



**CONCESSION  
DE DISTRIBUTION PUBLIQUE  
D'ENERGIE ELECTRIQUE  
DE HUAHINE**

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2019**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b> .....	<b>3</b>
<b>1 - PRESENTATION</b> .....	<b>6</b>
1.1 - Le système électrique polynésien.....	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession .....	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel.....	12
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b> .....	<b>14</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b> .....	<b>15</b>
2.1 - Mode de détermination.....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019 .....	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie .....	17
2.4 - Autres produits d'exploitation .....	17
2.5 - Statistiques de ventes.....	18
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Huahine .....	20
2.7 - Gestion des impayés.....	21
2.8 - Dépenses de la Commune .....	21
2.9 - Services offerts à la clientèle .....	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	25
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b> .....	<b>26</b>
➤ <b>Bilan technique</b> .....	<b>27</b>
3.1 - L'équilibre offre-demande .....	27
3.2 - Qualité - Sécurité - Environnement .....	31
3.3 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	32
3.4 - Raccordement solaire .....	33
3.5 - Unités d'œuvre 2019 de la concession .....	33
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b> .....	<b>35</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée .....	36
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique .....	43
4.3 - Comptes de la concession.....	47
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	53
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b> .....	<b>57</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier .....	58
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	59
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	67
5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année .....	68
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	68
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	72
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	73
5.8 - Plan de Renouvellement .....	77
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b> .....	<b>79</b>

## **0 - FAITS MARQUANTS**

### **Communs à toutes les concessions d'EDT :**

#### **A) Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens**

**15 octobre 2018** : Présentation au Pays 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

Ce développement est complété par le projet hydro-électrique de la cote 95, de MARAMA NUI dans la vallée de la Papenoo.

**L'année 2019 et le début 2020** se sont illustrés par de nombreux échanges avec la Polynésie visant à obtenir l'autorisation de lancer ces projets, ce qui n'a pu être obtenu à ce jour.

Les avancées se limitent à des aspects techniques permettant de lancer des études approfondies sur un scénario de renouvellement des moyens de production de Tahiti qui s'articulera comme suit :

- Mise en place de nouveaux moyens de production « ENR » :
  - Régulateur de production
  - Projet hydroélectrique de la cote 95
  - Mise en service d'une turbine fonctionnant au propane proche de la ville
- Modernisation et prolongation de l'actuelle centrale thermique de la Punaruu :
  - Renouvellement à l'identique des G1/G3P
  - Rétrofit poussé G2P
  - Modernisation des groupes G4 à G8 P et de leurs auxiliaires
  - Mise en place d'aéro réfrigérants sur G7/8 P

#### **B) 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.

Cette loi de Pays très sommaire dans sa rédaction était susceptible de poser des difficultés significatives de mise en œuvre aussi il était espéré que l'exercice 2019 permette à la Polynésie de préciser les modalités d'application de cette loi de sorte à la rendre applicable.

En septembre 2019, le ministère de la modernisation de l'administration nous adressait un document appelé « Méthodes comptables applicables aux charges calculées dans les concessions de distribution d'électricité ».

Le 14 février 2020, la Polynésie introduisait une requête devant le tribunal administratif visant à obtenir la classification en « provision sans objet », des provisions pour renouvellement relatives au réseau de distribution de Tahiti Nord lequel réseau s'était vu attribuer une indemnité de fin de concession dans le cadre de l'avenant 17 du 28 décembre 2015.

### **C) Péréquation inter îles :**

En l'absence d'avancée de Polynésie française sur la mise en place d'un mécanisme de péréquation tarifaire ouvert à tous aucune des concessions arrivant à échéance en 2020 n'est en capacité de mener à son terme une procédure de mise en concurrence.

Par ailleurs, et en l'absence de cette péréquation qui est une condition suspensive, la formule de rémunération du concessionnaire n'est toujours pas applicable.

### **D) Formule tarifaire, prix de vente de l'électricité et rémunération du concessionnaire :**

Profitant de ce que la formule tarifaire n'était pas applicable, la Polynésie a instauré un gel des tarifs de l'électricité depuis 2016 et ce malgré la forte augmentation des cours des produits pétroliers depuis cette date.

Ce n'est qu'en fin d'exercice 2018, alors que le préjudice du concessionnaire se creuse à raison de 200 M CFP supplémentaires chaque mois qu'un accord se dessine,

Cet accord matérialisé par l'avenant numéro 18 du 11 février 2019, acte pour l'avenir d'une hausse des tarifs de l'électricité au 15 février et pour le passé d'une créance d'énergie du concessionnaire.

En raison de la remise en cause par le ministre, dès septembre 2019 des modalités de calcul de l'avenant 18, cette créance qui s'élève à 2.270 MF a dû être provisionnée.

Ce n'est qu'avec la signature de l'avenant 18b reconnaissant définitivement le montant de la créance du concessionnaire au titre de son préjudice et fixant les modalités de son règlement que la provision s'y rapportant a pu être reprise par résultat.

### **Sécurité :**

Nous enregistrons sur l'année 2019 écoulée :

- 0 accidents de travail avec arrêt (hors trajet)
  - o Taux de fréquence = 0
  - o Taux de gravité = 0
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 3 accidents de trajet, dont 2 avec arrêt (26 jours d'interruption du travail).

## Principaux indicateurs

		HUAHINE		
		2019	2018	
<b>CLIENTS</b>	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>2 099</b>	<b>2 078</b>	
	BT	2 086 99,38%	2 065 99,37%	
	MT	13 0,62%	13 0,63%	
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>kVA</b>	<b>9 469</b>	<b>9 329</b>
	BT	8 777 92,69%	8 637 92,58%	
	MT	692 7,31%	692 7,42%	
	<b>Puissance maximale appelée</b>	<b>MW</b>	<b>1,67</b>	<b>1,54</b>
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>		<b>8 256 144</b>	<b>7 960 768</b>
	BT	5 635 233 68,26%	5 409 128 67,95%	
	MT	2 620 911 31,74%	2 551 640 32,05%	
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>XPF</b>	<b>276 523 767</b>	<b>251 586 531</b>
	BT : Total	194 931 749 70,49%	177 970 360 70,74%	
	BT : par client	93 448	86 184	
	BT : par kVA de puissance souscrite	22 210	20 606	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	36 162 699 18,55%	33 654 568 18,91%	
	BT : part variable en XPF et % du CA total	158 769 050 81,45%	144 315 793 81,09%	
	MT : Total	81 592 018 29,51%	73 616 171 29,26%	
	MT : par client	6 276 309	5 662 782	
	MT : par kVA de puissance souscrite	117 908	106 382	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	13 743 212 16,84%	12 730 032 17,29%	
MT : part variable en XPF et % du CA total	67 848 806 83,16%	60 886 139 82,71%		
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>		<b>33,49</b>	<b>31,60</b>	
BT	34,59	32,90		
MT	31,13	28,85		
<b>TECHNIQUES</b>	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,91</b>	<b>0,90</b>	
	<b>Energie achetée</b>			
	Energie solaire kWh	94 488 1,05%	106 106 1,20%	
	Energie hydroélectrique kWh	0 0%	0 0,00%	
	Energie thermique kWh	8 933 083 98,95%	8 703 967 98,80%	
	Energie totale achetée	9 027 571	8 810 073	
	<b>Temps moyen de coupure</b>			
	global	3h41	6h22	
origine production	0h00	0h48		
origine transport	-	-		
origine distribution	3h41	5h34		
<b>FINANCIERS</b>	<b>Patrimoine</b>			
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>Km</b>	<b>172</b>	<b>165</b>
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>k XPF</b>	<b>1 944 273</b>	<b>1 835 565</b>
	<b>Valeur nette économique</b>	<b>k XPF</b>	<b>399 850</b>	<b>384 265</b>
	<b>Travaux réalisés</b>			
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>k XPF</b>	<b>104 338</b>	<b>65 789</b>
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>k XPF</b>	<b>10 885</b>	<b>47 791</b>
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>k XPF</b>	<b>76 261</b>	<b>109 959</b>
	<b>Coût du service pour les usagers (RA)</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	195 174	190 662
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>k XPF</b>	<b>19 451</b>	<b>16 143</b>
<b>Ecart RA - CA de l'année (+) =&gt; à récupérer dans les tarifs N+1</b>	<b>k XPF</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</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**

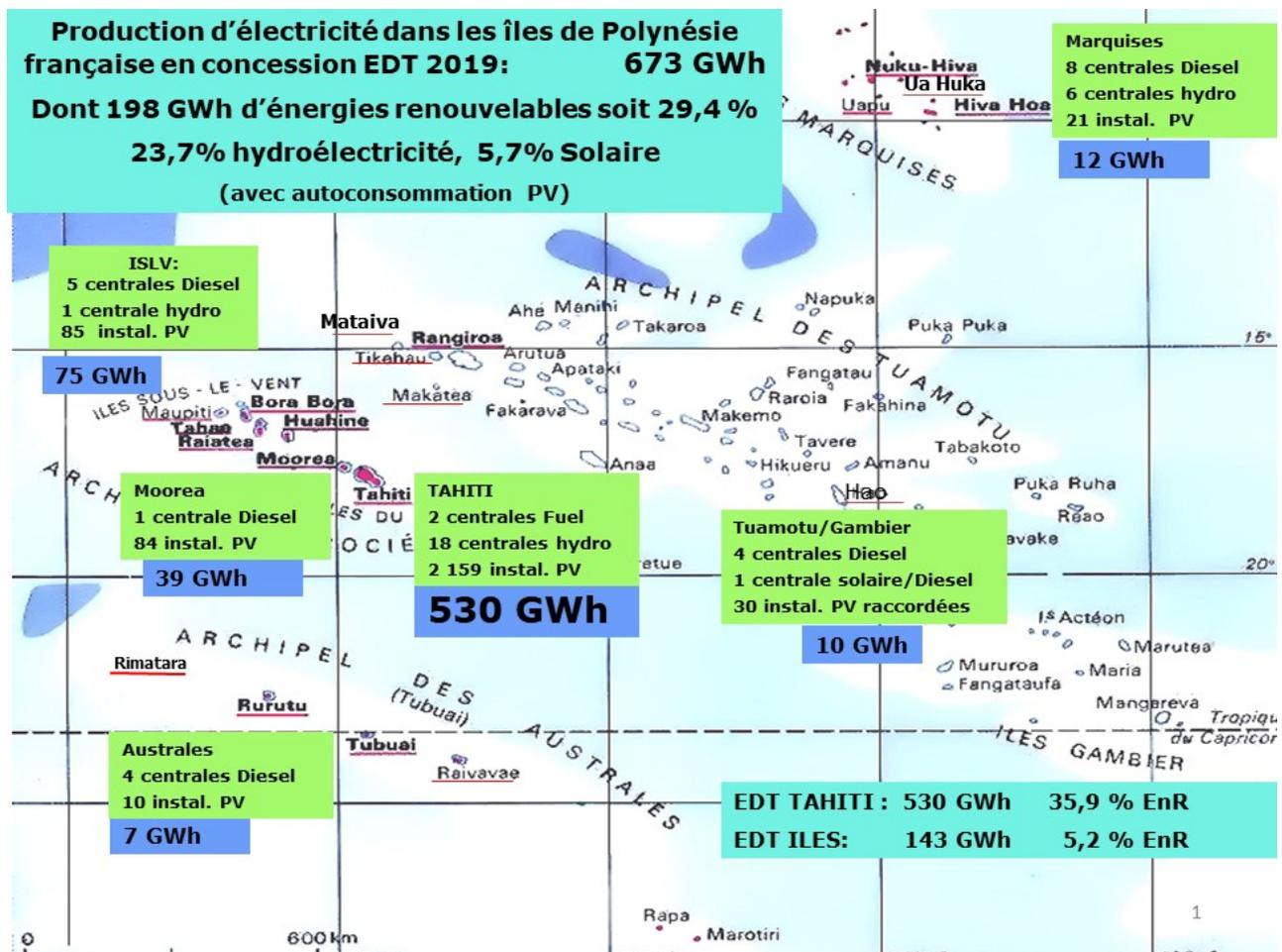
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

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

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

## 1.1 - Le système électrique polynésien

### 1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



\* Production net d'électricité (en GWh)

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).

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 d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux

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

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 Huahine est de 8 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 6 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 terminés, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

#### PRODUCTION

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

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

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

L'agent commercial gère l'agence commerciale de Huahine 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 ;
- 4 véhicules d'intervention 4x4 avec VHF sécurisé ;
- 1 véhicule d'intervention 100% électrique ;
- 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 Huahine 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 Huahine a été confiée par la commune de Huahine à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 18 novembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, laquelle était à l'époque fixée au 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 Huahine 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 de Huahine a lui-même été modifié par 2 fois depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 17 décembre 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système de simple assistance à la maîtrise d'ouvrage).
- L'avenant n°2, en date du 18 juillet 2017, met à la charge du concessionnaire la réalisation de travaux d'investissements non prévus initialement au contrat (enfouissement de réseau), en contrepartie de la mise en place d'une Indemnité de Fin de Contrat au profit du concessionnaire, à hauteur de la valeur non amortie des ouvrages correspondants.

Dans l'attente du système de péréquation du Pays et afin de donner le temps à la commune d'organiser une consultation pour une nouvelle DSP ou de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, une trame d'un projet d'avenant de prolongation pour une année supplémentaire lui a été proposée en octobre, comme aux 8 autres concessions des îles arrivant à échéance en septembre 2020.

Cette possibilité de prolongation du contrat de concession pour une durée maximale d'un an « pour des motifs d'intérêt général » est prévue à l'article LP15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public des communes, de leurs groupements et de leurs établissements publics.

Le projet d'avenant type adressé aux communes, comprend les éléments suivants :

1. Report d'un an du terme normal du contrat.
2. validation du plan de renouvellement couvrant la période 2018-2020, afin de se mettre en conformité par rapport aux dispositions de la loi du Pays n°2018-34 du 30 octobre 2018 relative aux provisions pour renouvellement des immobilisations dans les délégations de service public.
3. plafonnement des dépenses pendant la période de prolongation, limitées aux travaux nécessaires à la remise en état des ouvrages.
4. définition de critères pour l'état des ouvrages en fin de concession.
5. réalisation d'un inventaire contradictoire.
6. possibilité de rachat des stocks et des biens de reprise par la Commune.
7. Rappel du mode de calcul de l'Indemnité de Fin de Concession (IFC), et validation du montant de l'IFC à fin 2018.
8. Fixation de certaines modalités de fin de contrat (contrats d'abonnement, créances et dettes, avances sur consommation), assurant un transfert simplifié du service public en fin de contrat.

Enfin, par un courrier daté du 27 novembre 2019, EDT a soumis à la commune un projet de nouvel avenant, validant le coût à terminaison des travaux d'investissement prévus à l'avenant 2.

### **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 2019
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

## ➤ Aspects commerciaux

### 2.1 - Mode de détermination

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

Les tarifs applicables ont été revalorisés au 15 février 2019, conformément à l'arrêté n° 173 CM du 4 février 2019 portant approbation de l'avenant n° 18 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à ladite convention.

La précédente actualisation avait eu lieu en Mars 2016.

### 2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	19,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	39,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	24,50	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	42,00
BT Eclairage public	P4		33,00	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,75	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25,00	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28,00	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37,00	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres us	360	400
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>	<b>MENSUELLE</b>
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245	1355

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

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
	<b>P=39,0</b>	<b>P=42,0</b>
<b>Tarif Petits consommateurs</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Tarif Usages Domestiques</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Autres Tarif Basse Tension</b>	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Moyenne Tension</b>	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

## 2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 15/02/2019	kWh vendus postérieur 15/02/2019	Total kWh vendus	Montant antérieur 15/02/2019	Montant postérieur 15/02/2019	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2019 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche*	P0	2 418 219		2 418 219	45 946 161		45 946 161	49 498	13 032 367	4 188
BT Usage social 2ème tranche*	P1	259 317		259 317	10 113 363		10 113 363			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	140 257	881 904	1 022 161	3 436 394	22 929 504	26 365 898	32 159	14 108 815	2 638
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	89 909	389 034	478 943	3 506 451	16 339 428	19 845 879			
BT Eclairage public	P4	10 659	72 060	82 719	351 747	2 558 213	2 909 960	977	385 945	81
BT Usage professionnel	P5	181 528	1 192 346	1 373 874	6 489 655	47 098 134	53 587 789	21 830	8 635 572	1 870
MT Tarif jour	P6	197 516	1 429 306	1 626 822	4 937 900	39 305 952	44 243 852	8 316	13 743 212	692
MT Tarif nuit	P7	126 591	867 498	994 089	2 785 002	20 819 952	23 604 954			
<b>Total</b>		<b>3 423 896</b>	<b>4 032 141</b>	<b>8 256 144</b>	<b>37 888 011</b>	<b>148 051 169</b>	<b>226 617 856</b>	<b>112 779</b>	<b>49 905 911</b>	<b>9 469</b>

Ventes totales

**276 523 767**

Prix moyen

**33,49**

\*En l'absence de revalorisation tarifaire des Petits Consommateurs en 2019, les données de consommation pour ce Tarif sont consolidées pour l'ensemble de la période.

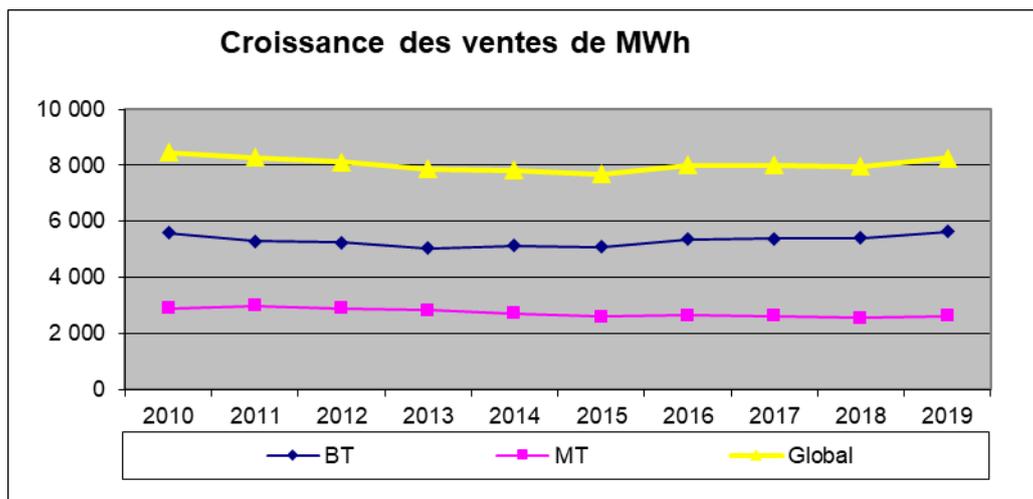
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat.

