



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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2018**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b>	<b>3</b>
<b>1 – PRESENTATION</b>	<b>7</b>
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
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>15</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b>	<b>16</b>
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
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>27</b>
➤ <b>Bilan technique</b>	<b>28</b>
3.1 - Effectif de l'exploitation de Ua Pou	28
3.2 - Autorisation d'exploitation	28
3.3 - Détail des ouvrages de production	28
3.4 - Données de production	29
3.5 - Qualité de service	29
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	30
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	30
3.8 - Raccordement solaire	32
3.9 - Unités d'œuvres 2018 de la concession	32
<b>4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>33</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	40
4.3 - Comptes de la concession	44
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	51
<b>5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>55</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	56
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	57
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	62
5.4 - Dépenses de renouvellement	62
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	63
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	69
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	69
5.8 - Plan de Renouvellement	72
<b>6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>74</b>

## **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 :

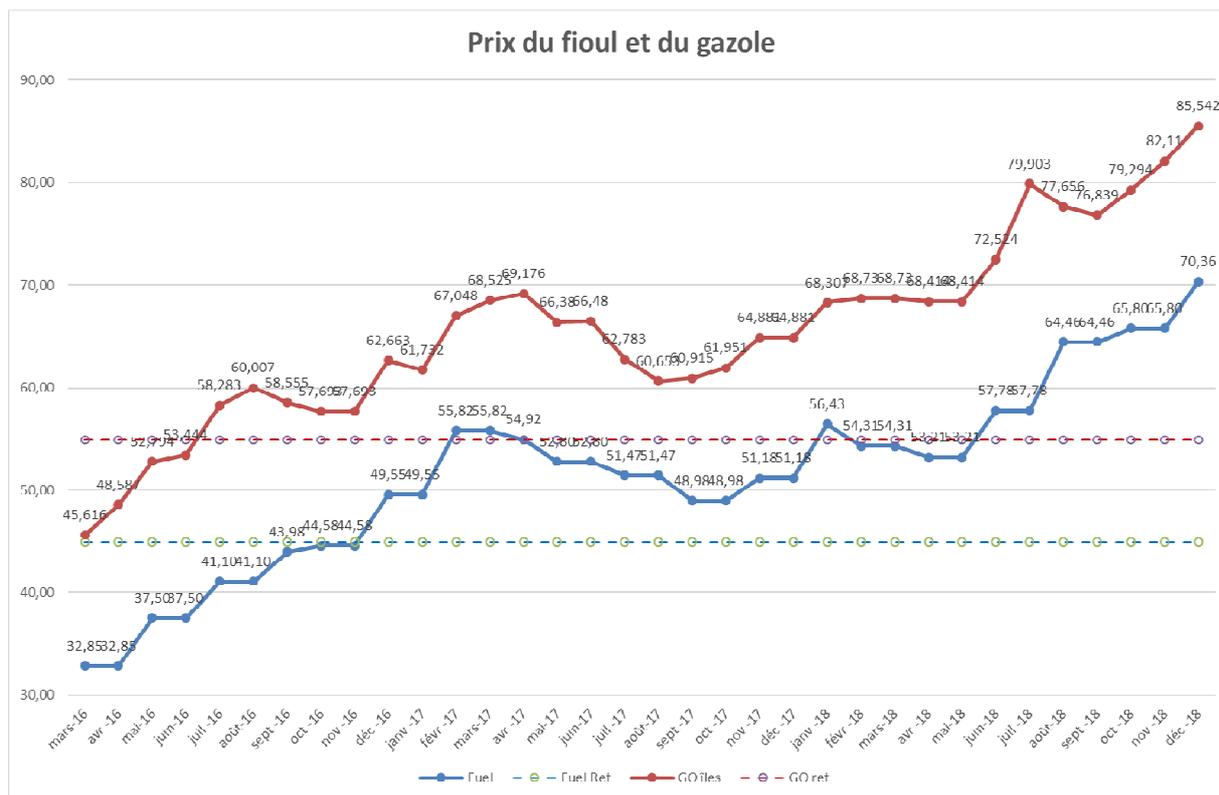
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir 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<sup>er</sup> 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'établit à 2.270 MF dont 1.954 MF au titre de 2018.

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

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

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

## Principaux indicateurs

		UA POU		
		2018	2017	
<b>CLIENTS</b>	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>799</b>	<b>797</b>	
	BT	798 99,87%	796 99,87%	
	MT	1 0,13%	1 0,13%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>3 793</b>	<b>3 820</b>
	BT	3 753 98,95%	3 780 98,95%	
	MT	40 1,05%	40 1,05%	
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>0,40</b>	<b>0,39</b>
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>2 012 837</b>	<b>2 055 245</b>
	BT	1 948 039 96,78%	2 002 274 97,42%	
	MT	64 798 3,22%	52 971 2,58%	
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>66 693 165</b>	<b>67 797 221</b>
	BT : Total		64 388 141 96,54%	65 772 521 97,01%
	BT : par client		80 687	82 629
	BT : par kVA de puissance souscrite		17 156	17 402
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		14 087 730 21,88%	14 095 716 21,43%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		50 300 411 78,12%	51 676 805 78,57%
	MT : Total		2 305 024 3,46%	2 024 700 2,99%
	MT : par client		2 305 024	2 024 700
	MT : par kVA de puissance souscrite		57 626	50 618
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		735 840 31,92%	735 840 36,34%
MT : part variable en XPF et % du CA total		1 569 184 68,08%	1 288 860 63,66%	
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>33,13</b>	<b>32,99</b>	
BT		33,05	32,85	
MT		35,57	38,22	
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,90</b>	<b>0,89</b>	
	<b>Energie achetée</b>			
	Energie solaire kWh	53 363 0,09%	49 965 0,09%	
	Energie hydroélectrique kWh	0 0,00%	0 0,00%	
	Energie thermique kWh	2 193 297 3,73%	2 265 021 3,85%	
	Energie totale achetée	2 246 660	2 314 985	
	<b>Temps moyen de coupure</b>			
	global	4h18	12h47	
origine production	1h38	9h43		
origine transport	-	-		
origine distribution	2h40	3h04		
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>			
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>Km</b>	<b>95</b>	<b>95</b>
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>k XPF</b>	<b>581 010</b>	<b>536 943</b>
	<b>Valeur nette économique</b>	<b>k XPF</b>	<b>285 721</b>	<b>273 603</b>
	<b>Travaux réalisés</b>			
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>k XPF</b>	<b>32 328</b>	<b>34 592</b>
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>k XPF</b>	<b>1 152</b>	<b>3 590</b>
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>10 304</b>	<b>12 508</b>
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>156 231</b>
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	112 511
	Coût des énergies et du transport	k XPF	47 901	43 720
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>-36 812</b>	<b>5 214</b>
<b>Ecart RA - CA (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>88 433</b>	

## **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**

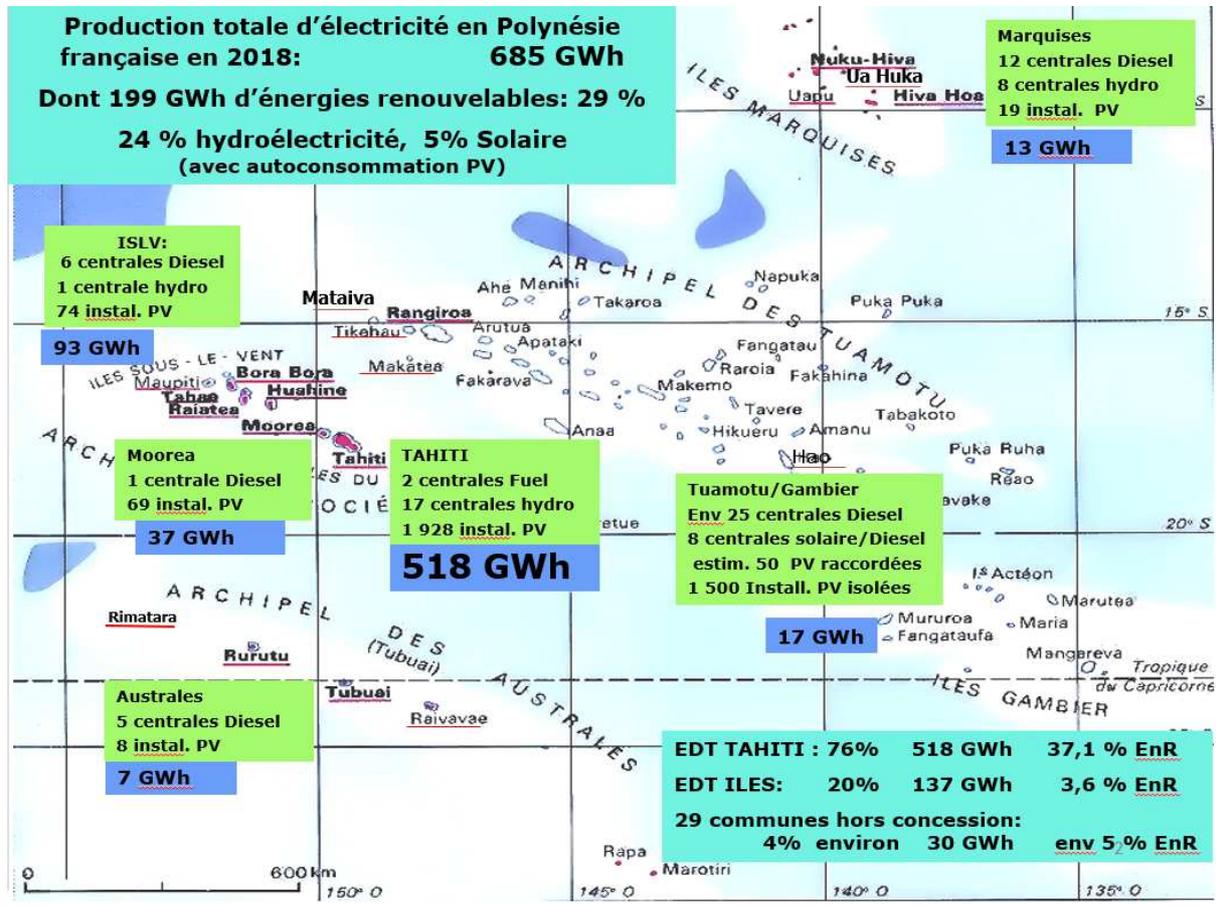
- La convention de concession
- Les autres contrats

Cf. paragraphe :

6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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 gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

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

## **1.2 - Le groupe Engie au service de la concession**

### 1.2.1 Le groupe au niveau mondial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

## 1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Ua Pou est de 5 :

- |   |          |
|---|----------|
| - 1 Chef d'exploitation   |          |
| - Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production | 3 agents |
| - Gestion de clientèle  | 1 agent  |

L'équipe des agents techniques assure :

### DISTRIBUTION

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

### PRODUCTION

- 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.

L'agent commercial gère l'agence commerciale de Ua Pou dont les principales activités consistent à :

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

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

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
  - Solutions énergétiques
  - Comptabilité clients et recouvrement
  - Facturation
  - Réclamation

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

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

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

## **1.3 - Le cadre juridique et contractuel**

### 1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Ua Pou** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 28 avril 1992, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

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

Le cahier des charges de la convention de concession de **Ua Pou** 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 **Ua Pou** a quant à lui été modifié par un avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 29 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).

### 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
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
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
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
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
<b>Taxe municipale</b> Autres tarifs BT et MT	3 XPF/kWh
<b>TVA</b> - sur Énergie - sur Prime d'Abonnement - sur Avance Sur Consommation - sur Redevance Transport	5% 5% 5% 0%

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

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus *	Total XPF *	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 041 968	19 797 392	23 770	6 272 421	2 001
BT Usage social 2ème tranche	P2	61 315	2 391 285			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	198 182	4 855 553	4 165	1 623 901	339
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	80 155	3 126 045			
BT Eclairage public	P4	43 442	1 433 586	1 888	679 536	157
BT Usage professionnel	P5	522 977	18 696 550	15 345	5 511 872	1 256
MT Tarif jour	P6	47 876	1 196 900	480	735 840	40
MT Tarif nuit	P7	16 922	372 284			
<b>Total</b>		<b>2 012 837</b>	<b>51 869 595</b>	<b>45 648</b>	<b>14 823 570</b>	<b>3 793</b>

Ventes totales

**66 693 165**

Prix moyen

33,13

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

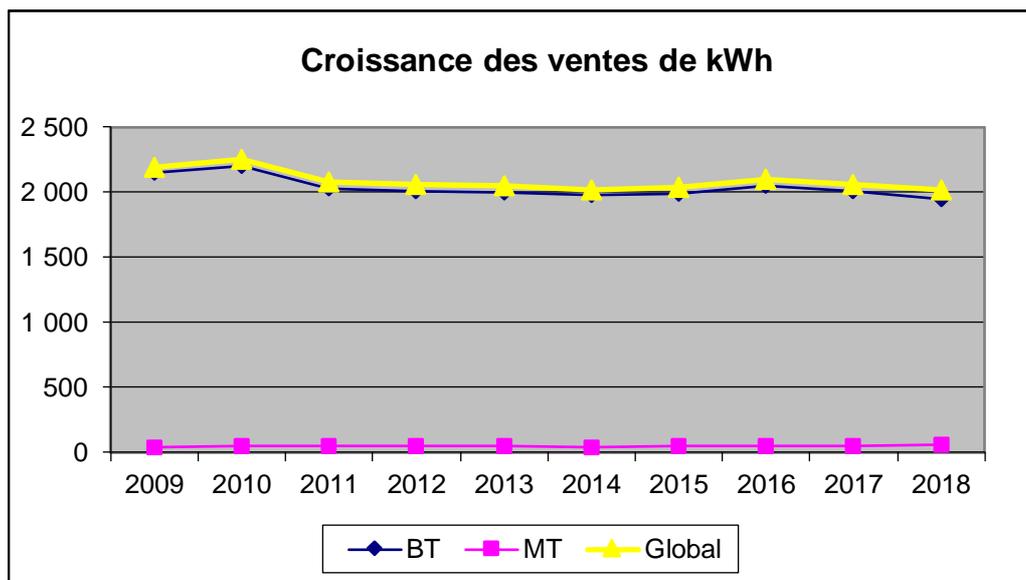
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

## 2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	121 610 XPF
- Frais de relance :	<u>674 820 XPF</u>
- Total	796 430 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité évoluent à la baisse pour la seconde année consécutive pour la concession de Ua Pou. Elles enregistrent une réduction des volumes de 2,1%, soit -42 MWh (-2,3% en 2017), pour s'établir à **2 GWh**. Cette tendance baissière globale est entièrement liée à la diminution de 2,7% des ventes en basse tension (qui représentent 97% des volumes), qui masque la forte croissance de 22,3% des ventes en moyenne tension.

