



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE TUBUAI**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE TUBUAI
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2017

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	8
1.1- Le système électrique polynésien	9
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	11
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	17
2.4 - Autres produits d'exploitation	18
2.5 - Statistiques de ventes	18
2.6 - Gestion des impayés	23
2.7 - Dépenses de la Commune	23
2.8 - Services offerts à la clientèle	25
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	26
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	28
➤ Bilan technique	29
3.1 - Autorisation d'exploitation :	29
3.2 - Effectif de l'exploitation de Tubuai :	30
3.3- Détail des ouvrages de production :	30
3.4 - Données de production :	30
3.5 - Qualité de service	31
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	32
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	32
3.8 - Raccordement solaire	34
3.9 - Unités d'œuvres 2017 de la concession	34
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	36
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	37
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	43
4.3 - Comptes de la concession	47
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	54
4.5 - Objectivation de la marge	58
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	61
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	62
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	63
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	69
5.4 - Dépenses de renouvellement	69
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	70
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	73
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	73
5.8 - Plan de Renouvellement	74
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	76
Etats des engagements à incidence financière	76

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'aigrir 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		834	
	BT	▼	826	99,04%
	MT	▼	8	0,96%
	puissance souscrite au 31/12	kVA	4 222	
	BT	▼	3 932	93,13%
	MT	▼	290	6,87%
	Puissance maximale appelée	MW	0,52	
	nombre de kWh vendus total		2 564 961	
	BT	▼	1 962 301	76,50%
	MT	▼	602 660	23,50%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	88 623 822	
	BT : Total	▼	68 888 692	77,73%
	BT : par client		83 400	
	BT : par kVA de puissance souscrite		17 522	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	▼	16 188 214	23,50%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	▼	52 700 478	76,50%
	MT : Total	▼	19 735 130	22,27%
	MT : par client		2 466 891	
	MT : par kVA de puissance souscrite		68 052	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	▼	5 334 840	27,03%
MT : part variable en XPF et % du CA total	▼	14 400 290	72,97%	
prix moyen de vente par kWh vendu		34,55		
BT		35,11		
MT		32,75		
TECHNIQUES	Rendement réseaux		0,94	
	energie achetée			
	énergie solaire	kWh	88 140	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh	0	34,80%
	énergie thermique	kWh	2 654 922	64,00%
	énergie totale achetée		2 743 062	
	temps moyen de coupure			
	globale		8h52	
	origine production		6h40	
origine transport				
origine distribution		2h12		
FINANCIERS	Patrimoine			
	longueur du réseaux hors branchement	km	99	
	valeur d'origine	k XPF	906 157	
	valeur nette économique	k XPF	511 592	
	Travaux réalisés			
	dépenses de renouvellement	k XPF	9 032	
	dépenses d'améliorant	k XPF	3 593	
	Indemnité de fin de concession	k XPF		
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	201 373	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	149 638	
	coût des énergies et du transport	k XPF	51 735	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	9 525		
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	112 749		

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

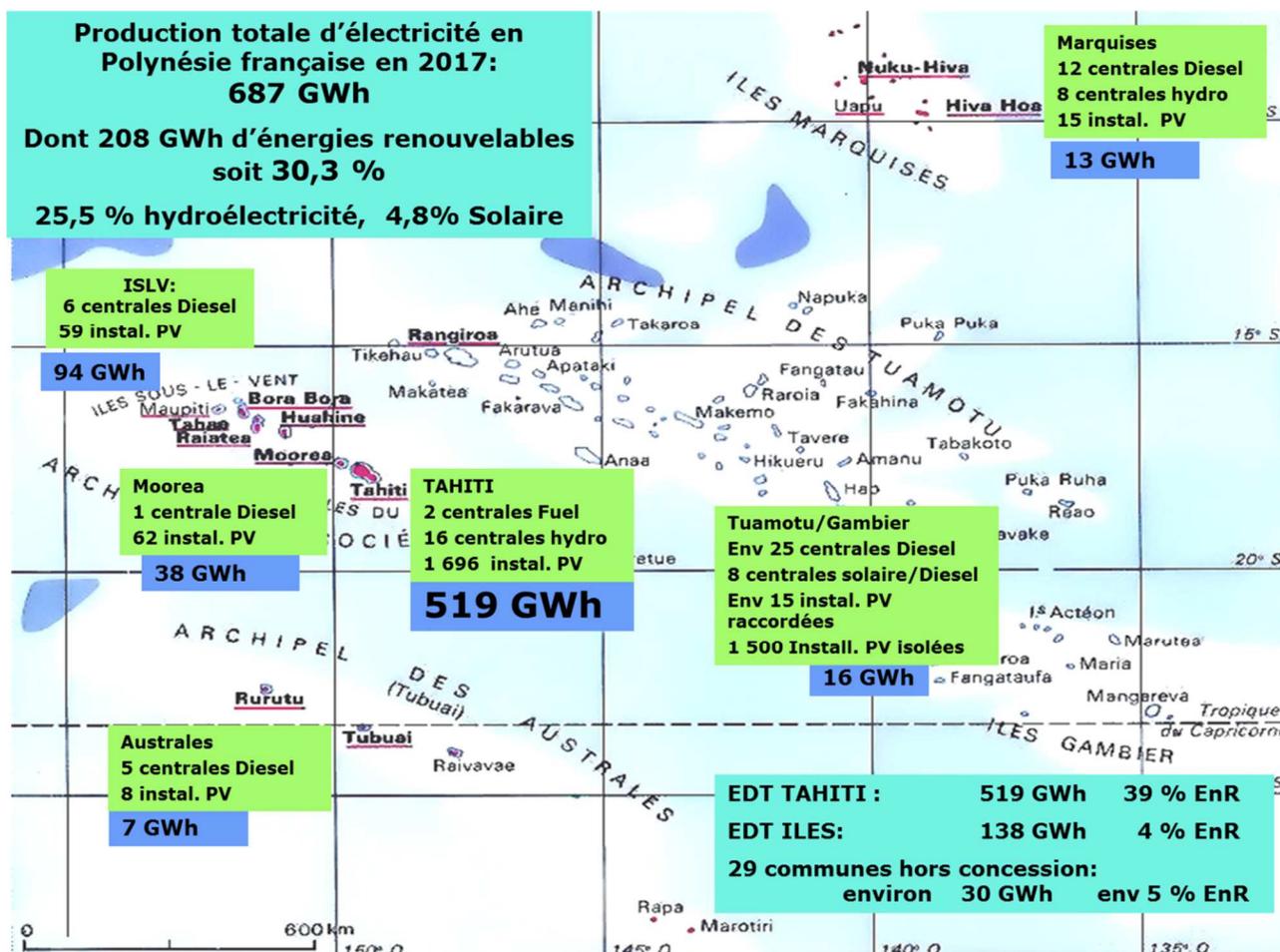
- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

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 Tubuai est de 4 :

- 1 Chef d'exploitation
- 3 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux termités, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux

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

PRODUCTION

- 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 ;
- 3 véhicules d'intervention 4x4 avec VHF sécurisé ;
- 1 nacelle tractable ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmètre, etc.)

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Tubuai bénéficie directement :

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Îles) d'un effectif de 23 salariés

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

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	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport TEP	0%

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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus	kWh vendus	Total	Montant	Montant	Total	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au
		antérieur 01/03/16	postérieur 01/03/16		kWh vendus	antérieur 01/03/16				
BT Usage social 1ère tranche	P1	-1 153	567 850	566 697	-22 460	10 789 150	10 766 690	14 547,5	3 820 671	1 247
BT Usage social 2ème tranche	P2		23 079	23 079		900 081	900 081			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1		691 884	691 884		16 523 618	16 523 618	19 581,1	7 636 851	1 610
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2		153 604	153 604		5 839 252	5 839 252			
BT Eclairage public	P4		62 121	62 121		2 049 993	2 049 993	1 016	365 904	85
BT Usage professionnelle	P5		464 916	464 916		16 620 844	16 620 844	12 086	4 364 788	989
MT Tarif jour	P6		380 590	380 590		9 514 750	9 514 750	3 480,0	5 334 840	290
MT Tarif nuit	P7		222 070	222 070		4 885 540	4 885 540			
Total			2 566 114	2 564 961		67 123 228	67 100 768	50 711	21 523 054	4 222

Ventes totales
Prix moyen

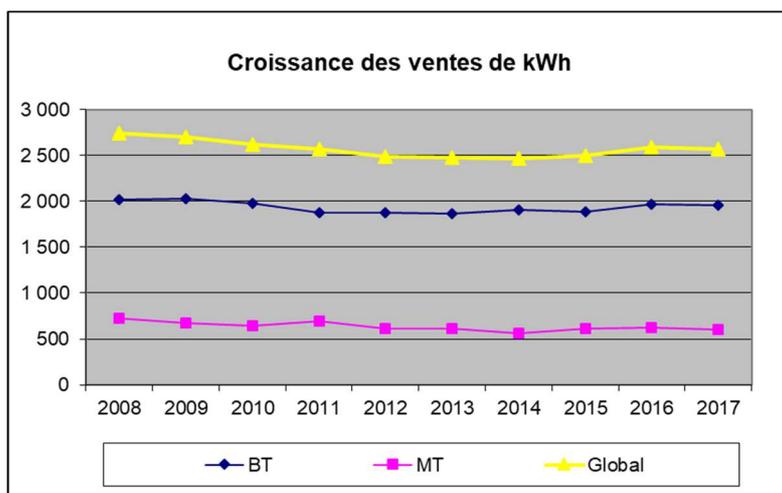
88 623 822
34,55

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 :	176 191 XPF
- Frais de relance :	447 534 XPF
- Total	623 725 XPF
-	

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité ont diminué de 1,1% (soit -29 MWh) entre 2016 et 2017 pour s'établir à 2,6 GWh.

Cette évolution correspond à une baisse conjuguée des ventes en basse tension, qui représentent 77% des volumes, de 0,5% (soit -10 MWh), et des ventes en moyenne tension de 3,1% (-19 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui pèse pour 72% des volumes basse tension, a connu une évolution à la hausse de 0,2% (+3 MWh), portée par la croissance du nombre de clients (+0,6%).