## 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 :	598 374 XPF
- Frais de relance :	1 599 282 XPF
- Total	<u>2 197 656 XPF</u>

## 2.5 - Statistiques de ventes



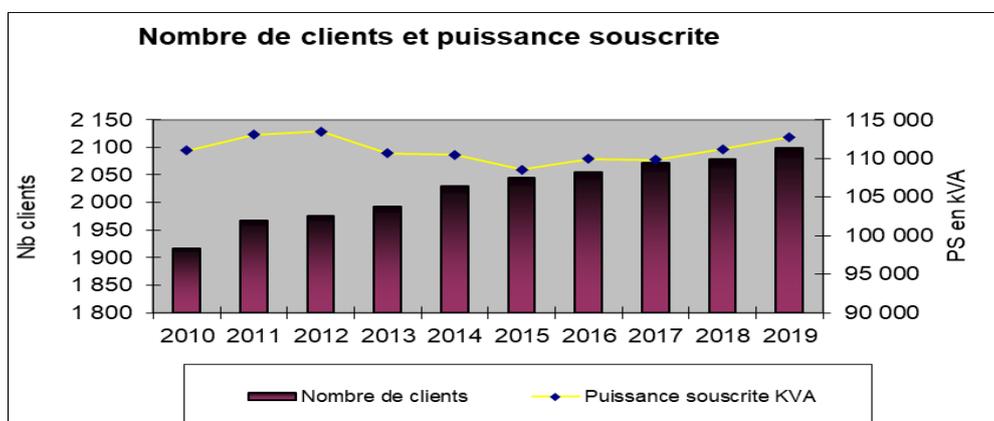
Après une année de léger recul en 2018 (-0,5%), les ventes d'électricité pour la concession de Huahine sont en hausse de 3,7% (+295 MWh) avec un volume global d'environ **8,3 GWh**. Les ventes en basse tension, qui représentent 68% des ventes, augmentent de 4,2% (+226 MWh) tandis que les ventes en moyenne tension augmentent de 2,7% (+69 MWh).

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 4%, avec 4,2 GWh vendus sur 2019, soit 74% du volume total vendu en tarifs basse tension. La migration continue des clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs » se poursuit, entraînant une croissance du nombre de clients de 2,9% et une hausse des ventes de 213 MWh dans le segment des « petits consommateurs ».

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui ne représentent plus que 1,5% des ventes en basse tension avec environ 83 MWh vendus sur 2019, sont en baisse de 7% (-6 MWh) par rapport à l'année dernière.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent environ 24% des ventes basse tension, sont en hausse de 5,8 % (+75 MWh).

Après deux années consécutives de baisse, les ventes en moyenne tension enregistrent une hausse de 2,7% (+69 MWh) en lien avec la croissance de consommation des hôtels de l'île, qui bénéficient d'une fréquentation touristique et hôtelière favorable.



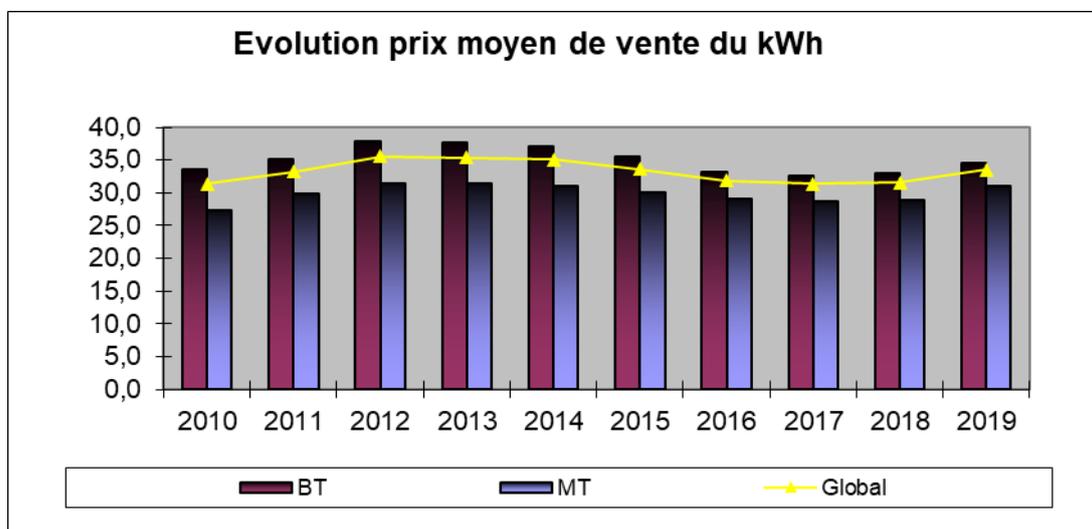
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :  
 Contrats souscrits aux tarifs basse tension  
 Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension

	variation / 2018	(nombre de contrats)
2 086	+1,0%	(+ 21 contrats)
13	-	
2 099	+1,0%	(+ 21 contrats)

Les principales évolutions concernent :

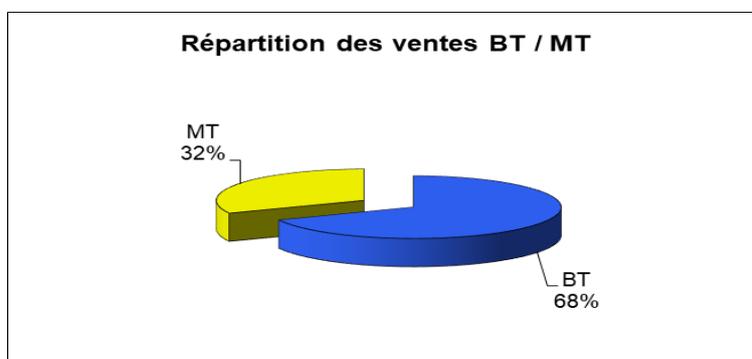
- La hausse du nombre de contrats de 2,9% est liée à l'augmentation du nombre de clients en tarifs « petits consommateurs » (40 contrats supplémentaires) qui représentent désormais près de 76% des abonnés domestiques à fin 2019.
- Parallèlement, le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques a baissé de 5,9%, avec 28 contrats en moins par rapport à 2018. Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques passent ainsi de 25% à 24% du nombre d'abonnés domestiques.
- L'évolution nette du nombre de contrats professionnels est une augmentation de 4,7% (+9 contrats).
- Le nombre d'abonnés dans les autres tarifs reste relativement stable.

La puissance souscrite facturée s'élève à 112 779 kVA, soit une hausse de 1,4% par rapport à 2018 en raison de la hausse enregistrée en basse tension.



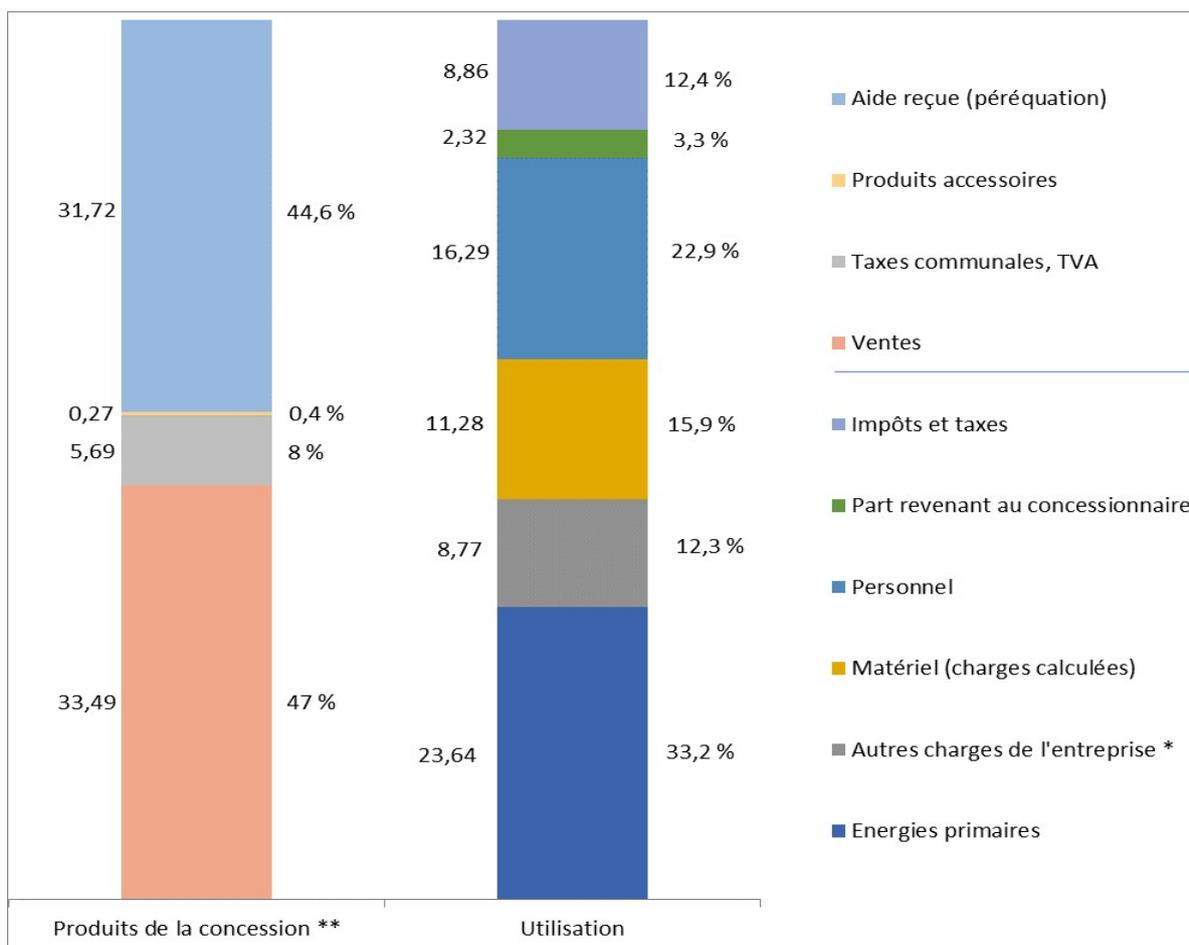
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2018
Tarifs basse tension	34,6 Fcp	+5,1%
Tarifs moyenne tension	31,1 Fcp	+7,9%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,5 Fcp	+6,0%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de 6% en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable, avec 68% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 32% en tarifs moyenne tension.

## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Huahine 2019 (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 39,18 F/KWh (55%) 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.

## 2.7 - Gestion des impayés

A fin 2019, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Huahine, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/19, était de 60,7 Millions Fcp, ce qui représente 19% du chiffre d'affaires 2019, soit un délai de créances clients restant stable à 69 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Huahine, en moyenne 322 clients (301 clients en 2018, soit une augmentation de 21 clients) sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 15% 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 Huahine, en moyenne le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 12 clients (7 clients en 2018, soit une augmentation de 71%) par mois, soit 0,6% du nombre total de contrats.

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 2019, 99 083 Fcp (101 746 Fcp en 2018) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Huahine, soit moins de 0,4% du chiffre d'affaires réalisés sur 2019

## 2.8 - Dépenses de la Commune

<b>Concession</b>	<b>22 - HUAHINE</b>			
<b>Tarifs</b>	<b>Nombre contrats</b>	<b>Consommation 2019 en kWh</b>	<b>Montant TTC facturé*</b>	<b>Prix moyen TTC*</b>
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	31	81 855	3 410 399	41,66
07 - USAGE PROFESSIONNEL	35	268 592	12 629 447	47,02
55 - TOUS USAGES MT	3	425 882	13 416 794	31,50
<b>Total général</b>	<b>69</b>	<b>776 329</b>	<b>29 456 640</b>	<b>37,94</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 augmente de 4,3% en 2019 et s'établit à 29,5 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 69 compteurs. En termes de consommation, les volumes se réduisent de 3,5% (-28 MWh).

La consommation en tarif éclairage public poursuit sa diminution (-9,3% en volume), notamment en raison du remplacement de SHP en LED. Les dépenses en éclairage public s'établissent à 3,4 Millions Fcp TTC.

## **2.9 - Services offerts à la clientèle**

### **Mesures de la satisfaction clients**

Pour 2019, EDT affiche un taux global de satisfaction de 72% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 1).

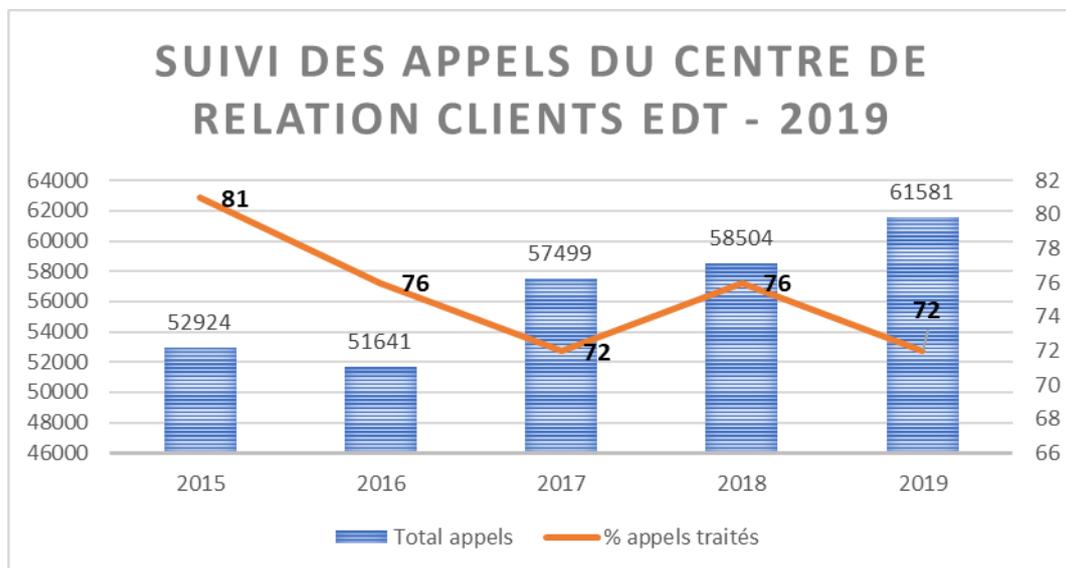


Figure 1

### **Évolution de la plateforme de gestion clientèle**

La gestion de la clientèle repose sur une stratégie multicanale offrant aux clients de nombreuses options pour gérer contrats, factures et autres demandes :

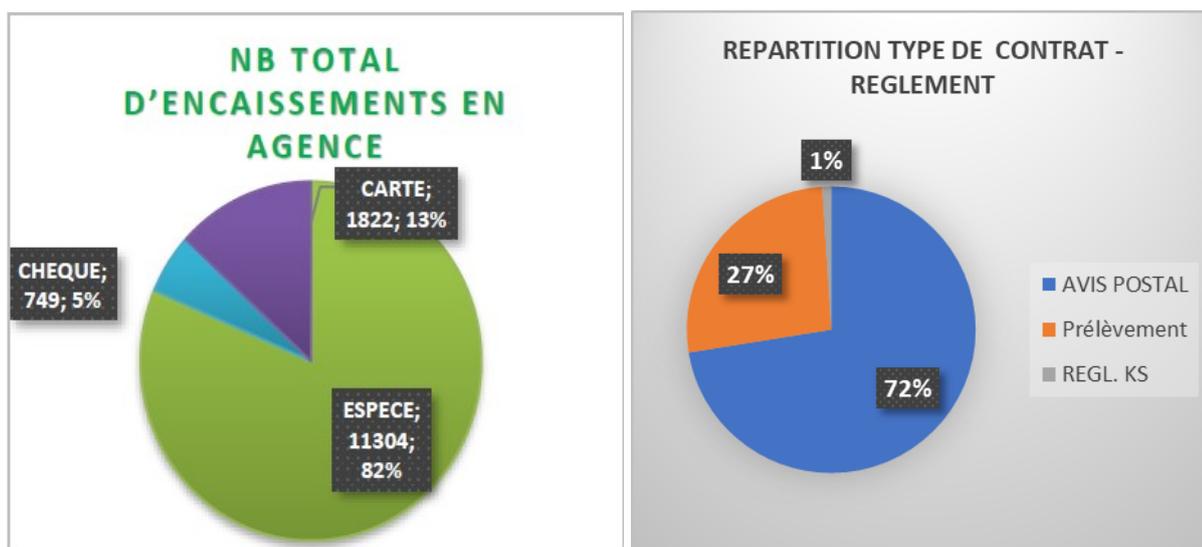
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

Depuis 2018, EDT a amorcé un projet interne d'évolution de la plateforme avec pour objectif de simplifier l'expérience client multicanale.

Le déploiement de la plateforme a débuté en 2019 avec comme première étape la réplique des comptes clients dans l'outil sans impact sur les opérations et la qualité de service.

A compter de 2020, les prochaines étapes permettront d'améliorer la gestion, la qualité de l'information, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

## Modes de Règlements



## Gestion des sinistres

Sinistre	
Nombre Dossiers	4
Nombre dossiers Black-Out	0
Délai moyen de traitement date sinistre et date d'analyse (jours)	30
Délai moyen de traitement date analyse et date validation DC (jours)	1

Figure 2

## L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients avec 92% de clients satisfaits de ce service.

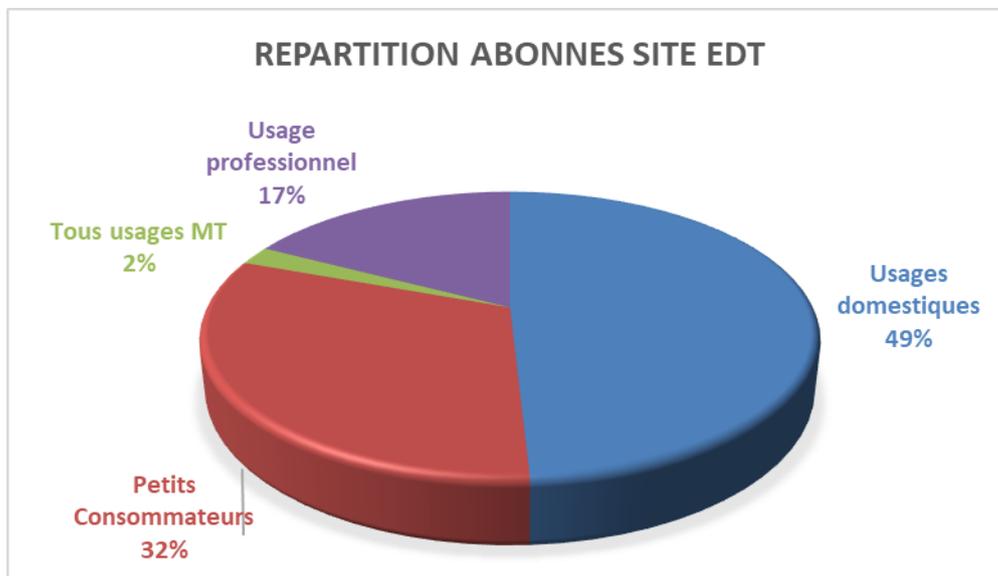
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

Service SMS	22
Annulation Coupure Travaux	175
Auto-Relève	150
Avis de coupure pour Travaux	175
Avis passage releveur	178
Confirmation Coupure Travaux	175
Montant Facture mensuelle	180
Relance	179
<b>Total général</b>	<b>1212</b>

## Un nouveau site client edt.pf

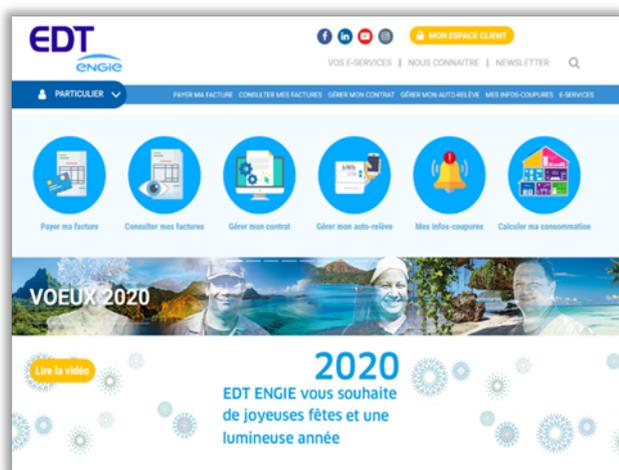
Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients* connectés
Huahine	285	14%

\*clients en tarifs à usage domestique et professionnel



Une moyenne de 24% des clients domestiques sont connectés avec une forte concentration sur Tahiti, on note toutefois un réel intérêt des clients des îles pour cette agence digitale qui leur permet de gérer à distance leur contrat d'électricité.