La baisse des ventes en basse tension correspond à une tendance générale observée sur l'ensemble des tarifs, à l'exception des tarifs domestiques.

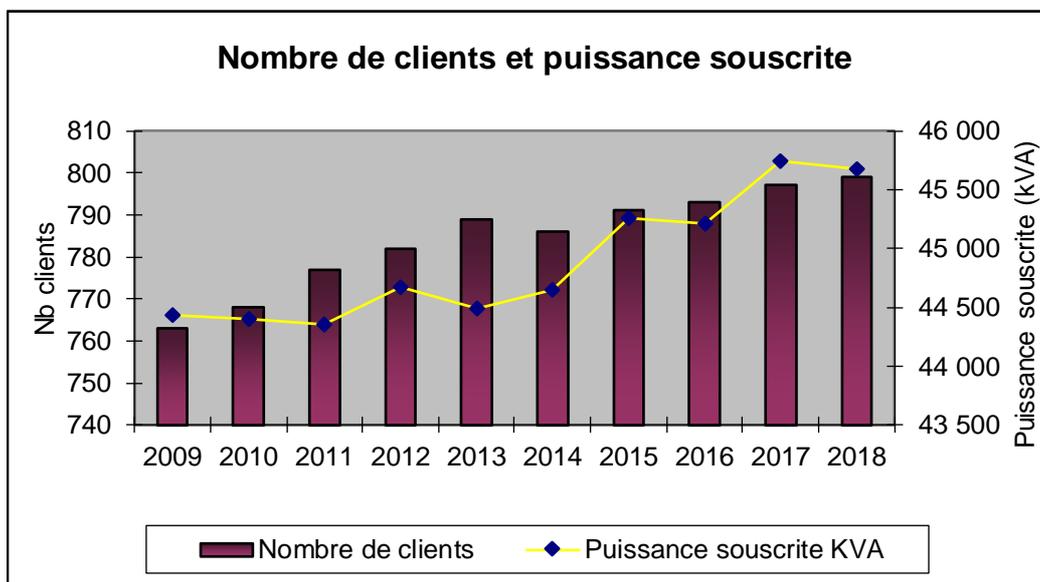
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 2,8% (+37,8 MWh). La hausse est plus marquée pour les ventes en tarif « petits consommateurs » qui croissent de 3,3% (+35 MWh) que pour le tarif « classique » usages domestiques (+1%, soit +2,8 MWh).

Les tarifs domestiques représentent 71% des volumes basse tension en 2018 (67% en 2017), avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 57% des ventes basse tension (53% en 2017).

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 43 MWh vendus sur 2018, poursuivent leur tendance baissière depuis 2016 et enregistrent une diminution de 7,7% en 2018, soit -3,6 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 27% des ventes basse tension, accentuent leur baisse (-10%, soit -60,6 MWh), liée à l'évolution du nombre de clients, en recul de 5% sur 2018.

La croissance des ventes en moyenne tension s'explique par la hausse de la consommation de notre unique client pour la quatrième année consécutive, le Collège des Marquises, qui voit une croissance de 22% de ses volumes (soit +12 MWh).



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2017 ( <i>nombre de contrats</i> )
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	798	+0,3% (+ 2 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	<u>-</u>
	799	+0,3% (+ 2 contrats)

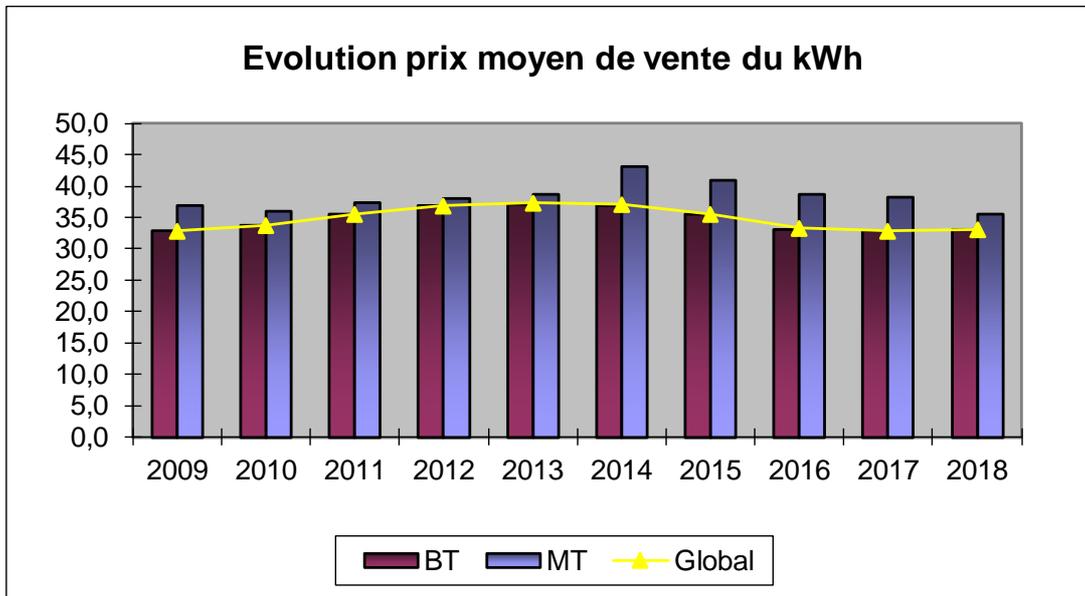
La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 9 contrats supplémentaires par rapport à fin 2017.

Le nombre de contrats souscrits en tarifs usages professionnels basse tension et « usages domestiques classique », sont pour leur part en recul de près de 5% (soit 5 contrats en moins par rapport à fin 2017) et 4% (-3 contrats) respectivement.

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

- tarif « Petits Consommateurs » 77%
- tarif Usages professionnels basse tension 11%
- tarif Usages domestiques « classique » basse tension 9%
- tarif Eclairage Public 2%
- tarif Moyenne tension 0,1%

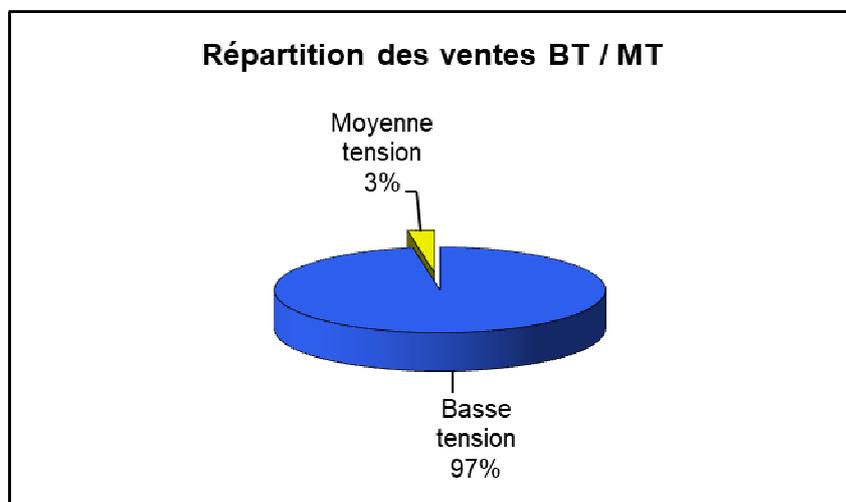
La puissance souscrite facturée s'élève à 45 648 kVA, soit une légère baisse de 0,2% par rapport à 2017.



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

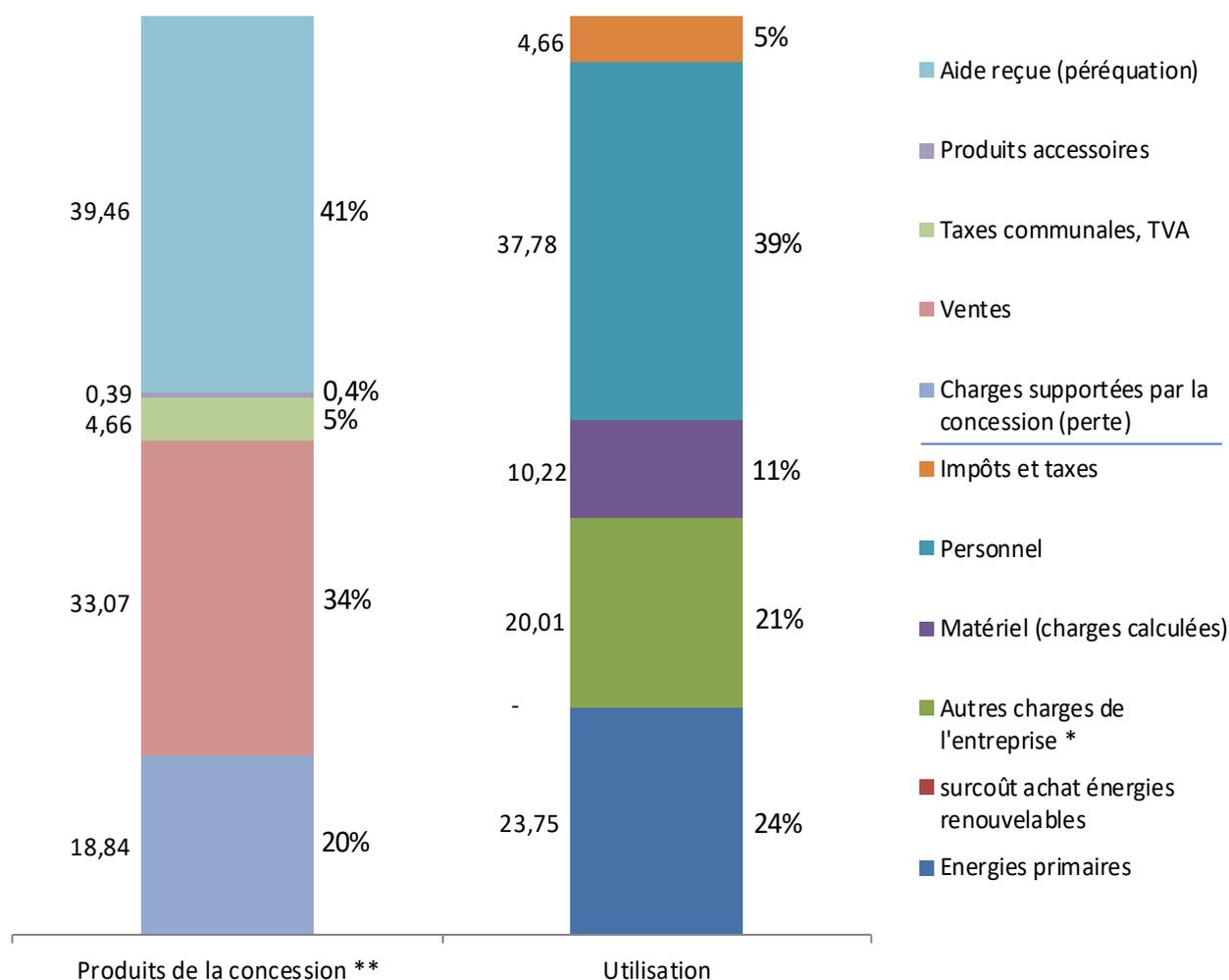
Tarifs basse tension	33,1 Cfp	variation / 2017	+0,6%
Tarifs moyenne tension	<u>35,6 Cfp</u>		<u>-6,9%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,1 Cfp		+0,4%

Le prix moyen de vente du kWh évolue à la hausse par rapport à 2017 en raison de la hausse du prix moyen en basse tension. La baisse du prix moyen en tarif moyenne tension est liée à la hausse proportionnellement plus importante des volumes en tarif nuit (+43%) par rapport au tarif jour (+16%).



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

## Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou 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 37,73 F/KWh (40%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

## 2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'énergie souscrits dans la concession de Ua Pou, 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 12,6 Millions Cfp, ce qui représente 19% du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 92 jours. Ce montant est en baisse par rapport à la situation à fin 2017 (22,3 Millions Cfp).

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Ua Pou, en moyenne 136 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 17% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Ua Pou, en moyenne 6 clients, soit 0,8% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2018, 69 594 Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Pou, soit 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	16	43 813	2 363 083	53,94
Usages professionnels Basse Tension	39	112 902	7 896 341	69,94
<b>Total</b>	<b>55</b>	<b>156 715</b>	<b>10 259 424</b>	<b>65,47</b>

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT diminue de 7,4% en 2018 et s'établit à 10,3 Millions Cfp TTC, le tout réparti sur 55 compteurs. En termes de volumes, ils baissent de 11,6% (-20 MWh), en particulier en raison de la baisse enregistrée sur les tarifs professionnels (-13%, soit -17 MWh).

Les dépenses en éclairage public diminuent de 5,2%, avec 2,4 Millions Cfp TTC qui leur sont consacrés.