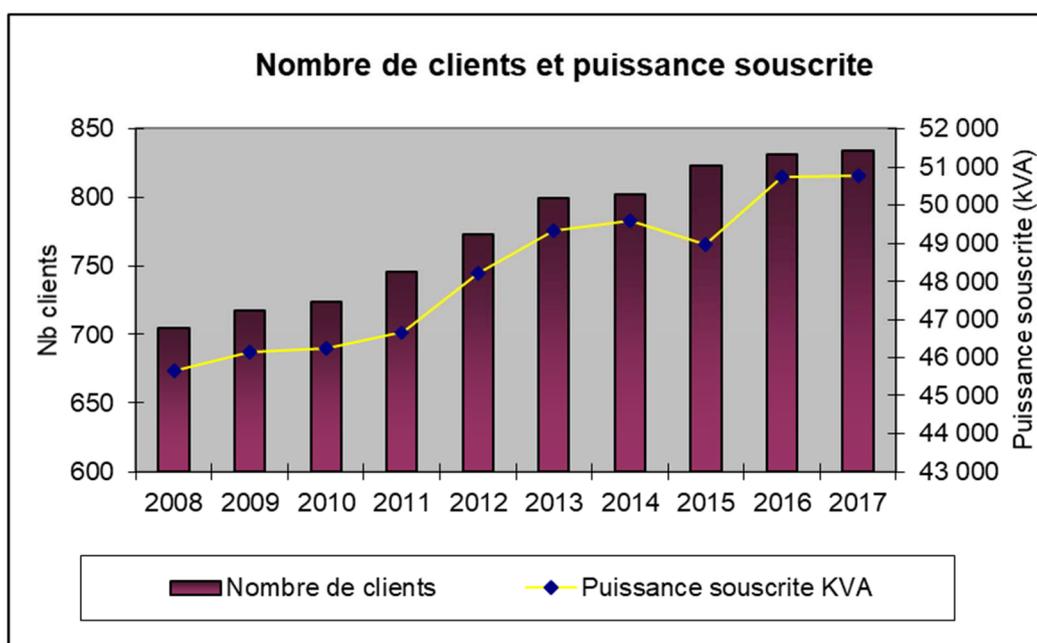
Cette hausse correspond en réalité à une croissance de +2,3% (soit +13 MWh) des ventes réalisées en tarif « petits consommateurs », qui représentent en 2017 42% du total des ventes des clients domestiques, au détriment des ventes en tarif « classique » basse tension usages domestiques qui subissent une baisse de 1,2% (soit -10 MWh).

Le basculement des consommations du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs » est dû à la suppression en mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs ».

Les ventes en tarif éclairage public ont, elles, progressé de 7,9%, soit +4,5 MWh.

Ces hausses globales des consommations des clients domestiques et des ventes d'éclairage public ont cependant été entièrement absorbées par la baisse de 2,6% des consommations des clients professionnels basse tension (soit -13 MWh), liée notamment à la baisse du nombre de clients (-1,2%).

La baisse des ventes moyenne tension s'explique principalement par la baisse constatée pour un de nos clients magasin.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à : variation / 2016

Contrats souscrits aux tarifs basse tension 826 0%

Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension 8

834 0%

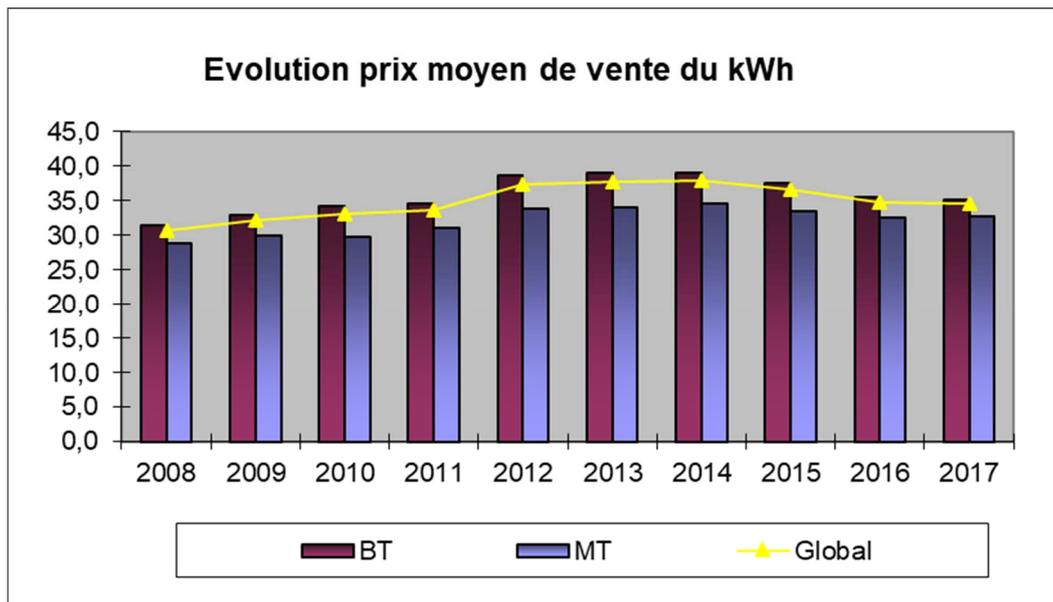
Les principales évolutions concernent la hausse de 3% du nombre de contrats souscrits au tarif « petits consommateurs », avec 13 contrats supplémentaires par rapport à fin 2016, au détriment du nombre de contrats souscrits au tarif usages domestiques « classique » basse tension, qui recule de 3% (-9 contrats).

Ce basculement est dû à la suppression en mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs ».

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

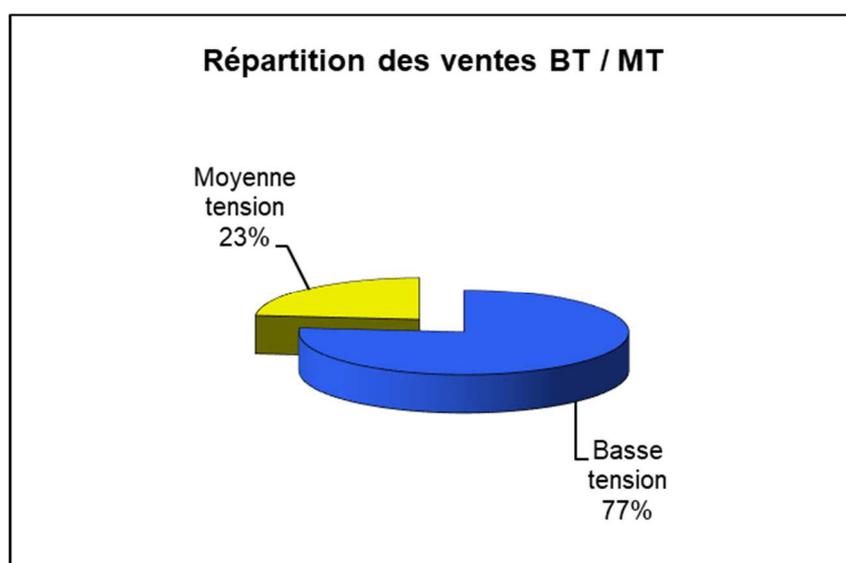
- Tarif « Petits Consommateurs » 47%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 39%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Usages professionnels basse tension 10%
- Tarif Moyenne tension 1%

La puissance souscrite facturée s'élève à 50 771 kVA, en ligne avec la puissance souscrite facturée en 2016.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2016
Tarifs basse tension	35,1 Fcp	-1,1%
Tarifs moyenne tension	32,7 Fcp	+0,4%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,6 Fcp	-0,8%

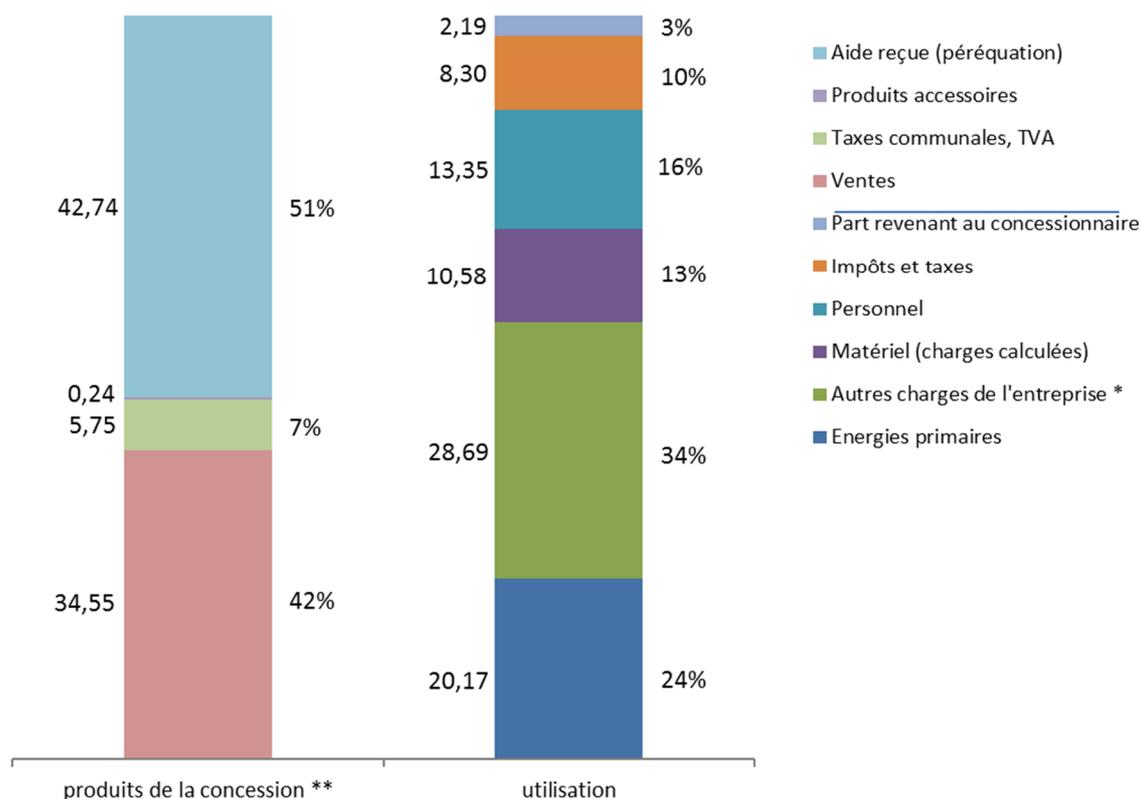
Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable par rapport à 2016, du fait d'un maintien des prix de l'électricité depuis le 1^{er} mars 2016. La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, et notamment au basculement d'une partie des volumes tarif « domestique classique » au profit du tarif « petits consommateurs ».



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 77% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 23% en tarif moyenne tension.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai

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 34,55 F/KWh (42%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- Les taxes communales
- La TVA

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Tubuai, 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 16 Millions Fcp, ce qui représente 17% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 63 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 Tubuai, en moyenne 91 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 11% 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 Tubuai, en moyenne 4 clients, soit 0,5% 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).

En 2017, 1,8 Millions Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tubuai, soit près de 2% des ventes d'énergie réalisées 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	Nb contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé	Prix moyen TTC
Eclairage Public	21	63 175	2 573 158	40,73
Usages professionnels Basse Tension	16	131 198	5 866 123	44,71
Moyenne Tension	3	189 058	5 886 154	31,13
Total	40	383 431	14 325 435	37,36

A fin 2017 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT était de 14,3 Millions XPF TTC, dont près de 2,6 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 40 compteurs.