On observe tout au long de 2019 une augmentation du nombre d'utilisateurs, +26% par rapport à l'année précédente. Le service le plus utilisé est le paiement en ligne dont l'utilisation a progressé de 38% d'une année sur l'autre.



**Juillet 2019** Lancement du nouveau site client edt.pf regroupant les 2 anciens sites agence.edt.pf et edt.pf. Bâti sur une priorité de mobile first, ce nouveau site a gardé les fonctionnalités les plus utilisées : Paiement facture, auto-relève, calculateur de consommation avec des améliorations notables :

### Paiement facture

- Règlement de plusieurs factures en même temps sur plusieurs clients
- Dépôt d'un montant créditeur

### Auto-relève

- Modification de son auto-relève

- Historique de ses relèves

**Nouvelles fonctionnalités** : l'information pour coupures pour travaux géolocalisée, l'information pour le passage des relevés géolocalisée, gestion de plusieurs comptes avec un seul accès, la production en temps réel, une rubrique actualités riche d'informations.

## Campagne digitale pédagogique



Les thématiques autour des métiers de l'électricité sont importantes pour la bonne compréhension des enjeux du secteur.

L'année 2019 a été l'occasion d'utiliser la vidéo dans la stratégie de communication sur un point de contact indispensable en Polynésie : les réseaux sociaux.

Deux thématiques ont été abordées :

- Les tarifs de l'électricité abordés sous un angle pédagogique : composition, évolution, comparatif avec la France
- La transition énergétique : Enjeux et réalités en Polynésie française

## 2.10 - 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.

Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandé par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation.

Par exemple, pour le calculateur de consommation, l'utilisateur n'a plus qu'à saisir le nombre d'appareils et sa durée d'utilisation. Cet outil lui permet de mesurer la consommation de son équipement afin d'en modifier son usage en vue de faire des économies d'énergie.



## Campagne sur la Maîtrise de la Demande en Energie



ligne sur une moyenne mensuelle de 16 000.

Une grande campagne a été lancée sur les canaux digitaux et sur les ondes radio en vue de promouvoir les économies d'énergie en se basant sur des conseils simples et rapides à mettre en œuvre dans les gestes de la vie quotidienne.

Dans cet objectif de maîtrise de la consommation, le service d'auto-relève a été mis en avant afin de responsabiliser les clients sur leur consommation en leur donnant les moyens de la suivre, on a noté une progression de 6% des auto-relèves effectuées en

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

#### Bilan technique

- 3.1 L'équilibre offre-demande
- 3.2 Qualité – Sécurité - Environnement
- 3.3 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.4 Raccordement solaire
- 3.5 Unités d'œuvre 2019 de la concession

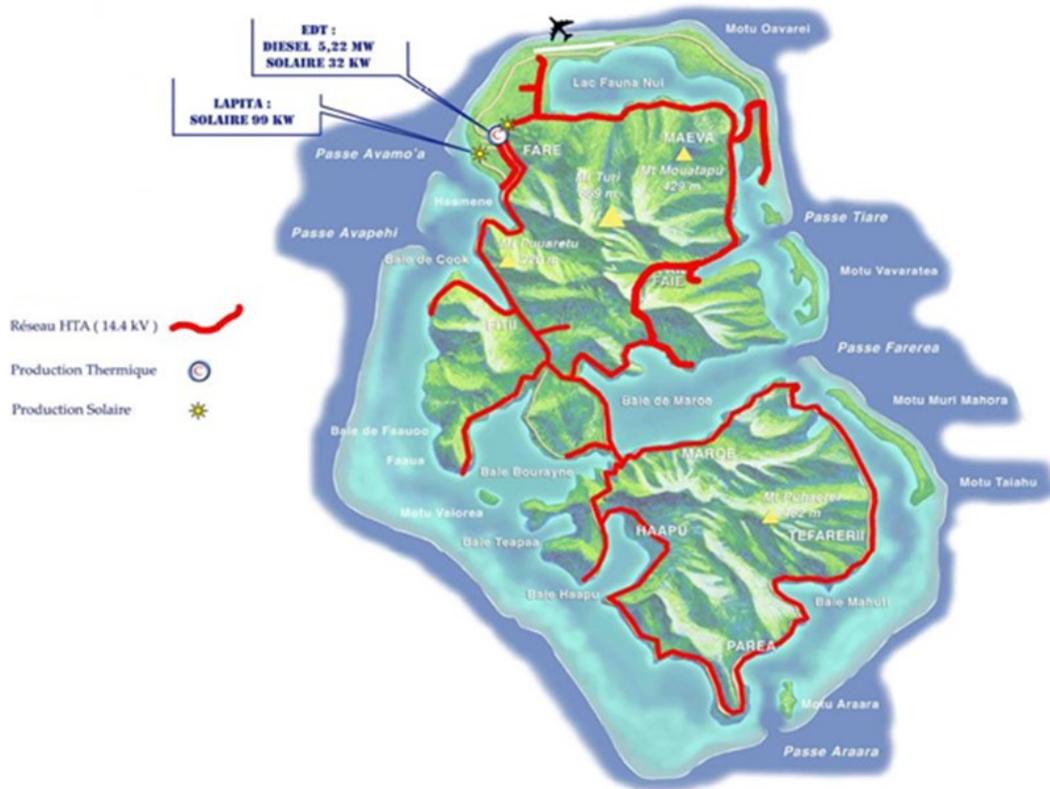
## ➤ *Bilan technique*

### **3.1 - L'équilibre offre-demande**

#### *Schéma du système électrique de Huahine*

Le réseau de distribution de Huahine, alimenté depuis l'unique centrale de production thermique de l'île, est constitué de 3 départs HTA 20 kV totalisant à fin 2019 une longueur de 77,8 km, majoritairement aérien (75,3% de lignes aériennes). Le réseau basse tension totalisait 94,3 km, dont 77% en aérien. La fréquence du réseau électrique de Huahine est de 60 Hz.

A fin 2019, 2 099 clients étaient raccordés au réseau de distribution publique d'énergie électrique, dont 13 clients HT.



#### *Effectif de l'exploitation de Huahine*

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation est resté inchangé, soit 7 agents en 2019. Nous avons eu le départ de 2 agents à la retraite et avons embauché 2 autres agents dont un originaire de Huahine.

## ***Demande en énergie électrique***

### **Evolution de la demande en énergie électrique**

Les ventes d'énergie en 2019 s'élevaient à 8,256 GWh. Ci-dessous l'évolution de l'énergie livrée au réseau de distribution sur la période 2014-2019.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ventes d'énergie en GWh	7,830	7,686	8,002	8,004	7,965	8,256
Croissance	-0,51%	-1,84%	+4,11%	+0,02%	-0,5%	+3,65

La consommation d'énergie sur l'île de Huahine se maintient depuis 2016 autour de 8 GWh. La répartition de la consommation d'énergie par catégories de clients (BT ou MT) reste également stable.

En 2019, la consommation d'électricité était répartie de la façon suivante :

- Clients basse tension : 68 %
- Clients moyenne tension : 32 %

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution a été de 1 670 kW, atteinte en novembre 2019.

Ci-dessous l'évolution de la puissance de pointe appelée sur la période 2014-2019.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Puissance de pointe en kW	1540	1500	1583	1545	1540	1670
Croissance	-5,5%	-2,6%	+5,5%	-2,4%	-0,3%	+8,44%

La puissance de pointe enregistrée à fin 2019 est supérieure à celle de 2018. Cette hausse peut s'expliquer par une reprise de la croissance économique sur l'île.

HUAHINE 2019	ENERGIE BRUTE Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Maxi (kW)
Janvier	794 363	776 111	0	219 232	276	1 385
Février	725 909	708 175	400	198 799	274	1 354
Mars	804 955	788 834	3 390	220 014	273	1 470
Avril	799 072	783 245	3 293	216 318	271	1 560
Mai	801 559	785 472	3 067	217 650	272	1 487
Juin	730 523	717 572	2 632	199 414	273	1 396
Juillet	718 065	705 568	2 492	200 706	280	1 450
Août	741 020	728 497	2 956	204 355	276	1 426
Septembre	710 758	697 099	3 485	195 656	275	1 411
Octobre	753 054	741 073	4 274	208 349	277	1 660
Novembre	766 128	752 502	4 028	210 420	275	1 670
Décembre	761 764	748 935	2 699	209 906	276	1 343
<b>TOTAL</b>	<b>9 107 170</b>	<b>8 933 083</b>	<b>32 716</b>	<b>2 500 818</b>	<b>275</b>	<b>1 670</b>

### **Pertes et rendement du réseau de distribution**

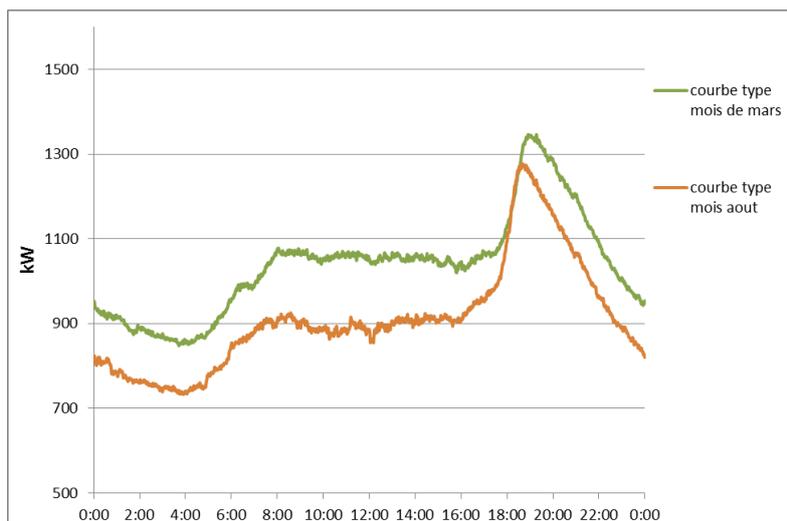
En 2019, la part des auxiliaires de la centrale représentait 1,91 % de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Fare (0,174 GWh). Le rendement global du système électrique (Energie vendue) / (Energie Produite et achetée) est de 89.7% pour l'année 2019.

## Courbes de charge journalières

Une courbe typique de charge journalière de Huahine est représentée sur le graphe ci-dessous, pour un jour ensoleillé.

Elle est caractérisée par un plateau s'établissant à partir de 8h00 et qui se prolonge jusqu'à 16h00. A partir de 16 heures la charge augmente rapidement et atteint son pic (pointe du soir) vers 19h00, pour ensuite décroître et atteindre le creux de puissance aux alentours de 4h00.

Il n'y a pas de différence significative entre la forme de la courbe de charge d'un jour de semaine et celle d'un jour de week-end. Par contre, le profil de charge journalière sera légèrement différent selon la saison, été austral ou hiver austral, avec une demande d'énergie un peu plus prononcée pendant la saison chaude et humide.



## Moyens de production

### Moyens thermiques

Une seule centrale de production thermique dessert l'île en électricité. Elle est située dans la commune de Fare à proximité du village et de l'aéroport et est autorisée par l'arrêté d'autorisation d'exploiter n°7123 du 29/09/2009.

Le parc était constitué en 2019 de 4 groupes de production à base de moteurs rapides :

- trois groupes Cummins de type QSK60, d'une puissance unitaire de 1 800 kW
- un groupe FG Wilson de type P625 mis en service en 2005, d'une puissance de 455 kW servant principalement de black start.

La centrale totalise une puissance installée de 5,855 MW pour une puissance utile de 4,547 MW (détarage de 20% de la puissance des groupes en fonctionnement continu).

A fin 2019, la puissance garantie PG2 (Puissance utile – les deux plus grosses unités de production de l'île) était de 1 667 kW pour une puissance de pointe de 1 670 kW. En 2019, la centrale thermique de Fare a produit 9.107 GWh.

Evolution de la production :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Production thermique (GWh)	8,615	8,571	8,827	8,859	8,853	9,107
Production EnR (GWh)	0,107	0,105	0,111	0,110	0,106	0,94
Production totale (GWh)	8,722	8,676	8,938	8,969	8,959	9,201

La mise en place des groupes QSK60 en 2009 puis en 2015 a permis de réduire de manière significative la consommation spécifique en combustibles de la centrale au fil des dernières années.

En 2019, 2,50 millions de litres de gazole ont été consommés. La consommation spécifique des groupes de la centrale était de 275 ml/kWh en légère diminution de 0,7% par rapport à 2018.

8 786 litres d'huile ont été consommés en 2019, en diminution de 7.7% par rapport aux 9 518 litres consommés en 2018.

Evolution de la consommation spécifique :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consommation spécifique en ml/kWh	275	276	276	275	277	275
Croissance	+2,2%	+0,4%	0%	-0,4%	+0,7%	-0,7%

## Energies renouvelables (EnR)

A fin 2019, on recensait 25 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance globale de 260 kWc et une production cumulée injectée sur le réseau de 0,094 GWh. Les deux installations les plus importantes étant celle de l'hôtel Lapita de 99 kWc mise en service en 2012, et celle d'ELECTRA à la centrale d'EDT de 31 kWc mise en service en 2011.

Avec 260 kWc d'EnR intermittentes en service et raccordées au réseau, la limite de 30% concernant les énergies intermittentes garante de la stabilité du système électrique de l'île, n'est pas encore atteinte, et aucune déconnexion de producteurs PV n'a été effectuée en 2019. Toutefois, avec près de 160 kWc de projets prévus d'être raccordés au réseau en 2019, nous approcherons du seuil de 30% de la puissance minimale de jour, et des déconnexions pourraient avoir lieu en 2020.

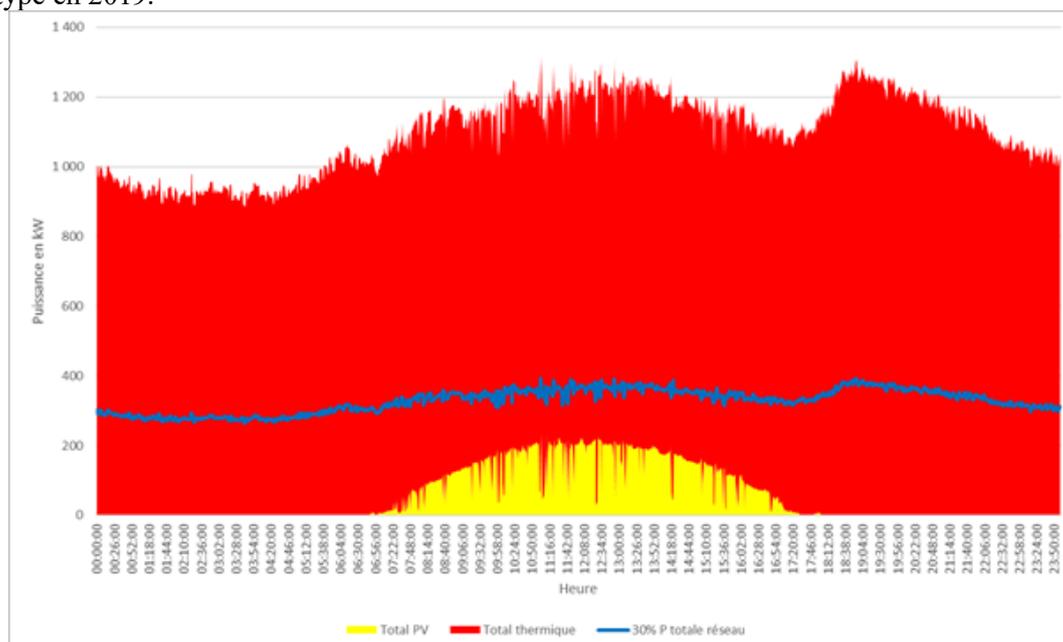
## Equilibre du système électrique

### Bilan 2019

Le mix énergétique de l'île de Huahine est peu diversifié, l'essentiel de la production d'énergie provenant des groupes diesel de la centrale thermique. La part EnR PV solaire réinjectée sur le réseau représente moins de 2% de la production totale d'énergie électrique de l'île en 2019.

### Equilibre journalier

Les graphiques ci-dessous reproduisent l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée type en 2019.



## ***Développement et renouvellement du parc de production thermique***

Le parc de groupes électrogènes fixes de production à fin 2019 est décrit dans le tableau ci-après :

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2019	HDM au 1er Janvier 2020	Nbre heure de fonctionnement
G1 HUAHINE	FG WILSON	625	455	227	27/09/2005	9 416	9 422	6
G2 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	15/04/2015	11 997	14 258	2 261
G3 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	01/12/2009	22 936	25 872	2 936
G4 HUAHINE	CUMMINS QSK60	2281	1800	1440	01/12/2009	30 593	34 204	3 611

Compte tenu des prévisions de consommation d'énergie jusqu'à l'horizon 2020, il n'est pas prévu de nouvelle opération de renouvellement ou de renforcement du parc de production thermique sur la période 2019-2020.

## ***Réseau de distribution HTA***

Le réseau de distribution HTA/BTA est principalement aérien. Les principaux travaux sur le réseau de distribution en 2019 portaient sur la suite du renouvellement des supports bois HTA et BT de 2018 avec un programme de plus de 55 millions XPF prévu.

Le programme d'enfouissement des réseaux BT du centre-ville de Fare démarré en 2017, s'est achevé à la fin du premier trimestre 2019.

