements et provisions **	-118 640 803	-108 687 329	-95 466 051
- Production	-51 202 545	-47 839 116	-49 701 403
- Distribution	-56 863 381	-51 510 064	-36 426 499
- Privés	-10 574 877	-9 338 149	-9 338 149
Immobilisations nettes	114 277 711	123 419 512	136 640 790
Stock	3 711 149	6 644 902	6 644 902
Créances clients	4 959 671	5 089 182	5 089 182
Autres créances	842 628	2 074 440	2 074 440
Provisions pour dépréciation	-272 416	-30 786	-30 786
Stock et créances nets	9 241 032	13 777 738	13 777 738
Compte courant du concessionnaire	49 328 081	0	0
TOTAL ACTIF	172 846 824	137 197 250	150 418 528

* Dont financement tiers et concédant	
- Production	0
- Distribution	9 610 612
** Dont ATO financement tiers et concédant	
- Production	0
- Distribution	- 6 084 552

1 Amortissement et provisions

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

en 2017 ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir : en production et en distribution pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens)

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

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

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

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

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Ua huka		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	10 276 595	7 174 184	7 174 184
Capitaux propres	10 276 595	7 174 184	7 174 184
Droits des tiers et concédants apports gratuit	12 168 753	12 714 855	12 714 855
- Production	8 642 693	9 307 516	9 307 516
- Distribution	3 526 060	3 407 339	3 407 339
Droits des concédants PRU	0	0	14 773 059
- Production	0	0	7 044 464
- Distribution	0	0	7 728 595
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-34 075 219
- Production	0	0	-12 065 659
- Distribution	0	0	-22 009 560
Droits du concédant exigible en nature	12 168 753	12 714 855	-6 587 305
Caducité	0	0	72 133 276
- Production	0	0	34 146 422
- Distribution	0	0	37 986 854
Provisions pour renouvellement	0	49 272 012	9 662 174
- Production	0	33 062 968	2 075 454
- Distribution	0	16 209 044	7 586 720
Autres provisions	84 794 803	2 446 712	2 446 712
- PIDR	1 202 869	2 446 712	2 446 712
- Autres provisions	83 591 934	0	0
Provision pour risques et charges	84 794 803	51 718 724	84 242 162
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	0	54 901 413	54 901 413
Clients - avances sur consommation	556 667	537 362	537 362
Fournisseurs	5 758 628	4 443 056	4 443 056
Dettes fiscales et sociales	5 327 895	5 707 656	5 707 656
Passif de renouvellement	52 935 997	0	0
- Production	35 628 263	0	0
- Distribution	17 307 735	0	0
Produits constatés d'avance	1 027 485	0	0
Emprunts et dettes	65 606 672	10 688 074	10 688 074
TOTAL PASSIF	172 846 824	137 197 250	150 418 528

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

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

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

5 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de coté 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.