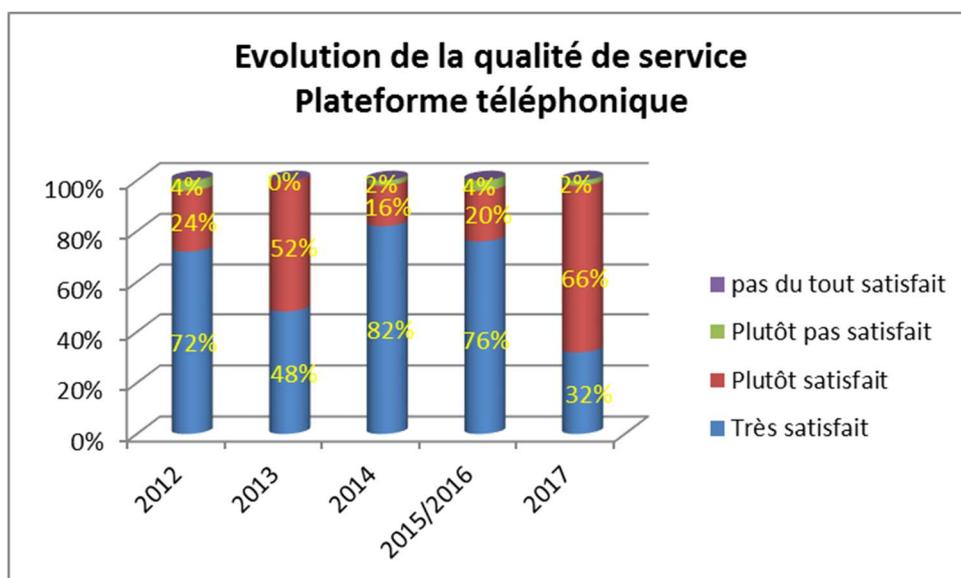
Le montant des dépenses de la commune pour des travaux commandés à EDT (branchements, ...), en dehors des travaux d'extension correspondant à l'article 14A1 du cahier des charges de concession, s'élève à environ 1 246 249 XPF TTC sur 2017.

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
Tubuai	194	51	158	53	161	617

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 ELECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
VECLAIRAGE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
LAMPE À INCANDESCENCE / HALOGENE	<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.

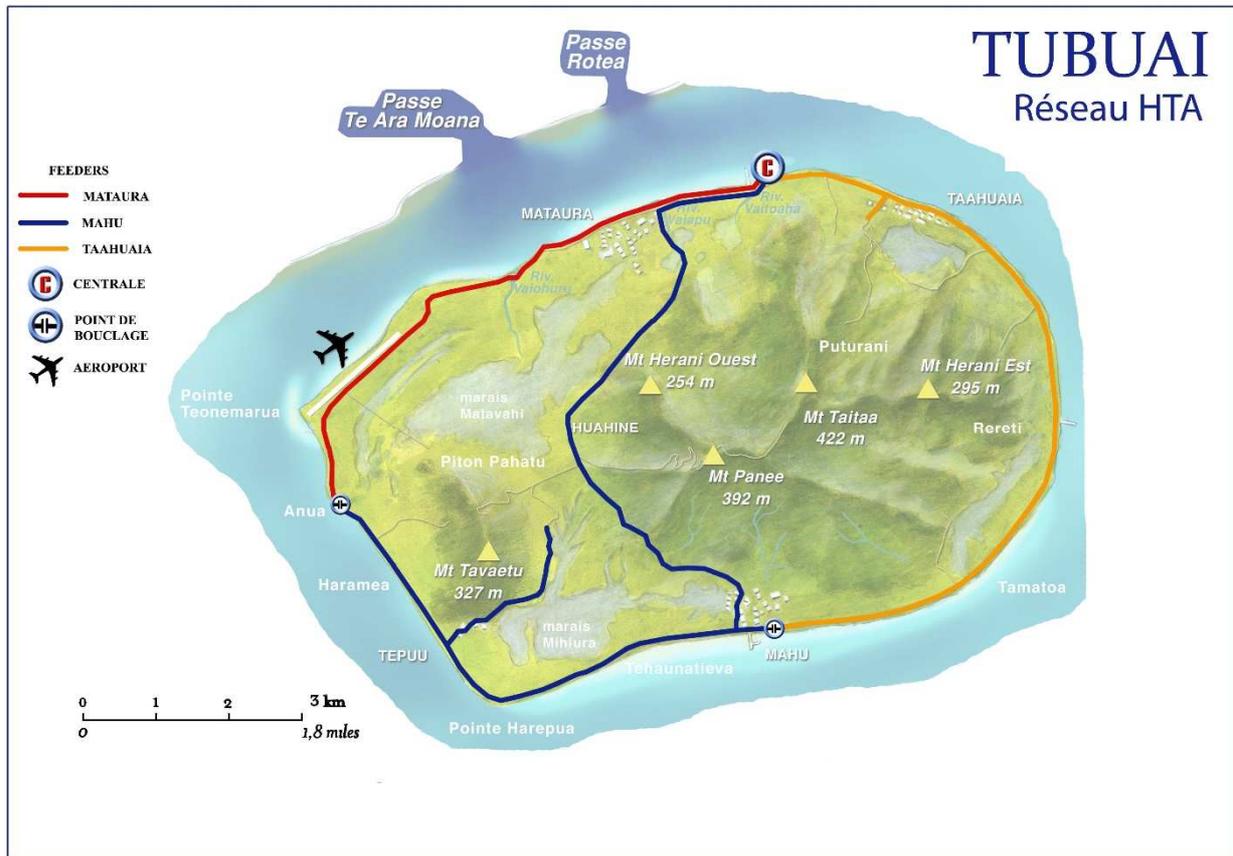
Le besoin de maîtriser sa consommation énergétique a été révélé par l'enquête sur les usages numériques des clients d'EDT, une mise en valeur de ces derniers a été faite sur la home page de l'agence en ligne. Une refonte de l'outil « Bilan énergie » a été effectuée en cours d'année dans un objectif de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

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Tubuai
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvres 2017 de la concession

➤ **Bilan technique**

Schéma du système électrique de Tubuai



3.1 - Autorisation d'exploitation :

La centrale électrique de TUBUAI fait l'objet des arrêtés d'exploitation suivants :

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1126	08/03/2010	MATAURA-TUBUAI	Modif. Nouveau
Arrêté	9028	07/12/2009	MATAURA-TUBUAI	Nouveau

3.2 - Effectif de l'exploitation de Tubuai :

Nombre d'agents en charge de l'exploitation : 4 agents en 2017

3.3- Détail des ouvrages de production :

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

Marque du Groupe	Type de fonctionnement	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kw)	Puissance utile (kw)	Numero d'immobilisation	Appellation	Numéro de série	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2017	HDM au 1er Janvier 2018	Nbre h de fonctionnement 2017
FG WILSON	BASE	400	320	256	G193	P400G193	FGWRPES7PCMCO0369	01/02/2009	35 324	40 537	5 213
FG WILSON	BASE	400	320	256	G194	P400G194	FGWRPES7HCMCO0401	01/02/2009	36 211	40 777	4 566
FG WILSON	BASE	400	320	256	G258	P450G258	FGWPES21ECDH02253	15/11/2013	13 090	17 118	4 028
FG WILSON	BASE	400	320	256	G259	P450G259	FGWRPES21JCDH02051	15/11/2013	13 105	16 886	3 781

3.4 - Données de production :

Sortie de centrale, 2 659 MWh ont été produits en 2017 contre 2 669 MWh en 2016.

746 071 litres de gazole ont été consommés en 2017 contre 744 227 litres en 2016, et 2 253 litres d'huile ont été consommés en 2017 contre 2 176 litres en 2016.

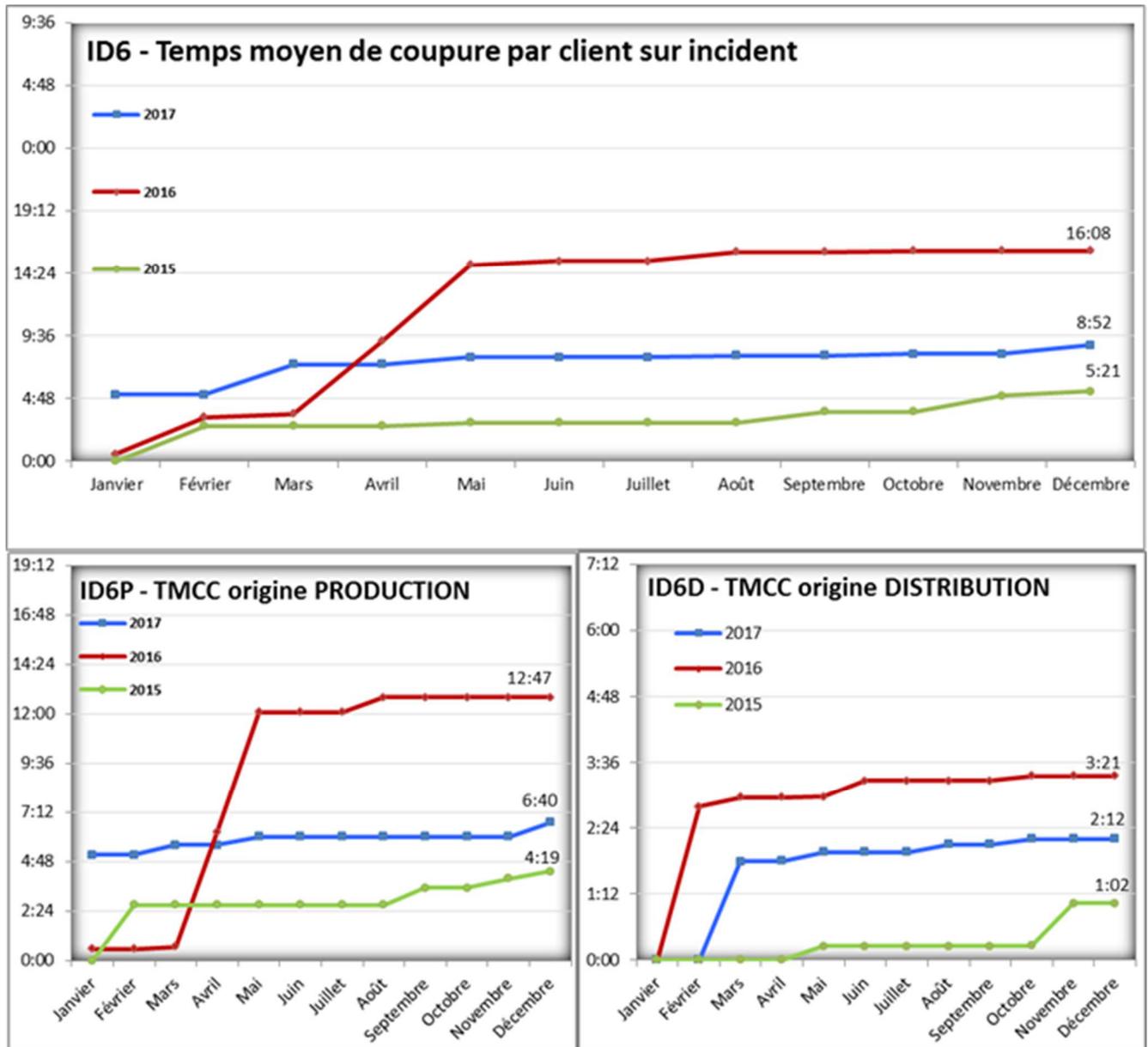
La puissance de pointe appelée est de 524 kW pour 2017, en légère baisse par rapport à l'année 2016 qui était de 568 kW. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