## **3.2 - Qualité - Sécurité - Environnement**

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

Un exercice incendie a été effectué en décembre 2019. Ce type d'exercice incendie 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**

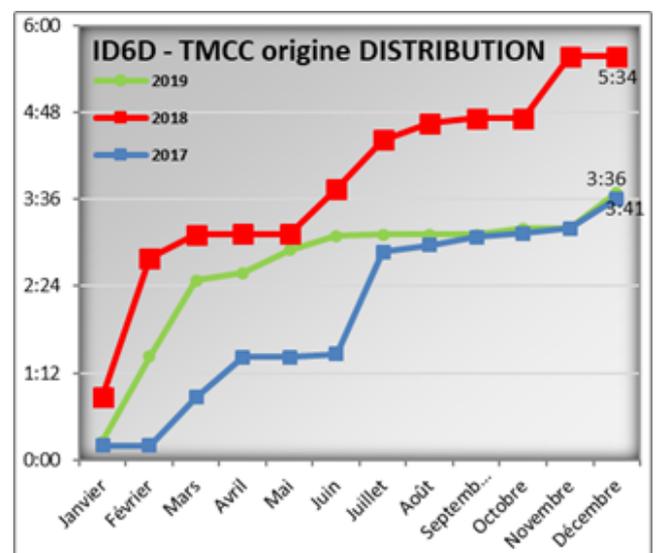
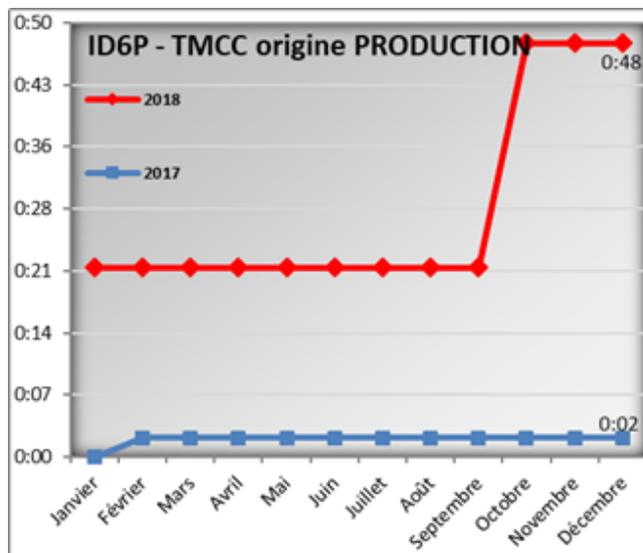
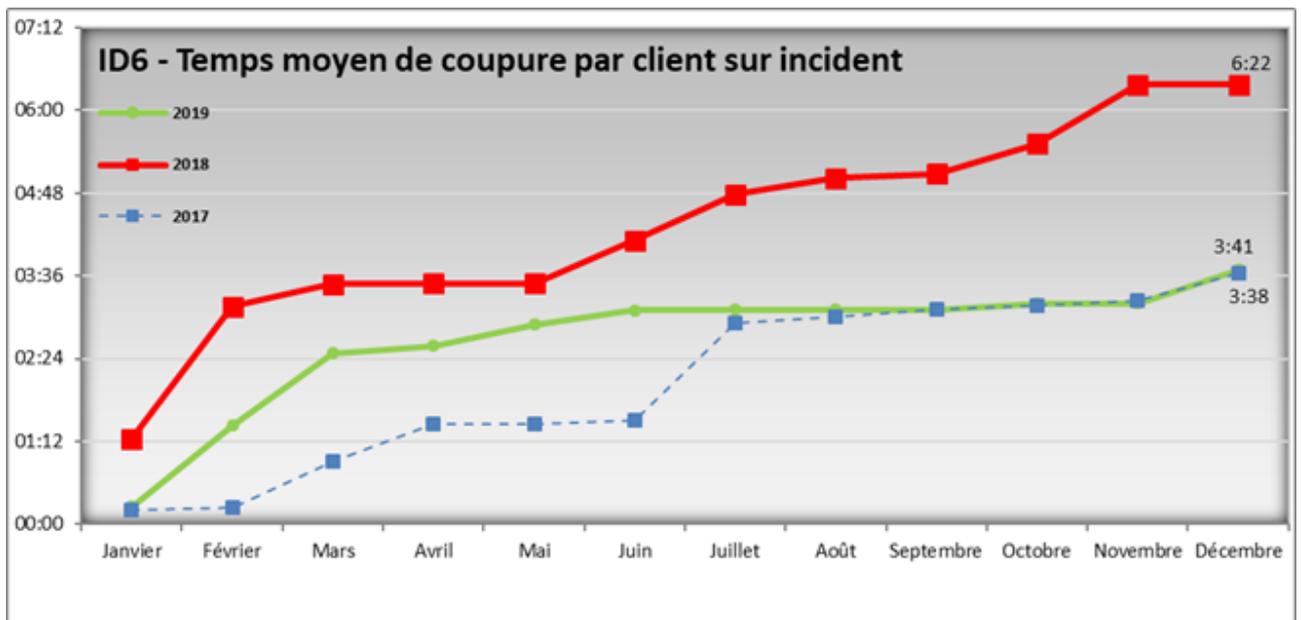
4 160 litres d'huile de vidange et aucun déchet solide souillé par le gazole ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2019.

### **Qualité de fourniture**

Le TMCC sur incident en 2019 est de 3h41.

L'origine des déclenchements est principalement dû :

- Production : 0 incidents
- Distribution : les fortes intempéries ainsi que la végétation avoisinant les réseaux électriques indépendamment de l'élagage (chute d'arbres, chute de branches, ...).



### 3.3 - Travaux significatifs - Faits marquants

#### Travaux Production

Le remplacement des dalles du planché technique s'est terminé en février 2019.



Incident sur le groupe G2 ou la défaillance d'une soupape nous a obligé à remplacer une culasse sur le moteur.

### Travaux Distribution

L'opérations de renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT se sont terminés au mois d'avril 2019

### Contrôle réglementaire

Un contrôle des installations électriques du tertiaire a été réalisé en octobre 2019 par INSPELEC, conformément à la réglementation. Les résultats d'inspection ont remonté une vingtaine de non-conformités sans gravité.

## **3.4 - Raccordement solaire**

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2019	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
25	260	2	6	2	-	-	-	23,64F/kWh

## **3.5 - Unités d'œuvre 2019 de la concession**

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>1 670</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>1 440</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>1 667</b>
Nb de kWh vendus	<b>8 256 144</b>
Quantité en litre de combustible	<b>2 500 818</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>8 933 083</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>94 488</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>155,98</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs Installés (DP et Privée)	<b>6 555</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>2 099</b>

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

### Achat d'énergie solaire en kWh 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>7 869</b>	<b>29 817</b>	-	<b>24 086</b>	<b>32 716</b>

## Répartition des longueurs de réseaux de Huahine

Concession		RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
N°	Nom	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
22	Huahine	58,6	19,2	-	77,8	75,3%	24,7%	72,6	21,7	94,3	77,0%	23,0%	131,2	40,9	172,1	76,2%	23,8%

## Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- l'élagage avec l'entreprise RAROMATAI Bucheron,
- le transport de matériel avec l'entreprise TEHEURA
- l'entretien des espaces verts par l'entreprise MATAIREA jardin décor
- l'entretien des locaux par l'entreprise HAUMANI Bianca
- l'entretien des climatiseurs avec l'entreprise BOIRON Jérémie
- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la moto pompe incendie et 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 2015 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 2015.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

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

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

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

- les imputations directes concernent 87 % du total des dépenses de la concession de Huahine. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 13 % 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.

HUAHINE	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	83%	4%	87%
Frais répartis sur la concession	6%	7%	13%
Total	89%	11%	100%

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

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

Tahaa		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	28 699	-1 074 727
Production thermique - frais de siège*		871 082	
Production thermique - fonction support*		3 955 597	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	71 266	-868 323
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	5 138 037	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	56 681	0
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		426	
Distribution d'électricité - frais de siège*		791 947	
Distribution d'électricité - fonction support*		3 309 453	
Gestion administrative achats solaires - Coût de fonctionnement - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	122 738	0
Fourniture d'électricité - frais de siège*		2 423	
Fourniture d'électricité - fonction support*		104	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	116 283	
Clientèle - frais de siège*		177 105	
Clientèle - fonction support*		862 878	
<b>Total</b>		<b>15 504 719</b>	<b>-1 943 050</b>

\* Coûts des frais de siège : les produits inclus dans les coûts des frais de siège sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, de reprise de provision pour risques, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

Coûts des fonctions support : les produits inclus dans les coûts des fonctions support sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, et de produit de cession d'éléments d'actif.

#### 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**

##### Adaptation des clefs de répartition :

###### Réorganisation de la direction commerciale

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction commerciale en Mars 2019. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. Seule la cellule « Gestion et Suivi Réclamations », en changeant de service de rattachement, a vu ses coûts répartis au prorata du nombre de clients Tahiti, plutôt qu'au nombre de contrats solaires, ce qui est bien plus représentatif de son activité.

##### Changement de présentation :

###### Total des produits et des charges de la concession :

Il était difficile de réconcilier le total des lignes de produits et de charges des processus avec les mêmes totaux du pavé "Total concession" du fait que les coûts de production thermique (et production hydraulique dans les marquises) apparaissaient à la fois dans le processus de production mais aussi dans le processus "Fourniture d'électricité".

Pour faciliter la réconciliation, ces postes sont clairement identifiés dans le compte de résultat par une (\*) et un commentaire a été ajouté à la fin du compte de résultat.

###### Bilan de la concession :

Pour tenir compte de l'arrivée à échéance de la concession, et en rappelant qu'actuellement les comptes sociaux de l'entreprise ne peuvent être tenus que conformément au plan comptable des entreprises concessionnaires de 1975, il est présenté la quote-part de ce bilan relative à la concession considéré ; l'objectif de cette présentation est de donner l'information relative aux immobilisations du domaine concédé et aux charges calculées s'y rapportant et notamment les provisions pour amortissement de caducité, provisions pour renouvellement utilisées ou pas.

##### Changement d'estimation :

###### Provisionnement créances client

A noter un changement au niveau du provisionnement des créances du secteur public au cours de l'exercice 2019, avec un provisionnement des créances à plus de 18 mois contre 12 mois les années précédentes ».

##### Contenu du rapport :

###### Paragraphe 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges :

Le paragraphe a été modifié pour indiquer maintenant l'ensemble des produits (essentiellement de la production stockée et des reprises de provisions) que l'on retrouve dans les rubriques qui ne sont pas explicitement des rubriques de produit (souvent les rubriques "- AUTRES").

#### **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.

Cette méthode a été validée dans la cadre de l'avenant 18b.

#### 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	22
	Mise à disposition personnel	310 577
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	4 796 818
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	1 193 028
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	434 414

##### Electra

Libellé	Description	22
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	1 308 640
Redevance solaire	Jusqu'en juin 2019, EDT facture à ELECTRA la redevance autoproducteur conformément au jopf. Suite à une décision de justice, EDT a cessé la facturation de cette redevance et a annulé par émission d'avoir les redevances facturées depuis 2016. Le solde négatif correspond aux avoirs des périodes 2016 à 2018.	73 780
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	155 000
Contrat de mandat	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	133 304

##### Autres parties liées

Libellé	Description	22
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	19 789 671
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	48 687 757

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

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En l'attente de la mise en application de la formule du Revenu Autorisé, 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 tels que prévus à l'avenant 17b.

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'avenant 18b

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé
- fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions

#### **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 65 % 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 35 % 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 1,641% (- 0,359 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,44 % (-0,359 % + 1 % + 0,799 % 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 bénéficiaires.

Suivi des reports déficitaires	Huahine			
	2016	2017	2018	2019
<b>Solde à l'ouverture</b>	9 402 141	0	0	0
IS déficitaire	0	0	0	0
Consommation IS déficitaire	-9 402 141	0	0	0
<b>Solde à la clôture</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</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.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

- 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 approprié). 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 »

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 Huahine

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Huahine en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Huahine
Frais de siège	1 356,4	1 146,3			34,3	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	3%
Exploitation des îles	349,3	349,2	33,1	-1,7	31,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	95,6
Clientèle îles	43,3	43,3	3,6	0,1	3,7	Nombre d'abonnés îles	26 789	2 199
Suivi et développement	97,9	94,2	0,9	0,2	1,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	1
Travaux réseau	129,8	129,8	1,2	0,0	1,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	1
Gestion administrative du solaire	28,3	26,3	0,3	0,0	0,3	Contrats solaires	2 221	25
Service Grand compte	37,8	33,9	0,9	0,0	0,8	Contrats grands comptes	5 214	132
Marketing & E-services	46,1	39,8	1,1	0,0	1,1	Nombre d'abonnés	78 561	2 099
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés	78 561	2 099
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	2 099
Magasins	51,2	48,9	0,7	0,0	0,7	Sorties de stock valorisées	993 983	14 773
<b>Total support externe</b>					<b>40,7</b>			
Support interne de l'île					20,8			
<b>Total Support</b>					<b>61,6</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	Huahine	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	1 944 272 739	1 835 565 434
- Production	826 292 119	799 666 135
- Distribution	1 117 980 620	1 035 899 299
Immobilisations privées	69 486 626	74 620 194
Immobilisations en-cours	10 096 832	46 157 120
- Production	1 837 540	20 741 140
- Distribution	4 471 267	25 411 030
- Privées	3 788 025	4 950
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>2 023 856 197</b>	<b>1 956 342 748</b>
Amortissements et provisions **	-1 610 059 146	-1 519 589 033
- Production	-688 332 452	-672 500 320
- Distribution	-856 090 140	-778 799 858
- Privés	-65 636 554	-68 288 855
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>413 797 051</b>	<b>436 753 715</b>
Stock	40 050 191	39 605 215
Créances clients	60 716 469	51 280 782
Autres créances	7 438 790	9 965 019
Provisions pour dépréciation	-6 938 839	-5 878 233
<b>Stock et créances nets</b>	<b>101 266 611</b>	<b>94 972 783</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>515 063 662</b>	<b>531 726 498</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2019	2018
<b>Production</b>		
Concessionnaire	773 745 162	747 119 178
Concessionnaire - Droit incorporel	51 734 480	51 734 480
<b>Total concessionnaire</b>	<b>825 479 642</b>	<b>798 853 658</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>	<b>812 477</b>	<b>812 477</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>826 292 119</b>	<b>799 666 135</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2019	2018
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-635 856 430	-620 036 121
Concessionnaire - Droit incorporel	-51 734 480	-51 734 480
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-687 590 910</b>	<b>-671 770 601</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-741 542</b>	<b>-729 719</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-688 332 452</b>	<b>-672 500 320</b>

#### Distribution

	2019	2018
Concessionnaire	769 119 858	687 261 440
Concessionnaire - Droit incorporel	147 947 685	147 947 685
<b>Total concessionnaire</b>	<b>917 067 543</b>	<b>835 209 125</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>200 913 077</b>	<b>200 690 174</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>1 117 980 620</b>	<b>1 035 899 299</b>

#### Distribution

	2019	2018
Concessionnaire	-571 504 623	-512 876 124
Concessionnaire - Droit incorporel	-136 796 793	-121 928 930
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-708 301 416</b>	<b>-634 805 054</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-147 788 724</b>	<b>-143 994 804</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-856 090 140</b>	<b>-778 799 858</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	Huahine	
	2019	2018
Résultat	19 451 128	16 142 635
<b>Capitaux propres</b>	<b>19 451 128</b>	<b>16 142 635</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	53 195 288	56 778 128
- Production	70 935	82 758
- Distribution	53 124 353	56 695 370
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>53 195 288</b>	<b>56 778 128</b>
Autres provisions	22 387 946	25 884 249
- PIDR	22 387 946	25 884 249
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>22 387 946</b>	<b>25 884 249</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>89 171 258</b>	<b>93 542 754</b>
Clients - avances sur consommation	11 176 584	10 815 108
Fournisseurs	75 187 015	63 605 780
Dettes fiscales et sociales	103 275 963	33 652 601
Passif de renouvellement	134 329 087	224 801 270
- Production	64 835 719	110 654 632
- Distribution	69 493 368	114 146 638
Autres dettes	177 184	0
Produits constatés d'avance	6 712 209	6 503 974
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>330 858 042</b>	<b>339 378 733</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>515 063 662</b>	<b>531 726 498</b>

**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

		Huahine 2018			Huahine 2019		
		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>	169 043 305		169 043 305	181 175 231		181 175 231
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	3 113,00		3 113	3 113,00		3 113
	- Forfait FP1	59 419		59 419	59 368		59 368
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	-123 228 262	611 416	-122 616 846	-109 577 863	-406 468	-109 984 331
	par UO : Puissance maximale majorée	-39 585		-39 389	-35 200		-35 331
	- <b>Maintenance</b>	-43 863 452		-43 863 452	-43 602 914		-43 602 914
	- AC	-2 862 942		-2 862 942	-3 164 687		-3 164 687
	- ACE	-5 110 534		-5 110 534	-4 885 774		-4 885 774
	- MO	-35 889 976		-35 889 976	-35 552 453		-35 552 453
	- AUTRES						
	- <b>Conduite et Fonctionnement</b>	-4 907 702		-4 907 702	-6 674 901		-6 674 901
	- AC				-1 379 126		-1 379 126
- ACE	-998 783		-998 783	-1 084 787		-1 084 787	
- MO	-570 037		-570 037	-12 593		-12 593	
- AUTRES	-3 338 882		-3 338 882	-4 198 395		-4 198 395	
- <b>Amortissement des actifs de concession</b>	-33 126 065		-33 126 065	-19 669 723		-19 669 723	
- Dotation amortissement biens au bilan	-70 884 592		-70 884 592	-65 488 636		-65 488 636	
- Dotation / reprise de lissage	37 758 527		37 758 527	45 818 913		45 818 913	
- <b>Quote part des activités support affectées</b>	-41 331 043	611 416	-40 719 627	-39 630 325	-406 468	-40 036 793	
- Fonctions supports	-24 226 641		-24 226 641	-24 434 818		-24 434 818	
- Frais de siège	-17 104 402	611 416	-16 492 986	-15 195 507	-406 468	-15 601 975	
<b>P2</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	23 763 198		23 763 198	25 376 136		25 376 136
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	8 708 063		8 708 063	8 703 967		8 703 967
	- Forfait FP2	2,986		2,986	2,974		2,974
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	-3 596 623	12 122	-3 584 501	-19 677 716	-16 387	-19 694 103
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-0,413		-0,412	-2,261		-2,263
	- <b>Maintenance</b>	-2 384 672		-2 384 672	-17 405 388		-17 405 388
	- AC	-649 327		-649 327	-3 499 771		-3 499 771
	- ACE	-304 839		-304 839	-11 056 754		-11 056 754
	- MO	-1 430 506		-1 430 506	-2 848 863		-2 848 863
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- <b>Traitement des effluents</b>						
	- <b>Quote part des activités support affectées</b>	-1 211 951	12 122	-1 199 829	-2 272 328	-16 387	-2 288 715
- Fonctions supports	-872 839		-872 839	-1 659 722		-1 659 722	
- Frais de siège	-339 112	12 122	-326 990	-612 606	-16 387	-628 993	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	170 767 323		170 767 323	187 975 551		187 975 551
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	19,61		19,61	21,60		21,60
	- <b>Consommations</b>	-186 857 810		-186 857 810	-191 749 431		-191 749 431
	- Fioul						
- Gasoil	-182 922 941		-182 922 941	-188 921 521		-188 921 521	
- Huile	-3 934 869		-3 934 869	-2 827 910		-2 827 910	
- Urée							
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	155 000		155 000	155 000		155 000
	- Coûts directs						
	- <b>Quote part des activités support affectées</b>				476		476
	- Fonctions supports				476		476
	- Frais de siège						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>						
	- Coûts sur revente energie						
<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	18 872 936		18 872 936	8 379 657		8 379 657	
- Coûts directs	-16 685 455		-16 685 455	-7 898 484		-7 898 484	
- <b>Quote part des activités support affectées</b>	-2 187 481		-2 187 481	-475 716		-475 716	
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	382 601 761		382 601 761	403 061 575		403 061 575	
<b>MARGE AVANT IS</b>	50 046 130	623 538	50 669 668	73 682 841	-422 855	73 259 986	
- I.S.	-29 797 330	-371 253	-30 168 583	-37 089 626	212 852	-36 876 774	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	20 248 800	252 285	20 501 085	36 593 215	-210 003	36 383 212	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	17 211 480	214 443	17 425 922	31 104 233	-178 503	30 925 730	
En % des produits	4%		5%	-8%		-8%	