## 2.8 - Services offerts à la clientèle

### Mesure de la satisfaction clients

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

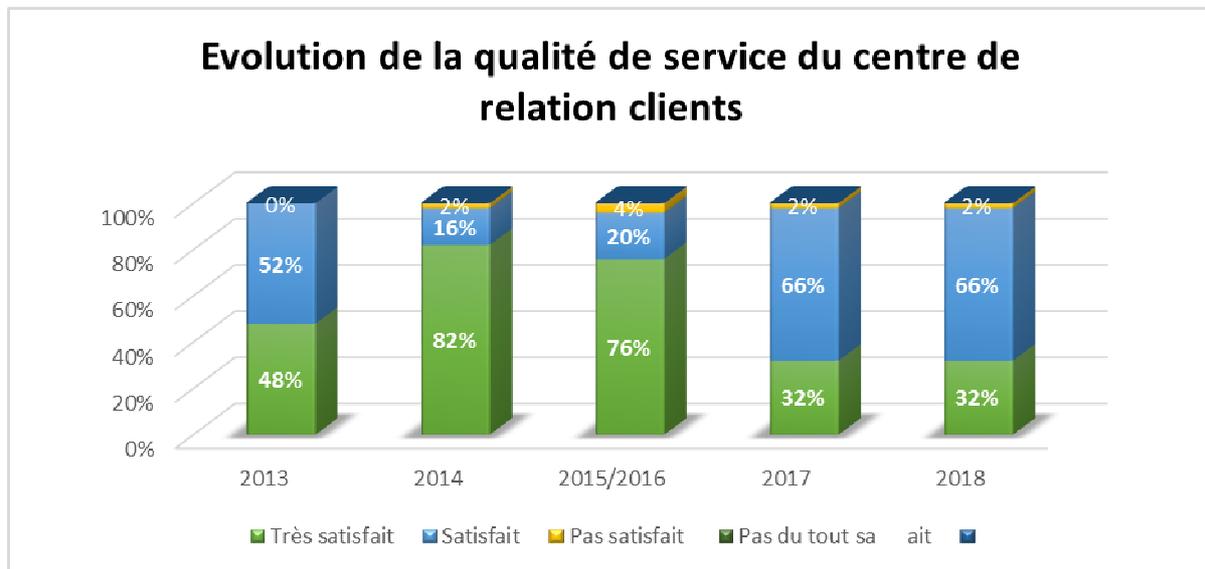


Figure 1 Campagne appels mystères

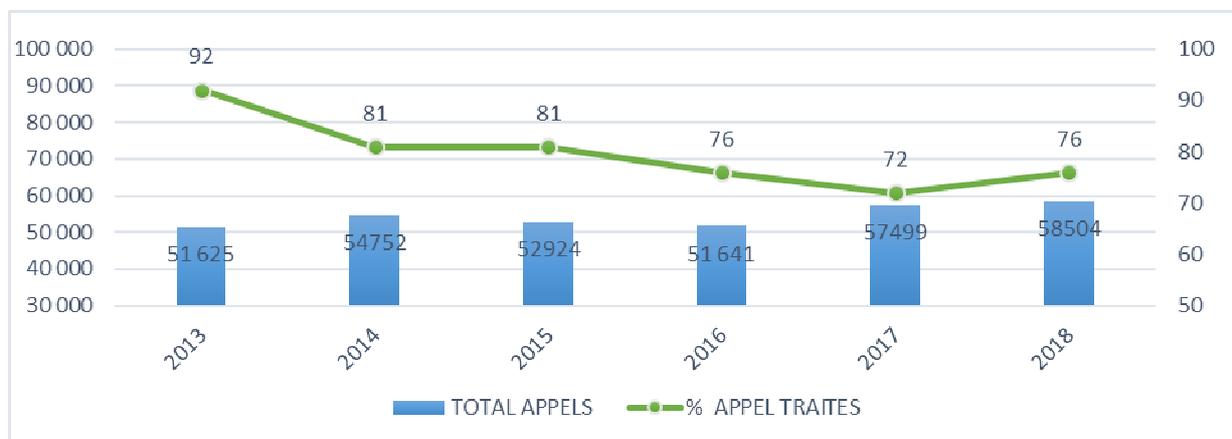


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

### Modes de règlement

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

- par prélèvement ou virement bancaire,
- en agence clientèle,
- à distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Ua Pou, une soixantaine de 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 UA POU à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Ua Pou	360	19	295	255	262	1 191

## Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva



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

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

## Lancement d'un blog : Maeva expat.com

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



#### Accueil

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

Q

[Agence EDT](#)

## Bienvenue en Polynésie française

Les services EDT ENGIE sans vous déplacer



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

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

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

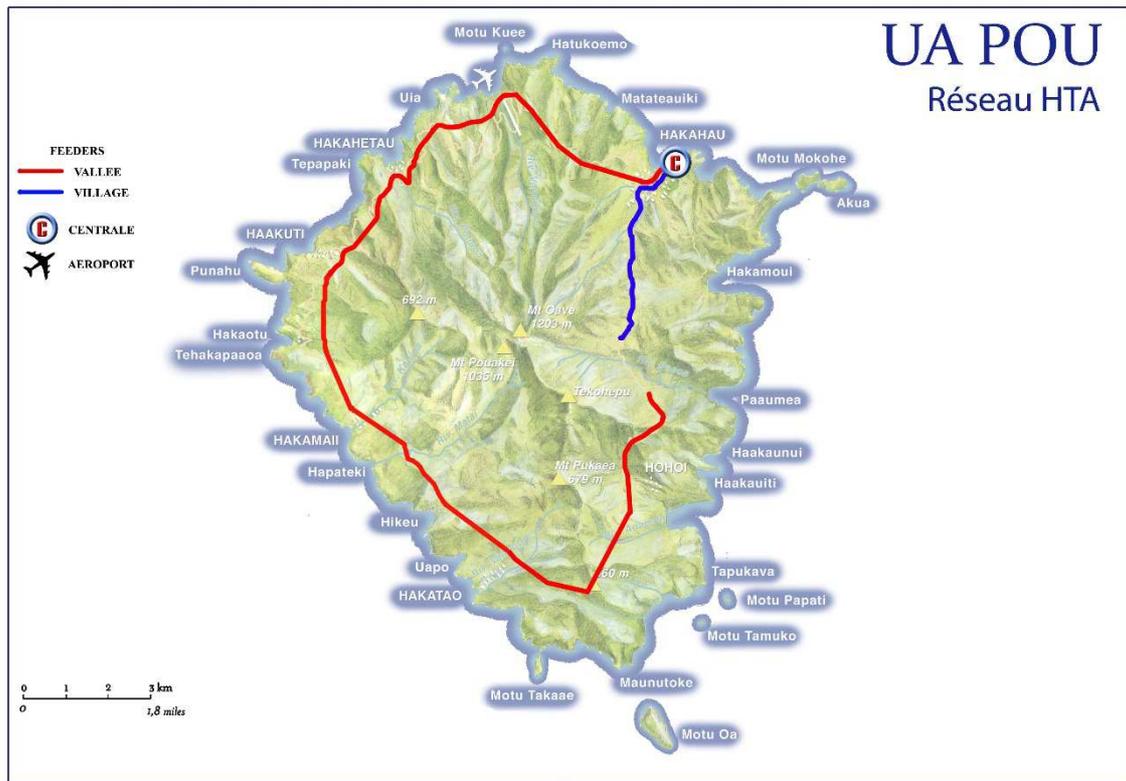
Des outils de maîtrise de la dépense énergétique sont également proposés sur le site de l'agence EDT tels que :

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

### **3 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

- Bilan technique
- 3.1 Effectif de l'exploitation de Ua Pou
- 3.2 Autorisation d'exploitation
- 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



### 3.1 - Effectif de l'exploitation de Ua Pou

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA POU est resté inchangé, soit 4 agents en 2018.

### 3.2 - Autorisation d'exploitation

La centrale électrique de UA POU fait l'objet d'un arrêté d'exploitation suivant :

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	<a href="#">4438</a>	29/05/2017	UA POU	Abrogé
Arrêté	<a href="#">2815</a>	27/06/1990	UA POU	Initial

### 3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	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 HAKAHOU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/08/2013	17 046	20 757	3 711
G2 HAKAHOU	FG WILSON	BASE	400	320	256	01/08/2013	16 449	21 052	4 603
G3 HAKAHOU	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/11/2010	31 887	35 136	3 249
G4 HAKAHOU	FG WILSON	BASE	400	320	256	15/11/2010	28 215	32 841	4 626

### 3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 193 MWh ont été produits en 2018 contre 2 255 MWh en 2017.

606 452 litres de gazole ont été consommés en 2018 contre 627 335 en 2017 et 2 939 litres d'huile ont été consommés en 2018 contre 2 853 litres en 2017.

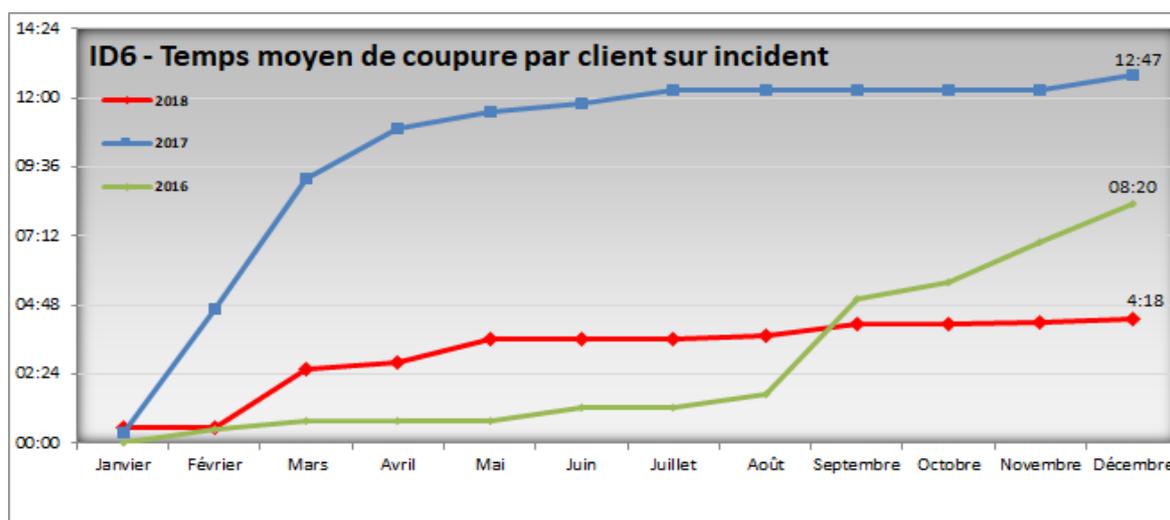
La puissance de pointe appelée est de 395 kW pour 2018, en hausse par rapport à celle de 2017 qui était de 387 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

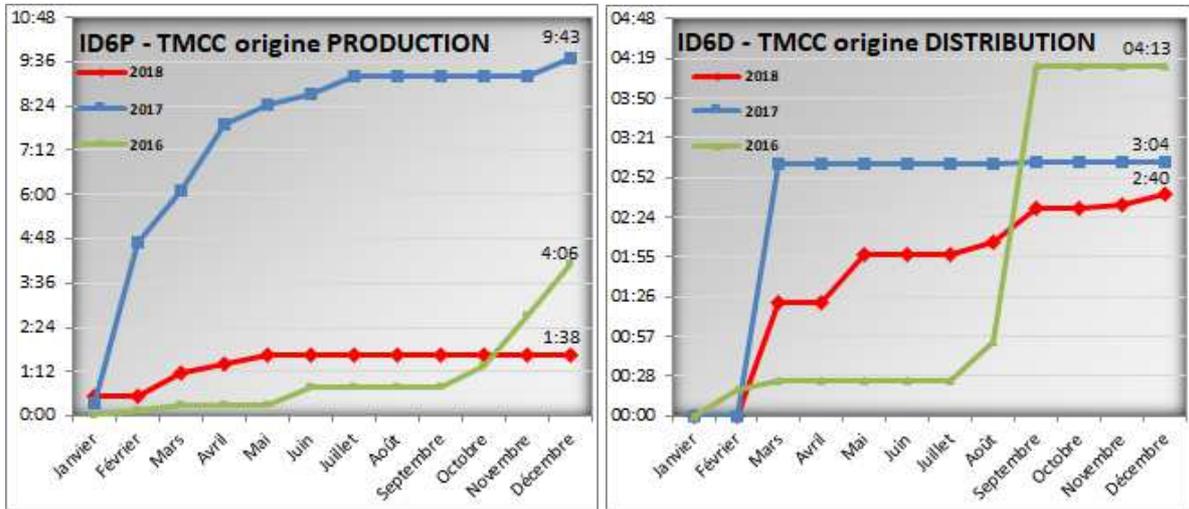
UA POU 2018	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE Mensuelle (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	187 650	184 458	51 180	273	358
Février	179 048	176 065	48 336	270	374
Mars	200 198	196 698	54 635	273	381
Avril	187 757	184 262	50 484	269	385
Mai	192 542	189 152	51 275	266	395
Juin	184 356	181 060	51 119	277	366
Juillet	189 263	185 398	50 996	269	351
Août	180 894	177 233	49 814	275	350
Septembre	176 502	172 963	47 212	267	350
Octobre	187 422	183 487	50 157	268	360
Novembre	181 847	178 284	50 362	277	355
Décembre	187 892	184 237	50 882	271	350
<b>TOTAL</b>	<b>2 235 371</b>	<b>2 193 297</b>	<b>606 452</b>	<b>271</b>	<b>395</b>

### 3.5 - Qualité de service

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

Le temps de coupure TMCC s'est nettement amélioré en 2018 avec 4h18min.





### **3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement**

#### **POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie**

L'exercice 2017 avait été retardé en janvier 2018 en présence des pompiers de la commune du fait de problèmes sur les disponibilités des agents et de difficultés à obtenir des places d'avion.

L'exercice 2018 a eu lieu en octobre 2018 avec la participation des pompiers.

Ce type d'exercice est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

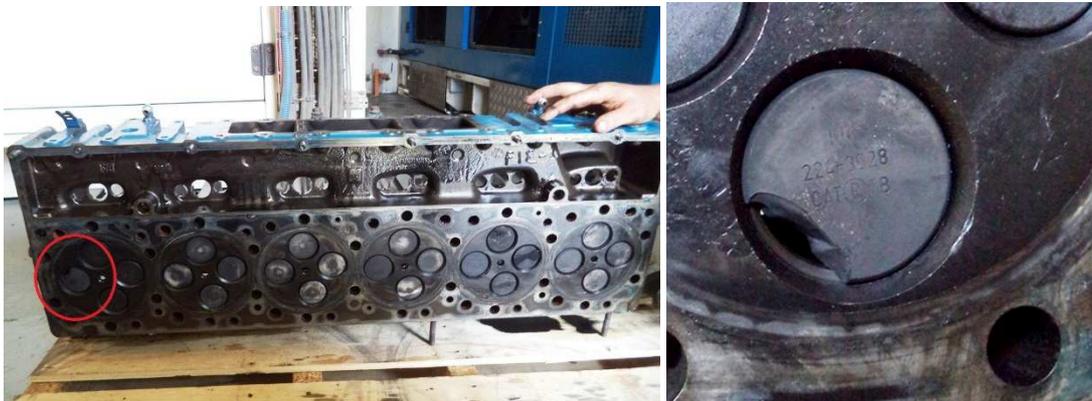
#### **Traitement des effluents**

1435 litres d'huile de vidange et 8 fûts de de filtres usagés et déchets souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2018.

