



**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 2018

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	10
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	14
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation	18
2.5 - Statistiques de ventes	19
2.6 - Gestion des impayés	23
2.7 - Dépenses de la Commune	23
2.8 - Services offerts à la clientèle	24
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	26
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	27
➤ Bilan technique	28
3.1 - Autorisation d'exploitation	28
3.2 - Effectif de l'exploitation de Tubuai	28
3.3 - Détail des ouvrages de production	29
3.4 - Données de production	29
3.5 - Qualité de service	30
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	30
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	31
3.8 - Raccordement solaire	31
3.9 - Unités d'œuvres 2018 de la concession	32
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	33
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	40
4.3 - Comptes de la concession	45
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	52
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	56
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	57
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	58
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	65
5.4 - Dépenses de renouvellement	65
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	66
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	72
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	72
5.8 - Plan de Renouvellement	72
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	74
Etats des engagements à incidence financière	74

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

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

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

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

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

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

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

Loi de pays sur les provisions :

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

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

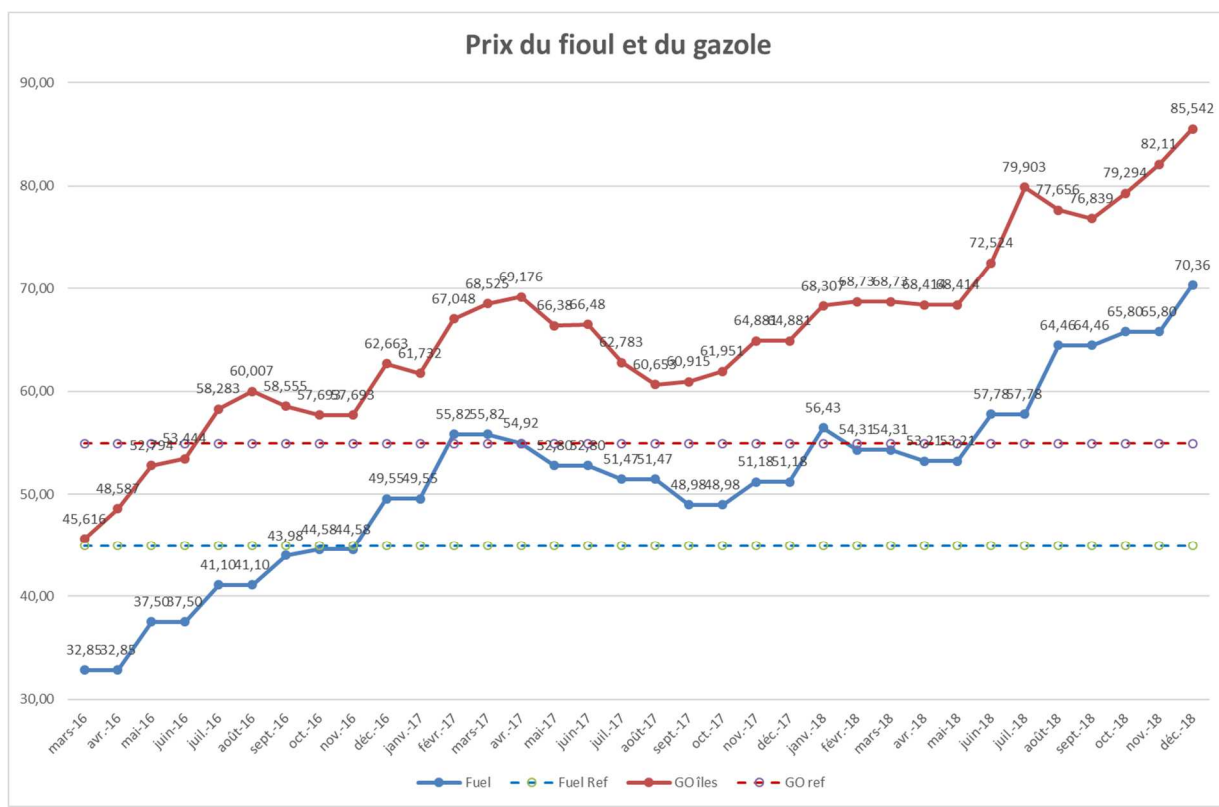
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir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

Données économiques :

1) Combustibles :

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

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



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

2) Redevance de transport :

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

3) Tarif de vente :

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

Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :

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

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

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

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

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

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

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

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

Principaux indicateurs

		TUBUAI				
		2018		2017		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	836		834		
	BT	828	99,04%	826	99,04%	
	MT	8	0,96%	8	0,96%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	4 192		4 222	
	BT	3 902	93,08%	3 932	93,13%	
	MT	290	6,92%	290	6,87%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,52		0,52	
	Nombre de kWh vendus total		2 561 119		2 564 961	
	BT	1 937 438	75,65%	1 962 301	76,50%	
	MT	623 681	24,35%	602 660	23,50%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	88 656 138		88 623 822	
	BT : Total		68 422 174	77,18%	68 888 692	77,73%
	BT : par client		82 635		83 400	
	BT : par kVA de puissance souscrite		17 536		17 522	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		16 052 248	23,46%	16 188 214	23,50%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		52 369 926	76,54%	52 700 478	76,50%
	MT : Total		20 233 964	22,82%	19 735 130	22,27%
	MT : par client		2 529 246		2 466 891	
	MT : par kVA de puissance souscrite		69 772		68 052	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		5 334 840	26,37%	5 334 840	27,03%
MT : part variable en XPF et % du CA total		14 899 124	73,63%	14 400 290	72,97%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		34,62		34,55		
BT		35,32		35,11		
MT		32,44		32,75		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,94		0,94		
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	82 214	0,14%	88 140	0,15%
	Energie hydroélectrique	kWh	0	0,00%	0	0,00%
	Energie thermique	kWh	2 648 283	4,51%	2 654 922	4,52%
	Energie totale achetée		2 730 497		2 743 062	
	Temps moyen de coupure					
	global		6h18		8h52	
origine production		3h02		6h40		
origine transport		-		-		
origine distribution		3h21		2h12		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	100		99	
	Valeur d'origine	k XPF	908 374		906 157	
	Valeur nette économique	k XPF	506 523		511 592	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	28 326		9 032	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	1 737		3 593	
	Indemnité de fin de concession	k XPF				
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A		201 373	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A		149 638	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	56 907		51 735	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	4 889		9 525		
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A		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

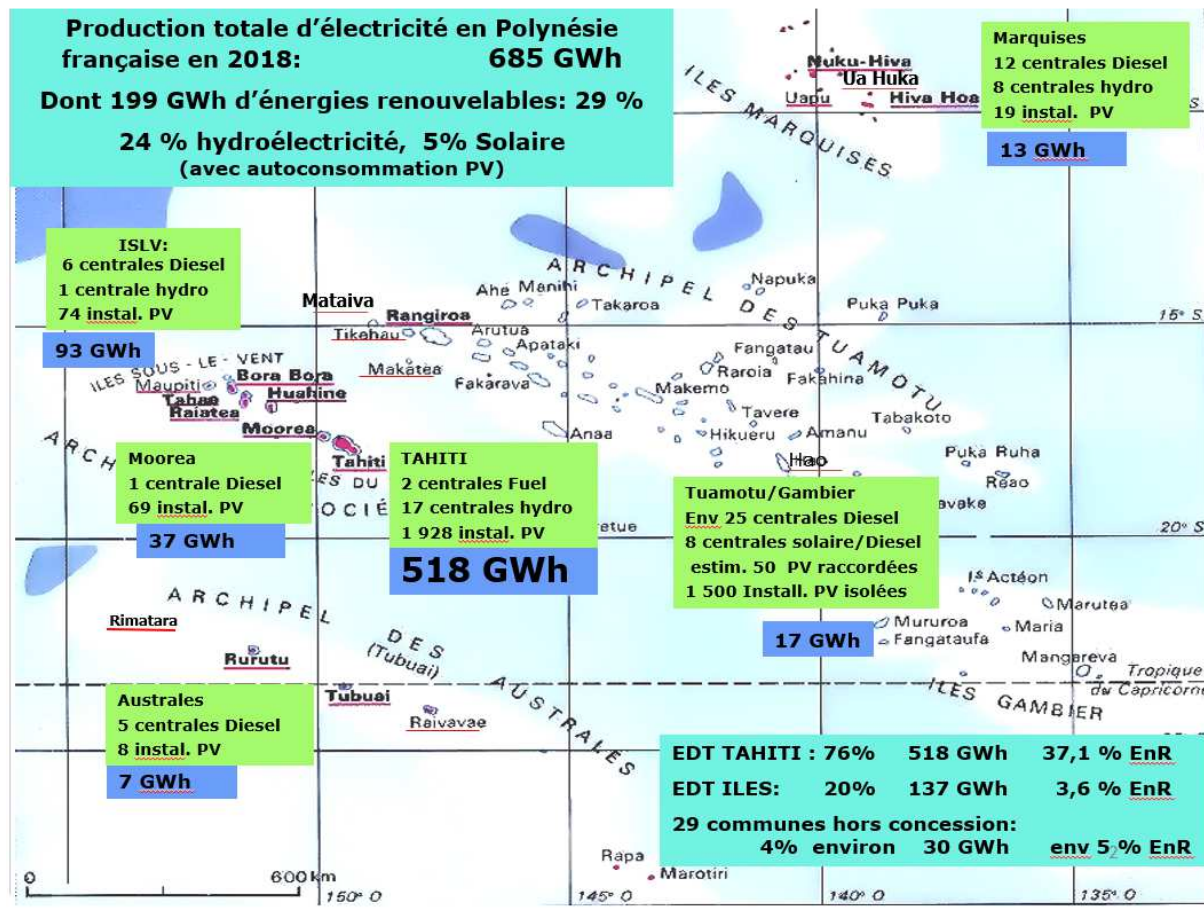
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

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

1.1- Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

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

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

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de 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 gazoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

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

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

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

PRODUCTION

- la fourniture d'une énergie (tension, fréquence) de qualité en répondant aux exigences du cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune)
- la maintenance des groupes (révisions, vidange, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ils assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510 ; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

Ils gèrent leur magasin de pièces de distribution et production, et assurent une astreinte clientèle et technique 24h/24.

COMMERCIAL

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes
- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

1.3 – Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de Tubuai a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 24 septembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

Cette concession s'inscrit dans le cadre de la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 conclue entre EDT et la Polynésie française, laquelle prévoit « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

Les services juridiques du Haut-commissariat ayant estimé, dans une note du 9 janvier 1991, que les communes ne pouvaient pas abandonner une compétence qu'elles avaient commencé à exercer, le principe d'adhésion a été remplacé par un principe de concession à part entière, avec comme cahier des charges commun celui de la concession de Tahiti Nord, et un équilibre financier partagé.

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ».

Le cahier des charges de la convention de concession de Tubuai correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de Tubuai a, quant à lui, été modifié par un avenant depuis son origine connu aucun avenant depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 21 décembre 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système de simple assistance à la maîtrise d'ouvrage).
Cet avenant a également validé les mises à jour intervenues sur le cahier des charges de Tahiti Nord depuis 1990, dont la prolongation de la durée du contrat de concession inscrite au cahier des charges, portée au 30 septembre 2030.