TUBUAI 2017	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	Pointe Maxi (kW)	Conso Gazole (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)
Janvier	251 175	247 492	1 551	515	68 268	272
Février	236 578	232 689	1 362	498	63 374	268
Mars	261 216	256 550	1 455	524	70 881	271
Avril	235 005	231 852	1 162	518	64 716	275
Mai	226 475	224 338	1 101	498	63 031	278
Juin	216 333	213 993	845	505	59 006	273
Juillet	210 717	208 426	1 062	451	58 028	275
Août	203 634	201 425	1 261	459	58 722	288
Septembre	198 988	196 647	1 360	488	54 846	276
Octobre	210 711	208 051	1 526	468	61 075	290
Novembre	209 838	207 061	1 218	469	59 501	284
Décembre	233 195	230 152	1 193	473	64 623	277
TOTAL	2 693 865	2 658 676	15 096	524	746 071	277

3.5 - Qualité de service

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

Le temps moyen de coupure par client a été de 8h52 en 2017, nettement inférieure à celui de 2016 qui était de 16h08 suite à des avaries sur les groupes.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Ce type d'exercice est annuel et permet la formation des agents de première intervention. Le POI de 2017 a eu lieu en juillet avec la participation des pompiers de l'île.

Traitement des effluents :

1230 litres d'huile de vidange et 8 fûts de filtres usagés ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2017 (Société TOTAL et Fenua Ma).

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Distribution :

- 14 DICT ont été réceptionnées (10 du Service eau de la commune, 3 de l'Équipement et 1 de ENGIE SERVICES)
- 3 coffrets réseau 95² souterrains ont été mis en conformités



- 1 sinistre provoqué par un tiers sur un poteau BT métallique



- Remplacement d'un interrupteur aérien hors service



- 1 extension aérosouterraine 3x95+50 réalisée dans le quartier KIDA Junko
- 2 Renforcements de réseau 4x25 en 3x70+54,6² dans les quartiers MAHAA Yotua et TEMATAHOTOA Mootaua

Exploitation :

- Formation dispensée par Jean-Michel DESBLEDS sur les métiers de la Distribution
- Formation Sauvetage d'un agent en hauteur et Utilisation de la tronçonneuse en nacelle dispensées par Sam ROSCOL



- Visite de 2 Inspectrices des Installations classées de la Direction de l'environnement (DIREN) en décembre

Production :

- Remplacement de l'automate COMAP 1ère version par un COMAP IntelliVISION5



Clientèle :

- Cambriolage de l'agence commerciale. Une plainte a été déposée à la gendarmerie de TUBUAI
- Mise en place de la Machine TPE par un technicien OSB

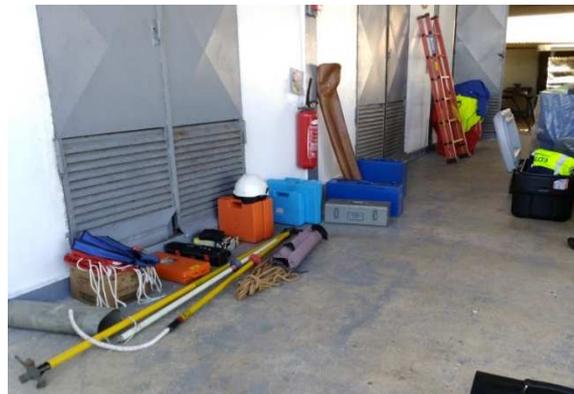
Formation :

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.

3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2017	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
4	94	0	0	0	0	0	0	23,64F/kWh

3.9 - 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	524
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 564 961
Quantité en litre de combustible	746 071
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 658 676
Nb de kWh solaire acheté par tarif	88 140
Nb de km de réseaux hors branchements	99,1
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et privée)	2 820
Nombre d'abonnés (BT et HT)	834

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	73 044	15 096

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT ss branchements			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Tubuai	27,1	12,2	-	39,3	50,57	9,23	59,8	77,7	21,4	99,1	78%	22%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

Pour l'élitage de 79 km de réseau avec la société OPARU

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 moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES

Pour la visite/entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES

Pour la mise à disposition de toiture ou de terrain à ELECTRA

Le contrat d'élitage a été suspendu en milieu d'année 2017. Un appel d'offre a été lancé en début 2018.

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 Taputapuatea et Tumaraa.

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

4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

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

- Les imputations directes concernent 84% du total des dépenses de la concession de Tubuai. 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.

TUBUAI	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	67%	17%	84%
Frais répartis sur la concession	7%	8%	16%
Total	74%	26%	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 le quel 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	40
	Mise à disposition de personnel	180 914
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	1 927 129
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	300 756
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	158 811

Electra

Libellé	Description	40
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	603 840
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	60 000

Autres parties liées

Libellé	Description	40
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	6 920 682
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	4 014 351

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 concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

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

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

4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

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

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

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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Tubuai (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tubuai
Frais de siège	937,7	916,2	11,5	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	1%
Exploitation des îles	202,5	185,1	7,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	43,1
Clientèle îles	35,9	35,9	1,2	Nombre d'abonnés îles	24 052,0	834
Suivi et développement	94,6	87,1	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	93,8	0,6
Travaux production	79,5	53,9	1,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,7	0,5
Travaux réseau	91,7	53,0	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	0,7
Relève Intervention Branchement	246,8	139,5	0,2	Temps pointé par la cellule	84 330,0	89,0
Gestion administrative du solaire	21,9	21,9	0,0	Contrats solaires	1 797,0	4
Service Grand compte	52,6	52,6	0,8	Contrats grands comptes	5 174,0	82
Marketing & E-services	71,3	71,3	0,8	Nombre d'abonnés	78 276,0	834
Magasins	31,3	17,2	0,1	Sorties de stock valorisées	633 246,0	5 611,0

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Tubuai		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	906 157 139	900 107 938	900 107 938
- Production	290 379 561	290 379 561	290 379 561
- Distribution	615 777 578	609 728 377	609 728 377
Immobilisations privées	55 903 532	31 597 719	31 597 719
Immobilisations en-cours	6 208 718	934 982	934 982
- Distribution	11 370	855 610	855 610
- Privées	6 197 348	79 372	79 372
Total immobilisations brutes	968 269 389	932 640 639	932 640 639
Amortissements et provisions **	-565 032 857	-537 462 204	-388 174 869
- Production	-170 225 087	-160 916 319	-116 405 687
- Distribution	-368 000 163	-354 056 660	-249 279 957
- Privés	-26 807 607	-22 489 225	-22 489 225
Immobilisations nettes	403 236 533	395 178 435	544 465 770
Stock	14 203 696	12 850 818	12 850 818
Créances clients	15 971 022	20 413 729	20 413 729
Autres créances	229 471	4 938 201	4 938 201
Provisions pour dépréciation	-2 913 558	-3 591 356	-3 591 356
Stock et créances nets	27 490 631	34 611 393	34 611 393
Compte courant du concessionnaire	79 961 618	69 436 022	69 436 022
TOTAL ACTIF	510 688 782	499 225 849	648 513 184

* Dont financement tiers et concédant	
- Production	0
- Distribution	266 291 181
** Dont ATO financement tiers et concédant	
- Production	0
- Distribution	- 55 229 728

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	Tubuai		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	9 524 511	6 275 449	6 275 449
Capitaux propres	9 524 511	6 275 449	6 275 449
Droits des tiers et concédants apports gratuit	175 175 534	183 083 418	183 083 418
- Production	1 375 236	1 547 140	1 547 140
- Distribution	173 800 298	181 536 278	181 536 278
Droits des concédants PRU	0	0	178 481 538
- Production	0	0	6 684 087
- Distribution	0	0	171 797 451
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-107 339 318
- Production	0	0	-66 548 297
- Distribution	0	0	-40 791 021
Droits du concédant exigible en nature	175 175 534	183 083 418	254 225 638
Caducité	0	0	247 225 907
- Production	0	0	149 204 626
- Distribution	0	0	98 021 281
Provisions pour renouvellement	0	269 102 729	100 021 937
- Production	0	47 059 114	2 229 330
- Distribution	0	222 043 615	97 792 607
Autres provisions	12 543 839	6 215 627	6 215 627
- PIDR	12 543 839	6 215 627	6 215 627
Provision pour risques et charges	12 543 839	275 318 356	353 463 471
Clients - avances sur consommation	4 432 891	4 441 465	4 441 465
Fournisseurs	10 211 426	11 855 418	11 855 418
Dettes fiscales et sociales	16 287 440	17 925 605	17 925 605
Passif de renouvellement	281 410 264	0	0
- Production	53 396 530	0	0
- Distribution	228 013 734	0	0
Produits constatés d'avance	1 102 876	326 138	326 138
Emprunts et dettes	313 444 898	34 548 626	34 548 626
TOTAL PASSIF	510 688 782	499 225 849	648 513 184

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.