### **3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants**

#### **Production**

- Défaut d'une soupape sur le groupe G1



- Consommation anormale d'eau sur le groupe G3 résorbée



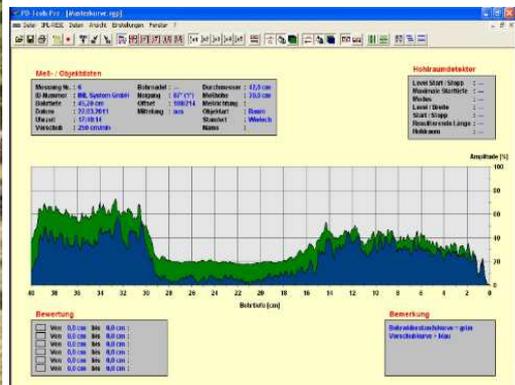
## Distribution

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- le renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT, le remplacement de haubans sur des poteaux de lignes longue portée et le renouvellement de branchements sur le réseau
- la création de nouveaux branchements.

Une campagne de recensement et d'un audit de l'état des supports bois du réseau a été réalisée fin 2018. Ce recensement a permis la mise à jour du Système d'Information Géographique SIG.

L'audit des poteaux, basé sur l'utilisation d'un résistographe à aiguille, a permis d'évaluer l'état et la résistance mécanique des poteaux.



En décembre 2018, une chaîne d'armement s'est rompue sur une longue portée au niveau de la crête entre les vallées de HOHOI et HAKATAO.



### 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
8	61	-	-	-	-	-	-	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	<b>395</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>256</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>512</b>
Nb de kWh vendus	<b>2 012 837</b>
Quantité en litre de combustible	<b>606 452</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>2 193 297</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>53 363</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>94,6</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>2005</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>799</b>

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

#### Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>9 855</b>	-	-	<b>43 508</b>	-

#### 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
Ua Pou	51,2	1,5	-	52,7	40,2	1,7	41,9	91,4	3,2	94,6	96,6%	3,4%

#### 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 nacelle avec ENGIE SERVICES.

## **4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession

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

## **4.1 - Principes de la comptabilité appropriée**

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

### **4.1.1) – La séparation des activités**

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

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

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

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

### **4.1.2) – La séparation des services délégués**

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

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

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

#### 4.1.3) – Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

#### 4.1.4) – La prééminence de l'imputation directe

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

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

- les imputations directes concernent 81 % du total des dépenses de la concession de Ua Pou. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 19 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

UA POU	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	71%	10%	81%
Frais répartis sur la concession	9%	10%	19%
Total	80%	20%	100%

#### 4.1.5) – La non compensation des produits et des charges

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

#### 4.1.6) – La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

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

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

#### Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
  - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
  - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en 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	51
	Mise à disposition personnel	318 903
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	1 900 600
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	209 747
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	193 654

##### Autres parties liées

Libellé	Description	51
Polydiesel	Travaux sous-traités: production	874 557
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	6 959 578

#### 4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En rappelant :

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

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

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

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

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

#### **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 78 % 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 22 % du total bilan, sont répartis au prorata :

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

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

### Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Suivi des reports déficitaires	Ua Pou		
	2016	2017	2018
<b>Solde à l'ouverture</b>	8 261 268	<b>53 132 277</b>	<b>50 749 523</b>
IS déficitaire	44 871 009	0	21 917 512
Consommation IS déficitaire	0	-2 382 754	0
<b>Solde à la clôture</b>	<b>53 132 277</b>	<b>50 749 523</b>	<b>72 667 035</b>

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

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

## ➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

### **4.2.1. Les frais de siège :**

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

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

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

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

### **4.2.2. Les coûts d'implantation Puurai :**

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

### **4.2.3. Les coûts de production :**

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

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

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

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

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

### **4.2.4. Les coûts du frêt du magasinage :**

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

### **4.2.5. Les coûts informatiques :**

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

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

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

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

### **4.2.7. La direction commerciale :**

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

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

#### 4.2.8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

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

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

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

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

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

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

#### Détail des frais répartis Ua Pou

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Ua Pou en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua Pou
Frais de siège	1 388,5	1 177,5			15,3	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	297,6	297,5	14,3	0,1	14,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	46,1
Clientèle îles	38,0	38,0	1,2		1,2	Nombre d'abonnés îles	24 325	799
Exploitation réseau Tahiti	365,7	365,3	1,1	0,2	1,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	398,9	1,2
Suivi et développement	69,6	69,5	0,3	0,0	0,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	0,3
Travaux réseau	97,2	92,7	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	0,1
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	0,1		0,1	Contrats solaires	1 976	8
Service Grand compte	53,8	48,5	0,8	0,0	0,8	Contrats grands comptes	5 150	89
Marketing & E-services	55,4	47,8	0,5		0,5	Nombre d'abonnés	77 399	799
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,0		0,0	Nombre d'abonnés	77 399	799
Magasins	27,0	26,2	0,3		0,3	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	12 309,0
<b>Total support externe</b>					<b>19,1</b>			
Support interne de l'île					24,0			
<b>Total Support</b>					<b>43,0</b>			

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

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

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

## 4.3 - Comptes de la concession

### 4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Pou	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	628 903 234	536 942 551
- Production	156 068 290	145 567 193
- Distribution	472 834 944	391 375 358
Immobilisations privées	36 075 061	86 942 326
Immobilisations en-cours	7 120 380	24 112 818
- Production	0	988 950
- Distribution	7 120 380	22 995 664
- Privées	0	128 204
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>672 098 675</b>	<b>647 997 695</b>
Amortissements et provisions **	-551 319 186	-485 301 820
- Production	-137 297 510	-131 086 561
- Distribution	-382 049 635	-321 385 931
- Privés	-31 972 041	-32 829 328
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>120 779 488</b>	<b>162 695 876</b>
Stock	14 929 853	8 536 708
Avances et acomptes		
Créances clients	18 625 505	24 523 894
Autres créances	3 807 259	2 565 491
Provisions pour dépréciation	-2 815 217	-2 548 205
<b>Stock et créances nets</b>	<b>34 547 400</b>	<b>33 077 888</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>48 029 412</b>	<b>71 174 538</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>203 356 300</b>	<b>266 948 301</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2018	2017
<b>Production</b>		
Concessionnaire	143 405 578	139 427 712
Concessionnaire - Droit incorporel	6 523 231	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>149 928 809</b>	<b>139 427 712</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>	<b>6 139 481</b>	<b>6 139 481</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>156 068 290</b>	<b>145 567 193</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2018	2017
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-125 905 850	-126 377 013
Concessionnaire - Droit incorporel	-6 523 231	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-132 429 081</b>	<b>-126 377 013</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-4 868 429</b>	<b>-4 709 548</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-137 297 510</b>	<b>-131 086 561</b>

#### Distribution

	2018	2017
Concessionnaire	364 724 059	324 800 010
Concessionnaire - Droit incorporel	41 370 215	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>406 094 274</b>	<b>324 800 010</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>66 740 669</b>	<b>66 575 348</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>472 834 943</b>	<b>391 375 358</b>

#### Distribution

	2018	2017
Concessionnaire	-309 893 599	-285 879 673
Concessionnaire - Droit incorporel	-34 945 862	
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-344 839 461</b>	<b>-285 879 673</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-37 210 174</b>	<b>-35 506 258</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-382 049 635</b>	<b>-321 385 931</b>

### 1 Amortissement et provisions

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

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

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

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

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

#### 4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Ua Pou	
	2018	2017
Résultat	-36 811 575	5 213 729
<b>Capitaux propres</b>	<b>-36 811 575</b>	<b>5 213 729</b>
Droits des tiers et concédants apports gratuit	30 801 547	32 499 023
- Production	1 271 052	1 429 933
- Distribution	29 530 495	31 069 090
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>30 801 547</b>	<b>32 499 023</b>
Autres provisions	6 810 491	8 696 656
- PIDR	6 810 491	8 696 656
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>6 810 491</b>	<b>8 696 656</b>
Clients - avances sur consommation	1 797 568	1 832 953
Fournisseurs	21 710 445	31 463 666
Dettes fiscales et sociales	22 695 877	14 416 622
Passif de renouvellement	156 240 840	172 825 653
- Production	54 520 773	54 951 029
- Distribution	101 720 067	117 874 624
Produits constatés d'avance	111 107	0
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>202 555 837</b>	<b>220 538 894</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>203 356 300</b>	<b>266 948 301</b>

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

		Ua Pou 2017			Ua Pou 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	<b>68 053 442</b>	<b>2 007 414</b>	<b>70 060 856</b>	<b>65 123 314</b>		<b>65 123 314</b>
	- LO UP1 : Puissance maximale majorée -1	657,00		657	657,00		657
	- Forfait FP1	108 315,00		108 315	108 462,00		108 462
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-48 312 627</b>	<b>1 016 037</b>	<b>-47 296 590</b>	<b>-57 552 818</b>	<b>205 115</b>	<b>-57 347 703</b>
	par UO : Puissance maximale majorée	-73 535		-71 989	-87 599		-87 287
	<b>- Maintenance</b>	<b>-20 906 444</b>		<b>-20 906 444</b>	<b>-26 983 299</b>		<b>-26 983 299</b>
	- AC	-2 706 644		-2 706 644	-4 807 318		-4 807 318
	- ACE	-3 076 783		-3 076 783	-3 615 051		-3 615 051
	- MO	-15 123 017		-15 123 017	-18 560 930		-18 560 930
	- AUTRES						
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-694 004</b>		<b>-694 004</b>	<b>-683 283</b>		<b>-683 283</b>
	- AC	-102 783		-102 783	-168 696		-168 696
	- ACE	-238 897		-238 897	-229 747		-229 747
	- MO	-105 505		-105 505	-95 942		-95 942
- AUTRES	-246 819		-246 819	-188 898		-188 898	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-4 471 545</b>		<b>-4 471 545</b>	<b>-6 745 137</b>		<b>-6 745 137</b>	
- 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	-1 842 487		-1 842 487	-5 644 007		-5 644 007	
- Dotation / reprise de lissage	-2 629 059		-2 629 059	-1 101 131		-1 101 131	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-22 240 634</b>	<b>1 016 037</b>	<b>-21 224 597</b>	<b>-23 141 099</b>	<b>205 115</b>	<b>-22 935 984</b>	
- Fonctions supports	-18 129 395		-18 129 395	-17 402 996		-17 402 996	
- Frais de siège	-4 111 239	1 016 037	-3 095 202	-5 738 103	205 115	-5 532 988	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	<b>5 131 281</b>	<b>151 361</b>	<b>5 282 641</b>	<b>4 876 024</b>		<b>4 876 024</b>
	- LO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 271 693		2 271 693	2 255 057		2 255 057
	- Forfait FP2	2,362		2,362	2,366		2,366
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	<b>-6 691 105</b>	<b>62 025</b>	<b>-6 629 080</b>	<b>-3 993 745</b>	<b>10 899</b>	<b>-3 982 846</b>
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,945		-2,918	-1,771		-1,766
	<b>- Maintenance</b>	<b>-5 435 310</b>		<b>-5 435 310</b>	<b>-2 462 420</b>		<b>-2 462 420</b>
	- AC	-2 562 769		-2 562 769	-687 382		-687 382
	- ACE	-729 869		-729 869	-29 642		-29 642
	- MO	-2 142 672		-2 142 672	-1 745 396		-1 745 396
- AUTRES (provision rév groupes...)							
<b>- Traitement des effluents</b>							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-1 255 795</b>	<b>62 025</b>	<b>-1 193 770</b>	<b>-1 531 325</b>	<b>10 899</b>	<b>-1 520 426</b>	
- Fonctions supports	-1 004 819		-1 004 819	-1 226 424		-1 226 424	
- Frais de siège	-250 976	62 025	-188 951	-304 901	10 899	-294 002	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	<b>40 514 930</b>	<b>1 195 094</b>	<b>41 710 024</b>	<b>42 431 197</b>		<b>42 431 197</b>
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	17,83		18,36	18,82		18,82
	<b>- Consommations</b>	<b>-42 366 147</b>		<b>-42 366 147</b>	<b>-46 429 260</b>		<b>-46 429 260</b>
	- Fioul						
- Gasoil	-41 478 699		-41 478 699	-45 501 034		-45 501 034	
- Huile	-887 448		-887 448	-928 226		-928 226	
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	<b>- Coûts directs</b>						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>						
<b>- Coûts sur revente energie</b>							
<b>MARGE AVANT IS</b>							
<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>7 562 220</b>		<b>7 562 220</b>	<b>502 500</b>		<b>502 500</b>	
<b>- Coûts directs</b>	<b>-7 479 346</b>		<b>-7 479 346</b>	<b>-502 500</b>		<b>-502 500</b>	
- AC	-4 703 500		-4 703 500				
- ACE	-2 673 270		-2 673 270	-502 500		-502 500	
- MO	-102 576		-102 576				
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-82 874</b>		<b>-82 874</b>				