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- d. Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- e. Principaux baux de la concession
- f. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- g. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- h. Contrat de supports communs avec l'OPT

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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

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

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

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

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

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

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

Taxes	Taux
Taxe municipale TVA - sur Énergie - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation	4 XPF/kWh 5% 5% 5%

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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	594 207	11 289 933	15 293	4 032 141	1 306
BT Usage social 2ème tranche	P2	24 056	938 184			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	650 031	15 926 363	18 794	7 418 854	1 531
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	140 831	5 492 409			
BT Eclairage public	P4	59 724	1 970 892	1 016	365 904	85
BT Usage professionnel	P5	468 589	16 752 145	11 779	4 235 349	980
MT Tarif jour	P6	392 714	9 817 850	3 480	5 334 840	290
MT Tarif nuit	P7	230 967	5 081 274			
Total		2 561 119	67 269 050	50 362	21 387 088	4 192

Ventes totales	88 656 138
Prix moyen	34,62

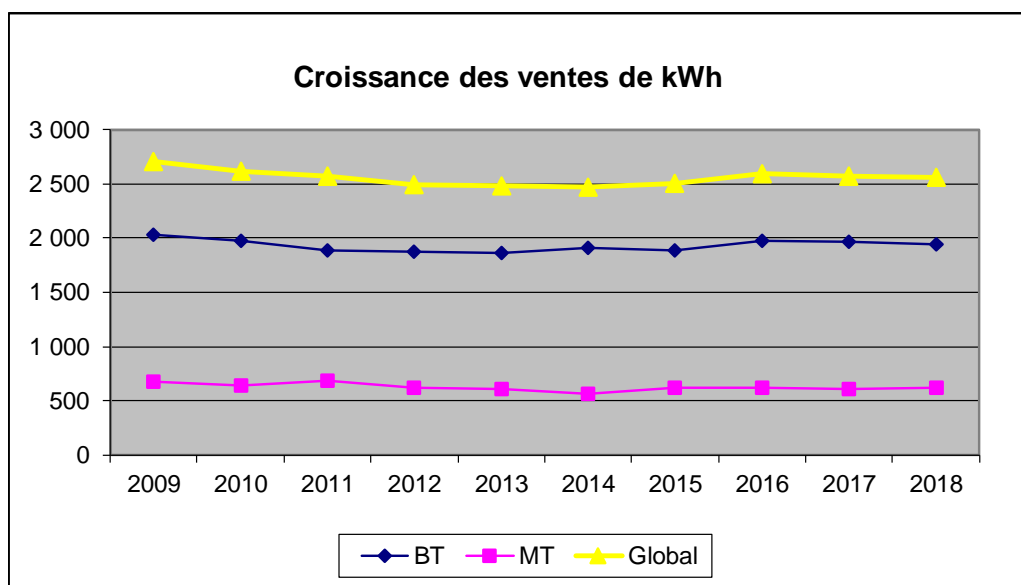
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	173 591 XPF
- Frais de relance :	423 936 XPF
- Total	<u>597 527 XPF</u>

2.5 - Statistiques de ventes



Après une réduction des ventes de 1,1% l'année dernière, les ventes d'électricité se stabilisent entre 2017 et 2018 pour la concession de Tubuai (-0,1%) et s'établissent à **2,6 GWh**.

La hausse de 3,5% des volumes en moyenne tension (+21 MWh) neutralise la baisse de 1,3% des volumes en basse tension (-25 MWh) qui représentent 76% des volumes globaux.

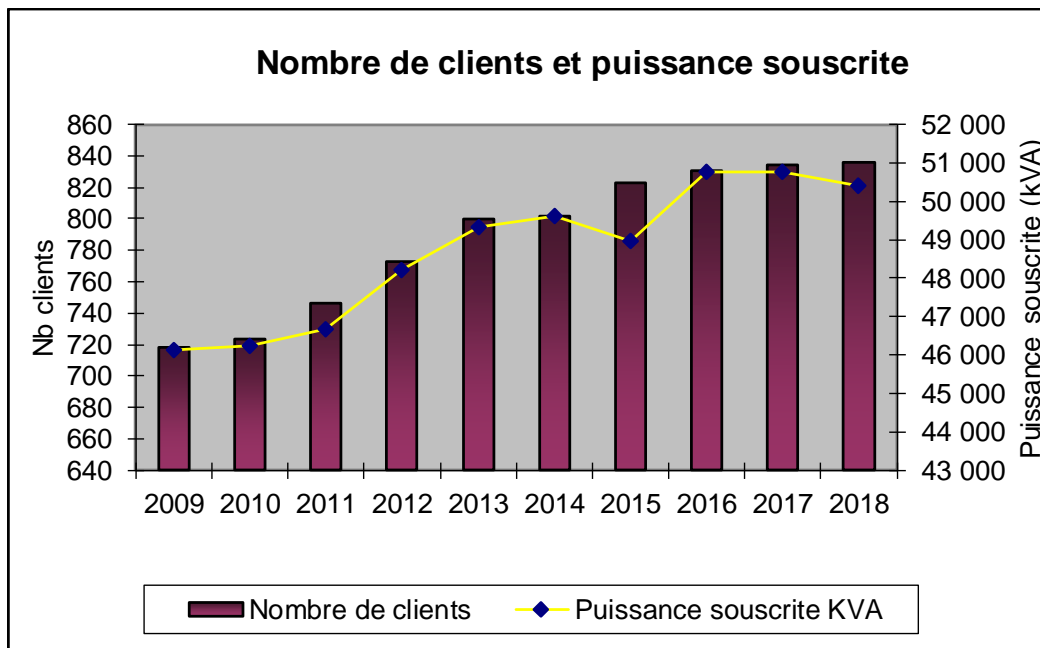
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui pèse pour 73% des volumes basse tension, a connu une évolution à la baisse de 0,1% (-0,9 MWh).

Cette évolution reflète une accélération de la croissance des ventes en tarif « petits consommateurs » (+4,8% avec +28 MWh, comparée à une hausse de 2,3% en 2017), qui représentent près de 32% des volumes en basse tension, au détriment des ventes en tarif « classique » basse tension usages domestiques qui subissent une baisse de 3,6% (soit -29 MWh).

Après une forte progression de 7,9% en 2017, les ventes en tarif éclairage public reculent de 3,9% en 2018 (-2 MWh) et représentent 3% des ventes en basse tension.

Les ventes aux clients professionnels comptent pour 24% des volumes en basse tension. Elles augmentent de 0,8% en 2018 (+3,7 MWh).

Après une baisse des ventes en moyenne tension en 2017 de 3,1%, les consommations MT enregistrent une hausse de 3,5% (+21 MWh) et retrouvent ainsi leur niveau de 2016.



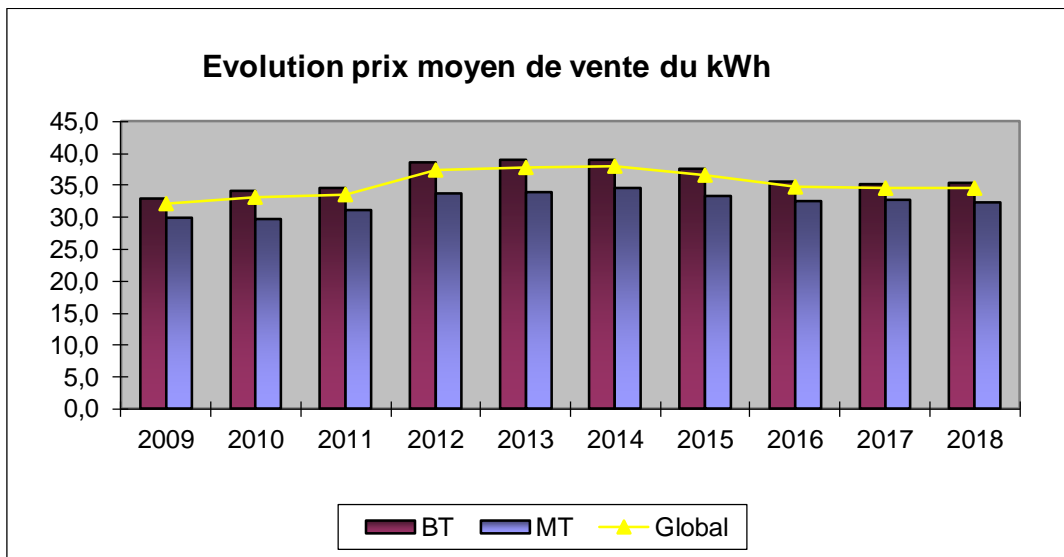
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2017 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	828	+0,2% (+ 2 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>8</u>	<u>-</u>
	836	+0,2% (+ 2 contrats)

La principale évolution concerne la migration continue des contrats souscrits au tarif usages domestiques « classique » basse tension, qui reculent de 3% (-10 contrats), vers les contrats souscrits au tarif « petits consommateurs » (+3% avec 13 contrats supplémentaires par rapport à fin 2017).

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

- tarif « Petits Consommateurs » 49% (contre 47% en 2017) ;
- tarif Usages domestiques « classique » basse tension 38% ;
- tarif Eclairage Public 3% ;
- tarif Usages professionnels basse tension 9% ;
- tarif Moyenne tension 1%.

La puissance souscrite facturée s'élève à 50 3862 kVA, en légère diminution de 0,7% par rapport à 2017.

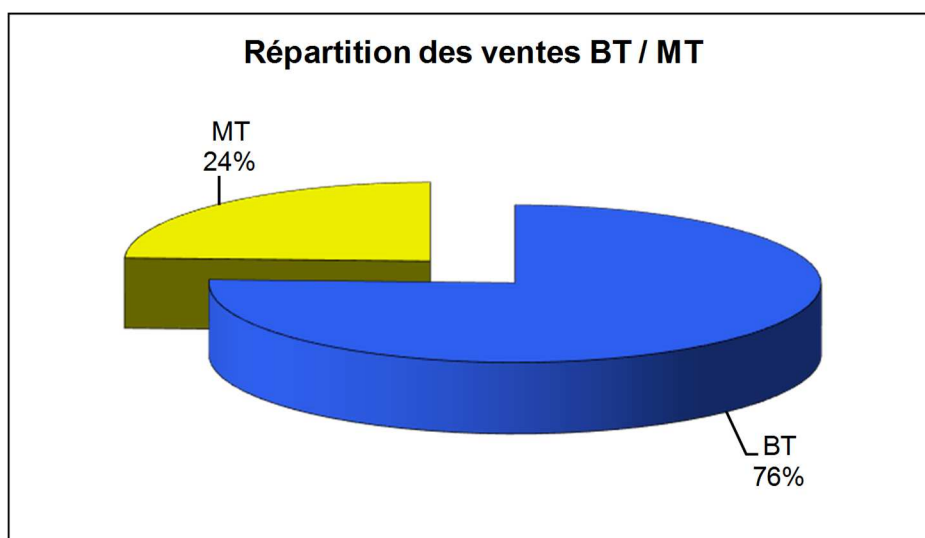


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2017
Tarifs basse tension	35,3 Cfp	+0,6%
Tarifs moyenne tension	32,4 Cfp	-0,9%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,6 Cfp	+0,2%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 0,2% par rapport à 2017.

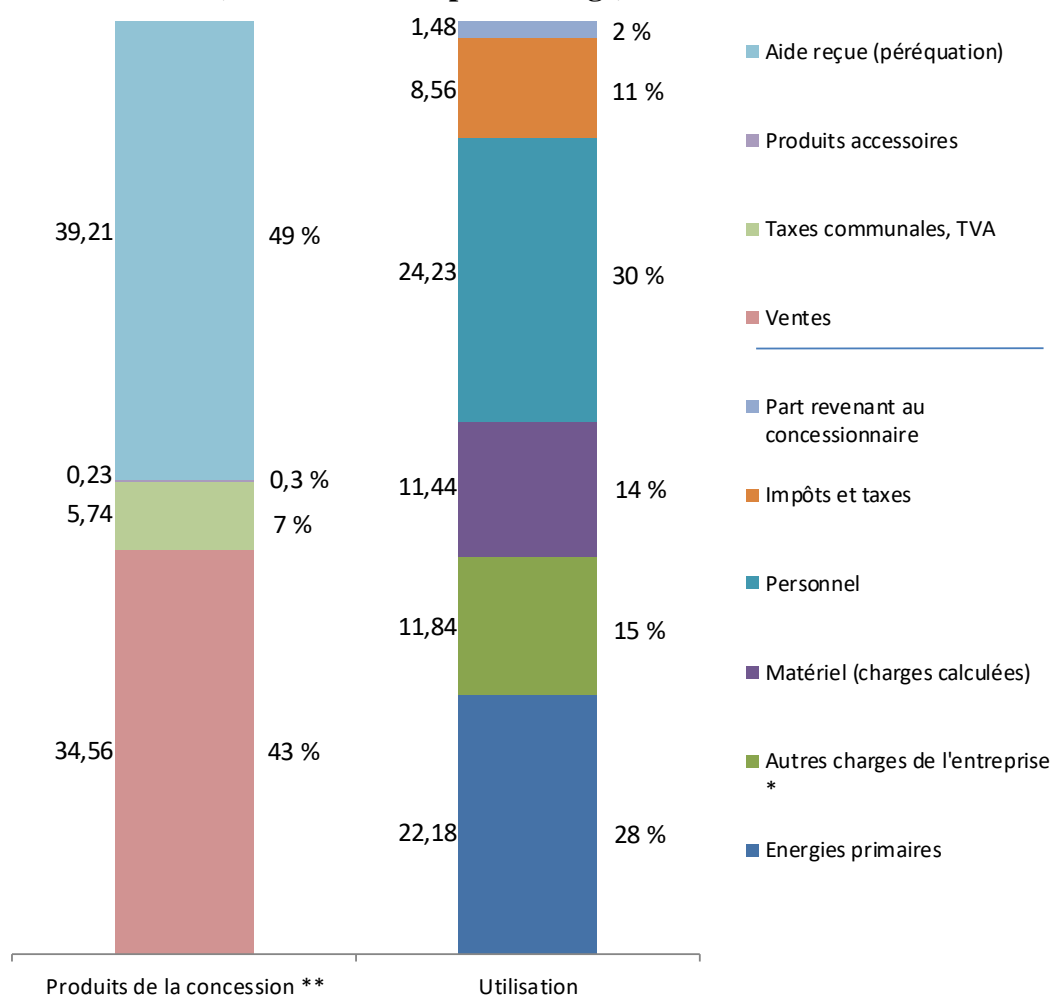
En basse tension, il augmente de 0,6% en raison de l'évolution du mix tarifs, notamment liée à la hausse des ventes aux tarifs professionnels.