		Tubuai 2016			Tubuai 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	147 977 159		147 977 159	142 665 177	4 206 512	146 871 688
	MARGE AVANT IS	16 256 312	-1 237 714	15 018 598	13 010 004	5 655 082	18 665 086
	- I.S.	-8 633 109	657 303	-7 975 807	-5 945 771	-2 584 459	-8 530 230
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGENETTE CONCESSION	8 968 474	-682 837	8 285 637	7 064 233	3 070 623	10 134 856
	MARGENETTE ACTIONNAIRE	7 623 203	-580 411	7 042 792	6 004 598	2 610 029	8 614 627
	En % des produits	5%		5%	4%	-62%	6%
	Rémunération base actif régulée 11% IS déduit	0		0			12 032 741
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	36 700 985		36 700 985	35 344 390	1 042 575	36 386 965
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	98		98	98		98
	- Forfait FD2	375 235		375 235	376 123		376 123
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-41 346 523		-41 346 523	-37 052 610	1 373 747	-35 678 863
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-422 732		-422 732	-378 830		-364 785
	- Maintenance	-7 722 688		-7 722 688	-7 166 443		-7 166 443
	- AC	-282 813		-282 813	-227 580		-227 580
	- ACE	-3 788 087		-3 788 087	-1 774 488		-1 774 488
	- MO	-3 651 788		-3 651 788	-5 057 071		-5 057 071
	- AUTRES				-107 304		-107 304
	- Conduite et Fonctionnement	-1 498 808		-1 498 808	-1 329 698		-1 329 698
	- AC				-64 000		-64 000
	- ACE	-312 104		-312 104	-68 132		-68 132
	- MO	-22 641		-22 641	-25 213		-25 213
	- AUTRES	-1 164 063		-1 164 063	-1 172 353		-1 172 353
	- Amortissement des actifs de concession	-21 157 523		-21 157 523	-11 660 667		-11 660 667
	- Dot. Amortissement Technique	-5 932 161		-5 932 161			
	- Dot. Amortissement Caducité	-5 285 188		-5 285 188			
	- Dot. Provision pour Renouvellement	-9 940 174		-9 940 174			
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles					118 777 465	118 777 465
- Reprise Provision pour Renouvellement					-118 777 465	-118 777 465	
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-5 690 548		-5 690 548	
- Charge lissée de renouvellement				-5 970 119		-5 970 119	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-10 967 504		-10 967 504	-16 895 802	1 373 747	-15 522 055	
- Fonctions supports	-5 469 692		-5 469 692	-11 337 143		-11 337 143	
- Frais de siège	-5 497 812		-5 497 812	-5 558 659	1 373 747	-4 184 912	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 847 325		1 847 325	1 895 489		1 895 489
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 422 838		1 422 838	1 892 740		1 892 740
	- Coûts directs	-1 061 545		-1 061 545	-414 526		-414 526
	- AC	-559 399		-559 399	-459 106		-459 106
	- ACE				-425 698		-425 698
	- MO	-937 934		-937 934	-851 038		-851 038
	- AUTRES	435 788		435 788	1 321 316		1 321 316
	- Quote part des activités support affectées	-2 291 951		-2 291 951	-1 165 886	10 149	-1 155 737
	- Fonctions supports	-1 925 928		-1 925 928	-1 124 820		-1 124 820
	- Frais de siège	-366 023		-366 023	-41 066	10 149	-30 917
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	4 077 162		4 077 162	10 110 035		10 110 035	
- Coûts directs	-2 368 214		-2 368 214	-9 405 128		-9 405 128	
- AC	-1 336 291		-1 336 291	-4 535 426		-4 535 426	
- ACE	-134 048		-134 048	-3 872 524		-3 872 524	
- MO	-897 875		-897 875	-787 220		-787 220	
- AUTRES				-209 958		-209 958	
- Quote part des activités support affectées	-1 948 692		-1 948 692	-1 055 030		-1 055 030	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	44 048 310		44 048 310	49 242 654	1 042 575	50 285 229
	MARGE AVANT IS	-4 968 615		-4 968 615	149 474	2 426 471	2 575 945
	- I.S.	2 638 643		2 638 643	-68 312	-1 108 934	-1 177 246
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	-2 741 144		-2 741 144	81 162	1 317 536	1 398 699
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 329 972		-2 329 972	68 988	1 119 906	1 188 894
	En % des produits	-5%		-5%	0%	-107%	2%
	Rémunération base actif régulée 7% IS déduit	0		0			14 317 256

		Tubuai 2016			Tubuai 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	145 903 645		145 903 645	144 833 950	4 272 255	149 106 205
	- Achat d'électricité d'origine thermique	143 789 849		143 789 849	142 605 177	4 206 512	146 811 688
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	2 113 796		2 113 796	2 228 773	65 743	2 294 517
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE						
	COÛTS D'ACHAT	-145 903 645		-145 903 645	-144 935 788	-4 206 512	-149 142 299
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-143 789 849		-143 789 849	-142 605 177	-4 206 512	-146 811 688
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire	-2 113 796		-2 113 796	-2 330 611		-2 330 611	
GESTION ADMINISTRATIVE	-8 104		-8 104	28 490	982	29 472	
- Produits de la Redevance solaire	62 430		62 430	74 916		74 916	
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-70 534		-70 534	-46 426	982	-45 444	
- Fonctions supports	-64 139		-64 139	-42 453		-42 453	
- Frais de siège	-6 395		-6 395	-3 973	982	-2 991	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	4 622 521		4 622 521			
	- Coûts directs	-3 866 088		-3 866 088			
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES	-3 866 088		-3 866 088				
- Quote part des activités support affectées	-65 176		-65 176				
- Fonctions supports							
- Frais de siège	-65 176		-65 176				
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	13 704 596		13 704 596	13 295 152	392 175	13 687 327
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	823		823	831		831
	- Forfait FC	16 652		16 652	16 730,00		16 730
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	538 666		538 666	623 725		623 725
	- Frais de relance	361 824		361 824	447 534		447 534
	- Frais de perception de taxe	176 842		176 842	176 191		176 191
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-11 647 936	-170 844	-11 818 780	-18 628 488	273 697	-18 354 791
	par UO : Nombre d'abonnés	-14 153		-14 361	-22 417		-22 088
	- Affranchissements	-1 122 856		-1 122 856	-1 144 501		-1 144 501
	- Fonctionnement	-6 318 803	-170 844	-6 489 647	-8 077 564		-8 077 564
	- AC	-10 756		-10 756	-220 832		-220 832
	- ACE	-491 070		-491 070	-450 000		-450 000
	- MO	-5 840 954		-5 840 954	-5 667 349		-5 667 349
- AUTRES	23 977	-170 844	-146 867	-1 739 383		-1 739 383	
- Quote part des activités support affectées	-4 206 277		-4 206 277	-9 406 423	273 697	-9 132 726	
- Fonctions supports	-3 270 944		-3 270 944	-8 298 950		-8 298 950	
- Frais de siège	-935 333		-935 333	-1 107 473	273 697	-833 776	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	210 000		210 000	357 000		357 000
	- Autres						
	- Frais de coupure	210 000		210 000	357 000		357 000
	- Coûts directs	-147 497		-147 497			
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-147 497		-147 497			
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-338 063		-338 063	-28 170	6 962	-21 208	
- Fonctions supports	-338 063		-338 063				
- Frais de siège				-28 170	6 962	-21 208	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	164 979 428		164 979 428	159 184 743	4 664 430	163 849 173	
MARGE AVANT IS	3 002 919	-170 844	2 832 075	-4 454 128	739 559	-3 714 569	
- I.S.	-1 594 736	90 729	-1 504 007	2 035 605	-337 990	1 697 615	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	1 656 686	-94 253	1 562 432	-2 418 524	401 569	-2 016 954	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	1 408 183	-80 115	1 328 068	-2 055 745	341 334	-1 714 411	
En % des produits	1%		1%	-1%	-7%	-1%	

		Tubuai 2016			Tubuai 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	399 905		399 905			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution	100 294		100 294			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS							
- I.S.							
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION							
MARGE NETTE ACTIONNAIRE							
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-558 335		-558 335	-900 001	-26 548	-926 549
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	271 441		271 441	465 742		465 742
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	286 894		286 894	475 376		475 376
	MARGE AVANT IS				41 117	-26 548	14 569
	- I.S.				-18 791	12 133	-6 658
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION				22 326	-14 415	7 911
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				18 977	-12 253	6 724
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	213 219 342		213 219 342	207 587 395	5 680 457	213 267 853
	TOTAL DES CHARGES	-198 428 527	-1 408 558	-199 837 085	-198 840 929	3 114 107	-195 726 822
	MARGE AVANT IS	14 790 815	-1 408 558	13 382 257	8 746 467	8 794 564	17 541 031
	- I.S.	-7 854 840	748 032	-7 106 808	-3 997 269	-4 019 250	-8 016 520
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	8 159 971	-777 090	7 382 881	4 749 197	4 775 314	9 524 511
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	6 935 975	-660 526	6 275 449	4 036 818	4 059 017	8 095 834
	En % des produits	3,3%		2,9%	1,9%	-71%	3,8%

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : + 6 MF**
 - + 4 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 2 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Distribution : + 2 MF**
 - + 1 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 : + 1 MF**
 - + 5 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - - 4 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 : - 6 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 - 4 MF
Les explications relatives aux autres produits qui baissent de - 2 MF sont :

- **Production : - 4 MF**
 - - 4 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : + 6 MF**
 - + 6 MF sur les travaux immobilisés
- **Fourniture : - 4 MF**
 - - 4 MF sur les études et raccordement d'installations solaires

Commentaires sur la variation des charges : + 0 MF

- **Production : - 2 MF**
 - + 4 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 1 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 5 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
 - - 7 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 5 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles..)
 - - 4 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Distribution : + 0 MF**
 - - 4 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 9 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - + 5 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - - 2 MF au titre des travaux vendus
 - + 6 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - - 4 MF sur les études et raccordements solaires
 - + 6 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 6 MF

La marge récurrente a été impactée principalement par 2 phénomènes aux impacts contraires :

- La non actualisation des tarifs
- La non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 9 MF sur l'exercice.
- La mise en place de la méthode lissée de comptabilisation des charges calculées laquelle stabilise le niveau des charges calculées à un niveau moindre que 2016 à savoir une baisse de 1 MF sur la production et 9 MF en distribution (10 MF)

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 6 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'Energie » (CE).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{201\ 372\ 594} & = & \mathbf{149\ 637\ 529} & + & \mathbf{51\ 735\ 065} \end{array}$$

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	735	735	0,0%	127 327	127 757	0,3%	93 585 345	93 901 395	0,3%
nb de kWh produits	2 678 930	2 668 780	-0,4%	2,169	2,179	0,5%	5 810 599	5 815 272	0,1%
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)	97,808	98,264	0,5%	375 235	376 123	0,2%	36 700 985	36 959 350	0,7%
Activité de fourniture									
nb de clients (abonnements)	823	831	1,0%	16 652	16 730	0,5%	13 704 596	13 902 630	1,4%
RE - "Forfaits"							149 801 525	150 578 647	0,5%
Résultat financier							-558 335	-941 118	68,6%
Partage des gains de rendement							500 199	0	
RE (Revenu de l'exploitation)							149 743 389	149 637 529	-0,1%

4.4.1.2) – Coûts d'Energie (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	Coût	l/kwh	Prix	Coût
carburant : GO	C	744 227	58,74	43 719 259	746 071	65,30	48 718 857
carburant : Fuel	C						
urée	U						
huiles	H	2 176	310,04	674 646	2 253	304,30	685 597
énergie achetée Hydro	E						
énergie achetée Solaire	E	79 740	26,51	2 113 796	88 140	26,44	2 330 611
prod ENR EDT							
transport	T						
CE Total		46 507 701			51 735 065		

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 le quel 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 Tubuai de 9.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 Tubuai de 6 MF