		Ua Pou 2017			Ua Pou 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	121 261 873	3 353 868	124 615 741	112 933 035		112 933 035
	MARGE AVANT IS	16 329 774	4 431 930	20 761 703	4 454 711	216 014	4 670 725
	- LS.						
	- IS report déficitaire 2017 / 2018				-2 652 323	-128 614	-2 780 937
	MARGE NETTE CONCESSION	16 329 774	4 431 930	20 761 703	4 454 711	216 014	4 670 725
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	13 880 307	3 767 140	17 647 448	4 454 711	216 014	4 670 725
	En % des produits	11%	-112%	14%	4%		4%
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	30 026 699	885 716	30 912 414	28 726 820		28 726 820
	- LO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	94		94	95		95
	- Forfait FD2	331 910		331 910	332 279		332 279
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-32 603 570	1 282 518	-31 321 053	-55 774 801	302 621	-55 472 180
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-345 377		-331 791	-589 586		-586 387
	- Maintenance	-8 575 418		-8 575 418	-19 678 776		-19 678 776
	- AC	-220 988		-220 988	-1 245 323		-1 245 323
	- ACE	-925 193		-925 193	-6 588 632		-6 588 632
	- MO	-7 429 237		-7 429 237	-11 844 821		-11 844 821
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-345 599		-345 599	-421 263		-421 263
	- AC	-64 000		-64 000	-179 492		-179 492
	- ACE	-62 131		-62 131	-38 663		-38 663
	- MO				-28 331		-28 331
	- AUTRES	-219 468		-219 468	-174 777		-174 777
	- Amortissement des actifs de concession	-9 685 516		-9 685 516	-13 865 225		-13 865 225
	- Dot. Amortissement Technique						
	- Dot. Amortissement Caducité						
	- Dot. Provision pour Renouvellement						
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles						
- Reprise Provision pour Renouvellement		94 668 453	94 668 453				
- Dotation provision pour risque		-94 668 453	-94 668 453				
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-11 785 792		-11 785 792	-29 427 712		-29 427 712	
- Dotation / reprise de lissage	2 100 276		2 100 276	15 562 486		15 562 486	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée							
- Quote part des activités support affectées	-13 997 038	1 282 518	-12 714 520	-21 809 537	302 621	-21 506 916	
- Fonctions supports	-8 807 524		-8 807 524	-13 343 714		-13 343 714	
- Frais de siège	-5 189 514	1 282 518	-3 906 996	-8 465 823	302 621	-8 163 202	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 189 480		1 189 480	1 233 487		1 233 487
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 121 640		2 121 640	918 564		918 564
	- Coûts directs	-4 745 231		-4 745 231	-492 897		-492 897
	- AC	-47 632		-47 632	-335 203		-335 203
	- ACE						
	- MO	-262 509		-262 509	-563 991		-563 991
	- AUTRES	-4 435 090		-4 435 090	406 297		406 297
	- Quote part des activités support affectées	-292 980	7 652	-285 328	-756 618	2 143	-754 475
	- Fonctions supports	-262 018		-262 018	-696 663		-696 663
	- Frais de siège	-30 962	7 652	-23 310	-59 955	2 143	-57 812
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	40 332 400		40 332 400	13 720 691		13 720 691
	- Coûts directs	-37 344 428		-37 344 428	-12 969 340		-12 969 340
	- AC	-15 036 404		-15 036 404	-6 599 978		-6 599 978
	- ACE	-17 761 239		-17 761 239	-5 760 696		-5 760 696
- MO	-4 546 785		-4 546 785	-608 666		-608 666	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-4 568 540		-4 568 540	-1 150 954		-1 150 954	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	73 670 219	885 716	74 555 934	44 599 562		44 599 562
	MARGE AVANT IS	-5 884 530	2 175 885	-3 708 645	-26 545 048	304 764	-26 240 284
	- LS.						
	- IS report déficitaire 2017 / 2018				15 804 850	-181 455	15 623 394
	MARGE NETTE CONCESSION	-5 884 530	2 175 885	-3 708 645	-26 545 048	304 764	-26 240 284
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-5 001 851	1 849 503	-3 152 348	-26 545 048	304 764	-26 240 284
	En % des produits	-7%	-209%	-4%	-60%		-59%

		Ua Pou 2017			Ua Pou 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>REVENU AUTORISE et redevance solaire</b>	<b>114 994 205</b>	<b>3 392 054</b>	<b>118 386 259</b>	<b>113 775 783</b>		<b>113 775 783</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	113 699 653	3 353 868	117 053 521	112 430 535		112 430 535
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 294 552	38 186	1 332 738	1 345 248		1 345 248
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-115 053 356</b>	<b>-3 353 868</b>	<b>-118 407 224</b>	<b>-113 902 539</b>		<b>-113 902 539</b>
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-113 699 653	-3 353 868	-117 053 521	-112 430 535		-112 430 535
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 353 703		-1 353 703	-1 472 004		-1 472 004
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	<b>-37 718</b>	<b>1 635</b>	<b>-36 083</b>	<b>-119 283</b>	<b>519</b>	<b>-118 764</b>	
- Produits de la Redevance solaire	53 802		53 802	40 992		40 992	
- Coûts de Fonctionnement				-2 136		-2 136	
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES				-2 136		-2 136	
- Quote part des activités support affectées	-91 520	1 635	-89 885	-158 139	519	-157 620	
- Fonctions supports	-84 905		-84 905	-143 630		-143 630	
- Frais de siège	-6 615	1 635	-4 980	-14 509	519	-13 990	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>				<b>120 546</b>		<b>120 546</b>
- Coûts directs					-33 854		-33 854
- AC							
- ACE							
- MO					-33 854		-33 854
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées					-37 822	178	-37 644
- Fonctions supports					-32 851		-32 851
- Frais de siège					-4 971	178	-4 793
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>4 741 200</b>	<b>139 854</b>	<b>4 881 054</b>	<b>4 555 952</b>		<b>4 555 952</b>
	- LO UC : Nombre d'abonnés -1	793		793	797		797
	- Forfait FC	6 252		6 252	6 255		6 255
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	<b>790 512</b>		<b>790 512</b>	<b>796 430</b>		<b>796 430</b>
	- Frais de relance	666 540		666 540	674 820		674 820
	- Frais de perception de taxe	123 972		123 972	121 610		121 610
	<b>COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	<b>-18 014 256</b>	<b>277 969</b>	<b>-17 736 287</b>	<b>-20 583 428</b>	<b>46 673</b>	<b>-20 536 755</b>
	par UD : Nombre d'abonnés	-22 717		-22 366	-25 826		-25 768
	- Affranchissements	-1 093 390		-1 093 390	-1 113 537		-1 113 537
	- Fonctionnement	-5 747 557		-5 747 557	-9 292 382		-9 292 382
- AC	-19 161		-19 161	-144 907		-144 907	
- ACE	-1 831 446		-1 831 446	-1 433 925		-1 433 925	
- MO	-4 046 533		-4 046 533	-7 566 180		-7 566 180	
- AUTRES	149 583		149 583	-147 370		-147 370	
- Quote part des activités support affectées	-11 173 309	277 969	-10 895 340	-10 177 509	46 673	-10 130 836	
- Fonctions supports	-10 048 549		-10 048 549	-8 871 832		-8 871 832	
- Frais de siège	-1 124 760	277 969	-846 791	-1 305 677	46 673	-1 259 004	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>450 000</b>		<b>450 000</b>	<b>462 000</b>		<b>462 000</b>
	- Autres						
	- Frais de coupure	450 000		450 000	462 000		462 000
	- Coûts directs	-68 472		-68 472	-201 124		-201 124
	- AC				-672		-672
	- ACE						
	- MO	-68 472		-68 472	-200 452		-200 452
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-106 766	1 882	-104 884	-196 580	714	-195 866
	- Fonctions supports	-99 150		-99 150	-176 612		-176 612
- Frais de siège	-7 616	1 882	-5 734	-19 968	714	-19 254	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>121 029 719</b>	<b>3 531 908</b>	<b>124 561 627</b>	<b>119 751 703</b>		<b>119 751 703</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-12 304 651</b>	<b>459 526</b>	<b>-11 845 124</b>	<b>-15 363 917</b>	<b>48 083</b>	<b>-15 315 834</b>	
- LS.							
- IS report déficitaire 2017 / 2018				9 147 635	-28 628	9 119 006	
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-12 304 651</b>	<b>459 526</b>	<b>-11 845 124</b>	<b>-15 363 917</b>	<b>48 083</b>	<b>-15 315 834</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-10 458 953</b>	<b>390 597</b>	<b>-10 068 356</b>	<b>-15 363 917</b>	<b>48 083</b>	<b>-15 315 834</b>	
En % des produits	-9%	-11%	-8%	-13%		-13%	

		Ua Pou 2017			Ua Pou 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	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						
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	REVENU AUTORISE	-358 057	-10 562	-368 618	-783 448		-783 448
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	185 290		185 290	483 214		483 214
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	189 123		189 123	374 052		374 052
	MARGE AVANT IS	16 356	-10 562	5 795	73 818		73 818
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	TOTAL DES PRODUITS	201 904 101	4 407 062	206 311 163	164 070 318		164 070 318
	TOTAL DES CHARGES	-203 747 153	2 649 718	-201 097 435	-201 450 753	568 861	-200 881 893
	MARGE AVANT IS	-1 843 051	7 056 780	5 213 729	-37 380 436	568 861	-36 811 575
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2017 / 2018				22 256 210	-338 698	21 917 512
	MARGE NETTE CONCESSION	-1 843 051	7 056 780	5 213 729	-37 380 436	568 861	-36 811 575
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 566 594	5 998 263	4 431 669	-37 380 436	568 861	-36 811 575
	En % des produits	-0,8%	-136%	2,1%	-22,8%		-22,4%

#### 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 : - 38 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 - 35 MF sont :

- **Production : - 7 MF**
  - - 7 MF sur les travaux immobilisés
- **Distribution : - 28 MF**
  - - 1 MF sur les travaux vendus
  - - 27 MF sur les travaux immobilisés

##### Commentaires sur la variation des charges : - 2 MF

- **Production : + 3 MF**
  - + 9 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
    - + 2 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - + 7 MF au titre de la conduite et la maintenance des centrales
  - - 3 MF au titre de la maintenance des moteurs
  - + 4 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
  - - 7 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Distribution : - 8 MF**
  - + 23 MF au titre de la gestion des réseaux dont
    - + 4 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
    - + 8 MF sur les coûts d'audit lié au recensement des poteaux
    - + 6 MF aux coûts d'élagage et l'entretien des réseaux
    - + 3 MF au titre des frais de siège
    - + 2 MF au titre de la conduite et la maintenance des réseaux
  - - 3 MF au titre des travaux vendus
  - - 28 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Fourniture : + 3 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - + 3 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 36 MF

La marge récurrente a été impactée par 2 phénomènes :

- 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 14 MF sur l'exercice.
- Une hausse de 6 MF des charges calculées lissées et de l'augmentation de 19MF sur les coûts de la maintenance des réseaux.

## 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).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{160.057.825} & = & \mathbf{112.156.560} & + & \mathbf{47.901.265} \end{array}$$

#### 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
<b>Activité de production</b>									
Puissance maximale majorée	657	657		108 315	108 462	0,1%	71 162 955	71 259 534	0,1%
Nb de kWh produits	2 271 693	2 255 057	-0,7%	2,362	2,366	0,2%	5 365 739	5 335 465	-0,6%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	94,600	94,600		331 910	332 279	0,1%	31 398 686	31 433 593	0,1%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	793	797	0,5%	6 252	6 255	0,0%	4 957 836	4 985 235	0,6%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>112 885 216</b>	<b>113 013 827</b>	<b>0,1%</b>
Résultat financier							-374 413	-857 268	129,0%
Partage des gains de rendement									
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>112 510 803</b>	<b>112 156 560</b>	<b>-0,3%</b>

#### 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	627 335	66,12	41 478 698	606 452	75,03	45 501 035
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 853	311,06	887 448	2 939	315,83	928 226
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	49 965	27,09	1 353 703	53 363	27,58	1 472 004
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>43 719 848</b>	<b>47 901 265</b>		

## Prix des combustibles

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

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

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

		Ua Pou			
		2018	2017	2016	2015
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>66 693 165</b>	<b>67 797 221</b>	<b>70 142 269</b>	<b>72 584 321</b>
Péréquation	B	79 581 942	81 606 833	85 908 519	85 189 760
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>146 275 107</b>	<b>149 404 054</b>	<b>156 050 788</b>	<b>157 774 081</b>
Ecart RA/CA 2018		n/a	6 826 597	-4 407 062	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>160 057 825</b>	<b>156 230 651</b>	<b>151 643 726</b>	<b>157 774 081</b>
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-6 826 597	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	4 407 062	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>146 275 107</b>	<b>153 811 116</b>	<b>151 643 726</b>	<b>157 774 081</b>

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
<b>Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)</b>	<b>2 012 837</b>	<b>2 055 245</b>
<i>Rendement (kWh) Energie vendue / Energie produite &amp; achetée</i>	87,9%	87,5%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	9 855	8 077
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	43 508	41 887
Achat Electra 40F/kWh		
Total Production Photovoltaïque	53 363	49 965
Production hydro		
<b>Production Total EnR</b>	<b>53 363</b>	<b>49 965</b>
Production brute thermique à produire	2 235 371	2 300 185
Production nette thermique à produire	2 193 297	2 265 021
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>2 288 734</b>	<b>2 350 150</b>
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique	0,271	0,273
<b><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></b>		
Stock initial	39 768	29 967
Achat matière première	598 361	637 136
Stock final	31 677	39 768
Consommation matière première	606 452	627 335
<b><u>Consommation spécifique compta L/KWh</u></b>		
	0,271	0,273
<b><u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u></b>		
Prix du gasoil îles	75,03 F	66,12 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	315,83 F	311,06 F
<b><u>Stock Matières Premières en XPF</u></b>		
Stock initial	2 647 396	1 928 466
Achat matière première	45 616 888	42 197 627
Stock final	2 763 248	2 647 396
Consommation matière première	45 501 035	41 478 698
Huile	928 226	887 448
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>46 429 261</b>	<b>42 366 145</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>1 472 004</b>	<b>1 353 703</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>47 901 265</b>	<b>43 719 848</b>

## **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 <sup>(3)</sup>	Cession <sup>(4)</sup>	2018	Reclassement droit incorporel <sup>(5)</sup>	Total bilan 2018
<b>Production</b>	147 898 498 (1)	1 646 561	0	149 545 059	6 523 231	156 068 290
<b>Distribution</b>	398 625 451 (2)	33 479 793	-640 516	431 464 728	41 370 215	472 834 943
<b>Total</b>	<b>546 523 949</b>	<b>35 126 354</b>	<b>-640 516</b>	<b>581 009 787</b>	<b>47 893 446</b>	<b>628 903 233</b>

(1) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 2 331 305 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017

(2) Ecart sur rapport délégataire 2017 de 7 250 093 XPF, correspondant à la régularisation de la TVA à reverser sur les acquisitions de 2011 à 2017.