Le prix moyen en moyenne tension diminue de 0,9% en raison d'une hausse proportionnellement plus importante en ce qui concerne les ventes de nuit (+4%) par rapport aux ventes au tarif de jour (+3,2%).



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 76% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 24% en tarif moyenne tension.

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



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

**Dont 40,30 F/KWh (51%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'énergie souscrits dans la concession de Tubuai, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/18, était de 9,7 Millions Cfp, ce qui représente 11% du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 62 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 89 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 5 clients, soit 0,6% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2018, 6 943 Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tubuai, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
Eclairage Public	21	59 836	2 457 457	41,07
Usages professionnels Basse Tension	17	133 933	5 973 547	44,60
Moyenne Tension	3	190 038	5 907 675	31,09
Total	41	383 807	14 338 679	37,36

* Montant des kWh facturés + Montant de la prime d'abonnement, toutes taxes comprises

A fin 2018 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT reste stable et s'élève à 14,3 Millions XPF TTC, dont près de 2,5 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 41 compteurs.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Mesure de la satisfaction clients

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

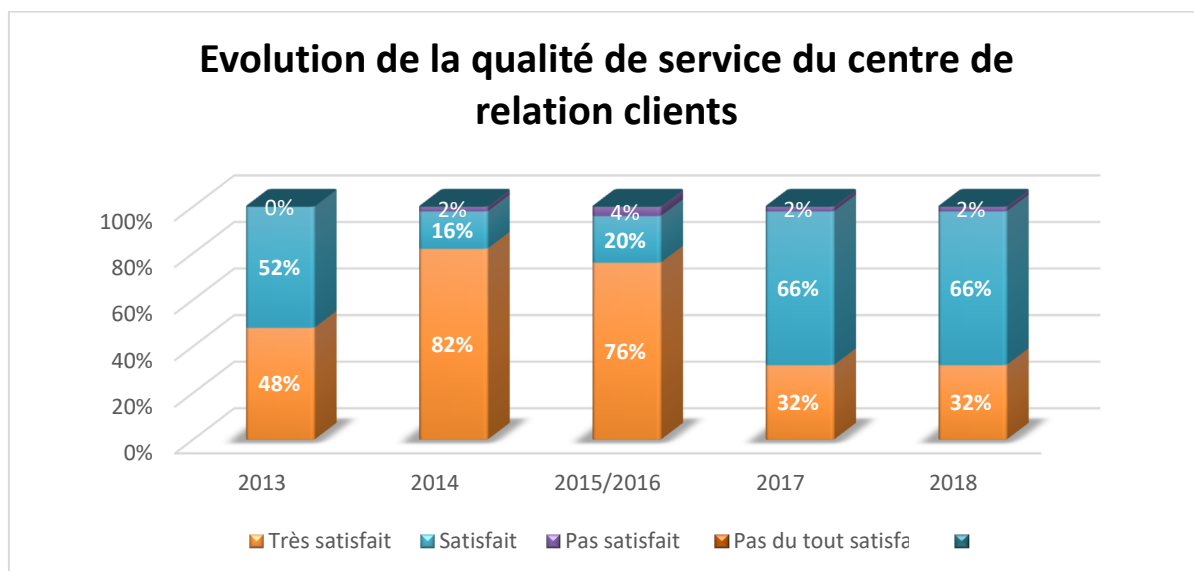


Figure 1 Campagne appels mystères

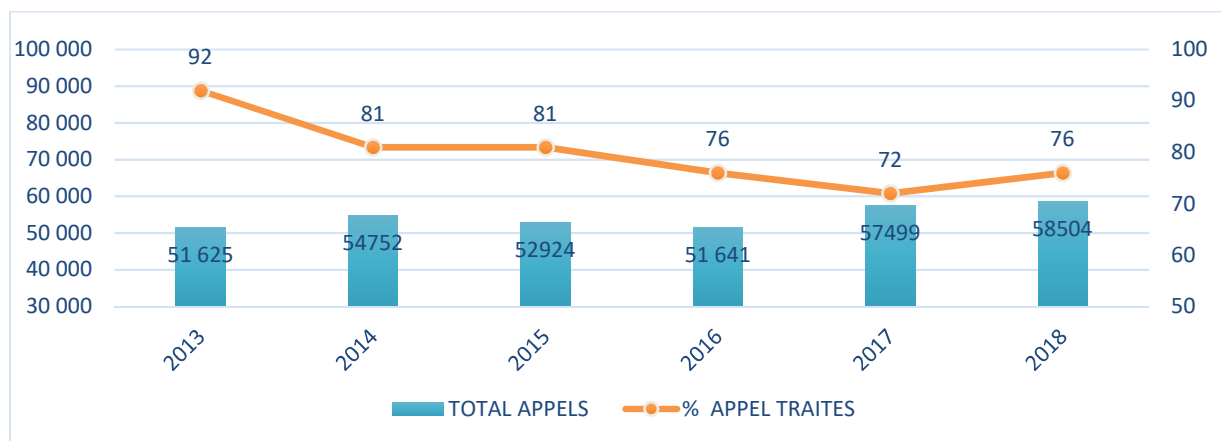


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

Modes de règlement

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

- par prélèvement ou virement bancaire,
- en agence clientèle,
- à distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Tubuai, 100 clients sont connectés à l'agence en ligne,
- par téléphone via le module de télévente du centre d'appels.

L'information clients par SMS

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

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

Nombre de souscriptions Services SMS TUBUAI à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Tubuai	169	48	141	55	154	567

Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



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

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

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

Lancement d'un blog : Maeva expat.com

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



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

Agence EDT

Bienvenue en Polynésie française

Les services EDT ENGIE sans vous déplacer



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

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

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

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

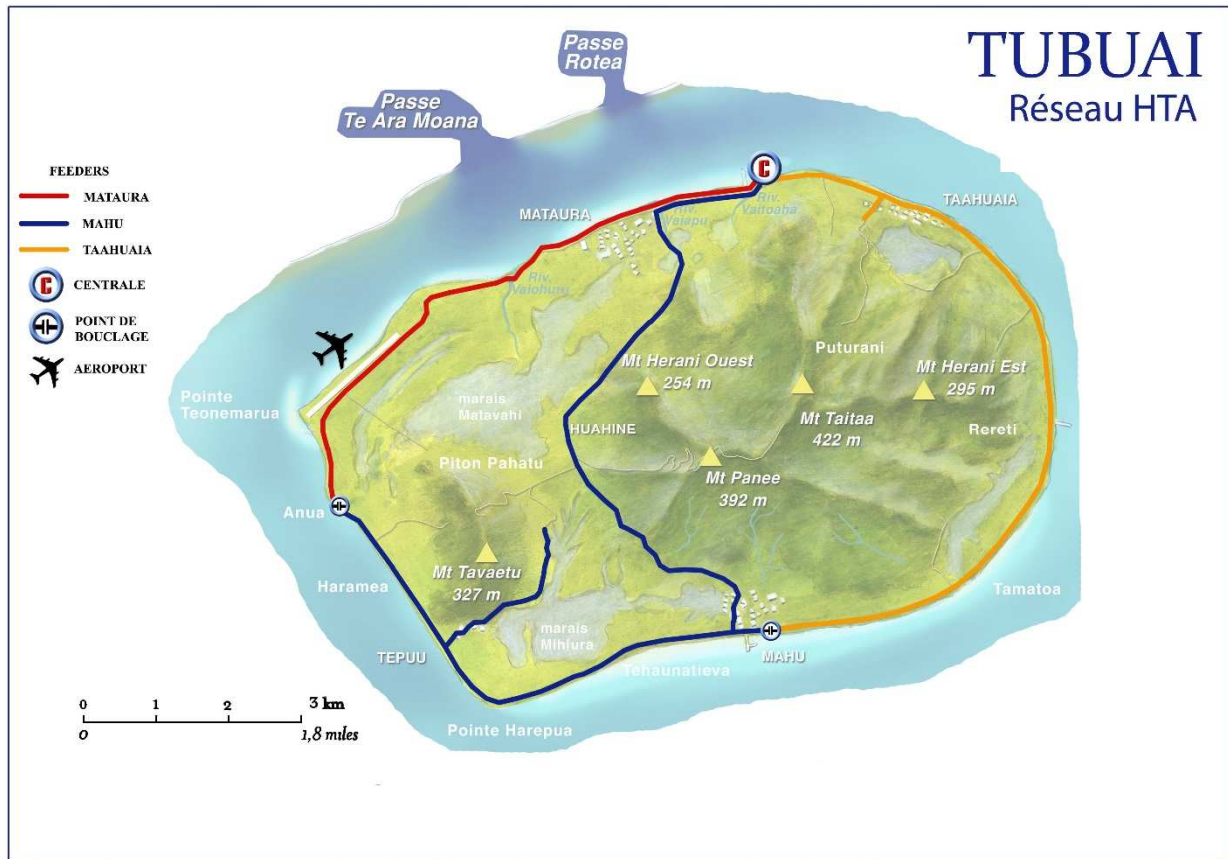
- La simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation.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

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- Bilan technique
- 3.1 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 2018 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

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation en 2018 de Tubuai est de 4 agents.

3.3- Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2018	HDM au 1er Janvier 2019	Nbre heure de fonctionnement en 2018
G1 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	26/06/2018	0	2 995	2 995
G2 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	26/06/2018	0	2 222	2 222
G3 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	15/11/2013	17 118	19 385	2 267
G4 TUBUAI	FG WILSON	400	320	256	15/11/2013	16 886	22 159	5 273

3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 648 MWh ont été produits en 2018 contre 2 659 MWh en 2017.

738 350 litres de gazole ont été consommés en 2018 contre 746 071 litres en 2017, et 2 062 litres d'huile ont été consommés en 2018 contre 2 253 litres en 2017.

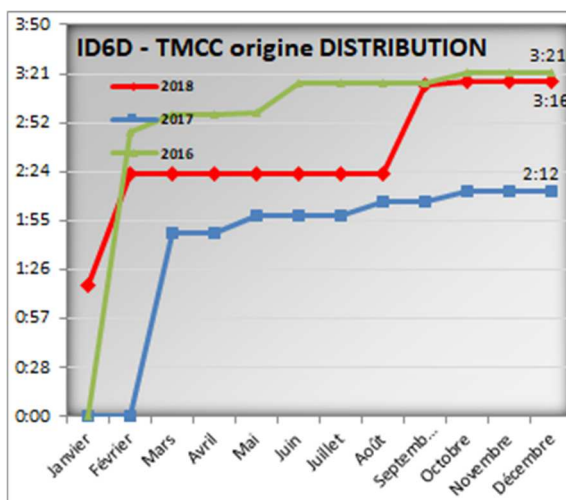
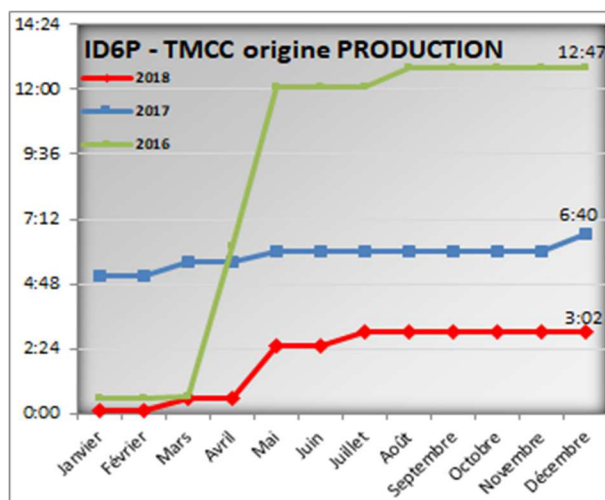
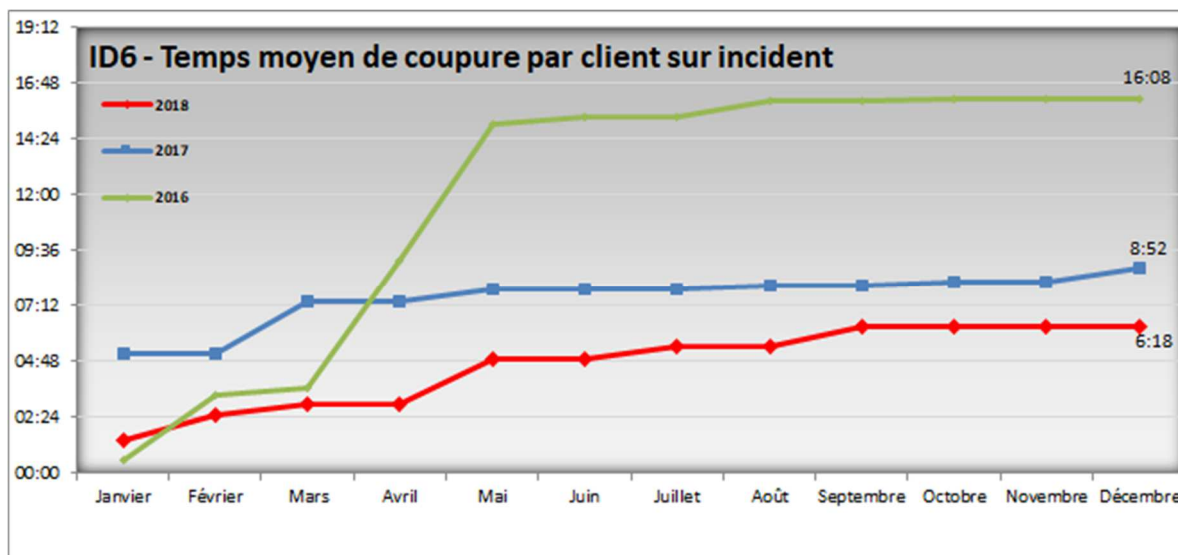
La puissance de pointe appelée est de 519 kW pour 2018, en légère baisse par rapport à l'année 2017 qui était de 524 kW. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