		Tubuai			
		2017	2016	2015	2014
CA facturé dans la concession	A	88 623 822	90 306 489	91 391 821	93 971 071
péréquation	B	103 949 669	111 625 058	111 190 927	110 500 767
CA péréqué	C=A+B	192 573 491	201 931 547	202 582 748	204 471 838
écart RA/CA 2017		8 799 103	-5 680 457	n/a	n/a
Revenu autorisé		201 372 594	196 251 090	202 582 748	n/a
annulation écart RA/CA 2017		-8 799 103	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		5 680 457	n/a	n/a	n/a
Produits comptabilisés		198 253 948	196 251 090	202 582 748	204 471 838

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)	2 564 961	2 594 051
Rendement (kWh) Energie vendue / Energie Produit	92,2%	93,2%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	73 044	65 759
Achat Electra 40F/kWh	15 096	13 981
Total Production Photovoltaïque	88 140	79 740
Production Total EnR	88 140	79 740
Production brute thermique à produire	2 693 865	2 703 946
Production Nette thermique à produire	2 654 922	2 668 780
Total production (EDT et Autres)	37 942 116	2 783 686
<i>Total production sur 30 jours / Variation en % N / N-1</i>		
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,277	0,275
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	63 803	72 527
Achat Matière première	743 538	735 503
Stock Final	61 270	63 803
Consommation Matière 1iere	746 071	744 227
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>		
	0,277	0,275
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	65,30 F	58,74 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	304,30 F	310,04 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 959 302	4 952 724
Achat Matière première	48 774 027	42 725 837
Stock Final	4 014 472	3 959 302
Consommation Matière 1iere	48 718 857	43 719 259
Huile	685 597	674 646
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	49 404 454	44 393 905
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 330 611	2 113 796
(CE) TOTAL achat de matières premières	51 735 065	46 507 701

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 $T_m \times \beta$
- 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)	173 973 874	360 448 420	
Tbar	11%	7%	
BAR x Tbar	19 137 126	25 231 389	44 368 516
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	1 547 140	183 206 742	
caducité	149 204 626	98 021 281	
PRU	6 684 087	171 797 451	
PR	2 229 330	97 792 607	
PRC	0	0	
ressource gratuite	159 665 183	550 818 081	710 483 264
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
DETTE x T	1 088 917	3 756 579	4 845 496
Rémunération brute allouée à l'investisseur	18 048 210	21 474 810	
impôt France	33%	33%	
Rémunération nette allouée à l'investisseur	12 032 741	14 317 256	26 349 997

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
Rémunération nette allouée à l'investisseur	12 032 741	14 317 256	26 349 997
marge nette réalisée *			
- sur l'exercice	10 134 856	1 398 699	11 533 555
- moyenne depuis 2016	9 210 246	(671 223)	8 539 024
écart			
- sur l'exercice	(1 897 886)	(12 918 557)	(14 816 443)
- moyenne depuis 2016	(2 822 495)	(14 988 478)	(17 810 973)

* 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	290 379 561	0	0	290 379 561
Distribution	609 728 377	12 624 739	-6 575 538	615 777 578 (1)
Total	900 107 938	12 624 739	-6 575 538	906 157 139

(1) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupure aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
509310	14A1 638.CT/2016/RAA/DR 301/FT/MT HARAMEA TUBUAI	1 258 365			1 258 365	
603320	14A1 548.CT/2016/RAA/DR 301/FT/MT MATAURA TUBUAI	263 031			263 031	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 521 396	-	-	1 521 396	-
707280	RENV IAM DEFECTUEUX TUBUAI	1 244 881	1 244 881			
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	209 958			209 958	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	191 188				191 188
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 164 636				1 164 636
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	6 622 216		6 622 216		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	9 432 879	1 244 881	6 622 216	209 958	1 355 824
603325	532071 EXTEN FONTAN MOANA TUBUAI 402016332	326 138			326 138	
627045	532071 EXT BT AERO SOUT KIKDA JUNKO 4020162704	447 358			447 358	
B6970	FOURN & POSE BRANCHEMENT ILES	54 400				54 400
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	842 568				842 568
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	1 670 464	-	-	773 496	896 968
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	12 624 739	1 244 881	6 622 216	2 504 850	2 252 792

Cessions :

(1) dont 5,8 MF Réseaux et 0,7 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0,01 MF contre 0,9 MF fin 2016 soit une baisse de 0,89 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
AN TERRAIN CENT TUBUAI	00/00/0000	-	15 730 081		-		15 730 081
AN TERRAIN CENT TUBUAI	00/00/0000	-	530 000		-		530 000
AMNGT INSTAL GRPE G3 & G4	09/06/2006	-	2 200 000		-		2 200 000
BITUMAGE PARKING CENTRALE	01/07/2011	-	4 289 760		-		4 289 760
AMENAG TERRAIN, CLOTURE,	01/07/2013	-	3 911 834		-		3 911 834
AN CONST CONCEDANT TUBUAI	01/01/1991	35		6 574 746		5 199 510	1 375 236
A.N CONSTRUCTION TUBUAI	01/01/1999	35	91 103 975		49 707 860		41 396 115
BATIMENT TUBUAI	01/01/1999	35	-		-		-
BATIMENT CENTRALE TUBUAI	09/06/2006	28	2 327 390		975 491		1 351 899
HANGAR DE STOCKAGE TUBUAI	01/07/2013	21	8 047 780		1 766 587		6 281 193
ABRI NACELLE CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	4 148 942		910 742		3 238 200
ABRIS TOURETS CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	2 074 471		455 373		1 619 098
RENFORCMT. CENTRALE TUBUAI	01/02/2009	25	445 320		159 360		285 960
AMENAG BUREAU CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	5 592 770		1 227 681		4 365 089
ARMOIRE SECURITE TUBUAI	01/08/2013	20	393 442		85 113		308 329
AMENAG CENTRALE TUBUAI	01/09/2013	20	8 544 963		1 821 057		6 723 906
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	01/02/2009	7	5 761 616		5 761 616		-
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	01/02/2009	7	5 761 616		5 761 616		-
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	15/11/2013	7	6 115 169		3 606 009		2 509 160
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	15/11/2013	7	6 115 169		3 606 009		2 509 160
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	01/02/2009	7	2 514 991		2 514 991		-
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	01/02/2009	7	2 514 991		2 514 991		-
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320		1 574 051		1 095 269
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320		1 574 051		1 095 269
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	01/02/2009	7	5 394 444		5 394 444		-
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	01/02/2009	7	5 394 444		5 394 444		-
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376		3 602 593		2 506 783
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376		3 602 593		2 506 783
FILIERE TUBUAI	01/01/1999	25	-		-		-
INSTALL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	342 663		158 463		184 200
RENFORCMT CENTRALE TUBUAI	01/02/2009	25	493 720		176 684		317 036
F&P RESEAU GO/HUILE IR3	01/02/2012	22	3 984 733		1 075 727		2 909 006
REFECTION CIRCUIT GASOIL	01/08/2013	20	6 660 176		1 440 774		5 219 402
PASSERELLE ACCES CUVES GO	01/08/2013	20	2 268 591		490 758		1 777 833
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	284 761		131 685		153 076
RENFORCMT CENTR. TUBUAI	01/02/2009	25	4 208 749		1 506 141		2 702 608
REMPLE TRANSFO 800KVA TUBU	13/08/2012	21	1 874 507		471 181		1 403 326
COFFRETS COMPTAGES TUBUAI	01/09/2013	20	948 476		202 133		746 343
FIL ENER-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	18 050 115		3 846 747		14 203 368
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°TUB	01/06/2014	20	3 668 968		671 344		2 997 624
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	19	160 954		24 818		136 136

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
ETUDES DDAE CENTR.TUBUAI	01/10/2009	24	1 562 515		531 579		1 030 936
FIL.ENVT BAC SEREP TUBUAI	01/07/2013	21	2 855 430		626 801		2 228 629
ENS DESHUILAGE TUBUAI	01/01/2015	19	4 336 445		684 702		3 651 743
PROTECTION INCENDIE TUBUA	01/01/2003	25	7 460 299		4 476 178		2 984 121
EXTENS°EXTINCT°INCENDIE	01/01/2009	25	959 702		345 492		614 210
RENF.SECU.INCENDIE TUBUAI	01/10/2010	23	8 457 773		2 637 369		5 820 404
INST EVENTS CENT TUBUAI	01/03/2012	22	214 926		57 423		157 503
FIL.SECU-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	2 196 167		468 035		1 728 132
RENOUV STATION INCENDIE	01/09/2016	17	4 187 310		322 101		3 865 209
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	2 157 275		997 620		1 159 655
TOTAL PRODUCTION TUBUAI			283 804 815	6 574 746	123 360 427	5 199 510	161 819 624
POSTE T1002 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35		754 231		152 323	601 908
POSTE T3021 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35		754 231		152 323	601 908
POSTE T1012 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35		754 231		152 323	601 908
POSTE T1042 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35		754 231		152 323	601 908
AUT.COMP T1002 CONCED TUB	06/01/2012	25		3 223 435		771 832	2 451 603
AUT.COMP T3021 CONCED TUB	06/01/2012	25		3 223 435		771 832	2 451 603
AUT.COMP T1012 CONCED TUB	06/01/2012	25		3 520 991		843 084	2 677 907
AUT.COMP T1042 CONCED TUB	06/01/2012	25		3 367 099		806 233	2 560 866
AUT.COMP T1021 CONCED TUB	06/01/2012	25		1 704 074		408 031	1 296 043
AUT.COMP T1032 CONCED TUB	06/01/2012	25		1 704 074		408 031	1 296 043
TRANSFO T1001 CONCED TUBU	06/01/2012	25		2 367 824		566 963	1 800 861
TRANSFO T3011 CONCED TUBU	06/01/2012	25		2 367 824		566 963	1 800 861
TRANSFO T1002 CONCED TUBU	06/01/2012	25		577 963		138 390	439 573
TRANSFO T3021 CONCED TUBU	06/01/2012	25		893 038		213 833	679 205
TRANSFO T1012 CONCED TUBU	06/01/2012	25		736 723		176 405	560 318
TRANSFO T1042 CONCED TUBU	06/01/2012	25		577 963		138 390	439 573
TRANSFO T1021 CONCED TUBU	06/01/2012	25		893 038		213 833	679 205
TRANSFO T1032 CONCED TUBU	06/01/2012	25		577 963		138 390	439 573
TRANSFO T1061 RTE TRAVER-	01/07/2015	25		1 685 263		168 527	1 516 736
TRANSFO TUBUAI 97	01/01/1997	25	353 056		315 416		37 640
TRANSFO TUBUAI 2003	01/01/2003	25	656 287		393 772		262 515
REMPLE TRANSFOS H61 TUBUAI	06/06/2005	25	3 512 870		1 766 195		1 746 675
TRANSFO POSTE CP DP TUBUA	01/07/2006	25	21 777		10 017		11 760
POSTE DP H61 TUBUAI	10/07/2006	25	2 108 638		967 865		1 140 773
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	297 664		130 973		166 691
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	346 204		152 328		193 876
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	587 145		258 346		328 799
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	5 408 378		2 379 685		3 028 693
TRANSFO T4110 MAHU TUBUAI	01/01/2011	25	1 043 525		292 187		751 338
TRANSFO T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	668 666		185 000		483 666