		Ua huka 2016			Ua huka 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	71 521 748		71 521 748	68 524 500	2 021 309	70 545 809
	MARGE AVANT IS	16 526 468	-1 951 035	14 575 433	19 799 337	2 699 651	22 498 988
	- I.S.	-8 776 579	1 036 121	-7 740 458	-9 048 600	-1 233 782	-10 282 382
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	9 117 516	-1 076 370	8 041 147	10 750 737	1 465 869	12 216 606
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 749 889	-914 914	6 834 975	9 138 126	1 245 989	10 384 115
	En % des produits	11%		10%	13%	-62%	15%
	Rémunération base actif régulée 11% IS déduit	0		0			2 998 118
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	10 050 219		10 050 219	9 621 990	283 826	9 905 816
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	21		21	21		21
	- Forfait FD2	472 729		472 729	473 266		473 266
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-10 212 537		-10 212 537	-11 117 326	388 892	-10 728 434
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-480 364		-480 364	-522 922		-504 630
	- Maintenance	-2 031 039		-2 031 039	-1 377 965		-1 377 965
	- AC	-220 097		-220 097	-13 275		-13 275
	- ACE	-1 034 022		-1 034 022	65 015		65 015
	- MO	-776 920		-776 920	-1 429 705		-1 429 705
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-128 394		-128 394	-299 355		-299 355
	- AC				-81 457		-81 457
	- ACE	-72 906		-72 906	-19 229		-19 229
	- MO				-12 455		-12 455
	- AUTRES	-55 488		-55 488	-186 214		-186 214
	- Amortissement des actifs de concession	-5 988 852		-5 988 852	-6 162 071		-6 162 071
	- Dot. Amortissement Technique	-633 391		-633 391			
	- Dot. Amortissement Caducité	-4 710 736		-4 710 736			
	- Dot. Provision pour Renouvellement	-644 725		-644 725			
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles					11 190 960	11 190 960
- Reprise Provision pour Renouvellement					-11 190 960	-11 190 960	
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-5 063 380		-5 063 380	
- Charge lissée de renouvellement				-1 098 691		-1 098 691	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-2 064 252		-2 064 252	-3 277 935	388 892	-2 889 043	
- Fonctions supports	-371 203		-371 203	-1 704 343		-1 704 343	
- Frais de siège	-1 693 049		-1 693 049	-1 573 592	388 892	-1 184 700	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	483 525		483 525	507 598		507 598
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	179 170		179 170	384 037		384 037
	- Coûts directs	-79 764		-79 764	-137 995		-137 995
	- AC				-73 702		-73 702
	- ACE						
	- MO	-79 764		-79 764	-298 243		-298 243
	- AUTRES				233 950		233 950
	- Quote part des activités support affectées	-132 846		-132 846	-303 015	3 691	-299 324
	- Fonctions supports	-117 106		-117 106	-288 079		-288 079
	- Frais de siège	-15 740		-15 740	-14 936	3 691	-11 245
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	4 567 838		4 567 838	3 799 002		3 799 002
	- Coûts directs	-1 318 106		-1 318 106	-3 629 210		-3 629 210
	- AC	-1 128 940		-1 128 940	-1 973 033		-1 973 033
- ACE	-169 283		-169 283	-1 496 795		-1 496 795	
- MO	-19 883		-19 883	-159 382		-159 382	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-68 081		-68 081	-256 832		-256 832	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	15 280 752		15 280 752	14 312 627	283 826	14 596 453
	MARGE AVANT IS	3 469 418		3 469 418	-1 131 751	676 409	-455 342
	- I.S.	-1 842 476		-1 842 476	517 228	-309 129	208 098
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	1 914 049		1 914 049	-614 523	367 280	-247 244
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	1 626 942		1 626 942	-522 345	312 188	-210 157
	En % des produits	11%		11%	-4%	-110%	-1%
	Rémunération base actif régulée 7% IS déduit	0		0			3 682 675

		Ua huka 2016			Ua huka 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	69 850 736		69 850 736	68 524 500	2 021 309	70 545 809
	- Achat d'électricité d'origine thermique	69 850 736		69 850 736	68 524 500	2 021 309	70 545 809
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	COUTS D'ACHAT	-69 850 736		-69 850 736	-68 524 500	-2 021 309	-70 545 809
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-69 850 736		-69 850 736	-68 524 500	-2 021 309	-70 545 809
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire						
	GESTION ADMINISTRATIVE						
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement						
	- Quote part des activités support affectées						
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	1 192 390		1 192 390	1 179 582	34 795	1 214 377
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	235		235	242		242
	- Forfait FC	5 074		5 074	5 097,00		5 097
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	316 824		316 824	296 179		296 179
	- Frais de relance	290 640		290 640	271 170		271 170
	- Frais de perception de taxe	26 184		26 184	25 009		25 009
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-4 639 100	41 442	-4 597 658	-5 084 549	84 337	-5 000 212
	par UO : Nombre d'abonnés	-19 741		-19 565	-21 011		-20 662
	- Affranchissements	-326 994		-326 994	-334 732		-334 732
	- Fonctionnement	-3 516 527	41 442	-3 475 085	-2 609 326		-2 609 326
	- AC	-10 319		-10 319	-73 693		-73 693
- ACE	-183 970		-183 970	83 650		83 650	
- MO	-3 314 919		-3 314 919	-2 602 259		-2 602 259	
- AUTRES	-7 319	41 442	34 123	-17 024		-17 024	
- Quote part des activités support affectées	-795 579		-795 579	-2 140 491	84 337	-2 056 154	
- Fonctions supports	-433 723		-433 723	-1 799 235		-1 799 235	
- Frais de siège	-361 856		-361 856	-341 256	84 337	-256 919	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	198 000		198 000	180 000		180 000
	- 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	71 557 950		71 557 950	70 180 261	2 056 104	72 236 365
	MARGE AVANT IS	-2 931 886	41 442	-2 890 444	-3 428 787	119 132	-3 309 656
	- IS.	1 557 013	-22 008	1 535 005	1 567 008	-54 445	1 512 563
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	-1 617 497	22 863	-1 594 634	-1 861 779	64 687	-1 797 092
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 374 873	19 434	-1 355 439	-1 582 512	54 984	-1 527 529
	En % des produits	-2%		-2%	-2%	-3%	-2%