TUBUAI 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	237 495	234 464	1 586	65 138	274	470
Février	219 520	216 744	1 087	60 798	277	493
Mars	246 992	243 867	1 466	68 343	277	505
Avril	226 241	223 288	942	62 630	277	500
Mai	228 805	225 866	1 033	64 980	284	519
Juin	210 867	208 648	925	59 384	282	490
Juillet	211 286	210 004	965	57 328	271	419
Août	210 234	209 373	977	57 376	273	474
Septembre	203 796	202 896	1 205	57 154	280	475
Octobre	215 281	214 394	1 279	59 349	276	502
Novembre	220 073	219 141	1 474	60 916	277	478
Décembre	240 698	239 598	1 327	64 954	270	471
TOTAL	2 671 288	2 648 283	14 266	738 350	276	519

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 6h18 en 2018, nettement inférieure à celui de 2017 (8h52). 2 black-out d'origine production ont généré 2h de TMCC.



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 2018 a eu lieu le 18 juillet avec la participation du chef pompier de l'île.

Traitement des effluents

1230 litres d'huile de vidange et 2 fûts de filtres usagés ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2018.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Distribution :

- Renouvellement poteaux en 2018 réalisé par ENGIE au mois d'octobre 2018

Exploitation :

- En juillet, départ de C.HATITIO et arrivé de M.MAHAA & J.VIRIAMU

Production :

- Dans la nuit du 26/12/18, il y a eu vol avec effraction à la centrale de TUBUAI
- Renouvellement G1 et G2



- Inspection des cuves gasoil principale n°1 et n°2, entretien des cuves et du circuit gasoil
- Visite décennal : 1 cuve 50m3 et 1 cuve 2x25m3 gasoil par BCP le 30/11/2018

Clientèle :

- Vandalisme de l'agence clientèle le 24/05/18, baie vitré fenêtre cassé
- Dans la nuit du 26/12/18, il y a eu vol avec effraction à la centrale de TUBUAI

QSE :

- Visite EVRP 23/05/2018

3.8 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2018	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
4	94	-	-	-	-	-	-	23,64 F/kWh

3.9 - Unités d'œuvres 2018 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	519
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 561 119
Quantité en litre de combustible	738 350
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 648 283
Nb de kWh solaire acheté par tarif	82 214
Nb de km de réseaux hors branchements	100,2
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et privée)	2 820
Nombre d'abonnés (BT et HT)	836

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	-	-	-	67 948	14 266

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT			RESEAU HT+BT				
	Aérien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	Aérien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Tubuai	27,1	12,2	-	39,3	51,67	9,28	60,9	78,8	21,5	100,2	78,6%	21,4%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- la mise à disposition de toiture ou de terrain à ELECTRA.

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession
- 4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et Produits comptabilisés

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

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

- les imputations directes concernent 84 % du total des dépenses de la concession de Tubuai. Elles trouvent leurs origines 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	72%	12%	84%
Frais répartis sur la concession	7%	9%	16%
Total	79%	21%	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 leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- **Compte de résultat analytique**

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

- **Bilan par concession**

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

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

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

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

4.1.9) - Les opérations effectuées avec les parties liées

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

Engie

Libellé	Description	40
	Mise à disposition personnel	309 292
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	1 843 317
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	406 450
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	187 818

Electra

Libellé	Description	40
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	570 640
Redevance solaire	Electra est producteur d'énergie solaire, EDT lui facture la redevance autoproducteur conformément au jopf.	10 080
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
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	6 069 143
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	1 358 020

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

- Que depuis 1991 et en l'absence de système de péréquation externe, l'équilibre financier des concessions d'EDT s'apprécie dans leur globalité

- Que l'avenant 17 a introduit un revenu autorisé spécifique par concession et activité permettant l'obtention d'une marge spécifique par concession et activité.
- Que l'application de cette nouvelle formule était différée à la mise en place de la péréquation laquelle faisait partie des accords ayant conduit à la signature du dit avenant.
- Que le nouveau gouvernement a différé la mise en place de la péréquation et refusé la mise en application de la nouvelle formule et de ses revenus autorisés,

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

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

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

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

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

N/A

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

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 93 % 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 7 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le CA énergie péréqué de la concession :

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

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

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

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

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

- le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % surperformance financière)

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

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

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

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

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

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

➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

4.2.1. Les frais de siège :

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

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

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

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

4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3. Les coûts de production :

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées.

4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5. Les coûts informatiques :

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

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

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

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

4.2.7. La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes

- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

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

Détail des frais répartis

Tubuai

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tubuai en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tubuai
Frais de siège	1 388,5	1 177,5			15,0	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	297,6	297,5	13,5	0,2	13,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	43,5
Clientèle îles	38,0	38,0	1,3		1,3	Nombre d'abonnés îles	24 325	836
Suivi et développement	69,6	69,5	1,3	-0,3	1,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	1,5
Travaux production	45,3	38,1	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21,7	0,0
Travaux réseau	97,2	92,7	1,0	0,3	1,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	0,9
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	0,1		0,1	Contrats solaires	1 976	4
Service Grand compte	53,8	48,5	0,8	0,0	0,7	Contrats grands comptes	5 150	82
Marketing & E-services	55,4	47,8	0,5		0,5	Nombre d'abonnés	77 399	836
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	836
Magasins	27,0	26,2	0,3		0,3	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	13 828,0
Total support externe					19,0			
Support interne de l'île					29,0			
Total Support					48,0			

(1) Répartition du total annuel via la clé de répartition

(2) = Ecart entre la méthode (1) et la méthode (3)

(3) si pointages : pointages* taux horaire + répartition du reste à imputer via la clé de répartition
sinon : méthode (1)

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Tubuai	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	932 243 957	906 157 139
- Production	301 284 846	290 379 561
- Distribution	630 959 111	615 777 578
Immobilisations privées	45 082 225	55 903 532
Immobilisations en-cours	13 915 652	6 208 718
- Distribution	13 915 652	11 370
- Privées	0	6 197 348
Total immobilisations brutes	991 241 834	968 269 389
Amortissements et provisions **	-583 966 801	-565 032 857
- Production	-163 564 785	-170 225 087
- Distribution	-389 315 492	-368 000 163
- Privés	-31 086 524	-26 807 607
Immobilisations nettes	407 275 033	403 236 533
Stock	25 609 309	14 203 696
Créances clients	16 485 953	15 971 022
Autres créances	3 854 568	229 471
Provisions pour dépréciation	-3 653 541	-2 913 558
Stock et créances nets	42 296 289	27 490 631
Compte courant du concessionnaire	64 382 316	79 961 618
TOTAL ACTIF	513 953 638	510 688 782

* Immobilisations concédées

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	284 023 685	283 804 815
Concessionnaire - Droit incorporel	10 686 415	
Total concessionnaire	294 710 100	283 804 815
Total Tiers et concédant	6 574 746	6 574 746
Total au bilan	301 284 846	290 379 561

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	350 402 548	349 486 397
Concessionnaire - Droit incorporel	13 183 925	
Total concessionnaire	363 586 473	349 486 397
Tiers et concédant	267 372 638	266 291 181
Total au bilan	630 959 111	615 777 578

** Amortissements et provisions

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	-148 940 414	-165 025 577
Concessionnaire - Droit incorporel	-9 252 956	
Total concessionnaire	-158 193 370	-165 025 577
Tiers et concédant	-5 371 415	-5 199 510
Total au bilan	-163 564 785	-170 225 087

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	-276 622 830	-275 509 280
Concessionnaire - Droit incorporel	-11 415 453	
Total concessionnaire	-288 038 283	-275 509 280
Tiers et concédant	-101 277 209	-92 490 883
Total au bilan	-389 315 492	-368 000 163

1 Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens),
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant.

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

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant dans les comptes sociaux :

- à l'actif en "amortissement et provisions",
- au passif en "droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre" ont été annulés à l'actif et au passif des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Tubuai	
	2018	2017
Résultat	4 889 442	9 524 511
Capitaux propres	4 889 442	9 524 511
Droits des tiers et concédants apports gratuit	167 298 760	175 175 534
- Production	1 203 331	1 375 236
- Distribution	166 095 429	173 800 298
Droits du concédant exigible en nature	167 298 760	175 175 534
Autres provisions	6 028 082	12 543 839
- PIDR	6 028 082	12 543 839
Provision pour risques et charges	6 028 082	12 543 839
Clients - avances sur consommation	4 440 410	4 432 891
Fournisseurs	24 206 516	10 211 426
Dettes fiscales et sociales	13 274 950	16 287 440
Passif de renouvellement	290 733 491	281 410 264
- Production	57 583 044	53 396 530
- Distribution	233 150 448	228 013 734
Produits constatés d'avance	3 081 987	1 102 876
Emprunts et dettes	335 737 354	313 444 898
TOTAL PASSIF	513 953 638	510 688 782

2

2 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tubuai 2017			Tubuai 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	89 798 311	2 648 835	92 447 147	85 928 984		85 928 984
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	735,00		735	735,00		735
	- Forfait FP1	127 757,00		127 757	127 926,00		127 926
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-77 325 352	1 411 160	-75 914 193	-65 823 503	238 628	-65 584 875
	par UO : Puissance maximale majorée	-105 205		-103 285	-89 556		-89 231
	- Maintenance	-22 018 921		-22 018 921	-20 584 123		-20 584 123
	- AC	-4 378 331		-4 378 331	-2 320 704		-2 320 704
	- ACE	-2 963 816		-2 963 816	-2 797 506		-2 797 506
	- MO	-14 676 774		-14 676 774	-15 465 913		-15 465 913
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-2 169 884		-2 169 884	-2 349 298		-2 349 298
	- AC	-80 778		-80 778	-192 401		-192 401
	- ACE	-348 781		-348 781	-460 032		-460 032
- MO	-90 470		-90 470	-117 634		-117 634	
- AUTRES	-1 649 855		-1 649 855	-1 579 231		-1 579 231	
- Amortissement des actifs de concession	-15 474 281		-15 474 281	-16 277 987		-16 277 987	
- Dot. Amortissement Technique							
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-9 136 864		-9 136 864	-12 076 059		-12 076 059	
- Dotation / reprise de lissage	-6 337 416		-6 337 416	-4 201 928		-4 201 928	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-37 662 267	1 411 160	-36 251 107	-26 612 095	238 628	-26 373 467	
- Fonctions supports	-31 952 223		-31 952 223	-19 936 476		-19 936 476	
- Frais de siège	-5 710 044	1 411 160	-4 298 884	-6 675 619	238 628	-6 436 991	
P2	REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	5 561 170	164 041	5 725 211	5 308 971		5 308 971
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 668 780		2 668 780	2 658 676		2 658 676
	- Forfait FP2	2,179		2,179	2,185		2,185
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-2 925 368	37 411	-2 887 957	-3 571 401	9 564	-3 561 837
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,096		-1,082	-1,343		-1,340
	- Maintenance	-1 773 859		-1 773 859	-2 153 748		-2 153 748
	- AC	-724 257		-724 257	-1 018 434		-1 018 434
	- ACE	-146 489		-146 489	-30 234		-30 234
	- MO	-903 113		-903 113	-1 105 080		-1 105 080
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-1 151 509	37 411	-1 114 098	-1 417 653	9 564	-1 408 089
	- Fonctions supports	-1 000 132		-1 000 132	-1 150 097		-1 150 097
- Frais de siège	-151 377	37 411	-113 966	-267 556	9 564	-257 992	
Matières consommées	REVENU AUTORISE: Matières consommées	47 245 695	1 393 635	48 639 330	50 017 563		50 017 563
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,70		18,23	18,81		18,81
	- Consommations	-49 404 453		-49 404 453	-54 730 449		-54 730 449
	- Fioul						
	- Gasoil	-48 718 856		-48 718 856	-54 094 005		-54 094 005
- Huile	-685 597		-685 597	-636 444		-636 444	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	60 000		60 000	60 000		60 000
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	MARGE AVANT IS						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES				27 560 972		27 560 972
	- Coûts directs				-25 891 976		-25 891 976
- AC				-21 310 660		-21 310 660	
- ACE				-2 707 128		-2 707 128	
- MO				-1 874 188		-1 874 188	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées				-1 668 996		-1 668 996	