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
POSTE TUBUAI 95	01/01/1995	25	14 815		13 630		1 185
POSTE TUBUAI 96	01/01/1996	25	54 572		48 025		6 547
POSTE TUBUAI 97	01/01/1997	25	1 094		920		174
POSTE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	57 483		41 387		16 096
POSTE H61 TUBUAI 2004	01/12/2004	25	1 912 850		1 001 058		911 792
POSTE DP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	1 866 146		709 137		1 157 009
CREAT POSTE T4110 TUBUAI	01/01/2011	25	935 404		261 912		673 492
MEC H61 T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	653 968		180 933		473 035
POSE IACM TUBUAI 2004	01/12/2004	15	467 336		407 487		59 849
TELECOM IAT RESEAU TUBUAI	01/02/2011	15	1 606 739		740 886		865 853
MEP IACM T102 PAR IAM TRA	01/02/2012	15	2 098 784		827 854		1 270 930
IACM PAR IAM T412A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791		383 771		2 624 020
IACM PAR IAM T414A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791		383 771		2 624 020
RENV IAM DEFECTUEUX TUBUA	01/09/2017	15	1 244 881		27 664		1 217 217
RES.AERIEN TUBUAI 93	01/01/1993	25	59 217 379		59 217 379		-
RES.AERIEN TUBUAI 94	01/01/1994	25	4 286 974		4 115 495		171 479
RES.AERIEN TUBUAI 95	01/01/1995	25	4 281 513		3 938 992		342 521
RES.AERIEN TUBUAI 96	01/01/1996	25	21 240 132		18 691 315		2 548 817
RESEAUX TUBUAI 1996	01/01/1996	25		1 667 485		1 467 386	200 099
RES.AERIEN TUBUAI 97	01/01/1997	25	11 192 658		9 401 832		1 790 826
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25		2 123 411		1 783 665	339 746
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25		10 313 922		8 785 160	1 528 762
RES.AERIEN TUBUAI 98	01/01/1998	25	12 063 617		9 650 894		2 412 723
RESEAUX TUBUAI 1998	01/01/1998	25		1 358 474		1 086 780	271 694
RES.AERIEN TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 867 752		1 419 490		448 262
RESEAUX TUBUAI 1999	01/01/1999	25		1 692 177		1 286 053	406 124
RES.AERIEN TUBUAI 2000	01/01/2000	25	1 945 676		1 400 886		544 790
RESEAUX TUBUAI 2000	01/01/2000	25		1 137 230		823 147	314 083
RES.AERIEN TUBUAI 2001	01/01/2001	25	1 555 455		1 057 707		497 748
RES.AERIEN TUBUAI 2002	01/01/2002	25	683 550		437 472		246 078
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25		3 121 585		1 997 813	1 123 772
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25		130 792		84 482	46 310
RES.AERIEN TUBUAI 2003	01/01/2003	25	605 391		363 236		242 155
RESEAUX TUBUAI 2003	01/01/2003	25		2 655 630		1 593 375	1 062 255
RESEAUX TUBUAI 2003	01/01/2003	25		233 926		141 091	92 835
RESEAU CP 41906 2004 TUB	01/07/2004	25	161 566		87 247		74 319
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25		103 469		55 876	47 593
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25		1 293 275		698 368	594 907
RESEAU BTA PUPURE TUBUAI	02/12/2004	25	167 980		87 888		80 092

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EXT BONNET TUBUAI 2005	01/01/2005	25	155 629		80 925		74 704
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25		348 335		175 327	173 008
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25		2 500 794		1 258 736	1 242 058
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25		593 650		298 804	294 846
RESEAUX CP 51906 2005TUBU	01/06/2005	25	343 244		172 769		170 475
RESEAUX TUBUAI 2006	01/07/2006	25		280 565		129 061	151 504
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25		607 295		255 066	352 229
RES AERIEN CP TUBUAI 2007	01/07/2007	25	1 298 620		545 422		753 198
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25		31 653		13 293	18 360
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	62 045		26 061		35 984
EXT BTA QTIER TANERPAU TUB	06/09/2007	25	293 279		121 057		172 222
RESEAUX CP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	12 162 786		4 621 858		7 540 928
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25		2 202 791		837 063	1 365 728
RENF.BTA MATAURA QTIER HA	01/01/2009	25	1 029 004		370 440		658 564
RESEAUX CP TUBUAI 2009	01/07/2009	25	1 247 849		424 269		823 580
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25		121 064		39 145	81 919
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25		1 878 167		607 277	1 270 890
RESEAUX CP TUBUAI 2010	01/07/2010	25	4 173 995		1 252 200		2 921 795
RESEAUX 2010 TIERS TUBUAI	01/07/2010	25		2 230 075		669 022	1 561 053
RESEAUX 2010 CONCED TUBUA	01/07/2010	25		239 285		71 784	167 501
MEC HT/BTA TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	25	65 195 458		18 037 408		47 158 050
RESEAUX CP TUBUAI 2011	01/07/2011	25	2 127 693		553 202		1 574 491
RESEAUX 2011 CONCED TUBUA	01/07/2011	25		52 915		13 760	39 155
RESEAUX 2011 TIERS TUBUAI	01/07/2011	25		1 010 867		262 827	748 040
EXT 14A1 QT TEINAURI TUB	01/01/2012	25	892 588		214 221		678 367
RES AERIENS CONCED TUBUAI	06/01/2012	25		43 027 463		10 302 687	32 724 776
EXT 14A1 QT NAHEI TUBUAI	18/06/2012	25	1 160 240		256 931		903 309
RESEAUX CP TUBUAI 2012	01/07/2012	25	44 198 103		9 723 582		34 474 521
RESEAUX 2012 CONCED TUBUA	01/07/2012	25		684 652		150 623	534 029
RESEAUX 2012 TIERS TUBUAI	01/07/2012	25		33 909		7 458	26 451
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	4 724 580		850 424		3 874 156
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25		362 823		65 308	297 515
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25		11 866 331		2 135 939	9 730 392
RESEAUX 2013 TIERS TUBUAI	01/07/2013	25		624 435		112 397	512 038
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	448 404		80 712		367 692
ART 14A/321/CT/2012/SEC/D	01/01/2014	25	135 614		21 699		113 915
ART14A/207/CT/2014/RAA/DR	24/04/2014	25	411 012		60 601		350 411
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	2 207 868		309 102		1 898 766
RESEAUX 2014 CONCED TUBUA	01/07/2014	25		109 296		15 302	93 994
RESEAUX 2014 TIERS TUBUAI	01/07/2014	25		177 421		24 839	152 582
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25		10 207 152		1 429 001	8 778 151
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25		17 589 546		2 462 537	15 127 009

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	197 846		27 699		170 147
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	25	2 161 938		216 194		1 945 744
RESEAUX 2015 CONCED TUB	01/07/2015	25		48 389		4 840	43 549
RESEAUX 2015 TIERS TUB	01/07/2015	25		507 548		50 755	456 793
RESEAUX CP TUBUAI 2016	01/07/2016	25	4 399 142		263 949		4 135 193
RESEAUX CP TUBUAI 2017	01/07/2017	25	6 622 216		132 444		6 489 772
EXT BTA ALEX TAUTU TUBUAI	01/08/2005	35	243 440		86 362		157 078
EXT.BTS QTIER YIENG KOW	01/07/2010	35	247 002		52 928		194 074
MEC BTS QT THIEN TUBUAI	01/01/2011	35	3 239 731		647 948		2 591 783
MEC HT/BTS TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	35	2 556 100		505 132		2 050 968
RESEAUX SOUT CONCED TUBUA	06/01/2012	35		47 852 687		8 184 330	39 668 357
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35		4 354 016		559 801	3 794 215
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35		1 256 943		161 608	1 095 335
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35		896 163		89 617	806 546
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35		6 089 519		608 951	5 480 568
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35		760 544		76 055	684 489
MEC RES HT/BTS AEROP TUBU	11/09/2014	35	9 600 153		906 681		8 693 472
ART14A/441/CT/2014/RAA/DR	11/09/2014	35	343 916		32 480		311 436
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	35	720 629		51 473		669 156
RSX SOUT TIERS TUB 2015	01/07/2015	35		2 334 396		166 743	2 167 653
14A1 548.CT/2016/RAA/DR	01/01/2017	35	263 031		7 515		255 516
14A1 638/CT/2016 HARAMEA	28/03/2017	35	1 258 365		27 265		1 231 100
RSX SOUT TIERS TUB 2017	01/07/2017	35		773 496		11 050	762 446
RESEAU CP TUBUAI 2017	01/07/2017	35	209 958		2 999		206 959
COMPTAGE TUBUAI 1990	01/01/1990	20		3 405 240		3 405 240	-
COMPTAGE TUBUAI 1991	01/01/1991	20		786 395		786 395	-
COMPTAGE TUBUAI 92	01/01/1992	20	842 967		842 967		-
COMPTAGE TUBUAI 1992	01/01/1992	20		2 453 381		2 453 381	-
COMPTAGE TUBUAI 93	01/01/1993	20	685 757		685 757		-
COMPTAGE TUBUAI 1993	01/01/1993	20		2 993 711		2 993 711	-
COMPTAGE TUBUAI 94	01/01/1994	20	260 729		260 729		-
COMPTAGE TUBUAI 1994	01/01/1994	20		1 617 204		1 617 204	-
COMPTAGE TUBUAI 95	01/01/1995	20	776 431		776 431		-
COMPTAGE TUBUAI 1995	01/01/1995	20		3 237 661		3 237 661	-
COMPTAGE TUBUAI 96	01/01/1996	20	1 124 131		1 124 131		-
COMPTAGE TUBUAI 1996	01/01/1996	20		2 166 758		2 166 758	-
COMPTAGE TUBUAI 97	01/01/1997	20	396 420		396 420		-
COMPTAGE TUBUAI 1997	01/01/1997	20		1 169 770		1 169 770	-
COMPTAGE TUBUAI 98	01/01/1998	20	481 225		481 225		-
COMPTAGE TUBUAI 1998	01/01/1998	20		3 783 904		3 783 904	-
COMPTAGE TUBUAI 99	01/01/1999	20	682 504		648 378		34 126
COMPTAGE TUBUAI 1999	01/01/1999	20		1 588 006		1 508 605	79 401