		Ua huka 2016			Ua huka 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	144 383		144 383	200 433	5 912	206 345
	- 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							
MARGE AVANT IS				200 433	5 912	206 345	
- I.S.				-91 601	-2 702	-94 303	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION				108 832	3 210	112 042	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE				92 507	2 729	95 236	
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	1 032 116		1 032 116	877 179	25 875	903 053
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 032 116		-1 032 116	-917 265		-917 265
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS				-40 086	25 875	-14 212
	- I.S.				18 320	-11 825	6 495
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION				-21 766	14 050	-7 717
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				-18 501	11 942	-6 559
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	89 686 212		89 686 212	85 570 500	2 371 716	87 942 217
	TOTAL DES CHARGES	-72 477 830	-1 909 593	-74 387 423	-70 171 355	1 155 262	-69 016 093
	MARGE AVANT IS	17 208 382	-1 909 593	15 298 789	15 399 145	3 526 979	18 926 124
	- I.S.	-9 138 718	1 014 112	-8 124 606	-7 037 645	-1 611 883	-8 649 528
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	9 493 723	-1 053 507	8 440 216	8 361 500	1 915 096	10 276 595
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	8 069 665	-895 481	7 174 184	7 107 275	1 627 831	8 735 106
	En % des produits	9,0%		8,0%	8,3%	-69%	9,9%

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : + 3 MF**
 - + 2 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 1 MF**
 - + 0 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Fourniture : + 0 MF**
 - + 2 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - - 2 MF sur le cout des energies

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

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

Commentaires sur la variation des produits : - 4 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 baissent de - 2 MF sont :

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

Commentaires sur la variation des charges : - 2 MF

- **Production : - 6 MF**
 - - 4 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 6 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
 - + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 2 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
 - - 5 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : + 4 MF**
 - + 1 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 3 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 0 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 2 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 le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 4 MF sur l'exercice.

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de 2 MF.

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

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

4.4.1) – Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{84\ 077\ 502} & = & \mathbf{68\ 445\ 061} & + & \mathbf{15\ 632\ 441} \end{array}$$

4.4.1.1) – Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2016 sont :

	nb UO exercice N-1	nb UO exercice N	variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	variation en % / N-1
Activité de production									
puissance maximale majorée	292	292	0,0%	171 346	171 987	0,4%	50 033 032	50 220 204	0,4%
nb de kWh produits	669 970	677 354	1,1%	8,535	8,567	0,4%	5 718 194	5 802 892	1,5%
Activité de dispatching									
nb de km de réseaux HTA	0,0	0,0	0,0%	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Activité de distribution									
nb de km de réseaux (hors branchements)	21,260	21,260	0,0%	472 729	473 266	0,1%	10 050 219	10 061 635	0,1%
Activité de fourniture									
nb de clients (abonnements)	235	242	3,0%	5 074	5 097	0,5%	1 192 390	1 233 474	3,4%
RE - "Forfaits"							66 993 834	67 318 205	0,5%
Résultat financier							1 032 116	917 265	-11,1%
Partage des gains de rendement							144 383	209 591	
RE (Revenu de l'exploitation)							68 170 334	68 445 061	0,4%

4.4.1.2) – Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

CE : CUHPTF + E + T

		2016			2017		
		l/kwh	Prix	Cout	l/kwh	Prix	Cout
carburant : GO	C	231 917	59,60	13 821 525	231 733	65,61	15 203 493
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	830	334,92	277 985	1 379	311,06	428 949
énergie achetée Hydro	E						
énergie achetée Solaire	E	0	0,00	0	0	0,00	0
prod ENR EDT							
transport	T						
CE Total				14 099 510			15 632 441

Prix des combustibles

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

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

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.
- A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.

- Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
- Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.
- En 2017, malgré une hausse importante du prix des combustibles d'une part et de la redevance TEP d'autre part (+ 40%), le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs s'abritant pour se justifier sur la non applicabilité de la formule tarifaire de l'avenant 17 et donc de l'absence d'opposabilité de la notion de revenu autorisé.
Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés. (principe de péréquation)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Ua Huka de 4.MF

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Ua Huka de 2 MF

		Ua Huka			
		2017	2016	2015	2014
CA facturé dans la concession	A	20 911 901	20 930 086	21 682 734	23 763 344
péréquation	B	59 491 782	63 711 473	64 254 101	52 104 238
CA péréqué	C=A+B	80 403 683	84 641 559	85 936 835	75 867 582
écart RA/CA 2017		3 673 820	-2 371 716	n/a	n/a
Revenu autorisé		84 077 502	82 269 843	85 936 835	n/a
annulation écart RA/CA 2017		-3 673 820	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		2 371 716	n/a	n/a	n/a
Produits comptabilisés		82 775 399	82 269 843	85 936 835	75 867 582

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

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

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2017	Réalisé 2016
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur) Rendement (kWh) Energie vendue / Energie Produit	624 521 88,3%	617 865 90,1%
Nombre de kWh à produire ou acheter		
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 Total EnR		
Production brute thermique à produire	706 944	685 375
Production Nette thermique à produire	696 199	677 354
Total production (EDT et Autres)	37 942 116	685 375
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
Consommation spécifique L/KWh		
Gasoil Centrale thermique	0,328	0,338
Stock Matières Premières en volume (l)		
Stock Initial	46 888	43 005
Achat Matière première	211 700	235 800
Stock Final	26 855	46 888
Consommation Matière 1ière	231 733	231 917
Consommation spécifique compte L/KWh	0,328	0,338
Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)		
Prix du gasoil îles	65,61 F	59,60 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	311,06 F	334,92 F
Stock Matières Premières en XPF		
Stock Initial	2 913 570	2 981 881
Achat Matière première	14 077 687	13 753 214
Stock Final	1 787 764	2 913 570
Consommation Matière 1ière	15 203 493	13 821 525
Huile	428 949	277 985
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	15 632 441	14 099 510
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh		
(CE) TOTAL achat de matières premières	15 632 441	14 099 510

4.5 - Objectivation de la marge

Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :

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

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

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

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

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

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

A titre de comparaison :

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

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

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

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

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

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

9.5.1 Méthode de détermination,

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

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

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

.....

b. Les immobilisations à exclure de la BAR

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

- Les immobilisations encours
- Les immobilisations financières
- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

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

9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

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

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

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

	Production	Distribution	Cumul prod + dist
BAR (VNC 31/12/2016)	44 140 962	84 477 638	
Tbar	11%	7%	
BAR x Tbar	4 855 506	5 913 435	10 768 940
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	9 307 516	3 838 293	
caducité	34 146 422	37 986 854	
PRU	7 044 464	7 728 595	
PR	2 075 454	7 586 720	
PRC	0	0	
ressource gratuite	52 573 856	57 140 462	109 714 318
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
DETTE x T	358 554	389 698	748 252
Rémunération brute allouée à l'investisseur	4 496 952	5 523 737	
impôt France	33%	33%	
Rémunération nette allouée à l'investisseur	2 998 118	3 682 675	6 680 793

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
Rémunération nette allouée à l'investisseur	2 998 118	3 682 675	6 680 793
marge nette réalisée *			
- sur l'exercice	12 216 606	(247 244)	11 969 362
- moyenne depuis 2016	10 128 877	833 403	10 962 279
écart			
- sur l'exercice	9 218 488	(3 929 919)	5 288 569
- moyenne depuis 2016	7 130 759	(2 849 273)	4 281 486