		Huahine 2018			Huahine 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>101 732 070</b>		<b>101 732 070</b>	<b>109 420 118</b>		<b>109 420 118</b>
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	155		155	156		156
	- Forfait FD2	715 994		715 994	715 580		715 580
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-110 241 038</b>	<b>534 878</b>	<b>-109 706 160</b>	<b>-138 315 577</b>	<b>-377 952</b>	<b>-138 693 529</b>
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-709 069		-705 628	-886 746		-889 169
	<b>- Maintenance</b>	<b>-39 067 767</b>		<b>-39 067 767</b>	<b>-38 058 150</b>		<b>-38 058 150</b>
	- AC	-7 485 710		-7 485 710	-4 650 246		-4 650 246
	- ACE	-10 886 422		-10 886 422	-11 228 212		-11 228 212
	- MO	-20 695 635		-20 695 635	-22 179 692		-22 179 692
	- AUTRES						
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-893 133</b>		<b>-893 133</b>	<b>2 972 863</b>		<b>2 972 863</b>
	- AC	-219 067		-219 067	-131 788		-131 788
	- ACE	-226 738		-226 738	-806 646		-806 646
- MO	-46 181		-46 181	-52 195		-52 195	
- AUTRES	-401 147		-401 147	3 963 492		3 963 492	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-40 296 327</b>		<b>-40 296 327</b>	<b>-73 496 362</b>		<b>-73 496 362</b>	
- Reprise lissée caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-60 135 353		-60 135 353	-118 149 632		-118 149 632	
- Dotation / reprise de lissage	19 839 026		19 839 026	44 653 270		44 653 270	
- Reprise provision pour risque							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-29 983 811</b>	<b>534 878</b>	<b>-29 448 933</b>	<b>-29 733 928</b>	<b>-377 952</b>	<b>-30 111 880</b>	
- Fonctions supports	-15 020 567		-15 020 567	-15 604 491		-15 604 491	
- Frais de siège	-14 963 244	534 878	-14 428 366	-14 129 437	-377 952	-14 507 389	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>3 159 340</b>		<b>3 159 340</b>	<b>3 383 900</b>		<b>3 383 900</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>4 832 759</b>		<b>4 832 759</b>	<b>5 056 374</b>		<b>5 056 374</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-2 870 944</b>		<b>-2 870 944</b>	<b>-4 483 479</b>		<b>-4 483 479</b>
	- AC	-989 244		-989 244	-1 589 238		-1 589 238
	- ACE	-883 695		-883 695	-322 541		-322 541
	- MO	-1 436 555		-1 436 555	-2 628 381		-2 628 381
	- AUTRES	438 550		438 550	56 681		56 681
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-1 366 181</b>	<b>5 359</b>	<b>-1 360 822</b>	<b>-3 068 695</b>	<b>-6 672</b>	<b>-3 075 367</b>
	- Fonctions supports	-1 216 263		-1 216 263	-2 819 267		-2 819 267
	- Frais de siège	-149 918	5 359	-144 559	-249 428	-6 672	-256 100
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>66 304 604</b>		<b>66 304 604</b>	<b>52 344 407</b>		<b>52 344 407</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-63 065 452</b>		<b>-63 065 452</b>	<b>-50 191 041</b>		<b>-50 191 041</b>
	- Dotation amortissement biens au bilan	-35 458 551		-35 458 551	-4 306 375		-4 306 375
- Dotation / reprise de lissage	-21 703 933		-21 703 933	-41 644 198		-41 644 198	
- MO	-5 902 968		-5 902 968	-4 240 468		-4 240 468	
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-5 627 343</b>		<b>-5 627 343</b>	<b>-3 321 879</b>		<b>-3 321 879</b>	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>176 028 773</b>		<b>176 028 773</b>	<b>170 204 799</b>		<b>170 204 799</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-7 142 185</b>	<b>540 237</b>	<b>-6 601 948</b>	<b>-29 175 872</b>	<b>-384 624</b>	<b>-29 560 496</b>	
- I.S.	4 252 438	-321 656	3 930 782	14 686 217	193 608	14 879 824	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>-2 889 748</b>	<b>218 581</b>	<b>-2 671 166</b>	<b>-14 489 655</b>	<b>-191 016</b>	<b>-14 680 671</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>-2 456 285</b>	<b>185 794</b>	<b>-2 270 491</b>	<b>-12 316 207</b>	<b>-162 364</b>	<b>-12 478 571</b>	
En % des produits	-1%		-1%	7%		7%	

		Huahine 2018			Huahine 2019		
		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>	367 050 031		367 050 031	397 884 343		397 884 343
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	363 573 825		363 573 825	394 526 918		394 526 918
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	3 476 206		3 476 206	3 357 425		3 357 425
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	<b>COÛTS D'ACHAT</b>	-367 377 575		-367 377 575	-397 951 748		-397 951 748
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-363 573 825		-363 573 825	-394 526 918		-394 526 918
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-3 803 750		-3 803 750	-3 424 830		-3 424 830	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	-486 137	2 187	-483 950	-342 824	-445 244	-788 068	
- Produits de la Redevance solaire	156 768		156 768				
- Coûts de Fonctionnement	-168 795		-168 795	-6 862	-444 176	-451 038	
- AC							
- ACE	-129 600		-129 600	-129 600		-129 600	
- MO							
- AUTRES	-39 195		-39 195	122 738	-444 176	-321 438	
- Quote part des activités support affectées	-474 110	2 187	-471 923	-335 962	-1 068	-337 030	
- Fonctions supports	-412 929		-412 929	-296 041		-296 041	
- Frais de siège	-61 181	2 187	-58 994	-39 921	-1 068	-40 989	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	99 186		99 186	162 697		162 697
	- Coûts directs	-29 755		-29 755	-48 358		-48 358
	- MO	-29 755		-29 755	-29 881		-29 881
	- Quote part des activités support affectées	-61 661	178	-61 483	-30 656	-128	-30 784
- Fonctions supports	-56 690		-56 690	-25 886		-25 886	
- Frais de siège	-4 971	178	-4 793	-4 770	-128	-4 898	
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	27 002 426		27 002 426	29 042 967		29 042 967
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	2 072		2 072	2 078		2 078
	- Forfait FC	14 260,00		14 260	14 257,00		14 257
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	2 063 964		2 063 964	2 197 656		2 197 656
	- Frais de relance	1 493 298		1 493 298	1 599 282		1 599 282
	- Frais de perception de taxe	570 666		570 666	598 374		598 374
	<b>COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	-33 548 328	116 515	-33 431 813	-30 599 706	-77 506	-30 677 212
	par UO : Nombre d'abonnés	-16 191		-16 135	-14 726		-14 763
	- Affranchissements	-2 896 033		-2 896 033	-2 474 965		-2 474 965
	- Fonctionnement	-17 743 331		-17 743 331	-14 503 066		-14 503 066
- AC	-523 716		-523 716	-232 487		-232 487	
- ACE	-1 661 844		-1 661 844	-1 898 235		-1 898 235	
- MO	-12 484 464		-12 484 464	-11 420 052		-11 420 052	
- AUTRES	-3 073 307		-3 073 307	-952 292		-952 292	
- Quote part des activités support affectées	-12 908 964	116 515	-12 792 449	-13 621 675	-77 506	-13 699 181	
- Fonctions supports	-9 649 458		-9 649 458	-10 724 182		-10 724 182	
- Frais de siège	-3 259 506	116 515	-3 142 991	-2 897 493	-77 506	-2 974 999	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	700 120		700 120	1 060 408		1 060 408
	- Frais de coupure	700 120		700 120	1 060 408		1 060 408
	- Coûts directs	-71 365		-71 365	-3 348 492		-3 348 492
	- AC				-3 089		-3 089
	- ACE						
	- MO	-71 365		-71 365	-3 345 403		-3 345 403
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-55 435	178	-55 257	-2 516 163	-8 468	-2 524 631	
- Fonctions supports	-50 464		-50 464	-2 199 582		-2 199 582	
- Frais de siège	-4 971	178	-4 793	-316 581	-8 468	-325 049	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	397 072 495		397 072 495	430 348 071		430 348 071	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-4 714 528	119 057	-4 595 471	-4 489 877	-531 346	-5 021 222	
- I.S.	2 807 017	-70 886	2 736 131	2 260 063	267 463	2 527 526	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	-1 907 511	48 171	-1 859 340	-2 229 814	-263 883	-2 493 697	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	-1 621 384	40 945	-1 580 439	-1 895 342	-224 300	-2 119 642	
En % des produits	0%		0%	0%		0%	

		Huahine 2018			Huahine 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible 2017						
	<b>REVENU AUTORISE Rendement de production</b>				20 666		20 666
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
<b>REVENU AUTORISE Rendement de distribution</b>					497 399		497 399
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>MARGE AVANT IS</b>					518 065		518 065
- I.S.					-260 778		-260 778
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>					257 287		257 287
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>					218 694		218 694
En % des produits							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>REVENU AUTORISE</b>	-4 513 121		-4 513 121	1 504 749		1 504 749
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	2 783 609		2 783 609	-1 534 959		-1 534 959
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	2 154 759		2 154 759			
	<b>MARGE AVANT IS</b>	425 247		425 247	-30 210		-30 210
	- I.S.	-253 191		-253 191	15 207		15 207
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	172 056		172 056	-15 003		-15 003
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	146 248		146 248	-12 753		-12 753
	En % des produits						
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>	587 616 083		587 616 083	611 110 341		611 110 341
	<b>TOTAL DES CHARGES (*)</b>	-549 001 420	1 282 833	-547 718 587	-570 605 393	-1 338 825	-571 944 218
	<b>MARGE AVANT IS</b>	38 614 664	1 282 833	39 897 497	40 504 948	-1 338 825	39 166 123
	- I.S.	-22 991 066	-763 795	-23 754 861	-20 388 918	673 922	-19 714 995
	- IS report déficitaire 2018 / 2019						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	15 623 597	519 038	16 142 635	20 116 030	-664 902	19 451 128
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	13 280 058	441 182	13 721 240	17 098 626	-565 167	16 533 459
En % des produits		2,3%		2,3%		-2,8%	

(\*) : voir les postes de "Fourniture" à ne pas prendre en compte

(\*\*) de ces postes doivent être retirés les R.A. hydro des marquises et solaire Makatea (et les revente d'hydro à TSE si on ne regarde que les charges "Processus" sans les reventes d'énergie)

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- 1 MF lié à une provision pour risque de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège)

#### 4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2018 et 2019 des éléments récurrents :

##### Commentaires sur la variation des produits : + 23 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 augmente de + 47 MF

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 24 MF sont :

- **Production : - 10 MF**
  - - 10 MF au titre des travaux immobilisés
- **Distribution : - 14 MF**
  - - 14 MF sur les travaux immobilisés

##### Commentaires sur la variation des charges : + 22 MF

- **Production : - 3 MF**
  - - 14 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
    - - 14 MF au titre des charges calculées

- - 10 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
  - - 12 MF liés au renouvellement de la cellule HT réalisé en 2018
  - + 2 MF liés au remplacement SSI de la centrale
- + 16 MF au titre de la maintenance des moteurs dont :
  - + 10 MF au titre d'une révision type 12000h suite à une avarie sur le groupe 2 en 2019
  - + 5 MF au titre des petites révisions type 3000h sur les groupes 3 et 4
  - + 1 MF au titre des fonctions support et frais de siège
- + 5 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- **Distribution : + 16 MF**
  - + 28 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
    - + 33 MF au titre des charges calculées
    - - 4 MF au titre de la conduite et fonctionnement du réseau
    - - 1 MF au titre de la maintenance du réseau
  - + 3 MF au titre des travaux vendus
  - - 15 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
    - - 13 MF au titre du renouvellement et mise en conformité réseau HTA/BT réalisé en 2018
    - - 2 MF au titre des fonctions support
- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - + 5 MF sur les travaux vendus
  - - 3 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 6 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 2 MF

La marge récurrente a été impactée principalement par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 47 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 20 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 16 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 7 MF sur la marge réalisée des activités annexes
- Une baisse de 6 MF sur les autres produits
- Une hausse de 5 MF sur les matières consommées
- Une baisse de 5 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- Une baisse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement du service Clientèle

#### **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).*

$$\begin{array}{rclcl}
 \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\
 549.178.797 & = & 354.004.537 & + & 195.174.260
 \end{array}$$

#### 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 2018 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	3 113	3 113		59 419	59 368	-0,1%	184 971 347	184 812 584	-0,1%
Nb de kWh produits	8 708 063	8 703 967	0,0%	2,986	2,974	-0,4%	26 002 276	25 885 598	-0,4%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	155,473	155,981	0,3%	715 994	715 580	-0,1%	111 317 735	111 616 884	0,3%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	2 072	2 078	0,3%	14 260	14 257	0,0%	29 546 720	29 626 046	0,3%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>351 838 078</b>	<b>351 941 112</b>	<b>0,0%</b>
Résultat financier							-4 938 368	1 534 959	-131,1%
Partage des gains de rendement								528 466	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>346 899 711</b>	<b>354 004 536</b>	<b>2,0%</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.*

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	2 450 651	74,64	182 922 941	2 500 818	75,54	188 921 520
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	9 518	413,41	3 934 869	8 786	321,87	2 827 910
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	106 106	35,85	3 803 750	94 488	36,25	3 424 830
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>190 661 560</b>			<b>195 174 260</b>

## Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt du 01/2019	87,432	Arrêté 2880 CM du 28 décembre 2018
Acpt du 02/2019	69,321	Arrêté 103 CM du 23 janvier 2019
Acpt du 03/2019	70,557	Arrêté 213 CM du 13 février 2019
Acpt du 04/2019	75,585	Arrêté 442 CM du 27 mars 2019
Acpt du 05/2019	77,563	Arrêté 609 CM du 25 avril 2019
Acpt du 06/2019	77,563	Arrêté 758 CM du 24 mai 2019
Acpt du 07/2019	78,750	Arrêté 974 CM du 19 juin 2019
Acpt du 08/2019	78,181	Arrêté 1362 CM du 25 juillet 2019
Acpt du 09/2019	75,893	Arrêté 1835 CM du 28 août 2019
Acpt du 10/2019	74,287	Arrêté 2048 CM du 20 septembre 2019
Acpt du 11/2019	76,376	Arrêté 2343 CM du 24 octobre 2019
Acpt du 12/2019	75,008	Arrêté 2653 CM du 27 novembre 2019

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

- En l'absence du dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, la formule de Revenu Autorisé prévue à l'avenant 17 du 28 décembre 2015 ne sera applicable qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2020, sur la base des nouveaux forfaits arrêtés dans l'avenant 18b.
- En l'attente, 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).

		Huahine				
		2019	2018	2017	2016	2015
<b>CA facturé dans la concession</b>	A	<b>276 523 767</b>	<b>251 586 531</b>	<b>251 135 099</b>	<b>254 723 297</b>	<b>258 390 319</b>
Péréquation	B	261 846 475	239 684 875	244 121 523	259 706 066	265 785 078
<b>CA péréqué</b>	C=A+B	<b>538 370 242</b>	<b>491 271 406</b>	<b>495 256 622</b>	<b>514 429 363</b>	<b>524 175 397</b>
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	22 629 355	-14 608 886	n/a
<b>Revenu autorisé</b>		<b>549 178 797</b>	<b>537 561 271</b>	<b>517 885 977</b>	<b>499 820 477</b>	<b>524 175 397</b>
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-22 629 355	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	14 608 886	n/a	n/a
<b>Produits comptabilisés</b>		<b>538 370 242</b>	<b>491 271 406</b>	<b>509 865 508</b>	<b>499 820 477</b>	<b>524 175 397</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

<b>DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE</b>	Réalisé 2019	Réalisé 2018
<b>Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)</b>	<b>8 256 144</b>	<b>7 960 768</b>
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	89,7%	88,9%
<b><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></b>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	7 869	6 917
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	29 817	36 277
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	24 086	29 039
Achat Electra 40F/kWh	32 716	33 873
Total Production Photovoltaïque	94 488	106 106
Production hydro		
<b>Production Total EnR</b>	<b>94 488</b>	<b>106 106</b>
Production brute thermique à produire	9 107 170	8 853 337
Production Nette thermique à produire	8 933 083	8 703 967
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>9 201 658</b>	<b>8 959 443</b>
<b><u>Consommation spécifique L/KWh</u></b>		
Gasoil Centrale thermique	0,275	0,277
<b><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></b>		
Stock initial	83 266	76 200
Achat matière première	2 505 334	2 457 717
Stock final	87 781	83 266
<b>Consommation matière première</b>	<b>2 500 818</b>	<b>2 450 651</b>
<b><u>Consommation spécifique compte L/KWh</u></b>	0,275	0,277
<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	75,54 F	74,64 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix huile	321,87 F	413,41 F
<b><u>Stock Matières Premières en XPF</u></b>		
Stock initial	7 167 672	4 985 080
Achat matière première	188 219 640	185 105 532
Stock final	6 465 791	7 167 672
<b>Consommation matière première</b>	<b>188 921 520</b>	<b>182 922 941</b>
<b>Huile</b>	<b>2 827 910</b>	<b>3 934 869</b>
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>191 749 430</b>	<b>186 857 810</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en kWh</b>	<b>3 424 830</b>	<b>3 803 750</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>195 174 260</b>	<b>190 661 560</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

	2018	Acquisition	Cession	2019
<b>Production</b>	799 666 135	30 475 398 (1)	-3 849 414 (3)	826 292 119
<b>Distribution</b>	1 035 899 299	84 747 986 (2)	-2 666 665 (4)	1 117 980 620
<b>Total</b>	<b>1 835 565 434</b>	<b>115 223 384</b>	<b>-6 516 079</b>	<b>1 944 272 739</b>

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Filières
			Energie- Commande
R22700	NV TGBT CENTRALE HUAHINE	10 640 344	10 640 344
R22800	RENV CELLULES HTA HUAHINE CENTRALE	19 835 054	19 835 054
	<b>TOTAL PRODUCTION HUAHINE</b>	<b>30 475 398</b>	<b>30 475 398</b>