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 TUBUAI 2000	01/01/2000	20	107 379		96 642		10 737
COMPTAGE TUBUAI 2000	01/01/2000	20		1 004 016		903 615	100 401
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20	62 028		52 723		9 305
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20		1 305 199		1 109 420	195 779
COMPTAGE TUBUAI 2002	01/01/2002	20	358 874		287 100		71 774
COMPTAGE TUBUAI 2002	01/01/2002	20		1 513 275		1 210 621	302 654
COMPTAGE TUBUAI 2003	01/01/2003	20		1 132 103		849 076	283 027
POSE COMPTEUR 2004 TUBUAI	01/07/2004	20	308 727		208 390		100 337
BRANCHEMENT TUBUAI 2004	01/07/2004	20		1 397 854		943 553	454 301
POSE COMPTEURS TUBUAI 05	01/01/2005	20	323 180		210 067		113 113
COMPATGE TUBUAI 2005	01/06/2005	20		1 494 303		940 164	554 139
BRCHT TUBUAI 2006	01/07/2006	20		1 172 108		673 961	498 147
NVEAUX CPTAGES TUBUAI	01/07/2006	20	601 809		346 040		255 769
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2007	20	541 538		284 308		257 230
BRCHT TUBUAI 2007	01/07/2007	20		1 504 032		789 618	714 414
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2008	20	720 191		342 091		378 100
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20		1 410 111		669 803	740 308
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2009	01/07/2009	20	984 255		418 310		565 945
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20		1 647 004		665 663	981 341
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2010	01/07/2010	20	1 147 205		430 200		717 005
COMPTAGE TIERS TUB 2010	01/07/2010	20		1 595 669		598 375	997 294
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2011	01/01/2011	20	797 188		279 014		518 174
COMPTAGE TIERS TUBUAI2011	01/07/2011	20		1 887 079		613 301	1 273 778
BRCHT/CPTAGES TUBUAI	01/07/2012	20	2 451 074		674 047		1 777 027
COMPTAGE TIERS TUB 2012	01/07/2012	20		1 754 433		482 471	1 271 962
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2013	20	2 359 686		530 928		1 828 758
COMPTAGE TIERS TUBU 2013	01/07/2013	20		2 169 104		488 048	1 681 056
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2014	20	2 150 024		376 254		1 773 770
COMPTAGE TIERS TUBUAI2014	01/07/2014	20		1 071 315		187 481	883 834
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2015	20	1 376 450		172 056		1 204 394
COMPTAGE TIERS TUB 2015	01/07/2015	20		1 211 527		151 440	1 060 087
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2016	20	1 738 248		130 368		1 607 880
COMPTAGE TIERS TUB 2016	01/07/2016	20		999 859		74 989	924 870
COMPTAGE TIERS TUB 2017	01/07/2017	20		896 968		22 424	874 544
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2017	20	1 355 824		33 896		1 321 928
EQUIP CELLULES TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 068 128		811 776		256 352
EQUIP CELLULE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	249 440		179 597		69 843
TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI			349 486 397	266 291 181	173 513 849	92 490 883	349 772 846
>>>> TOTAL PAR CONCESSION TUBUAI			633 291 212	272 865 927	296 874 276	97 690 393	511 592 470

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Organes de coupure aérien	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
509310	14A1 638.CT/2016/RAA/DR 301/FT/MT HARAMEA TUBUAI	1 258 365			1 258 365	
603320	14A1 548.CT/2016/RAA/DR 301/FT/MT MATAURA TUBUAI	263 031			263 031	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 521 396	-	-	1 521 396	-
707280	RENV IAM DEFECTUEUX TUBUAI	1 244 881	1 244 881			
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	209 958			209 958	
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	191 188				191 188
E4901	RENV BRANCHEMENT & PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	1 164 636				1 164 636
E4921	EQUIP. SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	6 622 216		6 622 216		
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	9 432 879	1 244 881	6 622 216	209 958	1 355 824
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	10 954 275	1 244 881	6 622 216	1 731 354	1 355 824

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé	écart
BLOC MOTEUR GROUPE	12 789 000	-	12 789 000
ALTERNATEUR GROUPE	5 582 500	-	5 582 500
ACCESSOIRES GROUPE	10 371 266	-	10 371 266
TOTAL	28 742 766	-	28 742 766

dont

renouvellement reporté

écart

28 742 766

renouvellement anticipé

-

renouvellement besoin annulé ou modifier

écart de coût sur renouvellement effectué

total pour vérif

28 742 766

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
IAT IAM	-	1 244 881	(1 244 881)
Réseaux aérien	5 996 384	6 622 216	(625 832)
Branchements et comptages	33 684 626	1 164 636	32 519 990
TOTAL	39 681 010	9 031 733	30 649 277

dont	écart
<i>renouvellement reporté</i>	32 519 990
<i>renouvellement anticipé</i>	(1 870 713)
<i>renouvellement besoin annulé ou modifier</i>	
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	
<i>total pour vérif</i>	<hr/> 30 649 277

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	290 379 561
- financements tiers et concédant	(6 574 746)
- IFC renouvelInt cumul	-
base amortissable	283 804 815
doté à l'ouverture	155 888 713 (A)
Caducité	149 204 626
PRU	<u>6 684 087</u>
reste à amortir	127 916 102
nb années restantes	14
dotation exercice	9 136 864 (B)
dotations cumulées	165 025 577 (A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Passif de renouvellement et dotations de l'exercice	
Besoin évalué 31/12/2016	70 025 414
Ajustement du besoin 2017	65 757 525
doté à l'ouverture	47 059 114 (A)
Amortissement	44 829 784
PR	<u>2 229 330</u>
reste à doter	88 723 825
nb années restantes	14
dotation exercice	6 337 416 (B)
reprises sur trvx renouvellement	- ©
Passif de renouvellement	53 396 530 (A) + (B) + ©

Passif de renouvellement (passif)

Distribution :

Amortissement des biens au bilan	
Vo cloture	615 777 578
- financements tiers et concédant	(266 291 181)
- IFC renouvelInt cumul	-
base amortissable	349 486 397
doté à l'ouverture	269 818 732 (A)
Caducité	98 021 281
PRU	<u>171 797 451</u>
reste à amortir	79 667 665
nb années restantes	14
dotation exercice	5 690 548 (B)
dotations cumulées	275 509 280 (A) + (B)

Amortissement comptable (actif)

Passif de renouvellement et dotations de l'exercice	
Besoin évalué 31/12/2016	274 178 423
Ajustement du besoin 2017	35 056 543
doté à l'ouverture	222 043 615 (A)
Amortissement	124 251 008
PR	<u>97 792 607</u>
reste à doter	87 191 351
nb années restantes	14
dotation exercice	6 227 954 (B)
reprises sur trvx renouvellement	(257 835) ©
Passif de renouvellement	228 013 734 (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
509310	14A1 638.CT/2016/RAA/DR 301/FT/MT HARAMEA TUBUAI	1 258 365	100%	1 258 365
603320	14A1 548.CT/2016/RAA/DR 301/FT/MT MATAURA TUBUAI	263 031	100%	263 031
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	1 521 396		1 521 396
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	209 958	100%	209 958
E4900	NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	191 188	100%	191 188
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	401 146		401 146
603325	532071 EXTEN FONTAN MOANA TUBUAI 402016332	326 138	100%	326 138
627045	532071 EXT BT AERO SOUT KIKDA JUNKO 4020162704	447 358	100%	447 358
B6970	FOURN & POSE BRANCHEMENT ILES	54 400	100%	54 400
E4950	540110-TVX DE BRANCHEMENT ILES	842 568	100%	842 568
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	1 670 464		1 670 464
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	3 593 006		3 593 006

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	70 025 414	
réalisé	-	
écart de coût sur réalisé		
réajusté	65 757 525	rajout des seconds renouvellements jusqu'à fin de concession
reste à faire au 31/12/2017	135 782 939	

Plan de renouvellement au 31/12/2017

	2018	2019	2020	Total général
ACCESSOIRES GROUPES	10 371 266	-	11 007 684	45 106 269
ALTERNATEUR GROUPE	5 582 500	-	5 925 062	24 279 171
AN FILIERES	-	-	-	10 776 122
BLOC MOTEUR GROUPE	12 789 000	-	13 573 780	55 621 377
Total général	28 742 766	-	30 506 526	135 782 939

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL TUBUAI PRODUCTION	47 059 114	6 337 416	-	53 396 530	135 782 939

(1)

(2)

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	44 829 784
- amortissement technique sur biens indemnisés:	
- provision de renouvellement:	2 229 330
	<u>47 059 114</u>

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	135 782 939
- déjà doté à l'ouverture:	<u>- 47 059 114</u>
reste à doter	88 723 825
nb année à doter:	14
dotation de l'exercice:	6 337 416

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2016	274 178 423
réalisé	- 9 031 733
écart de coût sur réalisé réajusté	35 056 543
reste à faire au 31/12/2017	300 203 233

Plan de renouvellement au 31/12/2017

		reste à faire	2 018	2 019	2 020
TRANSFO	qté	6	1		
	coût unit		1 067 648	-	-
	total	6 978 129	1 067 648	-	-
IAT	qté	1			
	coût unit				
	total	4 501 349			
RESEAUX AERIENS BT	qté	204	23	23	
	coût unit		409 045	409 045	
	total	90 337 195	9 604 691	9 604 691	-
RESEAUX AERIENS HT	qté	236		54	
	coût unit			618 135	
	total	157 395 520	-	33 664 583	-
COMPTEURS	qté	367	28	28	28
	coût unit		101 500	103 023	104 568
	total	40 991 039	2 867 781	2 910 798	2 954 460
Total général		300 203 233	13 540 120	46 180 072	2 954 460

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	actif/passif à l'ouverture	+ dotation 2017	- utilisation 2017	actif/passif clôture	reste à renouveler
TOTAL TUBUAI DISTRIBUTION	222 043 615	6 227 954	- 9 031 733	219 239 836	300 203 233
	(1)	(2)			

(1) correspond au 31/12/2016 à :

-amortissement technique:	124 251 008
- amortissement technique sur biens indemnisés:	
- provision de renouvellement:	<u>97 792 607</u>
	222 043 615

(2) correspond à la dotation 2017:

- reste à faire réajusté 2016:	309 234 966
- déjà doté à l'ouverture:	<u>- 222 043 615</u>
reste à doter	87 191 351
nb année à doter:	14
dotation de l'exercice:	6 227 954

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 1,25 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) Baux

Bailleur	Objet du bail
CHUNG TIEN VERONIQUE	AGENCE TUBUAI

e) 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.

f) 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.

g) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et Electra.

EDT met en location les espaces accueillant les installations photovoltaïques suivantes de sa filiale ELECTRA :

SITE DE PRODUCTION	Date de mise en service	Durée du contrat
TUBUAI	20/12/2010	18 ans

h) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

i) 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