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

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

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

5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2016	Acquisition	Cession	2017	
Production	93 842 365	4 896 096	-3 811 343	94 927 118	(1)
Distribution	120 904 137	5 356 231	-46 982	126 213 386	(2)
Total	214 746 502	10 252 327	-3 858 325	221 140 504	

(1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Moteur - Groupe	
R54600	F&P MOTEUR FG WILSON P250 G180 UA HUKA	4 896 096	1	4 896 096
	TOTAL PRODUCTION UA HUKA	4 896 096	1	4 896 096

(2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupure aérien	Branchement & Comptages
601310	RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA HUKA	4 823 956	4 823 956	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	14 253		14 253
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	83 134		83 134
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	4 921 343	4 823 956	97 387
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	434 888		434 888
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA HUKA	434 888	-	434 888
	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	5 356 231	4 823 956	532 275

Cessions :

(1) 3,8 MF Bloc Moteur Groupe FG Wilson P250

(2) 0,046 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0,1 MF contre 6,2 MF fin 2016 soit une baisse de - 6,1 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		7 313 053	8 642 693
REAMENAG BAT CENTRALE	01/03/2009	26	6 491 218		2 219 578		4 271 640
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	01/08/2013	21	395 848		81 633		314 215
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		699 442		4 196 654
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		2 703 649		10 406 504
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA	01/05/2016	19	401 124		35 815		365 309
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	01/03/2009	25	13 546 582		4 786 457		8 760 125
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	01/02/2015	20	160 954		23 570		137 384
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	01/04/2015	20	2 413 318		336 031		2 077 287
AIR DEPOTAGE UA HUKA	01/04/2007	25	6 054 335		2 603 363		3 450 972
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	18/04/2008	25	602 000		233 643		368 357
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	01/01/2011	24	3 468 573		1 011 668		2 456 905
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	19	255 000		29 806		225 194
TOTAL PRODUCTION UA HUKA			78 971 372	15 955 746	41 940 826	7 313 053	45 673 239
TRANSFO UA HUKA 2003	01/01/2003	25	227 161		136 296		90 865
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	01/07/2005	25	633 142		316 573		316 569
POSTE CP UA HUKA 20070	01/07/2007	25	1 518 215		637 652		880 563
TRANSFO VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	25	1 065 000		402 097		662 903
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156		99 630		398 526
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156		99 630		398 526
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156		99 630		398 526

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO SOCLE UA HUKA	01/01/2013	25	1 855 951		371 190		1 484 761
POSTE UA HUKA 2000	01/01/2000	25	5 062 637		3 645 098		1 417 539
RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA	01/10/2017	15	4 823 956		80 399		4 743 557
RES.AERIEN UA HUKA 2002	01/01/2002	25	2 671 684		1 709 876		961 808
RES.AERIEN UA HUKA 2003	01/01/2003	25	30 999		18 600		12 399
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25		262 613		157 568	105 045
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25		592 818		355 693	237 125
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	01/07/2004	25	87 035		46 998		40 037
RESEAUX UA HUKA 2004	01/07/2004	25		591 344		319 329	272 015
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	01/01/2005	25	3 727 358		1 938 224		1 789 134
RESEAUX UA HUKA 2005	01/06/2005	25		449 010		226 000	223 010
RENF RES BTA CP UA HUKA	01/07/2006	25	116 877		53 763		63 114
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	31/05/2007	25	1 683 437		718 266		965 171
EXT BTA QTIER TEATIU UA	31/05/2007	25	1 050 584		448 247		602 337
RESEAUX CP UA HUKA 2007	01/07/2007	25	3 110 097		1 306 242		1 803 855
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25		317 785		133 468	184 317
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25		97 468		40 939	56 529
RESEAUX CP UA HUKA 2008	01/07/2008	25	2 148 084		816 270		1 331 814
EXT BTA VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	25	7 891 809		2 979 594		4 912 215
EXT BTA QT PAUTEHEA	18/08/2008	25	528 798		198 182		330 616
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	01/01/2009	25	367 819		132 417		235 402
RESEAUX CP UA HUKA 2009	01/07/2009	25	14 567 855		4 953 069		9 614 786
RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	25	1 909 547		572 865		1 336 682
RESEAUX CP UA HUKA 2011	01/07/2011	25	10 713 209		2 785 432		7 927 777
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	01/07/2011	25		62 032		16 127	45 905
RESEAUX CP UA HUKA 2012	01/07/2012	25	7 852 081		1 727 457		6 124 624
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	01/01/2013	25	2 908 182		581 635		2 326 547
RESEAUX CP UA HUKA 2013	01/07/2013	25	14 403 564		2 592 643		11 810 921
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	01/07/2013	25		36 733		6 611	30 122
RESEAUX 2015 CONCED UAH	01/07/2015	25		65 406		6 540	58 866
EXTENSION BTSOUT VAIPAEE	23/07/2008	35	7 817 357		2 108 204		5 709 153
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	01/01/2013	35	13 150 658		1 878 665		11 271 993