		Tubuai 2017			Tubuai 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	142 665 177	4 206 512	146 871 688	168 876 490		168 876 490
	MARGE AVANT IS	13 010 004	5 655 082	18 665 086	17 190 165	248 192	17 438 357
	- I.S.	-5 945 771	-2 584 459	-8 530 230	-10 234 978	-147 773	-10 382 750
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	7 064 233	3 070 623	10 134 856	6 955 187	100 419	7 055 606
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	6 004 598	2 610 029	8 614 627	5 911 909	85 356	5 997 265
	En % des produits	4%	-62%	6%	4%		4%
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	35 344 390	1 042 575	36 386 965	34 101 497		34 101 497
	- UO UD2 : longueur des reseau (hors branchement) -1	98		98	99		99
	- Forfait FD2	376 123		376 123	376 532		376 532
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-37 052 610	1 373 747	-35 678 863	-30 653 724	229 662	-30 424 061
	par UO : longueur des reseau (hors branchement)	-378 830		-364 785	-309 318		-307 001
	- Maintenance	-7 166 443		-7 166 443	-4 501 789		-4 501 789
	- AC	-227 580		-227 580	-262 234		-262 234
	- ACE	-1 774 488		-1 774 488	-251 037		-251 037
	- MO	-5 057 071		-5 057 071	-3 988 518		-3 988 518
	- AUTRES	-107 304		-107 304			
	- Conduite et Fonctionnement	-1 329 698		-1 329 698	-530 629		-530 629
	- AC	-64 000		-64 000	-116 195		-116 195
	- ACE	-68 132		-68 132	-88 974		-88 974
	- MO	-25 213		-25 213	-20 095		-20 095
	- AUTRES	-1 172 353		-1 172 353	-305 365		-305 365
	- Amortissement des actifs de concession	-11 660 667		-11 660 667	-13 070 157		-13 070 157
	- Dot. Amortissement Technique						
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles							
- Reprise Provision pour Renouvellement		118 777 465	118 777 465				
- Dotation provision pour risque		-118 777 465	-118 777 465				
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-5 690 548		-5 690 548	-7 546 154		-7 546 154	
- Dotation / reprise de lissage	-5 970 119		-5 970 119	-5 524 004		-5 524 004	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-16 895 802	1 373 747	-15 522 055	-12 551 148	229 662	-12 321 486	
- Fonctions supports	-11 337 143		-11 337 143	-6 126 334		-6 126 334	
- Frais de siège	-5 558 659	1 373 747	-4 184 912	-6 424 814	229 662	-6 195 152	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 895 489		1 895 489	2 014 919		2 014 919
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 892 740		1 892 740	1 667 052		1 667 052
	- Coûts directs	-414 526		-414 526	239 178		239 178
	- AC	-459 106		-459 106	-861 373		-861 373
	- ACE	-425 698		-425 698	-191 459		-191 459
	- MO	-851 038		-851 038	-1 355 691		-1 355 691
	- AUTRES	1 321 316		1 321 316	2 647 701		2 647 701
	- Quote part des activités support affectées	-1 165 886	10 149	-1 155 737	-2 416 107	5 002	-2 411 105
	- Fonctions supports	-1 124 820		-1 124 820	-2 276 181		-2 276 181
	- Frais de siège	-41 066	10 149	-30 917	-139 926	5 002	-134 924
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	10 110 035		10 110 035	14 820 433		14 820 433	
- Coûts directs	-9 405 128		-9 405 128	-12 285 206		-12 285 206	
- AC	-4 535 426		-4 535 426	-9 422 583		-9 422 583	
- ACE	-3 872 524		-3 872 524	-958 274		-958 274	
- MO	-787 220		-787 220	-1 904 349		-1 904 349	
- AUTRES	-209 958		-209 958				
- Quote part des activités support affectées	-1 055 030		-1 055 030	-3 273 646		-3 273 646	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	49 242 654	1 042 575	50 285 229	52 603 901		52 603 901
	MARGE AVANT IS	149 474	2 426 471	2 575 945	4 214 397	234 664	4 449 061
	- I.S.	-68 312	-1 108 934	-1 177 246	-2 509 240	-139 718	-2 648 959
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	81 162	1 317 536	1 398 699	1 705 156	94 946	1 800 102
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	68 988	1 119 906	1 188 894	1 449 383	80 704	1 530 087
	En % des produits	0%	-107%	2%	3%		3%

		Tubuai 2017			Tubuai 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	144 833 950	4 272 255	149 106 205	143 244 999		143 244 999
	- Achat d'électricité d'origine thermique	142 605 177	4 206 512	146 811 688	141 255 518		141 255 518
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	2 228 773	65 743	2 294 517	1 989 482		1 989 482
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	COÛTS D'ACHAT	-144 935 788	-4 206 512	-149 142 299	-143 432 458		-143 432 458
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-142 605 177	-4 206 512	-146 811 688	-141 255 518		-141 255 518
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine solaire CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-2 330 611		-2 330 611	-2 176 940		-2 176 940
GESTION ADMINISTRATIVE	28 490	982	29 472	-5 182	296	-4 886	
- Produits de la Redevance solaire	74 916		74 916	74 916		74 916	
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-46 426	982	-45 444	-80 098	296	-79 802	
- Fonctions supports	-42 453		-42 453	-71 810		-71 810	
- Frais de siège	-3 973	982	-2 991	-8 288	296	-7 992	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS				70 517		70 517
	- Coûts directs				-41 093		-41 093
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES				-41 093		-41 093	
- Quote part des activités support affectées				-78 368	178	-78 190	
- Fonctions supports				-73 397		-73 397	
- Frais de siège				-4 971	178	-4 793	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	13 295 152	392 175	13 687 327	12 770 385		12 770 385
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	831		831	834		834
	- Forfait FC	16 730		16 730	16 755		16 755
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	623 725		623 725	597 527		597 527
	- Frais de relance	447 534		447 534	423 936		423 936
	- Frais de perception de taxe	176 191		176 191	173 591		173 591
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-18 628 488	273 697	-18 354 791	-22 784 455	70 620	-22 713 835
	par UO : Nombre d'abonnés	-22 417		-22 088	-27 319		-27 235
	- Affranchissements	-1 144 501		-1 144 501	-1 165 103		-1 165 103
	- Fonctionnement	-8 077 564		-8 077 564	-6 718 052		-6 718 052
- AC	-220 832		-220 832	-87 258		-87 258	
- ACE	-450 000		-450 000	-624 054		-624 054	
- MO	-5 667 349		-5 667 349	-5 690 972		-5 690 972	
- AUTRES	-1 739 383		-1 739 383	-315 768		-315 768	
- Quote part des activités support affectées	-9 406 423	273 697	-9 132 726	-14 901 300	70 620	-14 830 680	
- Fonctions supports	-8 298 950		-8 298 950	-12 925 696		-12 925 696	
- Frais de siège	-1 107 473	273 697	-833 776	-1 975 604	70 620	-1 904 984	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	357 000		357 000	480 000		480 000
	- Autres						
	- Frais de coupure	357 000		357 000	480 000		480 000
	- Coûts directs				-296 958		-296 958
	- AC						
- ACE							
- MO							
- AUTRES				-296 958		-296 958	
- Quote part des activités support affectées	-28 170	6 962	-21 208	-482 879	1 071	-481 808	
- Fonctions supports				-452 919		-452 919	
- Frais de siège	-28 170	6 962	-21 208	-29 960	1 071	-28 889	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	159 184 743	4 664 430	163 849 173	157 238 345		157 238 345	
MARGE AVANT IS	-4 454 128	739 559	-3 714 569	-9 957 964	72 165	-9 885 799	
- I.S.	2 035 605	-337 990	1 697 615	5 928 945	-42 967	5 885 978	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	-2 418 524	401 569	-2 016 954	-4 029 019	29 198	-3 999 821	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 055 745	341 334	-1 714 411	-3 424 666	24 818	-3 399 848	
En % des produits	-1%	-7%	-1%	-2%		-2%	

		Tubuai 2017			Tubuai 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-900 001	-26 548	-926 549	-880 170		-880 170
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	465 742		465 742	542 871		542 871
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur performance financière	475 376		475 376	420 232		420 232
	MARGE AVANT IS	41 117	-26 548	14 569	82 933		82 933
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	207 587 395	5 680 457	213 267 853	236 583 048		236 583 048
	TOTAL DES CHARGES	-198 840 929	3 114 107	-195 726 822	-225 053 517	555 021	-224 498 496
	MARGE AVANT IS	8 746 467	8 794 564	17 541 031	11 529 530	555 021	12 084 551
	- I.S.	-3 997 269	-4 019 250	-8 016 520	-6 864 651	-330 458	-7 195 109
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	4 749 197	4 775 314	9 524 511	4 664 879	224 563	4 889 442
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	4 036 818	4 059 017	8 095 834	3 965 147	190 879	4 156 026
	En % des produits	1,9%	-71%	3,8%	1,7%		1,8%

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 1 MF sur la marge avant IS de la concession suite à une reprise de provisions pour contentieux y/c CST en 2018 (en frais de siège)

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

Commentaires sur la variation des produits : + 29 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 - 3 MF

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + 32 MF sont :

- **Production : + 28 MF**
 - + 28 MF sur les travaux immobilisés suite au renouvellement des groupes électrogènes G1 et G2 de la centrale de Tubuai
- **Distribution : + 4 MF**
 - + 4 MF sur les travaux immobilisés
- **Fourniture : + 0 MF**

Commentaires sur la variation des charges : + 27 MF

- **Production : + 22 MF**
 - - 11 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales
 - + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 5 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - + 28 MF au titre de la réalisation d'immobilisations suite au renouvellement des groupes électrogènes G1 et G2 de la centrale de Tubuai

- **Distribution : + 0 MF**
 - - 6 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 4 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
 - + 1 MF au titre des travaux vendus
 - + 5 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Fourniture : + 5 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 1 MF au titre des travaux vendus
 - + 4 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 3 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 en produits le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de 18 MF sur l'exercice.
- La hausse de 5 MF au titre des matières consommées.