### (2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
72404A	ART 2 LC87264/CH/2017 HUAHINE DER SUPER	6 601 521		6 601 521	
	<b>TOTAL TRAVAUX AVENANT 2</b>	<b>6 601 521</b>	<b>-</b>	<b>6 601 521</b>	<b>-</b>
824780	RENV RSX HTA/BTA HUAHINE PMT 2018	70 407 411	70 407 411		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2019	4 849 486			4 849 486
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>75 256 897</b>	<b>70 407 411</b>	<b>-</b>	<b>4 849 486</b>
BRT11/19	COMPTAGE TIERS HUA 2019 FINANCEMENT	2 889 568			2 889 568
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE</b>	<b>2 889 568</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 889 568</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>	<b>84 747 986</b>	<b>70 407 411</b>	<b>6 601 521</b>	<b>7 739 054</b>

(3) Cessions de Production : 3,8 MF Filières

(4) Cessions de Distribution : 2,7 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 6,3 MF contre 46,1 MF fin 2018 soit une diminution de - 39,8 MF

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
AN TERRAIN CENT HUAHINE	00/00/0000	-	30 504 000	-	-	-	30 504 000
AMNGT TERRAIN CENT HUA	01/11/2004	-	1 430 065	-	-	-	1 430 065
AN CONST CONCEDANT HUAHIN	01/01/1991	35	-	812 477	-	741 542	70 935
A.N CONSTRUCTION HUAHINE	01/01/1994	35	176 217 623	-	125 731 565	-	50 486 058
AMNGMT STOCK HUAHINE	02/11/2010	18	7 493 493	-	3 779 976	-	3 713 517
GENIE CIVIL INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 367 293	-	3 183 629	-	3 183 664
RENFORCEMT HANGAR HUAHINE	01/01/2011	18	2 051 430	-	1 025 711	-	1 025 719
MEC INSTALLAT° TERTIAIRES	01/08/2015	13	3 764 038	-	1 239 062	-	2 524 976
AGENC BAT INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 367 295	-	3 183 629	-	3 183 666
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHIN	01/03/2011	18	701 299	-	347 371	-	353 928
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE	01/01/2015	14	1 130 636	-	403 781	-	726 855
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA	01/01/2015	14	1 195 388	-	426 904	-	768 484
MOTEUR FG WILSON P250 HUA	12/10/2006	14	3 699 525	-	3 699 525	-	-
MOTEUR FG WILSON P625 HUA	27/09/2005	15	9 624 823	-	9 624 823	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/01/2015	7	46 817 400	-	31 537 696	-	15 279 704
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/06/2017	7	46 573 451	-	17 186 827	-	29 386 624
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/04/2017	7	49 209 168	-	19 331 314	-	29 877 854
ALTERNAT FG WILS P250 HUA	12/10/2006	14	1 609 250	-	1 609 250	-	-
ALTERNAT FG WILS P625 HUA	27/09/2005	15	2 783 185	-	2 783 185	-	-
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/01/2015	14	13 557 450	-	4 701 584	-	8 855 866
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	15	11 642 122	-	10 522 773	-	1 119 349
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	10	11 642 122	-	11 642 122	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 HUAH	12/10/2006	14	3 470 071	-	3 470 071	-	-
ACCESSOIRE WILS P625 HUAH	27/09/2005	15	10 531 523	-	10 531 523	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/01/2015	10	21 059 922	-	10 589 502	-	10 470 420
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424	-	22 654 424	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424	-	22 654 424	-	-
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	1 229 808	-	649 810	-	579 998
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	12 407 061	-	6 203 494	-	6 203 567
ENS COMPTAGE THOKEIM HUA	01/09/2011	17	1 841 540	-	885 349	-	956 191
F&P SONDE RADAR HUAHINE	01/05/2014	15	1 211 193	-	467 953	-	743 240
F&P AUTOMATE SUPERVIS°HUA	01/01/2016	13	1 009 037	-	310 454	-	698 583
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	4 919 230	-	2 599 241	-	2 319 989

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	13 089 832	-	6 544 878	-	6 544 954
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	9 876 329	-	3 527 090	-	6 349 239
TABLEAU CDE HTA HUAHINE	01/12/2009	19	28 998 231	-	15 322 210	-	13 676 021
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	14 571 325	-	7 699 260	-	6 872 065
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHI	16/03/2010	19	5 580 674	-	2 901 457	-	2 679 217
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	20 365 216	-	10 182 548	-	10 182 668
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	18	1 237 373	-	618 685	-	618 688
COFFRET COMPTAGE CENTRALE	01/06/2013	16	2 210 939	-	934 018	-	1 276 921
NRJ F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	8 086 441	-	2 887 876	-	5 198 565
NRJ AUTOMATE TWIDO HUA	01/01/2016	13	634 321	-	195 162	-	439 159
NV TGBT CENTRALE HUAHINE	01/02/2019	10	10 640 344	-	983 005	-	9 657 339
RENV CELLULES HTA HUAHINE	01/02/2019	10	19 835 054	-	1 832 456	-	18 002 598
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	1 229 808	-	649 810	-	579 998
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	925 232	-	462 612	-	462 620
TRAITEMT EAUX HUILEUSES	01/01/2008	21	1 535 933	-	877 677	-	658 256
EVACUAT°EFFLUENT LIQUIDE	01/08/2009	19	2 422 923	-	1 299 853	-	1 123 070
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	8 674 476	-	4 583 458	-	4 091 018
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	5 551 389	-	2 775 679	-	2 775 710
FIL ENVT REJET HUAHINE	01/08/2011	17	3 742 098	-	1 808 375	-	1 933 723
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR	01/04/2015	14	1 974 751	-	682 174	-	1 292 577
INSTAL SECU INCENDIE HUA	30/06/2004	25	940 932	-	595 389	-	345 543
EVACUAT°EFFLUENT LIQUIDE	01/08/2009	19	1 307 468	-	701 430	-	606 038
RENOVAT.SECU.INCENDIE HUA	03/09/2010	18	25 933 172	-	13 194 485	-	12 738 687
GPE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	18	3 917 129	-	1 975 936	-	1 941 193
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	311 904	-	146 775	-	165 129
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	311 904	-	146 775	-	165 129
INSTAL DETECTEUR IR3 STKG	01/01/2012	17	590 552	-	277 903	-	312 649
INST EVENTS CENT HUAHINE	01/03/2012	17	446 278	-	207 674	-	238 604
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	261 630	-	118 922	-	142 708
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	261 630	-	118 922	-	142 708
F&P GARDE CORPS HUAHINE	01/03/2013	16	472 745	-	204 025	-	268 720
INSTAL CAMERA IP HUAHINE	01/02/2014	15	3 009 675	-	1 193 730	-	1 815 945
FILIERES QSK60 HUAHINE	01/01/2015	14	37 428 165	-	13 366 564	-	24 061 601
<b>TOTAL PRODUCTION HUAHINE</b>			<b>773 745 162</b>	<b>812 477</b>	<b>431 993 783</b>	<b>741 542</b>	<b>341 822 314</b>

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
POSTE H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	1 712 614	-	133 228	-	1 579 386
POSTE H1023 CENT CIAL HUA	20/02/2018	25	662 400	-	49 374	-	613 026
CELLULES H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	1 961 772	-	152 611	-	1 809 161
AUT COMP H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	5 033 423	-	391 563	-	4 641 860
CELLULES H1023 CENT CIAL	20/02/2018	25	1 357 289	-	101 169	-	1 256 120
AUT COMP H1023 CENT CIAL	20/02/2018	25	2 028 403	-	151 192	-	1 877 211
TRANSFO 14A1 H3104 HUAHIN	01/01/2014	25	2 398 245	-	575 560	-	1 822 685
TRANSFO 14A1 H3105 HUAHIN	01/01/2014	25	2 398 245	-	575 560	-	1 822 685
TRANSFO H7007 LOTIS FAUNA	01/07/2015	25	-	538 334	-	96 899	441 435
TRANSFO H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	973 271	-	75 713	-	897 558
TRANSFO H1023 CENT CIAL	20/02/2018	25	1 314 411	-	97 973	-	1 216 438
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	25	1 171 500	-	234 291	-	937 209
TRANSFO HUAHINE 98	01/01/1998	25	3 930 123	-	3 458 509	-	471 614
TRANSFO HUAHINE 99	01/01/1999	25	1 469 539	-	1 234 413	-	235 126
TRANSFO HUAHINE 2000	01/01/2000	25	725 429	-	580 341	-	145 088
TRANSFO HUAHINE 2001	01/01/2001	25	306 093	-	232 632	-	73 461
TRANSFO HUAHINE 2002	01/01/2002	25	1 061 541	-	764 310	-	297 231
TRANSFO H61 HAAMENE HUA	01/06/2004	25	587 633	-	366 290	-	221 343
POSTE DP H61 FARE MAEVA	25/07/2006	25	1 894 068	-	1 017 748	-	876 320
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	2 865 559	-	1 539 759	-	1 325 800
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	401 733	-	215 862	-	185 871
POSTE QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	514 254	-	231 413	-	282 841
TRANSFO QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	494 422	-	222 491	-	271 931
TRANSFO DP H7031 OPT FARE	01/01/2012	25	715 258	-	228 878	-	486 380
TRANSFO DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 567 137	-	480 240	-	1 086 897
POSTE HUAHINE 98	01/01/1998	25	81 694	-	71 891	-	9 803
POSTE HUAHINE 99	01/01/1999	25	7 240 469	-	6 081 995	-	1 158 474
POSTE DP HAAMENE HUAHINE	01/06/2004	25	1 829 177	-	1 140 186	-	688 991
POSTE DP COMMUNE HUAHINE	26/08/2005	25	5 480 730	-	3 145 327	-	2 335 403
SUPERVISION HUAHINE	01/08/2006	25	5 994 498	-	3 217 048	-	2 777 450
POSTE DP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	4 366 560	-	2 008 616	-	2 357 944
POSTE DP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	571 820	-	240 166	-	331 654
RENFORC DP H61 H7031 OPT	01/01/2012	25	1 484 755	-	475 115	-	1 009 640

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
MEP SELF DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 699 544	-	520 815	-	1 178 729
IAT/IACM HAAPU HUAHINE	01/01/2006	15	1 856 623	-	1 732 848	-	123 775
IAT/IACM MAROE HUAHINE	01/01/2006	15	1 851 329	-	1 727 908	-	123 421
INTERRUPTEUR DISJ VPR HT	30/10/2010	15	4 556 810	-	2 785 560	-	1 771 250
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE	01/01/2012	15	1 835 822	-	979 096	-	856 726
IAM 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	15	1 958 494	-	783 368	-	1 175 126
REMP IAT H310 PAR DISJ	26/06/2014	15	4 211 198	-	1 548 002	-	2 663 196
RENV 5 IAM H412B/H519A/H5	01/06/2018	15	8 637 283	-	911 663	-	7 725 620
CELLULE TELECOMMANDE DANS	01/01/2008	15	1 106 571	-	885 256	-	221 315
RES.AERIEN HUAHINE 98	01/01/1998	25	46 716 084	-	41 110 154	-	5 605 930
RES.AERIEN HUAHINE 99	01/01/1999	25	610 872	-	513 134	-	97 738
RESEAUX HUAHINE 1999	01/01/1999	25	-	6 854 659	-	5 757 913	1 096 746
RES.AERIEN HUAHINE 2000	01/01/2000	25	7 718 036	-	6 174 428	-	1 543 608
RESEAUX HUAHINE 2000	01/01/2000	25	-	1 236 107	-	988 884	247 223
RES.AERIEN HUAHINE 2001	01/01/2001	25	5 622 786	-	4 273 317	-	1 349 469
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25	-	2 163 291	-	1 644 102	519 189
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25	-	18 285 110	-	14 314 383	3 970 727
RES.AERIEN HUAHINE 2002	01/01/2002	25	4 998 296	-	3 598 775	-	1 399 521
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25	-	2 486 084	-	1 789 979	696 105
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25	-	5 089 778	-	3 751 140	1 338 638
RES.AERIEN HUAHINE 2003	01/01/2003	25	3 494 362	-	2 376 166	-	1 118 196
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25	-	1 433 683	-	974 903	458 780
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25	-	836 382	-	576 522	259 860
RESEAU BTA TAAEREU HUAHIN	27/05/2004	25	399 664	-	249 302	-	150 362
RESEAU CP 41906 2004 HUA	01/07/2004	25	964 508	-	597 993	-	366 515
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25	-	7 791 486	-	4 830 721	2 960 765
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25	-	233 648	-	144 863	88 785
RESEAU BTA COMMUNE HUAHIN	30/10/2004	25	3 557 232	-	2 158 447	-	1 398 785
EXT BTA AERIEN TEIHOTU	06/04/2005	25	108 068	-	63 702	-	44 366
EXT BTA AERI QTIER BELLAI	11/04/2005	25	319 741	-	188 293	-	131 448
EXT BTA QTIER UTAHIA FARE	22/04/2005	25	271 682	-	159 656	-	112 026
EXT BTA MLLE MAI VIOLETTE	28/04/2005	25	641 543	-	376 588	-	264 955
RESEAUX HUAHINE 2005	01/06/2005	25	-	895 942	-	522 635	373 307

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
RESEAUX HUAHINE 2005	01/06/2005	25	-	249 400	-	145 483	103 917
RESEAUX CP 51906 2005 HUA	01/06/2005	25	68 642	-	40 043	-	28 599
REEMPL CÂBLES CU HT PAREA	30/08/2005	25	1 710 061	-	980 624	-	729 437
RESEAUX HUAHINE 2006	01/07/2006	25	-	178 408	-	96 338	82 070
RESEAU 15% EXT HUAHINE 06	01/07/2006	25	27 418	-	14 808	-	12 610
RESEAU AERIEN QTIER SOC	25/07/2006	25	1 847 916	-	992 948	-	854 968
RESEAU HTA/BTA FARE HUAHI	25/07/2006	25	269 000	-	144 543	-	124 457
RES.AERIEN EXT QT FAREOA	01/08/2006	25	203 560	-	109 243	-	94 317
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25	-	91 780	-	45 888	45 892
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25	-	2 434 410	-	1 217 204	1 217 206
RES AERIEN CP HUAHINE 07	01/07/2007	25	6 422 028	-	3 211 013	-	3 211 015
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	237 553	-	118 775	-	118 778
EXT QT TEIHOARI/TUARIHIO	28/04/2008	25	327 045	-	152 732	-	174 313
RESEAUX CP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	16 042 489	-	7 379 546	-	8 662 943
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	78 872	-	36 282	42 590
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	2 596 750	-	1 194 505	1 402 245
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	25	9 026 321	-	4 061 846	-	4 964 475
RESEAUX CP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	1 947 100	-	817 782	-	1 129 318
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	1 128 165	-	455 028	673 137
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU	01/01/2010	25	1 465 075	-	586 030	-	879 045
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	25	495 637	-	188 342	-	307 295
RESEAUX 2010 CONCED HUAHI	01/07/2010	25	-	1 712 027	-	650 570	1 061 457
RESEAUX 2010 TIERS HUAHIN	01/07/2010	25	-	2 373 332	-	901 864	1 471 468
MISE CONFORM. BTA QT COCO	01/01/2011	25	1 125 526	-	405 185	-	720 341
MISE CONFORM. BTA QT ARAI	01/01/2011	25	1 034 877	-	372 555	-	662 322
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	6 026 244	-	2 169 435	-	3 856 809
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	3 159 783	-	1 137 514	-	2 022 269
MISE CONFORM. BTA QT TEUR	01/01/2011	25	1 626 613	-	585 578	-	1 041 035
RESEAU ZONE QUAI AEROPORT	01/01/2011	25	415 417	-	149 549	-	265 868
RESEAUX CP HUAHINE 2011	01/07/2011	25	14 528 824	-	4 939 803	-	9 589 021
RESEAUX 2011 CONCED HUA	01/07/2011	25	-	209 749	-	71 315	138 434
RESEAUX 2011 TIERS HUAHIN	01/07/2011	25	-	1 526 714	-	519 084	1 007 630
EXT 14A1 BTA QT TETAHORA	01/01/2012	25	242 376	-	77 557	-	164 819

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
MEC DE LA RAS-HT AU MAG	01/01/2012	25	2 163 285	-	692 245	-	1 471 040
EXT 14A1 BTA QT LEFOC	01/01/2012	25	2 153 321	-	689 054	-	1 464 267
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	25	8 416 436	-	2 693 229	-	5 723 207
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	671 518	-	207 349	-	464 169
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	1 146 098	-	353 887	-	792 211
RESEAUX CP HUAHINE 2012	01/07/2012	25	49 092 298	-	14 727 650	-	34 364 648
RESEAUX CP HUAHINE 2013	01/07/2013	25	52 332 182	-	13 606 353	-	38 725 829
DEVIAT°RESEAU HTA/BTA HUA	11/07/2013	25	17 530 645	-	4 538 495	-	12 992 150
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	25	309 704	-	74 328	-	235 376
ART14A1 065779/CH/2013	01/01/2014	25	871 337	-	209 116	-	662 221
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	25	1 612 055	-	386 881	-	1 225 174
RESEAUX CP HUAHINE 2014	01/07/2014	25	62 857 560	-	13 828 723	-	49 028 837
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	25	29 216	-	5 258	-	23 958
RESEAUX CP HUAHINE 2016	01/07/2016	25	2 354 759	-	329 660	-	2 025 099
RESEAUX 2016 CONCED HUAHI	01/07/2016	25	-	92 853	-	12 999	79 854
RESEAUX CP HUAHINE 2017	01/07/2017	25	616 744	-	61 674	-	555 070
ENFOUISS RSX HT/BTA FARE	20/02/2018	25	6 342 950	-	474 851	-	5 868 099
RENV RESEAU HTA HUAHINE	01/06/2018	25	39 695 962	-	2 513 956	-	37 182 006
RENV RSX HTA/BTA HUAHINE	30/03/2019	25	70 407 411	-	2 120 874	-	68 286 537
SOUT HTA RESEAU AERIEN	01/01/2008	35	16 521 399	-	5 664 480	-	10 856 919
EXT HT/BTAS A14 BAIE DE	01/01/2008	35	19 207 220	-	6 585 336	-	12 621 884
EXT QT TEIHOARII/TUARIHIO	28/04/2008	35	278 502	-	92 898	-	185 604
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	35	21 061 415	-	6 769 744	-	14 291 671
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	35	25 307 470	-	5 784 510	-	19 522 960
EXT 14A1 BTS Q.HENNEBUISE	01/01/2012	35	1 061 578	-	242 643	-	818 935
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	35	349 240	-	59 867	-	289 373
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	35	33 317 232	-	5 711 328	-	27 605 904
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	35	5 134 208	-	733 429	-	4 400 779
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	35	408 757	-	52 555	-	356 202
RSX SOUT TIERS HUA 2015	01/07/2015	35	-	1 501 442	-	193 041	1 308 401
14A1 066425/CH/2013 QT TE	15/03/2017	35	1 959 603	-	156 462	-	1 803 141
RSX SOUT TIERS HUA 2017	01/07/2017	35	-	234 951	-	16 782	218 169
RESEAU CP HUAHINE 2017	01/07/2017	35	71 487	-	5 106	-	66 381