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	20		245 786		221 207	24 579
COMPTAGE UA HUKA 2001	01/01/2001	20		150 348		127 795	22 553
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20	154 801		123 840		30 961
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20		558 094		446 476	111 618
COMPTAGE UA HUKA 2003	01/01/2003	20		306 378		229 785	76 593
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	01/07/2004	20	95 148		64 224		30 924
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	01/07/2004	20		124 700		84 172	40 528
BRCHT UA HUKA 2006	01/07/2006	20		653 727		375 892	277 835
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2006	20	296 260		170 349		125 911
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	1		2 653 463		2 653 463	-
BRCHT UAHUKA 2007	01/07/2007	20		658 452		345 688	312 764
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2007	20	1 238 449		650 185		588 264
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2008	20	753 793		358 053		395 740
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20		98 743		39 907	58 836
COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	20		246 533		92 452	154 081
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	20	156 589		58 720		97 869
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	01/07/2011	20	137 361		44 642		92 719
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	01/07/2011	20		158 745		51 591	107 154
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	01/07/2012	20		52 915		14 553	38 362
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	01/07/2013	20		291 195		65 520	225 675
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	01/07/2014	20		185 690		32 496	153 194
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2015	20	182 556		22 820		159 736
COMPTAGE TIERS UAH 2015	01/07/2015	20		134 511		16 815	117 696
COMPTAGE TIERS UAH 2016	01/07/2016	20		181 235		13 593	167 642
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2016	20	72 866		5 465		67 401
COMPTAGE TIERS UAH 2017	01/07/2017	20		434 888		10 872	424 016
BRCHT/COMPTAGE UA HUKA	01/07/2017	20	97 387		2 435		94 952
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA			116 602 774	9 610 612	34 955 577	6 084 552	85 173 257
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA HUKA			195 574 146	25 566 358	76 896 403	13 397 605	130 846 496

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupure aérien	Branchement & Comptages
601310	RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA HUKA	4 823 956	4 823 956	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	14 253		14 253
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	83 134		83 134
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	4 921 343	4 823 956	97 387
	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	4 921 343	4 823 956	97 387

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé	écart
ACCESSOIRES GROUPE	12 568 947	-	12 568 947
ALTERNATEUR GROUPE	5 602 800	-	5 602 800
BLOC MOTEUR GROUPE	12 880 350	4 896 096	7 984 254
TOTAL	31 052 097	4 896 096	26 156 001

dont	écart
<i>renouvellement reporté</i>	26 758 647
<i>renouvellement anticipé</i>	
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	- 602 646
<i>total pour vérif</i>	<u>26 156 001</u>

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
IAT IAM	-	4 823 956	(4 823 956)
Branchements et comptages	-	83 134	(83 134)
TOTAL	-	4 907 090	(4 907 090)

dont	écart
<i>renouvellement reporté</i>	- 4 907 090
<i>renouvellement anticipé</i>	-
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	
<i>total pour vérif</i>	<u>- 4 907 090</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 apour inconvénient :

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

5.5.3 Impact sur l'exercice

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

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

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

Production :