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

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

4.4.1) – Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{207.067.469} & = & \mathbf{150.160.080} & + & \mathbf{56.907.389} \end{array}$$

4.4.1.1) – Revenu d'Exploitation (RE)

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

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

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

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

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	735	735		127 757	127 926	0,1%	93 901 395	94 025 610	0,1%
Nb de kWh produits	2 668 780	2 658 676	-0,4%	2,179	2,185	0,3%	5 815 272	5 809 207	-0,1%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	98,264	99,101	0,9%	376 123	376 532	0,1%	36 959 350	37 314 698	1,0%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	831	834	0,4%	16 730	16 755	0,1%	13 902 630	13 973 670	0,5%
RE - "Forfaits"							150 578 647	151 123 185	0,4%
Résultat financier							-941 118	-963 104	2,3%
Partage des gains de rendement									
RE (Revenu de l'exploitation)							149 637 529	150 160 080	0,3%

4.4.1.2) – Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2017			2018		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	746 071	65,30	48 718 857	738 350	73,26	54 094 005
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 253	304,30	685 597	2 062	308,65	636 444
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	88 140	26,44	2 330 611	82 214	26,48	2 176 940
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				51 735 065	56 907 389		

Prix des combustibles

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

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

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

		Tubuai			
		2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	88 656 138	88 623 822	90 306 489	91 391 821
Péréquation	B	100 580 573	103 949 669	111 625 058	111 190 927
CA péréqué	C=A+B	189 236 711	192 573 491	201 931 547	202 582 748
Ecart RA/CA 2018		n/a	8 799 103	-5 680 457	n/a
Revenu autorisé		207 067 470	201 372 594	196 251 090	202 582 748
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-8 799 103	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	5 680 457	n/a	n/a
Produits comptabilisés		189 236 711	198 253 948	196 251 090	202 582 748

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

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	2 561 119	2 564 961
<i>Rendement (kWh) Energie vendue / Energie produite & achetée</i>	93,0%	92,2%
<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	67 948	73 044
Achat Electra 40F/kWh	14 266	15 096
Total Production Photovoltaïque	82 214	88 140
Production hydro		
Production Total EnR	82 214	88 140
Production brute thermique à produire	2 671 288	2 693 865
Production nette thermique à produire	2 648 283	2 654 922
Total production (EDT et Autres)	2 753 502	2 782 005
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,276	0,277
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	61 270	63 803
Achat matière première	737 830	743 538
Stock final	60 750	61 270
Consommation matière première	738 350	746 071
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,276	0,277
<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	73,26 F	65,30 F
Prix de l'hydroélectricité		
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	308,65 F	304,30 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	4 014 472	3 959 302
Achat matière première	55 302 220	48 774 027
Stock final	5 222 687	4 014 472
Consommation matière première	54 094 005	48 718 857
Huile	636 444	685 597
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	54 730 449	49 404 454
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 176 940	2 330 611
(CE) TOTAL achat de matières premières	56 907 389	51 735 065

5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2017	Acquisition ⁽¹⁾	Cession ⁽²⁾	2018	Reclassement droit incorporel ⁽³⁾	Total bilan 2018
Production	290 379 561	27 560 972	-27 342 102	290 598 431	10 686 415	301 284 846
Distribution	615 777 578	2 501 649	-504 041	617 775 186	13 183 925	630 959 111
Total	906 157 139	30 062 621	-27 846 143	908 373 617	23 870 340	932 243 957

(1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Groupe				
			Moteur		Alternateur		Accessoires Groupe
R40800	MOTEUR FG WILSON P438 TUBUAI 2206A TAG6 PERKINS	6 201 219	1	6 201 219			
R40800	MOTEUR FG WILSON P438 TUBUAI 2206A TAG6	6 201 219	1	6 201 219			
R40800	ALTERNAT FG WILSON P438 TUBUAI LL6114B	2 756 097			1	2 756 097	
R40800	ALTERNAT FG WILSON P438 TUBUAI LL6114B	2 756 097			1	2 756 097	
R40800	ACCESSOIRE WILSON P438 TUBUAI FGWPES29JPCJ01303A	4 823 170					4 823 170
R40800	ACCESSOIRE WILSON P438 TUBUAI FGWPES29CPCJ01299A	4 823 170					4 823 170
	TOTAL PRODUCTION TUBUAI	27 560 972	2	12 402 438	2	5 512 194	9 646 340

Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchement & Comptages
CP2018	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2018	916 151	916 151
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	916 151	916 151
BRT12/17	COMPTAGE TIERS TUB 2018 FINANCEMENT TUBUAI	1 585 498	1 585 498
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	1 585 498	1 585 498
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	2 501 649	2 501 649

Cessions :

- (2) Cessions de Production : 27,3 MF Groupes FG Wilson P400
Cessions de Distribution : 0,5 MF Comptages

(3) correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 13,9 MF contre 0,01 MF fin 2017 soit une hausse de 13,89 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	-	5 371 415	1 203 331
A.N CONSTRUCTION TUBUAI	01/01/1999	35	91 103 975	-	52 295 117	-	38 808 858
BATIMENT TUBUAI	01/01/1999	35	-	-	-	-	-
BATIMENT CENTRALE TUBUAI	09/06/2006	28	2 327 390	-	1 059 867	-	1 267 523
HANGAR DE STOCKAGE TUBUAI	01/07/2013	21	8 047 780	-	2 159 162	-	5 888 618
ABRI NACELLE CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	4 148 942	-	1 113 130	-	3 035 812
ABRIS TOURETS CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	2 074 471	-	556 567	-	1 517 904
RENFORCMT. CENTRALE TUBUAI	01/02/2009	25	445 320	-	177 232	-	268 088
AMENAG BUREAU CENT. TUBUAI	01/07/2013	21	5 592 770	-	1 500 499	-	4 092 271
ARMOIRE SECURITE TUBUAI	01/08/2013	20	393 442	-	104 384	-	289 058
AMENAG CENTRALE TUBUAI	01/09/2013	20	8 544 963	-	2 241 301	-	6 303 662
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	01/07/2018	7	6 201 219	-	442 944	-	5 758 275
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	01/07/2018	7	6 201 219	-	442 944	-	5 758 275
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	15/11/2013	7	6 115 169	-	4 479 604	-	1 635 565
MOTEUR FG WILSON P400 TUB	15/11/2013	7	6 115 169	-	4 479 604	-	1 635 565
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	01/07/2018	7	2 756 097	-	196 864	-	2 559 233
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	01/07/2018	7	2 756 097	-	196 864	-	2 559 233
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320	-	1 955 383	-	713 937
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	15/11/2013	7	2 669 320	-	1 955 383	-	713 937
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	01/07/2018	7	4 823 170	-	344 512	-	4 478 658
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	01/07/2018	7	4 823 170	-	344 512	-	4 478 658
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376	-	4 475 361	-	1 634 015
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	15/11/2013	7	6 109 376	-	4 475 361	-	1 634 015
FILIERE TUBUAI	01/01/1999	25	-	-	-	-	-
INSTALL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	342 663	-	172 169	-	170 494
RENFORCMT CENTRALE TUBUAI	01/02/2009	25	493 720	-	196 499	-	297 221
F&P RESEAU GO/HUILE IR3	01/02/2012	22	3 984 733	-	1 257 540	-	2 727 193
REFECTION CIRCUIT GASOIL	01/08/2013	20	6 660 176	-	1 766 987	-	4 893 189
PASSERELLE ACCES CUVES GO	01/08/2013	20	2 268 591	-	601 873	-	1 666 718
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	284 761	-	143 076	-	141 685
RENFORCMT CENTR. TUBUAI	01/02/2009	25	4 208 749	-	1 675 054	-	2 533 695

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
REEMPL TRANSFO 800KVA TUBU	13/08/2012	21	1 874 507	-	558 707	-	1 315 800
COFFRETS COMPTAGES TUBUAI	01/09/2013	20	948 476	-	248 779	-	699 697
FIL ENER-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	18 050 115	-	4 734 458	-	13 315 657
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°TUB	01/06/2014	20	3 668 968	-	858 695	-	2 810 273
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	19	160 954	-	33 326	-	127 628
ETUDES DDAE CENTR.TUBUAI	01/10/2009	24	1 562 515	-	596 012	-	966 503
FIL.ENVT BAC SEREP TUBUAI	01/07/2013	21	2 855 430	-	766 090	-	2 089 340
ENS DESHUILAGE TUBUAI	01/01/2015	19	4 336 445	-	912 936	-	3 423 509
PROTECTION INCENDIE TUBUA	01/01/2003	25	7 460 299	-	4 774 590	-	2 685 709
EXTENS°EXTINCT°INCENDIE	01/01/2009	25	959 702	-	383 880	-	575 822
RENF.SECU.INCENDIE TUBUAI	01/10/2010	23	8 457 773	-	3 001 144	-	5 456 629
INST EVENTS CENT TUBUAI	01/03/2012	22	214 926	-	67 267	-	147 659
FIL SECU-TABLEAU HTA TUBU	01/09/2013	20	2 196 167	-	576 043	-	1 620 124
RENOUV STATION INCENDIE	01/09/2016	17	4 187 310	-	563 677	-	3 623 633
INSTAL 2GRPES TUBUAI	09/06/2006	25	2 157 275	-	1 083 911	-	1 073 364
TOTAL PRODUCTION TUBUAI			284 023 685	6 574 746	109 969 308	5 371 415	175 257 708
POSTE T1002 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	173 069	581 162
POSTE T3021 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	173 069	581 162
POSTE T1012 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	173 069	581 162
POSTE T1042 CONCED TUBUAI	06/01/2012	35	-	754 231	-	173 069	581 162
AUT.COMP T1002 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 223 435	-	900 769	2 322 666
AUT.COMP T3021 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 223 435	-	900 769	2 322 666
AUT.COMP T1012 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 520 991	-	983 924	2 537 067
AUT.COMP T1042 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	3 367 099	-	940 917	2 426 182
AUT.COMP T1021 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	1 704 074	-	476 194	1 227 880
AUT.COMP T1032 CONCED TUB	06/01/2012	25	-	1 704 074	-	476 194	1 227 880
TRANSFO T1001 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	2 367 824	-	661 676	1 706 148
TRANSFO T3011 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	2 367 824	-	661 676	1 706 148
TRANSFO T1002 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	161 509	416 454
TRANSFO T3021 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	893 038	-	249 555	643 483
TRANSFO T1012 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	736 723	-	205 874	530 849
TRANSFO T1042 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	161 509	416 454
TRANSFO T1021 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	893 038	-	249 555	643 483
TRANSFO T1032 CONCED TUBU	06/01/2012	25	-	577 963	-	161 509	416 454
TRANSFO T1061 RTE TRAVER-	01/07/2015	25	-	1 685 263	-	235 937	1 449 326
TRANSFO TUBUAI 97	01/01/1997	25	353 056	-	324 826	-	28 230
TRANSFO TUBUAI 2003	01/01/2003	25	656 287	-	420 023	-	236 264
REEMPL TRANSFOS H61 TUBUAI	06/06/2005	25	3 512 870	-	1 906 710	-	1 606 160
TRANSFO POSTE CP DP TUBUA	01/07/2006	25	21 777	-	10 888	-	10 889
POSTE DP H61 TUBUAI	10/07/2006	25	2 108 638	-	1 052 211	-	1 056 427

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 AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	297 664	-	142 879	-	154 785
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	346 204	-	166 176	-	180 028
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	587 145	-	281 832	-	305 313
POSTE AERIEN TUBUAI	01/01/2007	25	5 408 378	-	2 596 020	-	2 812 358
TRANSFO T4110 MAHU TUBUAI	01/01/2011	25	1 043 525	-	333 928	-	709 597
TRANSFO T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	668 666	-	211 747	-	456 919
POSTE TUBUAI 95	01/01/1995	25	14 815	-	14 222	-	593
POSTE TUBUAI 96	01/01/1996	25	54 572	-	50 207	-	4 365
POSTE TUBUAI 97	01/01/1997	25	1 094	-	963	-	131
POSTE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	57 483	-	43 686	-	13 797
POSTE H61 TUBUAI 2004	01/12/2004	25	1 912 850	-	1 072 572	-	835 278
POSTE DP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	1 866 146	-	783 783	-	1 082 363
CREAT POSTE T4110 TUBUAI	01/01/2011	25	935 404	-	299 328	-	636 076
MEC H61 T3031 TEMPLE TUB	01/02/2011	25	653 968	-	207 092	-	446 876
POSE IACM TUBUAI 2004	01/12/2004	15	467 336	-	438 713	-	28 623
TELECOM IAT RESEAU TUBUAI	01/02/2011	15	1 606 739	-	848 002	-	758 737
MEP IACM T102 PAR IAM TRA	01/02/2012	15	2 098 784	-	967 773	-	1 131 011
IACM PAR IAM T412A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791	-	584 290	-	2 423 501
IACM PAR IAM T414A TUBUAI	02/02/2016	15	3 007 791	-	584 290	-	2 423 501
RENV IAM DEFECTUEUX TUBUA	01/09/2017	15	1 244 881	-	110 656	-	1 134 225
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	-	4 286 974	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 95	01/01/1995	25	4 281 513	-	4 110 252	-	171 261
RES.AERIEN TUBUAI 96	01/01/1996	25	21 240 132	-	19 540 921	-	1 699 211
RESEAUX TUBUAI 1996	01/01/1996	25	-	1 667 485	-	1 534 086	133 399
RES.AERIEN TUBUAI 97	01/01/1997	25	11 192 658	-	9 849 538	-	1 343 120
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25	-	2 123 411	-	1 868 601	254 810
RESEAUX TUBUAI 1997	01/01/1997	25	-	10 313 922	-	9 167 350	1 146 572
RES.AERIEN TUBUAI 98	01/01/1998	25	12 063 617	-	10 133 439	-	1 930 178
RESEAUX TUBUAI 1998	01/01/1998	25	-	1 358 474	-	1 141 119	217 355
RES.AERIEN TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 867 752	-	1 494 200	-	373 552
RESEAUX TUBUAI 1999	01/01/1999	25	-	1 692 177	-	1 353 740	338 437
RES.AERIEN TUBUAI 2000	01/01/2000	25	1 945 676	-	1 478 713	-	466 963
RESEAUX TUBUAI 2000	01/01/2000	25	-	1 137 230	-	868 016	269 214
RES.AERIEN TUBUAI 2001	01/01/2001	25	1 555 455	-	1 119 925	-	435 530
RES.AERIEN TUBUAI 2002	01/01/2002	25	683 550	-	464 814	-	218 736
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25	-	3 121 585	-	2 122 677	998 908
RESEAUX TUBUAI 2002	01/01/2002	25	-	130 792	-	89 628	41 164
RES.AERIEN TUBUAI 2003	01/01/2003	25	605 391	-	387 451	-	217 940
RESEAUX TUBUAI 2003	01/01/2003	25	-	2 655 630	-	1 699 600	956 030