Dont 6 908 076 XPF sur les biens de renouvellement et 342 017 XPF sur les biens améliorants

### (3) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Filières
			Sécurité
R51701	MEC SECURITE INCENDIE CENTRALE UA POU	1 646 561	1 646 561
	<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>	<b>1 646 561</b>	<b>1 646 561</b>

### Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
607003	RENV RESEAU HTA HAKAHAU UA POU	17 306 456	17 306 456	
CP2018	RESEAUX CP UA POU 2018 CP 2018	13 980 049	13 980 049	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2018	1 387 451		1 387 451
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>32 673 956</b>	<b>31 286 505</b>	<b>1 387 451</b>
BRT12/17	COMPTAGE TIERS UAPOU 2018 FINANCEMENT UA POU	805 837		805 837
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU</b>	<b>805 837</b>	<b>-</b>	<b>805 837</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>	<b>33 479 793</b>	<b>31 286 505</b>	<b>2 193 288</b>

(4) Cessions de Distribution : 0,6 MF Comptages

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

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 7,1 MF contre 23,9 MF fin 2017, soit une baisse de 16,8MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
A.N CONSTRUCTION UA POU	01/01/1986	35	15 451 380	-	13 915 335	-	1 536 045
AN CONST CONCEDANT UA POU	01/01/1992	35	-	6 139 481	-	4 868 429	1 271 052
BATIMENT CENTRALE UA POU	18/11/2006	14	992 580	-	849 142	-	143 438
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	01/01/2007	14	9 157 874	-	7 849 607	-	1 308 267
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	01/01/2014	7	689 564	-	492 546	-	197 018
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	01/01/2007	14	1 785 000	-	1 530 000	-	255 000
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	10	10 737 932	-	8 584 478	-	2 153 454
EXTENS°SALLE RANGEMENT	01/01/2015	6	288 304	-	192 203	-	96 101
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	01/08/2013	5	6 115 169	-	6 115 169	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/03/2017	7	7 171 438	-	1 878 429	-	5 293 009
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	7	5 848 040	-	5 848 040	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	15/11/2010	8	5 848 040	-	5 826 871	-	21 169
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	11	2 773 423	-	1 635 897	-	1 137 526
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	01/08/2013	11	2 773 423	-	1 599 579	-	1 173 844
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	7	2 552 716	-	2 552 716	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	15/11/2010	8	2 552 716	-	2 543 475	-	9 241
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	10	4 358 398	-	2 708 550	-	1 649 848
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	01/08/2013	10	4 358 397	-	2 708 550	-	1 649 847
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	7	3 892 729	-	3 892 729	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	15/11/2010	8	3 892 729	-	3 878 638	-	14 091
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	14	668 770	-	572 126	-	96 644
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	12	1 738 840	-	1 438 609	-	300 231
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	10	5 044 045	-	4 049 176	-	994 869
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	4 781 629	-	3 822 690	-	958 939
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	01/01/2011	10	1 103 340	-	882 675	-	220 665
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 227 968	-	1 781 157	-	446 811
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	13	1 726 376	-	1 460 724	-	265 652
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 355 934	-	1 883 459	-	472 475
SUPERVISION CENT UA POU	01/07/2012	9	209 494	-	160 204	-	49 290
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	01/07/2012	9	501 873	-	383 792	-	118 081
COFFRETS COMPTAGES UA POU	01/09/2013	7	2 163 794	-	1 573 704	-	590 090
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	01/05/2015	6	5 980 050	-	3 870 017	-	2 110 033
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	6	1 654 684	-	1 070 836	-	583 848
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	14	1 070 540	-	915 837	-	154 703
ENVV F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	1 029 832	-	823 303	-	206 529
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	01/01/2013	8	3 854 982	-	2 891 236	-	963 746
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	7	2 215 285	-	1 582 346	-	632 939
EQUIP DETECTION INCENDIE	30/08/2007	13	65 391	-	55 251	-	10 140
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	10	2 528 869	-	2 021 713	-	507 156
F&P SYST SECURITE UA POU	10/09/2012	8	6 976 926	-	5 281 614	-	1 695 312
RENF SYSTEME DETECTION ET	30/04/2016	5	1 875 085	-	1 053 827	-	821 258
MEC SECURITE INCENDIE CEN	01/02/2018	3	1 646 561	-	517 491	-	1 129 070
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	10	745 458	-	745 458	-	-
<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>			<b>143 405 578</b>	<b>6 139 481</b>	<b>113 439 198</b>	<b>4 868 429</b>	<b>31 237 432</b>

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO KENA O1011 UA POU	01/07/2013	25	373 427	-	82 154	-	291 273
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	01/10/2004	25	1 238 454	-	705 917	-	532 537
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	01/07/2006	25	494 734	-	247 365	-	247 369
POSTE H61 TAHAA	01/01/2007	25	578 910	-	277 875	-	301 035
POSTE CP UA POU 2007	01/07/2007	25	426 338	-	196 116	-	230 222
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	01/01/2011	25	208 696	-	66 785	-	141 911
RENFORC TRANSFO 01032	01/01/2011	25	504 609	-	161 473	-	343 136
RENFORC POSTE 01031 VIVII	01/01/2011	25	1 210 078	-	387 227	-	822 851
RENFORC TRANSFO 01031	01/01/2011	25	504 609	-	161 473	-	343 136
RENFORC POSTE H16 51O1012	01/01/2011	25	2 316 592	-	741 313	-	1 575 279
TRANSFO H61 O1012 UA POU	01/01/2011	25	462 193	-	147 902	-	314 291
POSTE CENTRALE HAKAHAU	01/02/2004	25	2 293 619	-	1 368 529	-	925 090
POSTE PROTECT® ELEVATEUR	01/12/2004	25	16 517 092	-	9 304 630	-	7 212 462
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	01/10/2006	25	3 236 594	-	1 585 934	-	1 650 660
POSTE DP UA POU	01/01/2007	25	1 124 011	-	539 524	-	584 487
POSTE DP UA POU 2008	01/07/2008	25	3 018 367	-	1 267 717	-	1 750 650
POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	25	177 682	-	60 410	-	117 272
REEMPL IACM PAR IAM UA POU	13/01/2011	15	853 266	-	453 181	-	400 085
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA	01/08/2017	15	16 783 901	-	1 585 124	-	15 198 777
RESEAUX UA POU 1992	01/01/1992	25	-	9 391 296	-	9 391 296	-
RES.AERIEN UA POU 97	01/01/1997	25	3 713 158	-	3 267 578	-	445 580
RES.AERIEN UA POU 98	01/01/1998	25	36 666 933	-	30 800 223	-	5 866 710
RES.AERIEN UA POU 99	01/01/1999	25	18 130 917	-	14 504 734	-	3 626 183
RES.AERIEN UA POU 2000	01/01/2000	25	1 678 113	-	1 275 366	-	402 747
RES.AERIEN UA POU 2001	01/01/2001	25	45 000	-	32 400	-	12 600
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	25	-	647 173	-	465 966	181 207
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	25	-	548 313	-	398 691	149 622
RES.AERIEN UA POU 2002	01/01/2002	25	99 091	-	67 383	-	31 708
RESEAUX UA POU 2002	01/01/2002	25	-	1 371 888	-	932 884	439 004
RES.AERIEN UA POU 2003	01/01/2003	25	20 893 178	-	13 371 632	-	7 521 546
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	25	-	350 063	-	224 040	126 023
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	25	-	42 290	-	27 184	15 106
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	01/07/2004	25	224 131	-	129 993	-	94 138
RESEAUX UA POU 2004	01/07/2004	25	-	1 245 468	-	722 374	523 094
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	02/12/2004	25	4 419 691	-	2 489 270	-	1 930 421
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	25	-	4 460 577	-	2 423 579	2 036 998
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	25	-	12 910	-	7 013	5 897
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	01/06/2005	25	549 536	-	298 581	-	250 955
EXT BTA AHSCHA LOUIS	01/01/2006	25	563 794	-	293 176	-	270 618
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	06/03/2006	25	235 658	-	120 838	-	114 820
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	01/06/2006	25	5 940 091	-	2 989 848	-	2 950 243
RESEAUX UA POU 2006	01/07/2006	25	-	1 408 602	-	704 300	704 302
RESEAU 15% EXT UA POU 06	01/07/2006	25	132 798	-	66 400	-	66 398
RENF RES BTA CP UA POU	01/07/2006	25	369 143	-	184 574	-	184 569
RESEAUX UA POU	01/01/2007	25	2 021 930	-	970 524	-	1 051 406
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	25	-	305 084	-	140 337	164 747
RES AERIEN CP UA POU 2007	01/07/2007	25	3 378 086	-	1 553 919	-	1 824 167

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 UA POU 2007	01/07/2007	25	-	677 984	-	311 871	366 113
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	90 666	-	41 708	-	48 958
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	01/01/2008	25	406 904	-	179 036	-	227 868
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	25	168 283	-	74 042	-	94 241
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	25	263 917	-	116 126	-	147 791
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	25	129 467	-	56 968	-	72 499
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	249 014	-	109 567	139 447
RESEAUX CP UA POU 2008	01/07/2008	25	22 416 398	-	9 414 888	-	13 001 510
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	23 218 770	-	9 751 885	13 466 885
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	21/11/2008	25	239 221	-	96 753	-	142 468
RESEAUX CP UA POU 2009	01/07/2009	25	408 833	-	155 354	-	253 479
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	158 096	-	57 443	100 653
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	01/07/2010	25	-	1 223 694	-	416 058	807 636
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	25	11 655 878	-	3 962 998	-	7 692 880
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	01/01/2011	25	421 894	-	135 005	-	286 889
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	26/01/2011	25	275 404	-	87 367	-	188 037
RESEAUX CP UA POU 2011	01/07/2011	25	3 101 194	-	930 370	-	2 170 824
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU	01/07/2011	25	-	121 814	-	36 545	85 269
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	01/01/2012	25	1 535 307	-	429 890	-	1 105 417
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	01/01/2012	25	554 286	-	155 203	-	399 083
RESEAUX CP UA POU 2012	01/07/2012	25	26 483 145	-	6 885 727	-	19 597 418
RESEAUX CP UA POU 2013	01/07/2013	25	44 899 196	-	9 878 099	-	35 021 097
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU	01/07/2013	25	-	86 432	-	19 014	67 418
EXT 14A1 QT AKA UA POU	03/09/2013	25	126 358	-	26 930	-	99 428
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	10/10/2013	25	258 342	-	53 996	-	204 346
14A/09/2011/UAP/JK/PG	01/01/2014	25	547 446	-	109 488	-	437 958
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	03/06/2014	25	177 000	-	32 411	-	144 589
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU	01/07/2014	25	-	97 444	-	17 541	79 903
RESEAUX CP UA POU 2015	01/07/2015	25	23 588 814	-	3 302 671	-	20 286 143
RESEAUX 2015 CONCED UAP	01/07/2015	25	-	56 063	-	7 849	48 214
RESEAUX CP UA POU 2016	01/07/2016	25	289 024	-	28 902	-	260 122
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU	01/07/2016	25	-	86 432	-	8 643	77 789
RESEAUX CP UA POU 2017	01/07/2017	25	11 883 654	-	713 183	-	11 170 471
RSX AERIEN TIERS UAP 2017	01/07/2017	25	-	1 691 793	-	101 508	1 590 285
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	01/09/2017	25	1 457 894	-	77 746	-	1 380 148
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	01/05/2018	25	17 306 456	-	461 505	-	16 844 951
RESEAUX CP UA POU 2018	01/07/2018	25	13 980 049	-	279 601	-	13 700 448
RESEUAX UA POU	01/01/2007	35	5 052 377	-	1 732 246	-	3 320 131
EXT RES SOUT STATION CHLO	24/02/2007	35	375 753	-	127 251	-	248 502
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	01/01/2008	35	838 777	-	263 615	-	575 162
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	01/01/2008	35	863 076	-	271 249	-	591 827
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	35	555 333	-	174 537	-	380 796
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	35	703 780	-	221 188	-	482 592
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	35	776 808	-	244 140	-	532 668
EXTENSION HTA MOD UA POU	01/01/2009	35	1 079 674	-	308 480	-	771 194

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	01/01/2011	35	1 263 107	-	288 714	-	974 393
COMPTAGE UA POU 1992	01/01/1992	20	-	2 434 429	-	2 434 429	-
COMPTAGE UA POU 97	01/01/1997	20	509 173	-	509 173	-	-
COMPTAGE UA POU 98	01/01/1998	20	630 000	-	630 000	-	-
COMPTAGE UA POU 99	01/01/1999	20	720 525	-	720 525	-	-
COMPTAGE UA POU 2001	01/01/2001	20	-	163 195	-	146 876	16 319
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	20	352 309	-	299 462	-	52 847
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	20	-	1 562 578	-	1 328 192	234 386
COMPTAGE UA POU 2003	01/01/2003	20	-	860 164	-	688 130	172 034
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	01/07/2004	20	478 333	-	346 792	-	131 541
BRANCHEMENT UA POU 2004	01/07/2004	20	-	1 096 648	-	795 069	301 579
COMPTAGE UA POU 2005	01/06/2005	20	-	727 196	-	493 889	233 307
POSE COMPTEURS UA POU 05	01/07/2005	20	375 526	-	253 479	-	122 047
BRCHT UA POU 2006	01/07/2006	20	-	1 585 722	-	991 075	594 647
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2006	20	509 573	-	318 484	-	191 089
BRCHT STATION CHLORATION	24/02/2007	20	27 952	-	16 566	-	11 386
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	01/07/2007	20	1 029 275	-	591 835	-	437 440
BRCHT UAPOU 2007	01/07/2007	20	-	1 906 353	-	1 096 154	810 199
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2008	20	835 074	-	438 416	-	396 658
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	1 984 791	-	1 042 016	942 775
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	01/07/2009	20	599 221	-	284 630	-	314 591
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	746 569	-	339 066	407 503
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	20	968 750	-	411 719	-	557 031
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	01/07/2010	20	-	1 290 551	-	548 485	742 066
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	20	530 220	-	198 836	-	331 384
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	01/07/2011	20	-	811 876	-	304 455	507 421
BRCHT/CPTAGES UA POU	01/07/2012	20	679 152	-	220 728	-	458 424
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	01/07/2012	20	-	489 181	-	158 984	330 197
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2013	20	792 922	-	218 060	-	574 862
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	01/07/2013	20	-	837 874	-	230 417	607 457
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	20	-	53 909	-	14 824	39 085
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2014	20	658 533	-	148 177	-	510 356
COMPTAGE TIERS UA POU2014	01/07/2014	20	-	559 659	-	125 923	433 736
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	20	-	72 789	-	16 377	56 412
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2015	20	2 953 822	-	516 956	-	2 436 866
COMPTAGE TIERS UAP 2015	01/07/2015	20	-	375 370	-	65 690	309 680
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2016	20	3 076 787	-	384 613	-	2 692 174
COMPTAGE TIERS UAP 2016	01/07/2016	20	-	500 613	-	62 577	438 036
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017	01/07/2017	20	-	424 165	-	31 812	392 353
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2017	20	2 051 326	-	153 861	-	1 897 465
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2018	20	1 387 451	-	34 686	-	1 352 765
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018	01/07/2018	20	-	805 837	-	20 146	785 691
<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>			<b>364 724 059</b>	<b>66 740 669</b>	<b>139 771 472</b>	<b>37 210 174</b>	<b>254 483 082</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION UA POU</b>			<b>508 129 637</b>	<b>72 880 150</b>	<b>253 210 670</b>	<b>42 078 603</b>	<b>285 720 514</b>