<b>Composants</b>	<b>Date de mise en service</b>	<b>Durée Amort / An</b>	<b>Valeur Brute Concessionnaire</b>	<b>Valeur Brute Tiers</b>	<b>Amortissement économique Concessionnaire</b>	<b>Amortissement économique Tiers</b>	<b>Valeur Nette Economique</b>
ENFOUISS RSX HT/BTS FARE	20/02/2018	35	41 185 346	-	3 096 924	-	38 088 422
RSX SOUT TIERS HUA 2018	01/07/2018	35	-	243 424	-	10 432	232 992
ART 2 LC87264/CH/2017 HUA	03/05/2019	35	6 601 521	-	170 475	-	6 431 046
COMPTAGE HUAHINE 1991	01/01/1991	20	-	24 858 945	-	24 858 945	-
COMPTAGE HUAHINE 92	01/01/1992	20	872 885	-	872 885	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1992	01/01/1992	20	-	4 446 812	-	4 446 812	-
COMPTAGE HUAHINE 93	01/01/1993	20	952 592	-	952 592	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1993	01/01/1993	20	-	786 280	-	786 280	-
COMPTAGE HUAHINE 94	01/01/1994	20	2 643 358	-	2 643 358	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1994	01/01/1994	20	-	5 630 469	-	5 630 469	-
COMPTAGE HUAHINE 95	01/01/1995	20	1 655 793	-	1 655 793	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1995	01/01/1995	20	-	1 706 855	-	1 706 855	-
COMPTAGE HUAHINE 96	01/01/1996	20	914 863	-	914 863	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1996	01/01/1996	20	-	6 663 413	-	6 663 413	-
COMPTAGE HUAHINE 97	01/01/1997	24	964 081	-	956 470	-	7 611
COMPTAGE HUAHINE 1997	01/01/1997	24	-	5 467 831	-	5 424 664	43 167
COMPTAGE HUAHINE 98	01/01/1998	23	847 130	-	833 754	-	13 376
COMPTAGE HUAHINE 1998	01/01/1998	23	-	6 327 791	-	6 227 879	99 912
COMPTAGE HUAHINE 99	01/01/1999	22	847 701	-	827 624	-	20 077
COMPTAGE HUAHINE 1999	01/01/1999	22	-	6 993 888	-	6 828 243	165 645
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21	1 840 766	-	1 782 636	-	58 130
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21	-	6 309 070	-	6 109 836	199 234
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20	134 559	-	127 832	-	6 727
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20	-	5 488 939	-	5 214 492	274 447
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20	1 594 456	-	1 435 011	-	159 445
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20	-	6 904 948	-	6 214 453	690 495
COMPTAGE HUAHINE 2003	01/01/2003	20	-	4 675 567	-	3 974 231	701 336
POSE COMPTEURS 2004 HUA	01/07/2004	20	1 006 344	-	779 915	-	226 429
BRANCHEMENT HUAHINE 2004	01/07/2004	20	-	4 833 844	-	3 746 228	1 087 616
COMPTAGE HUAHINE 2005	01/06/2005	20	-	3 890 252	-	2 836 643	1 053 609
POSE COMPTEUR CP HUAHINE	01/07/2005	20	1 145 655	-	830 601	-	315 054
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2006	20	1 852 340	-	1 250 329	-	602 011
BRCHT HUAHINE 2006	01/07/2006	20	-	2 614 812	-	1 764 999	849 813

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BRCHT AERIEN COLOMBANI JC	01/01/2007	20	51 184	-	33 267	-	17 917
BRCHT AEROSOUT TERAIKI	01/01/2007	20	51 373	-	33 393	-	17 980
BCHT AEROSOUT RIMO MANUEL	01/01/2007	20	35 649	-	23 171	-	12 478
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2007	20	1 769 938	-	1 106 212	-	663 726
BRCHT HUAHINE 2007	01/07/2007	20	-	4 721 689	-	2 951 055	1 770 634
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2008	20	1 554 242	-	893 688	-	660 554
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	3 625 919	-	2 084 904	1 541 015
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2009	01/07/2009	20	2 510 484	-	1 318 002	-	1 192 482
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	3 422 003	-	1 725 258	1 696 745
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	20	905 176	-	429 960	-	475 216
COMPTAGE TIERS HUA 2010	01/07/2010	20	-	2 837 072	-	1 347 610	1 489 462
BRCHT/CPTAG HUAHINE 2011	01/07/2011	20	3 711 149	-	1 577 239	-	2 133 910
COMPTAGE TIERS HUA 2011	01/07/2011	20	-	3 462 887	-	1 471 725	1 991 162
BRCHT/CPTAGES HUAHINE	01/07/2012	20	1 244 238	-	466 586	-	777 652
COMPTAGE TIERS HUA 2012	01/07/2012	20	-	3 570 827	-	1 339 058	2 231 769
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2013	20	899 504	-	292 338	-	607 166
COMPTAGE TIERS HUA 2013	01/07/2013	20	-	2 564 020	-	833 306	1 730 714
CPTEURS SOLAIRE HUA 2013	01/07/2013	20	-	208 018	-	67 606	140 412
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2014	20	759 605	-	208 892	-	550 713
COMPTAGE TIERS HUA 2014	01/07/2014	20	-	3 227 553	-	887 579	2 339 974
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2015	20	918 533	-	206 675	-	711 858
COMPTAGE TIERS HUA 2015	01/07/2015	20	-	3 041 743	-	684 392	2 357 351
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2016	20	3 428 270	-	599 935	-	2 828 335
COMPTAGE TIERS HUA 2016	01/07/2016	20	-	2 485 535	-	434 969	2 050 566
COMPTAGE TIERS HUA 2017	01/07/2017	20	-	2 756 822	-	344 603	2 412 219
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2017	20	1 681 805	-	210 222	-	1 471 583
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2018	20	428 122	-	32 110	-	396 012
COMPTAGE TIERS HUA 2018	01/07/2018	20	-	2 002 924	-	150 219	1 852 705
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2019	20	4 849 486	-	121 263	-	4 728 223
COMPTAGE TIERS HUA 2019	01/07/2019	20	-	2 889 568	-	72 239	2 817 329
<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>			<b>769 119 858</b>	<b>200 913 077</b>	<b>247 897 342</b>	<b>147 788 724</b>	<b>574 346 869</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE</b>			<b>1 542 865 020</b>	<b>201 725 554</b>	<b>679 891 125</b>	<b>148 530 266</b>	<b>916 169 183</b>

<b>Production :</b>	
VB Concessionnaire :	773 745 162
VB Tiers :	812 477
Droit incorporel * :	51 734 480
<b>Total VB (fin 2019)</b>	<b>826 292 119</b>

<b>Distribution :</b>	
VB Concessionnaire :	769 119 858
VB Tiers :	200 913 077
Droit incorporel * :	147 947 685
<b>Total VB (fin 2019)</b>	<b>1 117 980 620</b>

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

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

#### Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Filières
			Energie- Commande
R22700	NV TGBT CENTRALE HUAHINE	10 640 344	10 640 344
R22800	RENV CELLULES HTA HUAHINE CENTRALE	19 835 054	19 835 054
	<b>TOTAL PRODUCTION HUAHINE</b>	<b>30 475 398</b>	<b>30 475 398</b>

#### Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Réseau aérien	Réseau souterrain	Branchement & Comptages
72404A	ART 2 LC87264/CH/2017 HUAHINE DER SUPER U FARE N	6 601 521		6 601 521	
	<b>TOTAL TRAVAUX AVENANT 2</b>	<b>6 601 521</b>	-	<b>6 601 521</b>	-
824780	RENV RSX HTA/BTA HUAHINE PMT 2018	70 407 411	70 407 411		
CP2019	BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2019	4 849 486			4 849 486
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>75 256 897</b>	<b>70 407 411</b>	-	<b>4 849 486</b>
BRT11/19	COMPTAGE TIERS HUA 2019 FINANCEMENT HUAHINE	2 889 568			2 889 568
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE</b>	<b>2 889 568</b>	-	-	<b>2 889 568</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>	<b>84 747 986</b>	<b>70 407 411</b>	<b>6 601 521</b>	<b>7 739 054</b>

## 5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année

### Production :

	prévu	réalisé*	écart
FILIERES	21 423 753	29 411 364	7 987 611
<b>TOTAL</b>	<b>21 423 753</b>	<b>29 411 364</b>	<b>7 987 611</b>

\* dont TVA à reverser

### Distribution :

	prévu	réalisé*	écart
POSTES ET TRANSFOS		-	
RESEAU AERIEN		70 407 411	
RESEAU SOUTERRAIN		-	
COMPTEURS		4 519 297	
<b>TOTAL</b>	<b>46 462 938</b>	<b>74 926 708</b>	<b>28 463 770</b>

\* dont TVA à reverser

## 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 :

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

### Amortissement technique des biens au bilan

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

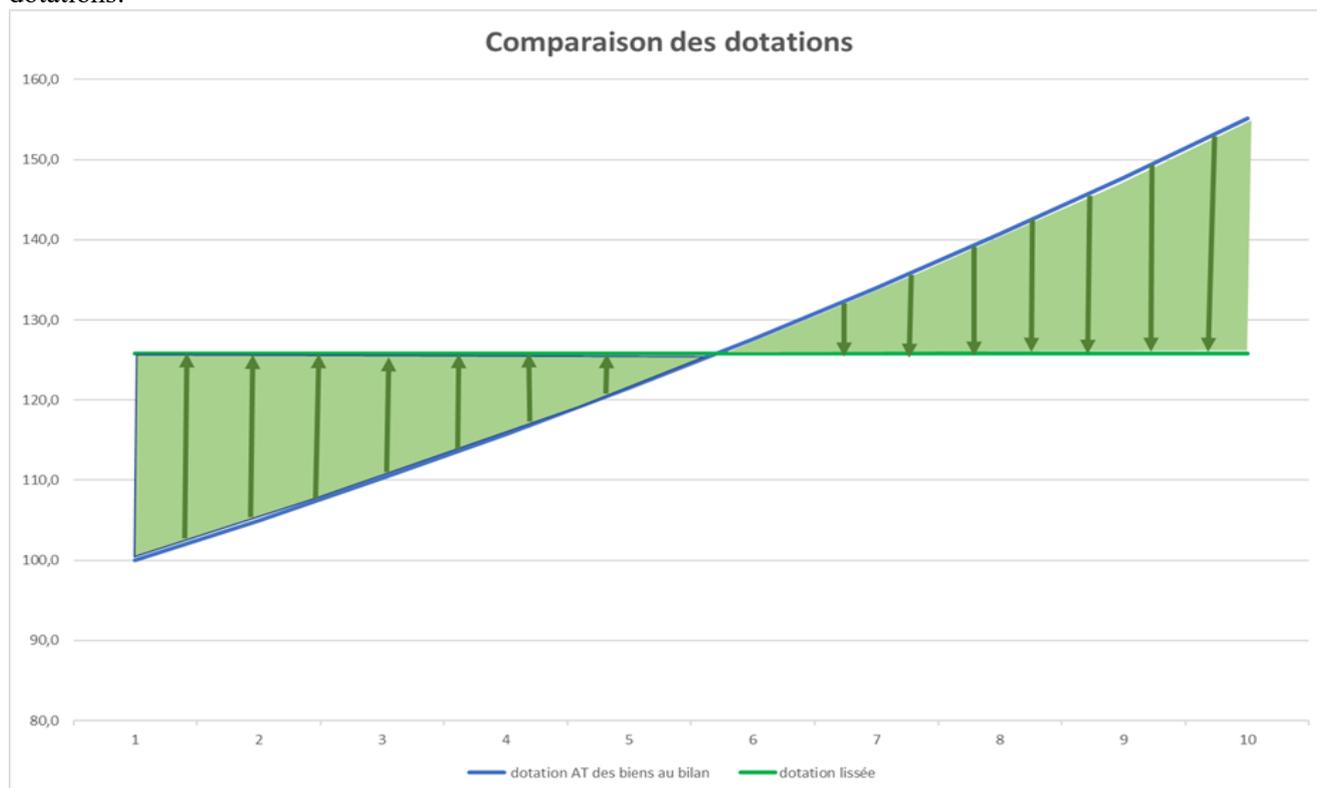
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

### 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 2019 (hors droit incorporel)	774 557 639	771 878 292	2 679 348	
- financements tiers et concédant	(812 477)	(812 477)	-	
- IFC cumulée	(26 581 183)	(26 581 183)	-	
base amortissable	747 163 979	744 484 631	2 679 348	<b>(A)</b>
Cumul des dotations à l'ouverture	671 770 601	671 232 163	538 438	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(51 734 480)	(51 734 480)	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée</b>	620 036 121	619 497 683	538 438	<b>(B)</b>
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(3 849 414)	(3 849 414)	-	<b>(C)</b>
reste à amortir (hors droits incorporels)	130 977 272	128 836 362	2 140 910	<b>(D) = (A-B-C)</b>
nb années restantes	2	2	2	
Dotation brute	65 488 636	64 418 181	1 070 455	
Lissage par le passif de renouvellement	(45 818 913)	(45 818 913)		
Dotation lissée	19 669 723	18 599 268	1 070 455	
dotations droit entrée	-	-	-	
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>19 669 723</b>	<b>18 599 268</b>	<b>1 070 455</b>	<b>(E)</b>
dotation cumulée lissée	635 856 430	634 247 537	1 608 893	<b>(B+C+E)</b>
Droit entrée amt cumulé	51 734 480	51 734 480		
<b>dotations cumulées à fin 2019 (2)</b>	<b>687 590 910</b>	<b>685 982 017</b>	<b>1 608 893</b>	
	-	-	-	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	
	(180 801 036)					
2017	(148 413 159)	32 387 877	(44 873 867)	(12 485 989)	-	(12 485 989)
2018	(110 654 632)	37 758 527	(50 244 516)	(12 485 989)	(538 438)	(13 024 427)
2019	(64 835 719)	45 818 913	(64 418 181)	(18 599 268)	(1 070 455)	(19 669 723)
2020	(13 290 592)	51 545 127	(70 144 395)	(18 599 268)	(1 070 455)	(19 669 723)
		<b>167 510 444</b>	(229 680 959)	(62 170 515)	(2 679 348)	(64 849 863)
moyenne		41 877 611	(57 420 240)	(15 542 629)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation brute	65 488 636	
Réintégration droit d'entrée	-	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>65 488 636</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2019</b>	<b>(45 818 913)</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>19 669 723</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée	-	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)</b>	<b>19 669 723</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts		
<b>Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>19 669 723</b>	

### 2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	687 590 910
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	741 542
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>688 332 452</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>139 589 546</b>
- réalisé 2017 :	(87 793 418)
- réalisé 2018 :	(16 658 550)
- réalisé 2019 <sup>(1)</sup> :	(29 411 364)
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>5 726 214</b>

### Détail des calculs / Distribution :

<b>Amortissement des biens au bilan</b>	<b>Total</b>	<b>Biens au bilan</b>	<b>Améliorant</b>	
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	970 032 935	903 106 085	66 926 850	
- financements tiers et concédant	(200 913 077)	(192 785 388)	(8 127 689)	
- IFC cumulée	(49 680 196)	(49 680 196)	-	
base amortissable	719 439 662	660 640 500	58 799 161	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	634 805 054	617 145 712	17 659 342	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	(121 928 930)	(121 928 930)	-	
	-	-	-	
<b>Cumul dot à l'ouverture corrigé</b>	<b>512 876 124</b>	<b>495 216 782</b>	<b>17 659 342</b>	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	206 563 537	165 423 718	41 139 819	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	2	2	2	
Dotations brute	103 281 769	82 711 859	20 569 910	
Lissage par le passif de renouvellement	(44 653 270)	(44 653 270)		
Dotations lissée	58 628 499	38 058 589	20 569 910	
réintégration droit entrée	14 867 863	14 867 863	-	
<b>dotations exercice (1)</b>	<b>73 496 362</b>	<b>52 926 452</b>	<b>20 569 910</b>	(E)
dotations cumulées lissées	586 372 486	548 143 234	38 229 252	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	121 928 930	121 928 930		
<b>dotations cumulées à fin 2019 (2)</b>	<b>708 301 416</b>	<b>670 072 164</b>	<b>38 229 252</b>	
	-	-	-	

<b>methode lissée charge nette totale (hors régul. &amp; écarts)</b>						
	<b>mécanisme de lissage des AT</b>		<b>AT / biens existants au bilan</b>	<b>dotations hors améliorant lissée A+B</b>	<b>Améliorant</b>	<b>total</b>
	<b>Actif/Passif de renouvellement</b>	<b>dotations /reprises B</b>	<b>dotations aux amortissements A</b>		<b>dotations aux amortissements</b>	<b>impact exercice (+) = produit</b>
	(143 248 199)					
2017	(133 985 664)	9 262 535	(17 291 429)	(8 028 894)	(555 288)	(8 584 182)
2018	(114 146 638)	19 839 026	(27 867 921)	(8 028 894)	(17 104 055)	(25 132 949)
2019	(69 493 368)	44 653 270	(82 711 859)	(38 058 589)	(20 569 910)	(58 628 499)
2020	(24 840 098)	44 653 270	(82 711 859)	(38 058 589)	(20 569 910)	(58 628 499)
		<b>118 408 101</b>	(210 583 068)	(92 174 967)	(58 799 161)	(150 974 129)
moyenne		29 602 025	(52 645 767)	(23 043 742)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation brute	103 281 769	
Réintégration droit d'entrée	14 867 863	
<b>Total dotation amortissements biens au bilan 2019</b>	<b>118 149 632</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Charges / (reprises) lissage 2019</b>	<b>(44 653 270)</b>	<b>4.3.3</b>
<b>Total amortissement des actifs de concession</b>	<b>73 496 362</b>	<b>4.3.3</b>
- Réintégration droit d'entrée	(14 867 863)	
<b>Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)</b>	<b>58 628 499</b>	<b>5.5.3</b>
- régularisations et écarts		
<b>Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations &amp; écarts)</b>	<b>58 628 499</b>	

**2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)**

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	708 301 416
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	147 788 724
<b>Total amortissement au bilan</b>	<b>856 090 140</b>

<b>Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :</b>	<b>150 204 684</b>
- réalisé 2017 :	-1 747 354
- réalisé 2018 :	-73 988 745
- réalisé 2019 :	-74 926 708
+ réajusté 2019 :	458 123
<b>Reste à faire à fin 2019 :</b>	<b>0</b>

**5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année****Production :**

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
R22700	NV TGBT CENTRALE HUAHINE	10 640 344	10%	1 064 034
	<b>TOTAL PRODUCTION HUAHINE</b>	<b>10 640 344</b>		<b>1 064 034</b>

**Distribution :**

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
72404A	ART 2 LC87264/CH/2017 HUAHINE DER SUPER U FARE N	6 601 521	100%	6 601 521
	<b>TOTAL TRAVAUX AVENANT 2</b>	<b>6 601 521</b>		<b>6 601 521</b>
CP2019	BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2019	4 849 486	7%	330 189
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>4 849 486</b>		<b>330 189</b>
BRT11/19	COMPTAGE TIERS HUA 2019 FINANCEMENT HUAHINE	2 889 568	100%	2 889 568
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE</b>	<b>2 889 568</b>		<b>2 889 568</b>
	<b>TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE</b>	<b>14 340 575</b>		<b>9 821 278</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 1/10ème 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 10ème 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 2019 s'élève à 76 MXPF.