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 TUBUAI 2003	01/01/2003	25	-	233 926	-	150 375	83 551
RESEAU CP 41906 2004 TUB	01/07/2004	25	161 566	-	93 710	-	67 856
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25	-	103 469	-	60 015	43 454
RESEAUX TUBUAI 2004	01/07/2004	25	-	1 293 275	-	750 099	543 176
RESEAU BTA PUPURE TUBUAI	02/12/2004	25	167 980	-	94 607	-	73 373
EXT BONNET TUBUAI 2005	01/01/2005	25	155 629	-	87 150	-	68 479
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	348 335	-	189 261	159 074
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	2 500 794	-	1 358 768	1 142 026
RESEAUX TUBUAI 2005	01/06/2005	25	-	593 650	-	322 550	271 100
RESEAUX CP 51906 2005TUBU	01/06/2005	25	343 244	-	186 499	-	156 745
RESEAUX TUBUAI 2006	01/07/2006	25	-	280 565	-	140 284	140 281
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25	-	607 295	-	279 358	327 937
RES AERIEN CP TUBUAI 2007	01/07/2007	25	1 298 620	-	597 367	-	701 253
RESEAUX TUBUAI 2007	01/07/2007	25	-	31 653	-	14 559	17 094
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	62 045	-	28 543	-	33 502
EXT BTA QTIER TANERPAU TUB	06/09/2007	25	293 279	-	132 788	-	160 491
RESEAUX CP TUBUAI 2008	01/07/2008	25	12 162 786	-	5 108 369	-	7 054 417
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	2 202 791	-	925 174	1 277 617
RENF.BTA MATAURA QTIER HA	01/01/2009	25	1 029 004	-	411 600	-	617 404
RESEAUX CP TUBUAI 2009	01/07/2009	25	1 247 849	-	474 183	-	773 666
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	121 064	-	43 988	77 076
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	1 878 167	-	682 404	1 195 763
RESEAUX CP TUBUAI 2010	01/07/2010	25	4 173 995	-	1 419 160	-	2 754 835
RESEAUX 2010 TIERS TUBUAI	01/07/2010	25	-	2 230 075	-	758 225	1 471 850
RESEAUX 2010 CONCED TUBUA	01/07/2010	25	-	239 285	-	81 355	157 930
MEC HT/BTA TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	25	65 195 458	-	20 645 226	-	44 550 232
RESEAUX CP TUBUAI 2011	01/07/2011	25	2 127 693	-	638 310	-	1 489 383
RESEAUX 2011 CONCED TUBUA	01/07/2011	25	-	52 915	-	15 876	37 039
RESEAUX 2011 TIERS TUBUAI	01/07/2011	25	-	1 010 867	-	303 262	707 605
EXT 14A1 QT TEINAURI TUB	01/01/2012	25	892 588	-	249 925	-	642 663
RES AERIENS CONCED TUBUAI	06/01/2012	25	-	43 027 463	-	12 023 786	31 003 677
EXT 14A1 QT NAHEI TUBUAI	18/06/2012	25	1 160 240	-	303 340	-	856 900
RESEAUX CP TUBUAI 2012	01/07/2012	25	44 198 103	-	11 491 506	-	32 706 597
RESEAUX 2012 CONCED TUBUA	01/07/2012	25	-	684 652	-	178 009	506 643
RESEAUX 2012 TIERS TUBUAI	01/07/2012	25	-	33 909	-	8 814	25 095
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	4 724 580	-	1 039 407	-	3 685 173
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25	-	362 823	-	79 821	283 002
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	25	-	11 866 331	-	2 610 592	9 255 739
RESEAUX 2013 TIERS TUBUAI	01/07/2013	25	-	624 435	-	137 374	487 061
RESEAUX CP TUBUAI 2013	01/07/2013	25	448 404	-	98 648	-	349 756

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
ART 14A/321/CT/2012/SEC/D	01/01/2014	25	135 614	-	27 124	-	108 490
ART14A/207/CT/2014/RAA/DR	24/04/2014	25	411 012	-	77 042	-	333 970
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	2 207 868	-	397 417	-	1 810 451
RESEAUX 2014 CONCED TUBUA	01/07/2014	25	-	109 296	-	19 674	89 622
RESEAUX 2014 TIERS TUBUAI	01/07/2014	25	-	177 421	-	31 936	145 485
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25	-	10 207 152	-	1 837 287	8 369 865
RESEAU AERIEN CONCED TUBU	01/07/2014	25	-	17 589 546	-	3 166 119	14 423 427
RESEAUX CP TUBUAI 2014	01/07/2014	25	197 846	-	35 613	-	162 233
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	25	2 161 938	-	302 672	-	1 859 266
RESEAUX 2015 CONCED TUB	01/07/2015	25	-	48 389	-	6 776	41 613
RESEAUX 2015 TIERS TUB	01/07/2015	25	-	507 548	-	71 057	436 491
RESEAUX CP TUBUAI 2016	01/07/2016	25	4 399 142	-	439 915	-	3 959 227
RESEAUX CP TUBUAI 2017	01/07/2017	25	6 622 216	-	397 333	-	6 224 883
EXT BTA ALEX TAUTU TUBUAI	01/08/2005	35	243 440	-	93 317	-	150 123
EXT.BTS QTIER YIENG KOW	01/07/2010	35	247 002	-	59 985	-	187 017
MEC BTS QT THIEN TUBUAI	01/01/2011	35	3 239 731	-	740 512	-	2 499 219
MEC HT/BTS TEMPLE TUBUAI	01/02/2011	35	2 556 100	-	578 164	-	1 977 936
RESEAUX SOUT CONCED TUBUA	06/01/2012	35	-	47 852 687	-	9 551 550	38 301 137
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35	-	4 354 016	-	684 201	3 669 815
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA	01/07/2013	35	-	1 256 943	-	197 521	1 059 422
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	896 163	-	115 222	780 941
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	6 089 519	-	782 937	5 306 582
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI	01/07/2014	35	-	760 544	-	97 785	662 759
MEC RES HT/BTS AEROP TUBU	11/09/2014	35	9 600 153	-	1 180 971	-	8 419 182
ART14A/441/CT/2014/RAA/DR	11/09/2014	35	343 916	-	42 306	-	301 610
RESEAUX CP TUBUAI 2015	01/07/2015	35	720 629	-	72 062	-	648 567
RSX SOUT TIERS TUB 2015	01/07/2015	35	-	2 334 396	-	233 440	2 100 956
14A1 548.CT/2016/RAA/DR	01/01/2017	35	263 031	-	15 030	-	248 001
14A1 638/CT/2016 HARAMEA	28/03/2017	35	1 258 365	-	63 218	-	1 195 147
RSX SOUT TIERS TUB 2017	01/07/2017	35	-	773 496	-	33 150	740 346
RESEAU CP TUBUAI 2017	01/07/2017	35	209 958	-	8 998	-	200 960
COMPTAGE TUBUAI 1990	01/01/1990	20	-	2 901 199	-	2 901 199	-
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	-	-

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 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	-	682 504	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1999	01/01/1999	20	-	1 588 006	-	1 588 006	-
COMPTAGE TUBUAI 2000	01/01/2000	20	107 379	-	102 011	-	5 368
COMPTAGE TUBUAI 2000	01/01/2000	20	-	1 004 016	-	953 815	50 201
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20	62 028	-	55 825	-	6 203
COMPTAGE TUBUAI 2001	01/01/2001	20	-	1 305 199	-	1 174 680	130 519
COMPTAGE TUBUAI 2002	01/01/2002	20	358 874	-	305 043	-	53 831
COMPTAGE TUBUAI 2002	01/01/2002	20	-	1 513 275	-	1 286 284	226 991
COMPTAGE TUBUAI 2003	01/01/2003	20	-	1 132 103	-	905 681	226 422
POSE COMPTEUR 2004 TUBUAI	01/07/2004	20	308 727	-	223 826	-	84 901
BRANCHEMENT TUBUAI 2004	01/07/2004	20	-	1 397 854	-	1 013 445	384 409
POSE COMPTEURS TUBUAI 05	01/01/2005	20	323 180	-	226 226	-	96 954
COMPATGE TUBUAI 2005	01/06/2005	20	-	1 494 303	-	1 014 879	479 424
BRCHT TUBUAI 2006	01/07/2006	20	-	1 172 108	-	732 567	439 541
NVEAUX CPTAGES TUBUAI	01/07/2006	20	601 809	-	376 130	-	225 679
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2007	20	541 538	-	311 385	-	230 153
BRCHT TUBUAI 2007	01/07/2007	20	-	1 504 032	-	864 819	639 213
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI	01/07/2008	20	720 191	-	378 101	-	342 090
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 410 111	-	740 309	669 802
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2009	01/07/2009	20	984 255	-	467 523	-	516 732
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	1 647 004	-	748 013	898 991
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2010	01/07/2010	20	1 147 205	-	487 560	-	659 645
COMPTAGE TIERS TUB 2010	01/07/2010	20	-	1 595 669	-	678 159	917 510
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2011	01/01/2011	20	797 188	-	318 874	-	478 314
COMPTAGE TIERS TUBUAI2011	01/07/2011	20	-	1 887 079	-	707 655	1 179 424
BRCHT/CPTAGES TUBUAI	01/07/2012	20	2 451 074	-	796 601	-	1 654 473
COMPTAGE TIERS TUB 2012	01/07/2012	20	-	1 754 433	-	570 193	1 184 240
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2013	20	2 359 686	-	648 912	-	1 710 774
COMPTAGE TIERS TUBU 2013	01/07/2013	20	-	2 169 104	-	596 503	1 572 601
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2014	20	2 150 024	-	483 755	-	1 666 269
COMPTAGE TIERS TUBUAI2014	01/07/2014	20	-	1 071 315	-	241 047	830 268
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2015	20	1 376 450	-	240 879	-	1 135 571
COMPTAGE TIERS TUB 2015	01/07/2015	20	-	1 211 527	-	212 016	999 511

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2016	20	1 738 248	-	217 280	-	1 520 968
COMPTAGE TIERS TUB 2016	01/07/2016	20	-	999 859	-	124 982	874 877
COMPTAGE TIERS TUB 2017	01/07/2017	20	-	896 968	-	67 272	829 696
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2017	20	1 355 824	-	101 687	-	1 254 137
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI	01/07/2018	20	916 151	-	22 904	-	893 247
COMPTAGE TIERS TUB 2018	01/07/2018	20	-	1 585 498	-	39 637	1 545 861
EQUIP CELLULES TUBUAI 99	01/01/1999	25	1 068 128	-	854 501	-	213 627
EQUIP CELLULE TUBUAI 2000	01/01/2000	25	249 440	-	189 575	-	59 865
TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI			350 402 548	267 372 638	185 232 202	101 277 209	331 265 775
>>>> TOTAL PAR CONCESSION TUBUAI			634 426 233	273 947 384	295 201 510	106 648 624	506 523 483

Production :

VB Concessionnaire :	284 023 685
VB Tiers :	6 574 746
Droit incorporel * :	10 686 415
Total VB (fin 2018)	301 284 846

Distribution :

VB Concessionnaire :	350 402 548
VB Tiers :	267 372 638
Droit incorporel * :	13 183 925
Total VB (fin 2018)	630 959 111

* : correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchement & Comptages
CP2018	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2018	916 151	916 151
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	916 151	916 151
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	916 151	916 151

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	Prévu	Réalisé	Ecart
ACCESSOIRES GROUPES	10 371 266	9 646 340	- 724 926
ALTERNATEUR GROUPE	5 582 500	5 512 194	- 70 306
FILIERES	-	-	-
BLOC MOTEUR GROUPE	12 789 000	12 402 438	- 386 562
TOTAL	28 742 766	27 560 972	- 1 181 794

dont

Ecart

Commentaires

renouvellement reporté

renouvellement anticipé

renouvellement besoin annulé ou modifié

écart de coût sur renouvellement effectué

-1 181 794

Economie sur les dépenses prévues pour le renouvellement de 2 groupes réalisé en 2018

total pour vérif

-1 181 794

Distribution :