<b>Production :</b>	
VB Concessionnaire :	143 405 578
VB Tiers :	6 139 481
Droit incorporel* :	6 523 231
<b>Total VB (fin 2018)</b>	<b>156 068 290</b>

<b>Distribution :</b>	
VB Concessionnaire :	364 724 059
VB Tiers :	66 740 669
Droit incorporel* :	41 370 215
<b>Total VB (fin 2018)</b>	<b>472 834 943</b>

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

### 5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Branchement & Comptages
607003	RENV RESEAU HTA HAKAHAU UA POU	17 306 456	17 306 456	
CP2018	RESEAUX CP UA POU 2018 CP 2018	13 980 049	13 980 049	
CP2018	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2018	1 387 451		1 387 451
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>32 673 956</b>	<b>31 286 505</b>	<b>1 387 451</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>	<b>32 673 956</b>	<b>31 286 505</b>	<b>1 387 451</b>

### 5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
ACCESSOIRES GROUPES	5 342 369	-	- 5 342 369
ALTERNATEUR GROUPE	2 875 616	-	- 2 875 616
BLOC MOTEUR GROUPE	13 175 549	-	- 13 175 549
REGROUPEMENT FILIERES P.C	20 301 656	-	- 20 301 656
<b>TOTAL</b>	<b>41 695 190</b>	<b>-</b>	<b>- 41 695 190</b>

\* hors rattrapage TVA à reverser

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-41 695 190	Le renouvellement d'un bloc moteur a débuté fin 2018 et s'est clôturé en 2019. Le renouvellement d'un groupe et d'un poste HTA a été reporté.
<i>renouvellement anticipé</i>		
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>		
<i>total pour vérif</i>	-41 695 190	

## Distribution :

	Prévu	Réalisé*	Ecart
Transfos	1 500 000	-	- 1 500 000
Réseaux HTA	22 331 637	31 286 506	8 954 868
Réseaux BT	9 139 821	-	- 9 139 821
Branchements et comptages	782 726	1 041 397	258 670
Réseau souterrain	10 000 000	-	- 10 000 000
<b>TOTAL</b>	<b>43 754 185</b>	<b>32 327 902</b>	<b>- 11 426 283</b>

\* hors rattrapage TVA à reverser

dont	Ecart	Commentaires
<i>renouvellement reporté</i>	-42 971 458	Le renouvellement des transformateurs, branchements et réseaux souterrains a été reporté. La phase 2 du programme de renouvellement des supports a débuté fin 2018
<i>renouvellement anticipé</i>	258 670	Le programme de renouvellement des comptages a été reporté.
<i>renouvellement besoin annulé ou modifié</i>		
<i>écart de coût sur renouvellement effectué</i>	31 286 506	Programme de renvlt de support de 2017 clôturé en 2018
<i>total pour vérif</i>	-11 426 283	

## 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<sup>er</sup> 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.

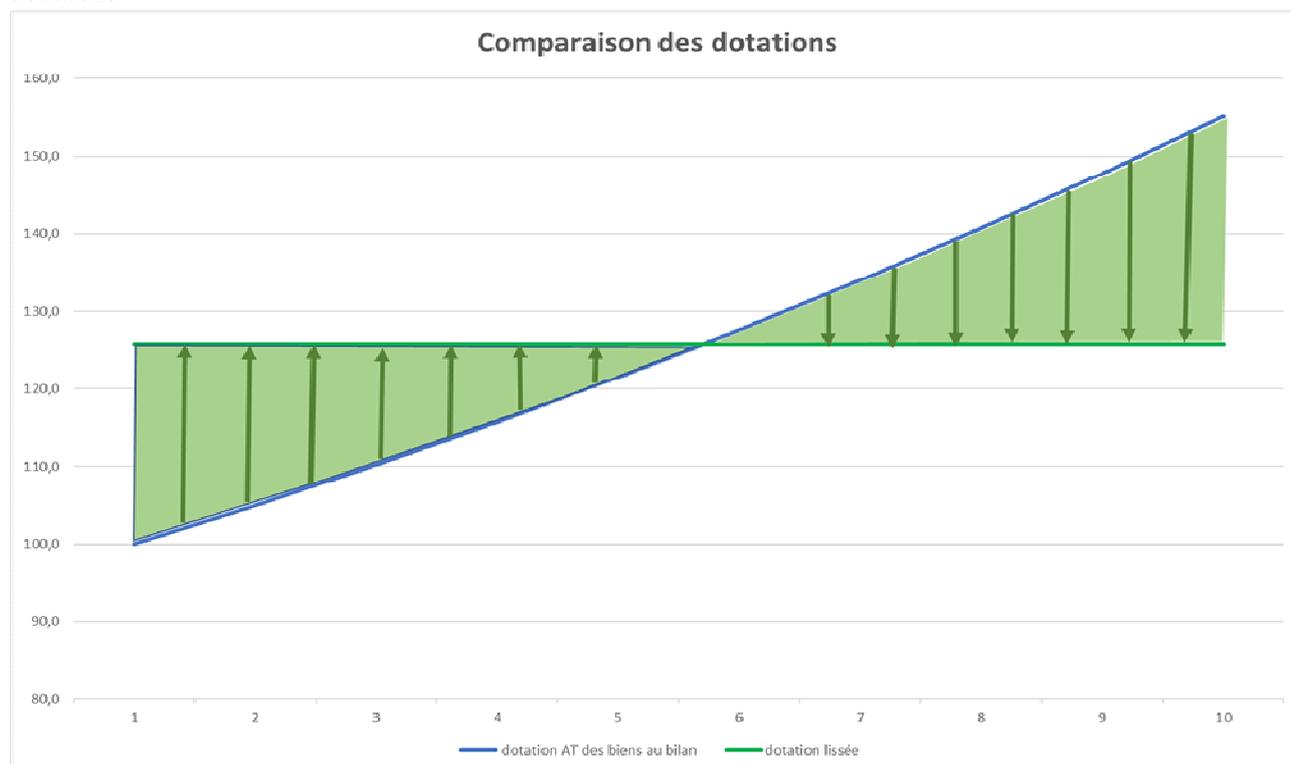
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 :

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	149 545 059	147 302 878	2 242 181	
- financements tiers et concédant	(6 139 481)	(6 139 481)	-	
- IFC renouvellement cumul	(9 269 299)	(9 269 299)	-	
base amortissable	134 136 279	131 894 098	2 242 181	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	126 377 013	126 377 013	-	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(6 115 169)	(6 115 169)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	1 528 792	1 528 792	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	121 790 636	121 790 636	-	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir	12 345 643	10 103 462	2 242 181	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	3	3	3	
dotation	4 115 214	3 367 821	747 394	
réintégration droit entrée	-	-	-	
<b>dotations exercice <sup>(1)</sup></b>	<b>4 115 214</b>	<b>3 367 821</b>	<b>747 394</b>	(E)
dotation cumulée	125 905 850	125 158 457	747 394	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	6 523 231	6 523 231	-	
<b>dotations cumulées à fin 2018 <sup>(2)</sup></b>	<b>132 429 081</b>	<b>131 681 688</b>	<b>747 394</b>	

<b>méthode lissée charge nette totale (hors régul. &amp; écarts)</b>						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(52 321 970)					
2017	(53 419 642)	(1 097 672)	(3 371 279)	(4 468 951)	-	(4 468 951)
2018	(54 520 773)	(1 101 131)	(3 367 821)	(4 468 951)	(747 394)	(5 216 345)
2019	(27 260 387)	27 260 387	(31 729 338)	(4 468 951)	(747 394)	(5 216 345)
2020	-	27 260 387	(31 729 338)	(4 468 951)	(747 394)	(5 216 345)
		<b>52 321 970</b>	(70 197 776)	(17 875 806)	(2 242 181)	(20 117 987)
moyenne :		13 080 493	(17 549 444)	(4 468 951)		
				moyenne 2017 / 2020		

<b>1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)</b>			
Dotation N		4 115 214	
Réintégration droit d'entrée		-	
Régularisation dotation 2017		1 528 792	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2018</b>		<b>5 644 007</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2018</b>		<b>1 101 131</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>		<b>6 745 137</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée		-	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration</b>		<b>6 745 137</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts		(1 528 792)	
<b>Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations &amp; écarts)</b>		<b>5 216 345</b>	

## 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	132 429 081
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	4 868 429
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>137 297 510</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>65 031 990</b>
- réalisé 2017 :	(6 573 270)
- réalisé 2018 <sup>(1)</sup> :	(1 735 685)
<b>Reste à faire à fin 2018 :</b>	<b>56 723 035</b>

<sup>(1)</sup> : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 1 735 685 xpf

## Détail des calculs /Distribution :

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	431 464 729	426 381 070	5 083 659	
- financements tiers et concédant	(66 740 669)	(63 818 874)	(2 921 795)	
- IFC renouvellement cumul	(4 188 521)	(4 188 521)	-	
base amortissable	360 535 538	358 373 675	2 161 864	<b>(A)</b>
Cumul des dotations à l'ouverture	285 879 673	285 511 225	368 448	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(1 742 724)	(1 742 724)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	435 681	435 681	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	<b>284 572 630</b>	<b>284 204 182</b>	<b>368 448</b>	<b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	<b>(C)</b>
reste à amortir	75 962 909	74 169 493	1 793 416	<b>(D) = (A-B-C)</b>
nb années restantes	3	3	3	
dotation	25 320 970	24 723 164	597 805	
réintégration droit entrée	3 671 061	3 671 061	-	
<b>dotations exercice <sup>(1)</sup></b>	<b>28 992 031</b>	<b>28 394 225</b>	<b>597 805</b>	<b>(E)</b>
dotation cumulée	313 564 660	312 598 407	966 253	<b>(B+C+E)</b>
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	31 274 801	31 274 801	-	
<b>dotations cumulées à fin 2018 <sup>(2)</sup></b>	<b>344 839 461</b>	<b>343 873 208</b>	<b>966 253</b>	

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
	(119 974 900)					
2017	(117 282 553)	2 692 347	(11 853 025)	(9 160 678)	(368 448)	(9 529 126)
2018	(101 720 067)	15 562 486	(24 723 164)	(9 160 678)	(597 805)	(9 758 483)
2019	(62 907 581)	38 812 486	(47 973 164)	(9 160 678)	(597 805)	(9 758 483)
2020	-	62 907 581	(72 068 259)	(9 160 678)	(597 805)	(9 758 483)
		<b>119 974 900</b>	(156 617 612)	(36 642 712)	(2 161 864)	(38 804 576)
	moyenne :	29 993 725	(39 154 403)	(9 160 678)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation N	25 320 970	
Réintégration droit d'entrée	3 671 061	
Régularisation dotation 2017	435 681	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2018</b>	<b>29 427 712</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2018</b>	<b>(15 562 486)</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>13 865 225</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée	(3 671 061)	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration</b>	<b>10 194 164</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts	(435 681)	
<b>Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>9 758 483</b>	

### 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	344 839 461
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	37 210 174
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>382 049 635</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>137 850 199</b>
- réalisé 2017 :	-28 019 127
- réalisé 2018 :	-39 235 978
<b>Reste à faire à fin 2018 :</b>	<b>70 595 094</b>

### 5.5.3 Impact sur l'exercice

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

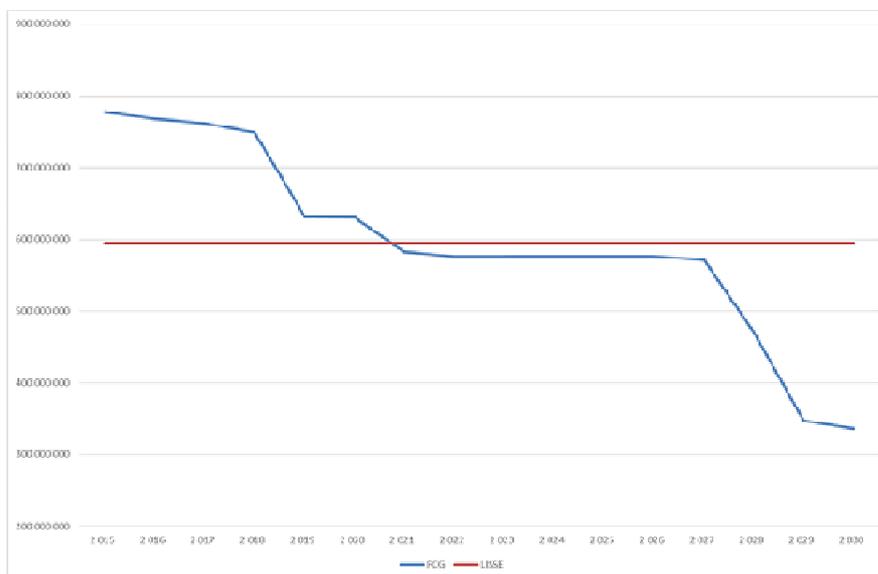
	Ua Pou		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	6 211 821	6 745 137	533 316
DISTRIBUTION	15 244 030	10 194 164	- 5 049 866
TOTAL	21 455 851	16 939 302	- 4 516 549

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) ;
  - les charges lissées intégrées au rapport délégataire 2018 intègrent une régularisation relative à l'année 2017 de + 1 528 792 xpf correspondant à la quote-part lissée des amortissements techniques sur biens renouvelés qui n'avaient pas été sortis du bilan en 2017. Ils auraient dû venir augmenter la base amortissable à lisser. La régularisation a été effectuée sur 2018.