Amortissement des biens au bilan		
Vo cloture		94 927 118
- financements tiers et concédant		(15 955 746)
- IFC renouvelInt cumul		-
base amortissable		78 971 372
doté à l'ouverture		41 190 886 (A)
	Caducité	34 146 422
	PRU	<u>7 044 464</u>
reste à amortir		37 780 486
nb années restantes		14
dotation exercice		2 698 606 (B)
dotations cumulées		43 889 492 (A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Passif de renouvellement et dotations de l'exercice		
Besoin évalué 31/12/2016		34 077 859
Ajustement du besoin 2017		35 983 986
doté à l'ouverture		33 062 968 (A)
	Amortissement	30 987 514
	PR	<u>2 075 454</u>
reste à doter		36 998 877
nb années restantes		14
dotation exercice		2 642 777 (B)
reprises sur trvx renouvellement		(77 482) ©
Passif de renouvellement		35 628 263 (A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

Distribution :

Amortissement des biens au bilan	
Vo cloture	126 213 386
- financements tiers et concédant	(9 610 612)
- IFC renouvelInt cumul	-
base amortissable	116 602 774
doté à l'ouverture	45 715 449 (A)
Caducité	37 986 854
PRU	<u>7 728 595</u>
reste à amortir	70 887 325
nb années restantes	14
dotation exercice	5 063 380 (B)
dotations cumulées	50 778 829 (A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Passif de renouvellement et dotations de l'exercice	
Besoin évalué 31/12/2016	-
Ajustement du besoin 2017	36 477 054
doté à l'ouverture	16 209 044 (A)
Amortissement	8 622 324
PR	<u>7 586 720</u>
reste à doter	20 268 010
nb années restantes	14
dotation exercice	1 447 715 (B)
reprises sur trvx renouvellement	(349 024) ©
Passif de renouvellement	17 307 735 (A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Production : N/A

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	14 253	100%	14 253
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	14 253		14 253
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	434 888	100%	434 888
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA HUKA	434 888		434 888
	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	449 141		449 141

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 31/12/2016	34 077 859	
réalisé	- 4 896 096	
écart de coût sur réalisé	602 646	
réajusté	35 381 340	prise en compte des renouvellements successifs
reste à faire au 31/12/2017	65 165 749	

Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018	2019	2020	Total général
ACCESSOIRES GROUPES	12 757 482	-	-	26 916 308
ALTERNATEUR GROUPE	5 686 842	-	-	11 998 355
AN FILIERES	-	-	-	3 025 762
BLOC MOTEUR GROUPE	8 715 704	-	-	23 225 324
Total général	27 160 028	-	-	65 165 749

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL UA HUKA PRODUCTION	33 062 968	2 642 777	- 4 896 096	30 809 649	65 165 749
	(1)	(2)			

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	30 987 514
- amortissement technique sur biens indemnisés:	-
- provision de renouvellement:	2 075 454
	<u>33 062 968</u>

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	70 061 845
- déjà doté à l'ouverture:	<u>- 33 062 968</u>
reste à doter	36 998 877
nb année à doter:	14
dotation de l'exercice:	2 642 777

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2016	28 951 766
réalisé	- 4 907 090
écart de coût sur réalisé réajusté	7 525 288
reste à faire au 31/12/2017	31 569 964

Plan de renouvellement au 31/12/2017

		TOTAL	2 018	2 019	2 020
AUTRES COMPOSANTS (DP)	qté coût unit total	794 298			
TRANSFO	qté coût unit total	1 1 150 160			
RESEAUX AERIENS BT	qté coût unit total	33 14 539 307	4 412 120 1 554 962	-	4 412 120 1 554 962
RESEAUX AERIENS HT	qté coût unit total	8 5 402 220	1 618 181 577 761	-	1 618 181 577 761
COMPTEURS	qté coût unit total	87 9 683 979	7 101 500 680 206	7 103 023 690 409	7 104 568 700 765
Total général		31 569 964	2 812 929	690 409	2 833 489

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL UA HUKA DISTRIBUTION	16 209 044	1 447 715	- 4 907 090	12 749 669	31 569 964

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	8 622 324
- amortissement technique sur biens indemnisés:	-
- provision de renouvellement:	7 586 720
	<u>16 209 044</u>

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	36 477 054
- déjà doté à l'ouverture:	- 16 209 044
reste à doter	<u>20 268 010</u>
nb année à doter:	14
dotation de l'exercice:	1 447 715

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

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

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

b) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

c) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

d) 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.

e) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. 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