	Prévu	Réalisé	Ecart
TRANSFO	1 067 648		- 1 067 648
RESEAUX AERIENS BT	9 604 691		- 9 604 691
COMPTEURS	2 867 781	764 742	- 2 103 039
TOTAL	13 540 120	764 742	- 12 775 378

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-12 775 378	Le programme de renouvellement des réseaux a débuté en 2018 et s'est terminé en 2019
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	-12 775 378	

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- o 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 ;

- o elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

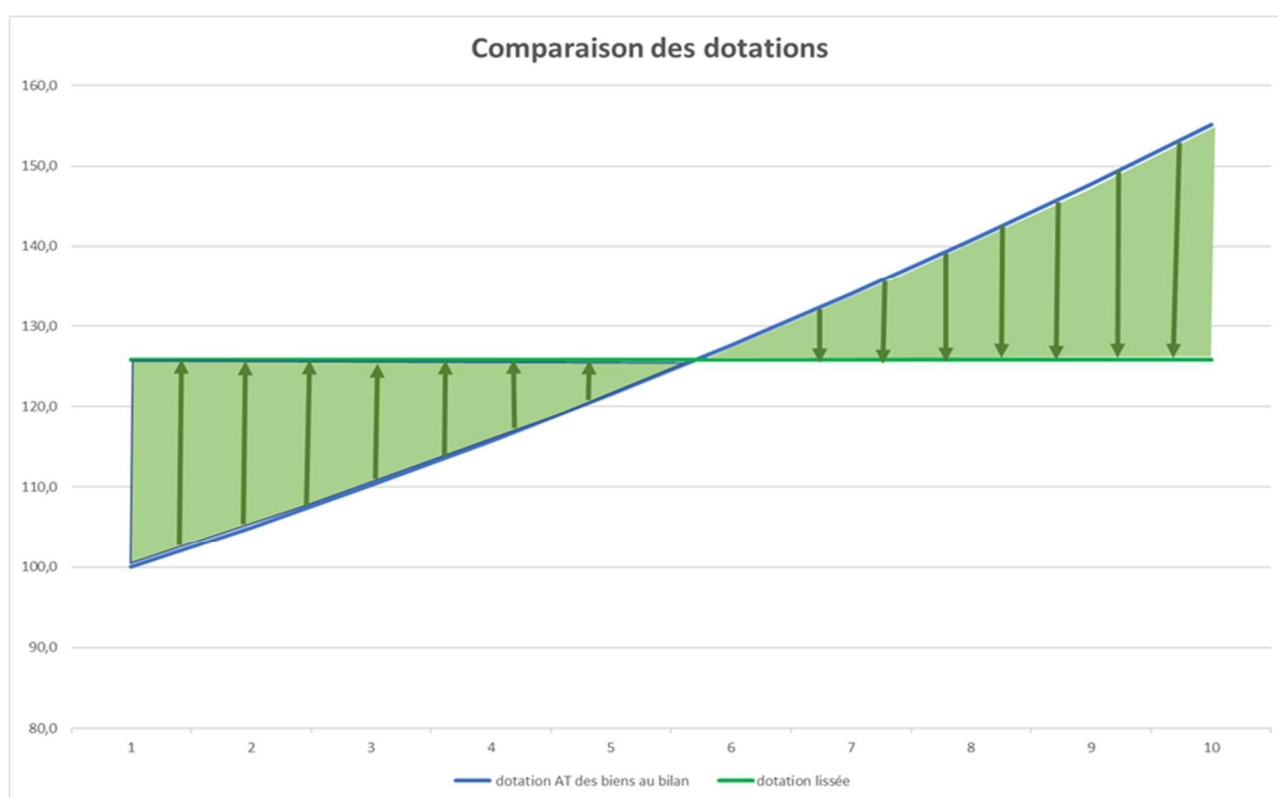
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Détail des calculs / Production :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	290 598 431	290 598 431	-	
- financements tiers et concédant	(6 574 746)	(6 574 746)	-	
- IFC renouvellement cumul	-	-	-	
base amortissable	284 023 685	284 023 685	-	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	165 025 577	165 025 577	-	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	-	-	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	-	-	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	165 025 577	165 025 577	-	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(27 342 102)	(27 342 102)	-	(C)
reste à amortir	146 340 210	146 340 210	-	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	13	13	13	
dotation	11 256 939	11 256 939	-	
réintégration droit entrée	819 120	819 120	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	12 076 059	12 076 059	-	(E)
dotation cumulée	149 759 534	149 759 534	-	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	8 433 836	8 433 836	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	158 193 370	158 193 370	-	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(47 059 114)					
2017	(53 381 116)	(6 322 002)	(9 136 864)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2018	(57 583 044)	(4 201 928)	(11 256 939)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2019	(61 784 972)	(4 201 928)	(11 256 939)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2020	(63 213 579)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2021	(64 642 186)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2022	(66 070 793)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2023	(67 499 401)	(1 428 607)	(14 030 260)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2024	(67 388 562)	110 839	(15 569 706)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2025	(61 800 054)	5 588 508	(21 047 375)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2026	(56 211 545)	5 588 508	(21 047 375)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2027	(42 158 659)	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2028	(28 105 773)	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2029	(14 052 886)	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
2030	-	14 052 886	(29 511 753)	(15 458 867)	-	(15 458 867)
		47 059 114	(263 483 251)	(216 424 137)	-	(216 424 137)
moyenne :		3 361 365	(18 820 232)	(15 458 867)		
				moyenne 2017 / 2030		

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

Dotation N	11 256 939	
Réintégration droit d'entrée	819 120	
Régularisation dotation 2017	-	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	12 076 059	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	4 201 928	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	16 277 987	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(819 120)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit et	15 458 867	5.5.3
- régularisations et écarts	-	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	15 458 867	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	158 193 370
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	5 371 415
Total amortissement au bilan	163 564 785

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	135 567 149
- réalisé 2017 :	-
- réalisé 2018 :	(27 560 972)
Reste à faire à fin 2018 :	108 006 177

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	617 775 186	612 445 273	5 329 913	
- financements tiers et concédant	(267 372 638)	(264 116 676)	(3 255 962)	
- IFC renouvellement cumul	-	-	-	
base amortissable	350 402 548	348 328 597	2 073 951	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	275 509 280	275 371 956	137 324	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(5 422 049)	(5 422 049)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	387 289	387 289	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	270 474 520	270 337 195	137 324	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir	79 928 028	77 991 402	1 936 627	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	13	13	13	
dotation	6 148 310	5 999 339	148 971	
réintégration droit entrée	1 010 555	1 010 555	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	7 158 865	7 009 894	148 971	(E)
dotation cumulée	277 633 385	277 347 089	286 296	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	10 404 898	10 404 898	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	288 038 283	287 751 987	286 296	

méthode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(222 043 615)					
2017	(227 626 445)	(5 582 830)	(5 940 512)	(11 523 342)	(137 324)	(11 660 667)
2018	(233 150 448)	(5 524 004)	(5 999 339)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2019	(234 207 785)	(1 057 337)	(10 466 005)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2020	(233 233 399)	974 386	(12 497 728)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2021	(230 024 118)	3 209 282	(14 732 624)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2022	(224 331 619)	5 692 499	(17 215 841)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2023	(215 845 501)	8 486 118	(20 009 460)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2024	(204 166 676)	11 678 826	(23 202 168)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2025	(188 763 025)	15 403 651	(26 926 993)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2026	(168 889 583)	19 873 442	(31 396 784)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2027	(143 428 902)	25 460 680	(36 984 023)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2028	(110 518 571)	32 910 332	(44 433 674)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2029	(66 433 762)	44 084 808	(55 608 151)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
2030	-	66 433 762	(77 957 104)	(11 523 342)	(148 971)	(11 672 313)
		222 043 615	(383 370 405)	(161 326 790)	(2 073 951)	(163 400 741)
moyenne :		15 860 258	(27 383 600)	(11 523 342)		
				moyenne 2017 / 2030		

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

Dotation N	6 148 310	
Réintégration droit d'entrée	1 010 555	
Régularisation dotation 2017	387 289	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	7 546 154	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2018	5 524 004	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	13 070 157	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	(1 010 555)	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit d'entrée)	12 059 602	5.5.3
- régularisations et écarts	(387 289)	
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	11 672 313	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	288 038 283
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	101 277 209
Total amortissement au bilan	389 315 492

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	309 234 966
- réalisé 2017 :	-9 031 733
- réalisé 2018 :	-764 742
Reste à faire à fin 2018 :	299 438 491

5.5.3 Impact sur l'exercice

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

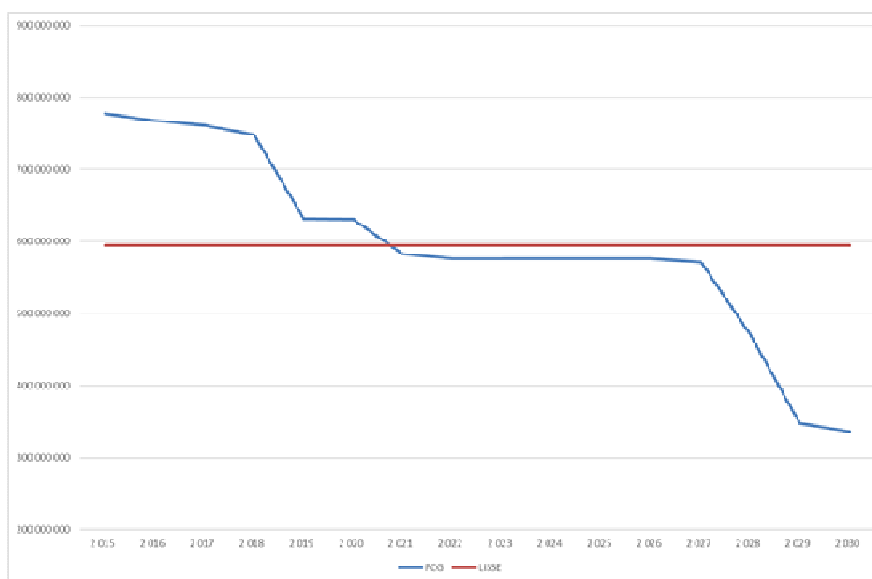
	Tubuai		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	16 386 530	15 458 867	- 927 663
DISTRIBUTION	11 781 825	12 059 602	277 777
TOTAL	28 168 355	27 518 469	- 649 886

Les écarts s'expliquent :

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

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

Illustration



5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Production : N/A

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
E4900	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2018	151 409	100%	151 409
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	151 409		151 409
BRT12/17	COMPTAGE TIERS TUB 2018 FINANCEMENT TUBUAI	1 585 498	100%	1 585 498
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	1 585 498		1 585 498
	TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI	1 736 907		1 736 907

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

N/A

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	135 782 939
Réalisé	- 27 560 972
Ecart de coût sur réalisé	-
Réajusté	- 215 790
reste à faire au 31/12/2018	108 006 177

Plan de renouvellement au 31/12/2018

reste a faire au 31/12/2018	2019	2020	2021	TOTAL
G1				16 433 008
G2				16 433 008
G3		15 253 263		32 182 019
G4		15 253 263		32 182 019
S/T Groupes	-	30 506 526	-	97 230 055
Filières groupes				10 776 122
Bâtiment				-
TOTAL	-	30 506 526	-	108 006 177

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL TUBUAI PRODUCTION	53 381 116	6 322 003	- 2 120 075	57 583 044	108 006 177

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	70 025 414
ajustement du besoin 2017 :	65 757 525
ajustement du besoin 2018 :	(215 790)
- doté à l'ouverture :	53 381 116
reste à doter	82 186 033
nb années restantes	13
dotation de l'exercice :	6 322 003

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	300 203 233
Réalisé	- 764 742
Ecart de coût sur réalisé	
Réajusté	
reste à faire au 31/12/2018	299 438 491

Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	2021	Total à fin 2018
Renouvellement	53 600 000	22 348 954	22 348 954	299 438 491

Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
TOTAL TUBUAI DISTRIBUTION	227 626 445	6 277 579	- 753 575	233 150 448	299 438 491

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

besoin évalué 31/12/2016 :	274 178 423
ajustement du besoin 2017 :	35 056 543
ajustement du besoin 2018 :	
- doté à l'ouverture :	227 626 445
reste à doter	81 608 521
nb années restantes	13
dotation de l'exercice :	6 277 579

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 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) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque

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

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

c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) Baux

Bailleur	Objet du bail
CHUNG TIEN VERONIQUE	AGENCE TUBUAI

f) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 44.000 poteaux qui sont mis à disposition, toutes concessions confondues, contre rémunération.

Durée : 1^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020