Composants	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
AMNGMT STOCK HUAHINE	02/11/2010	18	7 493 493	-	7 493 493	100%	7 493 493	749 349
GENIE CIVIL INSTAL GRPE QSK60 CUMMINS HUAHINE	01/01/2011	18	6 285 581	81 713	6 367 294	100%	6 367 294	1 273 459
RENFORCEMENT HANGAR HUAHINE TOIT-CHARPENTE ANTICYCLO	01/01/2011	18	2 025 104	26 326	2 051 430	40%	820 572	164 114
MEC INSTALLAT° TERTIAIRES CENTRALE DE HUAHINE	01/08/2015	13	3 534 308	229 730	3 764 038	0%	-	-
AGENC BAT INSTAL GRPE QSK60 CUMMINS HUAHINE	01/01/2011	18	6 285 582	81 713	6 367 295	100%	6 367 295	1 273 459
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHINE	01/03/2011	18	692 299	9 000	701 299	100%	701 299	140 260
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE CENTRALE HUAHINE	01/01/2015	14	1 061 630	69 006	1 130 636	100%	1 130 636	678 382
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA CENTRALE DE HUAHINE	01/01/2015	14	1 122 430	72 958	1 195 388	0%	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	7	43 960 000	2 857 400	46 817 400	0%	-	-
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/01/2015	14	12 730 000	827 450	13 557 450	0%	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60HUAHINE	01/01/2015	10	19 774 575	1 285 347	21 059 922	0%	-	-
FIL COMB QSK60 HUAHINESIT 2	01/01/2011	18	12 247 839	159 222	12 407 061	100%	12 407 061	2 481 412
ENS COMPTAGE THOKEIM HUA SATAM TYPE EMS24 HUAHINE	01/09/2011	17	1 817 907	23 633	1 841 540	100%	1 841 540	368 308
F&P SONDE RADAR HUAHINEPOUR CUVE	01/05/2014	15	1 151 324	59 869	1 211 193	100%	1 211 193	605 596
FIL EAU QSK60 HUAHINESIT 2	01/01/2011	18	12 921 848	167 984	13 089 832	100%	13 089 832	2 617 966
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	9 273 548	602 781	9 876 329	0%	-	-
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHINE SIT 2	16/03/2010	19	5 580 674	-	5 580 674	100%	5 580 674	558 067
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINESIT 2	01/01/2011	18	20 103 866	261 350	20 365 216	100%	20 365 216	4 073 043
SUPERVISION GE SEPAM ITI HUAHINE	01/01/2011	18	1 221 494	15 879	1 237 373	100%	1 237 373	247 475
COFFRET COMPTAGE CENTRALE HUAHINE	01/06/2013	16	2 127 949	82 990	2 210 939	100%	2 210 939	884 376
NRJ F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	7 592 902	493 539	8 086 441	0%	-	-
FIL LUB QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	913 358	11 874	925 232	100%	925 232	185 046
FIL ENVT QSK60 HUAHINE SIT 2	01/01/2011	18	5 480 147	71 242	5 551 389	100%	5 551 389	1 110 278
FIL ENVT REJET HUAHINE AUTO EVACUA°REJET LIQUIDE	01/08/2011	17	3 694 075	48 023	3 742 098	100%	3 742 098	748 420
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR CENTRALE DE HUAHINE	01/04/2015	14	1 854 226	120 525	1 974 751	100%	1 974 751	1 184 850
RENOVAT.SECU.INCENDIE HUAHINE	03/09/2010	18	25 933 172	-	25 933 172	88%	22 821 191	2 282 119
GPE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	18	3 917 129	-	3 917 129	100%	3 917 129	391 713
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIRE GROUPES G3 HUA	01/01/2012	17	304 000	7 904	311 904	100%	311 904	93 571
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIRE GROUPES G4 HUA	01/01/2012	17	304 000	7 904	311 904	100%	311 904	93 571
INSTAL DETECTEUR IR3 STKGGASOIL CENTRALE HUAHINE	01/01/2012	17	575 587	14 965	590 552	100%	590 552	177 166
INST EVENTS CENT HUAHINELOC SYST DÉTECT°&EXTINCT°	01/03/2012	17	434 969	11 309	446 278	100%	446 278	133 883
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIR GE3 QSK60 HUAHINE	01/07/2012	17	255 000	6 630	261 630	100%	261 630	78 489
F&P PASSERELLE ACCES FILTRES AIR GE4 QSK60 HUAHINE	01/07/2012	17	255 000	6 630	261 630	100%	261 630	78 489
F&P GARDE CORPS HUAHINE ZONE EXTRACTEUR AIR	01/03/2013	16	455 000	17 745	472 745	100%	472 745	189 098
INSTAL CAMERA IP HUAHINE CENTRALE	01/02/2014	15	2 860 908	148 767	3 009 675	100%	3 009 675	1 504 838
FILIERES QSK60 HUAHINE CUMMINS CENTRALE	01/01/2015	14	35 143 817	2 284 348	37 428 165	0%	-	-
F&P AUTOMATE SUPERVISION CENTRALE HUAHINE	01/01/2016	13	936 027	73 010	1 009 037	100%	1 009 037	706 326
NRJ AUTOMATE TWIDO CENTRALE HUAHINE	01/01/2016	13	588 424	45 897	634 321	100%	634 321	444 025
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/06/2017	7	42 688 773	3 884 678	46 573 451	0%	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAHINE	01/04/2017	7	45 104 645	4 104 523	49 209 168	0%	-	-
NV TGBT CENTRALE HUAHINE	01/02/2019	9	9 525 823	1 114 521	10 640 344	10%	1 064 034	1 064 034
RENV CELLULES HTA HUAHINE	01/02/2019	9	17 757 434	2 077 620	19 835 054	0%	-	-
<b>PRODUCTION HUAHINE</b>			<b>377 985 867</b>	<b>21 466 004</b>	<b>399 451 871</b>		<b>128 129 917</b>	<b>26 581 183</b>

Composants	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
TRANSFO 14A1 H3104 HUAHINE TUPUNA SOCLE FITII	01/01/2014	25	2 279 701	118 544	2 398 245	100%	2 398 245	1 199 123
TRANSFO 14A1 H3105 HUAHINE VILLANT SOCLE FITII	01/01/2014	25	2 279 701	118 544	2 398 245	100%	2 398 245	1 199 123
TRANSFO H7007 LOTIS FAUNAITI À FARE FEEDER MAEVA	01/07/2015	25	-	-	-	-	-	-
POSE CABLE HTA S/ PONT DE MAROE À HUAHINE(ARMEMENT)	01/01/2015	25	1 100 000	71 500	1 171 500	100%	1 171 500	702 900
TRANSFO DP H7031 OPT FARE FEEDER MAEVA HUAHINE	01/01/2012	25	697 133	18 125	715 258	69%	493 528	148 059
TRANSFO DP H6292 FITII SUITE MEP SELF HUAHINE	03/05/2012	25	1 527 424	39 713	1 567 137	100%	1 567 137	470 141
RENFORC DP H61 H7031 OPT FARE MAEVA HUAHINE	01/01/2012	25	1 447 130	37 625	1 484 755	69%	1 024 481	307 344
MEP SELF DP H6292 FITII HUAHINE	03/05/2012	25	1 656 476	43 068	1 699 544	100%	1 699 544	509 863
INTERRUPTEUR DISJ VPR HT DEPART FITII HUAHINE	30/10/2010	15	4 556 810	-	4 556 810	100%	4 556 810	455 681
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE HUAHINE FAIE & MAROE	01/01/2012	15	1 789 300	46 522	1 835 822	100%	1 835 822	550 747
IAM 14A1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	15	1 861 686	96 808	1 958 494	100%	1 958 494	979 247
REMP IAT H310 PAR DISJ NULEC A HAAPU	26/06/2014	15	4 003 040	208 158	4 211 198	50%	2 105 599	1 052 800
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU TEFARRERII HUAHINE	01/01/2010	25	1 465 075	-	1 465 075	100%	1 465 075	146 508
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	25	495 637	-	495 637	83%	409 559	40 956
RESEAUX 2010 CONCED HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2010 TIERS HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2010	25	-	-	-	-	-	-
MISE CONFORM. BTA QT COCOA PAREA HUAHINE	01/01/2011	25	1 111 082	14 444	1 125 526	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA QT ARAIA TEFARERII HUAHINE	01/01/2011	25	1 021 596	13 281	1 034 877	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA VILLAGEDE PAREA HUAHINE	01/01/2011	25	5 948 908	77 336	6 026 244	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA VILLAGE HAAPU A HUAHINE	01/01/2011	25	3 119 233	40 550	3 159 783	0%	-	-
MISE CONFORM. BTA QT TEURURAI TEFARERII HUAHINE	01/01/2011	25	1 605 738	20 875	1 626 613	0%	-	-
RESEAU ZONE QUAI AEROPORT ETAPE 1 HUAHINE	01/01/2011	25	410 086	5 331	415 417	100%	415 417	83 083
RESEAUX CP HUAHINE 2011	01/07/2011	25	14 342 373	186 451	14 528 824	1%	194 675	38 935
RESEAUX 2011 CONCED HUA HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
RESEAUX 2011 TIERS HUAHINE FINANCEMENT	01/07/2011	25	-	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTA QT TETAHORA MAROE HUAHINE	01/01/2012	25	236 234	6 142	242 376	100%	242 376	72 713
MEC DE LA RAS-HT AU MAG SUPER FARE NUI HUAHINE	01/01/2012	25	2 108 465	54 820	2 163 285	0%	-	-
EXT 14A1 BTA QT LEFOC MAROE HUAHINE	01/01/2012	25	2 098 753	54 568	2 153 321	100%	2 153 321	645 996
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE TRAVERSIERE FAIE & MAROE	01/01/2012	25	8 203 154	213 282	8 416 436	100%	8 416 436	2 524 931
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA HINE MAROE	12/04/2012	25	654 501	17 017	671 518	100%	671 518	201 455
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA MAROE HUAHINE	12/04/2012	25	1 117 055	29 043	1 146 098	100%	1 146 098	343 830
RESEAUX CP HUAHINE 2012	01/07/2012	25	47 848 244	1 244 054	49 092 298	0%	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2013 CP 2013	01/07/2013	25	50 367 836	1 964 346	52 332 182	0%	-	-
DEVIAT°RESEAU HTA/BTA HUAHINE A MAROE	11/07/2013	25	16 872 613	658 032	17 530 645	0%	-	-
EXT 14A1 QT TEURURAI HUATUIHANI A MAROE HUAHINE	01/01/2014	25	294 395	15 309	309 704	100%	309 704	154 852
ART14A1 065779/CH/2013 QUART VAIHARO A FARE	01/01/2014	25	828 267	43 070	871 337	100%	871 337	435 668
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	25	1 532 372	79 683	1 612 055	100%	1 612 055	806 028
RESEAUX CP HUAHINE 2014 CP 2014	01/07/2014	25	59 750 532	3 107 028	62 857 560	0%	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2015 CP 2015	01/07/2015	25	27 433	1 783	29 216	0%	-	-
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE TRAVERSIERE FAIE & MAROE	01/01/2012	35	24 666 150	641 320	25 307 470	100%	25 307 470	7 592 241
EXT 14A1 BTS Q.HENNEBUISE HUAHINE FAIE	01/01/2012	35	1 034 676	26 902	1 061 578	100%	1 061 578	318 473
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA TUIHANI MAROE A HUAHINE	01/01/2014	35	331 977	17 263	349 240	100%	349 240	174 620
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE VILLAGE FAATETORO MAROE	01/01/2014	35	31 670 373	1 646 859	33 317 232	100%	33 317 232	16 658 616

Composants	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
POSE CABLE HTA S/ PONT DE MAROE À HUAHINE	01/01/2015	35	4 820 853	313 355	5 134 208	80%	4 107 367	2 464 420
RESEAUX CP HUAHINE 2015 CP 2015	01/07/2015	35	383 809	24 948	408 757	100%	408 757	245 254
RSX SOUT TIERS HUA 2015 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2015	35	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	20	905 176	-	905 176	100%	905 176	90 518
COMPTAGE TIERS HUA 2010 FINANCEMENT	01/07/2010	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAG HUAHINE 2011	01/07/2011	20	3 663 523	47 626	3 711 149	14%	535 541	107 108
COMPTAGE TIERS HUA 2011 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2011	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/CPTAGES HUAHINE CP 2012	01/07/2012	20	1 212 708	31 530	1 244 238	59%	737 142	221 143
COMPTAGE TIERS HUA 2012 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2012	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2013	01/07/2013	20	865 740	33 764	899 504	61%	551 286	220 514
COMPTAGE TIERS HUA 2013 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
CPTEURS SOLAIRE HUA 2013	01/07/2013	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2014	01/07/2014	20	722 058	37 547	759 605	50%	381 061	190 530
COMPTAGE TIERS HUA 2014 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2014	20	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2015	01/07/2015	20	862 472	56 061	918 533	74%	676 762	406 057
COMPTAGE TIERS HUA 2015 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2015	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2016 CP 2016	01/07/2016	25	2 184 378	170 381	2 354 759	0%	-	-
RESEAUX 2016 CONCED HUAHINE FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2016	25	-	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2016	01/07/2016	20	3 180 213	248 057	3 428 270	17%	582 806	407 964
COMPTAGE TIERS HUA 2016 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2016	20	-	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2017 CP 2017	01/07/2017	25	565 302	51 442	616 744	0%	-	-
14A1 066425/CH/2013 QT TERRE TUARAI À FARE HUAHINE	15/03/2017	35	1 796 153	163 450	1 959 603	100%	1 959 603	1 567 682
RESEAUX SOUT TIERS 2017 QT TARAVARI HUAHINE	01/07/2017	35	-	-	-	100%	-	-
RESEAU CP HUAHINE 2017 CP 2017	01/07/2017	35	65 524	5 963	71 487	100%	71 487	57 189
COMPTAGE TIERS HUA 2017 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2017	25	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2017	01/07/2017	20	1 541 526	140 279	1 681 805	23%	392 186	313 749
POSTE H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 551 281	161 333	1 712 614	100%	1 712 614	145 200
POSTE H1023 CENT CIAL HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	600 000	62 400	662 400	0%	-	-
CELLULES H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 776 967	184 805	1 961 772	100%	1 961 772	166 324
AUT COMP H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	4 559 260	474 163	5 033 423	100%	5 033 423	426 747
CELLULES H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 229 428	127 861	1 357 289	0%	-	-
AUT COMP H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 837 322	191 081	2 028 403	0%	-	-
TRANSFO H1017 MAIRIE HUA AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	881 586	91 685	973 271	100%	973 271	82 516
TRANSFO H1023 CENT CIAL AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	1 190 590	123 821	1 314 411	0%	-	-
RENV 5 IAM H412B/H519A/H523A/H700C/H307A HUAHINE	01/06/2018	15	7 823 626	813 657	8 637 283	0%	-	-
ENFOUISS RSX HT/BTA FAREAVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	25	5 745 426	597 524	6 342 950	10%	634 295	53 777
RENV RESEAU HTA HUAHINE	01/06/2018	25	35 956 487	3 739 475	39 695 962	0%	-	-
ENFOUISS RSX HT/BTS FARE AVT2 18/07/2017 HUAHINE	20/02/2018	35	37 305 567	3 879 779	41 185 346	85%	35 007 544	3 478 526
RSX SOUT TIERS HUA 2018 FINANCEMENTS HUAHINE	01/07/2018	35	-	-	-	100%	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE CP 2018	01/07/2018	20	387 792	40 330	428 122	52%	221 535	199 382
COMPTAGE TIERS HUA 2018 FINANCEMENT HUAHINE	01/07/2018	20	-	-	-	100%	-	-
RENV RSX HTA/BTA HUAHINE	30/03/2019	25	63 032 597	7 374 814	70 407 411	0%	-	-
ART 2 LC87264/CH/2017 HUA	03/05/2019	35	5 910 046	691 475	6 601 521	100%	6 601 521	691 475
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2019	20	4 341 527	507 959	4 849 486	7%	330 189	330 189
COMPTAGE TIERS HUA 2019	01/07/2019	20	-	-	-	-	-	-
<b>DISTRIBUTION HUAHINE</b>			<b>499 260 096</b>	<b>31 363 961</b>	<b>530 624 057</b>		<b>162 937 834</b>	<b>49 680 196</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE</b>			<b>877 245 963</b>	<b>52 829 966</b>	<b>930 075 929</b>		<b>291 067 751</b>	<b>76 261 380</b>

## 5.8 - Plan de Renouvellement

### Production :

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

<b>reste à faire au 31/12/2018</b>		35 137 578
réalisé	-	29 411 364
écart de coût sur réalisé		-
réajusté		-
<b>reste à faire au 31/12/2019*</b>		5 726 214

\* Plan de renouvellement en cours de révision

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

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL HUAHINE PRODUCTION</b>	<b>110 654 632</b>	<b>14 467 457</b>	<b>- 60 286 370</b>	<b>64 835 719</b>	<b>5 726 214</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

<b>besoin évalué 31/12/2016 :</b>	<b>126 394 290</b>
ajustement du besoin 2017 :	(3 463 294)
ajustement du besoin 2018 :	16 658 550
ajustement du besoin 2019 :	-
<b>- doté à l'ouverture :</b>	<b>110 654 632</b>
<b>reste à doter</b>	<b>28 934 914</b>
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	14 467 457

### Distribution :

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

<b>Reste à faire au 31/12/2018</b>	<b>74 468 585</b>
Réalisé	(74 926 708)
Réajusté	458 123
<b>Reste à faire au 31/12/2019*</b>	<b>-</b>

\* Plan de renouvellement en cours de révision

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

	Actif/passif à l'ouverture	+ Dotation 2019	- Reprise de lissage 2019	Actif/passif clôture	Reste à renouveler
<b>TOTAL HUAHINE DISTRIBUTION</b>	<b>114 146 638</b>	<b>18 029 024</b>	<b>- 62 682 293</b>	<b>69 493 368</b>	<b>-</b>

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

<b><i>besoin évalué 31/12/2016 :</i></b>	<b><i>150 204 684</i></b>
ajustement du besoin 2017 :	1
ajustement du besoin 2018 :	-
ajustement du besoin 2019 :	-
<b><i>- doté à l'ouverture :</i></b>	<b><i>114 146 638</i></b>
<b>reste à doter</b>	<b>36 058 047</b>
nb années restantes	2
dotation de l'exercice :	18 029 024

## 6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

### Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : 1<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 1,35 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
TEMANAHA STELLA	AGENCE HUAHINE

#### 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