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

#### Illustration



## 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Améliorant
E4900	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2018	346 054	100%	346 054
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>346 054</b>		<b>346 054</b>
BRT12/17	COMPTAGE TIERS UAPOU 2018 FINANCEMENT UA POU	805 837	100%	805 837
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU</b>	<b>805 837</b>		<b>805 837</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION RURUTU</b>	<b>1 151 891</b>		<b>1 151 891</b>

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

- L'article 22 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, établis par le concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

Cette indemnité sera égale au montant réajusté conformément à l'Article 27, des dépenses dûment justifiées par le concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10<sup>ème</sup> de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

L'amortissement correspondant, dit amortissement de caducité, sera, chaque année, égal à 1/N de la valeur des ouvrages, N étant le nombre d'années restant à courir avant la fin de la concession (pour N > 10) et égal à 1/10 pour de la valeur des ouvrages pour les dix dernières années de la concession.

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10<sup>ème</sup> de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service+1)).

Soit :

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

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010 à 2018 s'élève à 10 MXPF.

Compostants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
EXTENS° ATELIER STOCKAGE CENTRALE HAKAHAU UA POU	01/01/2014	7	655 479	34 085	689 564	100%	689 564	344 782
TVX GC GPE P400 HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	10 737 932	-	10 737 932	100%	10 737 932	1 073 793
EXTENS°SALLE RANGEMENT CENTRALE UA POU	01/01/2015	6	270 708	17 596	288 304	100%	288 304	172 982
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	5	6 115 169	238 492	6 353 661	0%	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	6	-	-	-	0%	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	7	5 848 040	-	5 848 040	28%	1 637 451	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	8	5 848 040	-	5 848 040	28%	1 637 451	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	11	2 669 320	104 103	2 773 423	0%	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP OU HAKAHAU	01/08/2013	11	2 669 320	104 103	2 773 423	0%	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	7	2 552 716	-	2 552 716	28%	714 760	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP OU HAKAHAU	15/11/2010	8	2 552 716	-	2 552 716	28%	714 760	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO U HAKAHAU	01/08/2013	10	4 194 801	163 597	4 358 398	0%	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO U HAKAHAU	01/08/2013	10	4 194 800	163 597	4 358 397	0%	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO U HAKAHAU	15/11/2010	7	3 892 729	-	3 892 729	28%	1 089 964	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO U HAKAHAU	15/11/2010	8	3 892 729	-	3 892 729	28%	1 089 964	-
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3 HAKAHAU UA POU	21/09/2010	10	5 044 045	-	5 044 045	0%	-	-
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	4 781 629	-	4 781 629	28%	1 338 856	133 886
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP S/EMPRISE CENTRALE UA POU	01/01/2011	10	1 089 181	14 159	1 103 340	100%	1 103 340	220 668
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	2 227 968	-	2 227 968	28%	623 831	62 383
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	2 355 934	-	2 355 934	28%	659 662	65 966
SUPERVISION CENT UA POU INSTALLATION HAKAHAU	01/07/2012	9	204 185	5 309	209 494	100%	209 494	62 848
SUPERVIS° GPE FGW UA POU P400 CENTRALE HAKAHAU	01/07/2012	9	489 155	12 718	501 873	100%	501 873	150 562
COFFRETS COMPTAGES UA POU CENTRALE UA POU	01/09/2013	7	2 082 573	81 220	2 163 793	100%	2 163 793	865 517
RENOV.TGBT PRISMA UA POU CENTRALE G3 & G4	01/05/2015	6	5 615 070	364 980	5 980 050	0%	-	-
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	6	1 553 694	100 990	1 654 684	100%	1 654 684	992 810
ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	1 029 832	-	1 029 832	28%	288 353	28 835
ENS DESHUILAGE SEREP UA P OU CENTRALE HAKAHAU	01/01/2013	8	3 710 281	144 701	3 854 982	100%	3 854 982	1 541 993
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	7	2 105 784	109 501	2 215 285	100%	2 215 285	1 107 642
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	10	2 528 869	-	2 528 869	28%	708 083	70 808
F&P SYST SECURITE UA POU INCENDIE CENTRALE HAKAHAU	10/09/2012	8	6 800 123	176 803	6 976 926	43%	2 973 058	891 917
RENF SYSTEME DETECTION ET EXTINCTION GAZ UA POU	30/04/2016	5	1 739 411	135 674	1 875 085	0%	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	01/03/2017	7	6 573 270	598 168	7 171 438	0%	-	-
MEC SECURITE INCENDIE CEN TRALE UA POU	01/02/2018	3	1 646 561	-	1 646 561	100%	1 646 561	1 481 905
<b>PRODUCTION UA POU</b>			<b>33 302 895</b>	<b>2 569 797</b>	<b>34 933 711</b>		<b>13 341 006</b>	<b>6 115 911</b>
TRANSFO KENA O1011 UA POU FEEDER DEPART 1 HAKAHAU	01/07/2013	25	359 410	14 017	373 427	0%	-	-
RENFORC POSTE O1032 VAIKA KA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	206 018	2 678	208 696	50%	104 348	20 870
RENFORC TRANSFO O1032 VAIKAKA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	498 133	6 476	504 609	50%	252 304	50 461
RENFORC POSTE O1031 VIVII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	1 194 549	15 529	1 210 078	50%	605 039	121 008
RENFORC TRANSFO O1031 VIVII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	25	498 133	6 476	504 609	50%	252 304	50 461
RENFORC POSTE H16 51O1012 HUNANUI HOHOI UA POU	01/01/2011	25	2 286 863	29 729	2 316 592	50%	1 158 296	231 659
TRANSFO H61 O1012 UA POU HUNANUI HOHOI HAKAHAU	01/01/2011	25	456 262	5 931	462 193	50%	231 097	46 219
POSTE DP UA POU 2010 CP	01/07/2010	25	177 682	-	177 682	0%	-	-
REEMPL IACM PAR IAM UA POU 0316A HAKAHETAU	13/01/2011	15	842 316	10 950	853 266	41%	349 839	69 968
RESEAU 2010 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	25	11 655 878	-	11 655 878	0%	-	-
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU VALLEE HAAKUTI	01/01/2011	25	416 480	5 414	421 894	100%	421 894	84 379
EXT14A1 QT TAMRII UA POU VALLEE HAKAHA	26/01/2011	25	271 870	3 534	275 404	100%	275 404	55 081
RESEAU CP UA POU 2011	01/07/2011	25	3 061 396	39 798	3 101 194	0%	-	-
RESEAU 2011 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTA QT TAMRII TUKOOVE HAKAHAU UA POU	01/01/2012	25	1 496 400	38 906	1 535 306	100%	1 535 306	460 592
EXT 14A1 QT SCALLAMERA HAKAHAU UA POU	01/01/2012	25	540 240	14 046	554 286	100%	554 286	166 286
RESEAU CP UA POU 2012	01/07/2012	25	25 812 032	671 113	26 483 145	0%	-	-
RESEAU CP UA POU 2013 CP 2013	01/07/2013	25	43 213 856	1 685 340	44 899 196	0%	-	-
RESEAU 2013 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2013	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 QT AKA UA POU NATAAEFITUIETE HAAKUTI	03/09/2013	25	121 615	4 743	126 358	100%	126 358	50 543
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P OU A HAKAMOUI	10/10/2013	25	248 645	9 697	258 342	100%	258 342	103 337

Compostants	Date de mise en service	Durée d'amortissement	Valeur Brute concessionnaire	TVA à reverser (13%)	Vo majorée de la TVA à reverser	Tx améliorant	Montant de la part améliorante	Montant prévisionnel indemnité fin de concession
14A/09/2011/UAP/JK/PG QUART BRUNEAU HAKAHAU UAP	01/01/2014	25	520 386	27 060	547 446	100%	547 446	273 723
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J H QT TEIKITU HAKAHAU UAP	03/06/2014	25	168 251	8 749	177 000	100%	177 000	88 500
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU FINANCEMENT	01/07/2014	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP UA POU 2015 CP 2015	01/07/2015	25	22 149 121	1 439 693	23 588 814	0%	-	-
RESEAUX 2015 CONCED UAP FINANCEMENT UA POU	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU TEVAEA A HAKAHAU	01/01/2011	35	1 246 897	16 210	1 263 107	100%	1 263 107	252 621
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	20	968 750	-	968 750	28%	268 008	26 801
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	20	523 416	6 804	530 220	34%	178 692	35 738
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011 FINANCEMENT	01/07/2011	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES UA POU CP 2012	01/07/2012	20	661 941	17 210	679 151	18%	119 301	35 790
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012 FINANCEMENT UA POU	01/07/2012	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2013	01/07/2013	20	763 159	29 763	792 922	34%	271 388	108 555
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013 FINANCEMENT UA POU	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2014	01/07/2014	20	625 982	32 551	658 533	24%	158 237	79 118
COMPTAGE TIERS UA POU2014 FINANCEMENT UA POU	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2015	01/07/2015	20	2 773 542	180 280	2 953 822	6%	190 705	114 423
COMPTAGE TIERS UAP 2015 FINANCEMENT UA POU	01/07/2015	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP UA POU 2016 CP 2016	01/07/2016	25	268 111	20 913	289 024	0%	-	-
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU FINANCEMENT UA POU	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2016	01/07/2016	20	2 854 162	222 625	3 076 787	3%	92 304	64 613
COMPTAGE TIERS UAP 2016 FINANCEMENT UA POU	01/07/2016	20	-	-	-	-	-	-
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA POU À HAKAHAU	01/08/2017	15	15 383 961	1 399 940	16 783 901	0%	-	-
RESEAUX CP UA POU 2017 CP 2017	30/06/2017	25	10 892 442	991 212	11 883 654	0%	-	-
RSX AERIEN TIERS UAP 2017 FINANCEMENTS UA POU	01/07/2017	25	-	-	-	-	-	-
14A1 202/2017/UAP/JK/PG EXT EP UA POU	01/09/2017	25	1 336 291	121 602	1 457 893	100%	1 457 893	1 166 315
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017 FINANCEMENT UA POU	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2017	01/07/2017	20	1 880 225	171 100	2 051 325	7%	150 014	120 011
RENV RESEAU HTA HAKAHAU UA POU	01/05/2018	25	17 306 456	-	17 306 456	0%	-	-
RESEAUX CP UA POU 2018 CP 2018	01/07/2018	25	13 980 049	-	13 980 049	0%	-	-
BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2018	01/07/2018	20	1 387 451	-	1 387 451	25%	346 054	311 449
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018 FINANCEMENT UA POU	01/07/2018	20	-	-	-	100%	-	-
<b>DISTRIBUTION UA POU</b>			<b>189 048 371</b>	<b>7 250 093</b>	<b>196 298 464</b>		<b>11 344 968</b>	<b>4 188 521</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION UA POU</b>			<b>222 351 266</b>	<b>9 819 890</b>	<b>231 232 175</b>		<b>24 685 974</b>	<b>10 304 432</b>

## 5.8 - Plan de Renouvellement

### Production :

#### Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>reste à faire au 31/12/2017</b>	56 723 035	
Réalisé	- 1 735 685	(1)
Ecart de coût sur réalisé	-	
Réajusté	1 735 685	(1)
<b>reste à faire au 31/12/2018</b>	56 723 035	

(1) : dont rattrapage sur TVA à reverser 2011-2017 de 1 735 685 xpf

#### Plan de renouvellement au 31/12/2018

<b>reste à faire au 31/12/2018</b>	2019	2020	TOTAL
G1	6 587 774		6 587 774
G3	14 805 760		14 805 760
G4	15 027 845		15 027 845
S/T Groupes	36 421 379	-	36 421 379
Filières groupes	20 301 656		20 301 656
Bâtiment			-
<b>TOTAL</b>	56 723 035	-	56 723 035

#### Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL UA POU PRODUCTION</b>	<b>53 419 642</b>	<b>3 870 783</b>	<b>- 2 769 652</b>	<b>54 520 773</b>	<b>56 723 035</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>63 509 924</b>
ajustement du besoin 2017 :	(213 619)
ajustement du besoin 2018 :	1 735 685
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>53 419 642</b>
<b>reste à doter</b>	<b>11 612 348</b>
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	3 870 783

## Distribution :

### Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

<b>Reste à faire au 31/12/2017</b>	<b>109 831 072</b>
Réalisé	(39 235 978)
Réajusté	
<b>Reste à faire au 31/12/2018</b>	<b>70 595 094</b>

### Plan de renouvellement au 31/12/2018

	2019	2020	<b>TOTAL</b>
<b>TOTAL</b>	46 500 000	24 095 094	<b>70 595 094</b>

### Situation de l'actif/passif de renouvellement

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2018	- Reprise de lissage 2018	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL UA POU DISTRIBUTION</b>	<b>117 282 553</b>	<b>6 855 882</b>	<b>-22 418 368</b>	<b>101 720 067</b>	<b>70 595 094</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2018 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>137 850 199</b>
ajustement du besoin 2017 :	-
ajustement du besoin 2018 :	-
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>117 282 553</b>
<b>reste à doter</b>	<b>20 567 646</b>
nb années restantes	3
dotation de l'exercice :	6 855 882

## 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<sup>er</sup> décembre 2014 au 31 décembre 2020 (et couvre la période allant jusqu'au 31/12/2020)

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

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

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

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

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

#### c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

#### d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

#### e) Baux

Bailleur	Objet du bail
AIR TAHITI	AGENCE UA POU

#### 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<sup>er</sup> janvier 2014 – 31 décembre 2020.