

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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2019

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	6
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
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	13
➤ Aspects commerciaux	14
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	14
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2019	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	15
2.4 - Autres produits d'exploitation.....	16
2.5 - Statistiques de ventes.....	16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka	19
2.7 - Gestion des impayés.....	20
2.8 - Dépenses de la Commune	20
2.9 - Services offerts à la clientèle	21
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	23
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	25
➤ Bilan technique	26
3.1 - Autorisation d'exploitation	26
3.2 - Effectif de l'exploitation	26
3.3 - Détail des ouvrages de production	27
3.4 - Données de production	27
3.5 - Qualité de service	28
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	28
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants.....	29
3.8 - Unités d'œuvre 2019 de la concession	30
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	32
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	33
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	39
4.3 - Comptes de la concession.....	43
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	49
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	53
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	54
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	55
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	58
5.4 - Dépenses de renouvellement	58
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	59
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	64
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	64
5.8 - Plan de Renouvellement.....	64
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	66

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

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

		UA HUKA				
		2019		2018		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	257		248		
	BT	256	99,61%	247	99,60%	
	MT	1	0,39%	1	0,40%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	1 054		1 036	
	BT	1 034	98,10%	1 016	98,07%	
	MT	20	1,90%	20	1,93%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,14		0,13	
	Nombre de kWh vendus total		667 734		661 582	
	BT	624 755	93,56%	606 385	91,66%	
	MT	42 979	6,44%	55 197	8,34%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	23 210 680		22 020 575	
	BT : Total		21 703 276	93,51%	20 343 917	92,39%
	BT : par client		84 778		82 364	
	BT : par kVA de puissance souscrite		20 990		20 016	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		4 041 334	18,62%	3 776 644	18,56%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		17 661 942	81,38%	16 567 273	81,44%
	MT : Total		1 507 404	6,49%	1 676 658	7,61%
	MT : par client		1 507 404		1 676 658	
	MT : par kVA de puissance souscrite		75 370		83 833	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		397 203	26,35%	367 920	21,94%
MT : part variable en XPF et % du CA total		1 110 201	73,65%	1 308 738	78,06%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		34,76		33,28		
BT		34,74		33,55		
MT		35,07		30,38		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,90		0,91		
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	0	0%	0	0%
	Energie hydroélectrique	kWh	0	0%	0	0%
	Energie thermique	kWh	738 783	100%	723 424	1%
	Energie totale achetée		738 783		723 424	
	Temps moyen de coupure					
	global		7h40		0h49	
origine production		6h57		0h49		
origine transport		-		-		
origine distribution		0h43		-		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	22		21	
	Valeur d'origine	k XPF	222 783		221 506	
	Valeur nette économique	k XPF	111 215		107 965	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	15 278		0	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	390		365	
	Indemnité de fin de concession	k XPF				
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A		N/A	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A		N/A	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	19 821		18 298	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	7 383		2 987	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A		N/A		

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

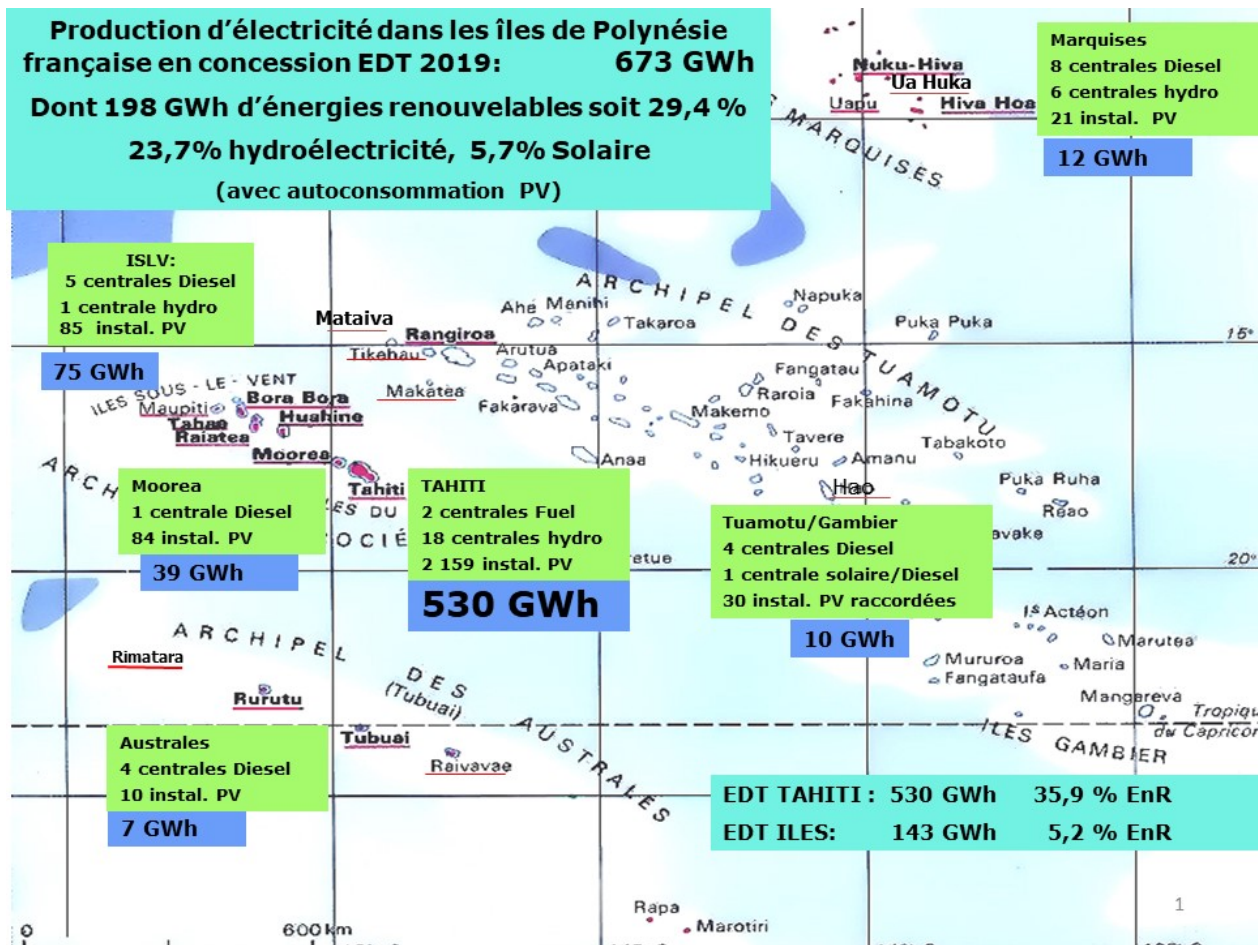
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

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

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



* 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 Ua Huka est de 2 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production, rattachés hiérarchiquement au Chef d'Exploitation de Nuku Hiva.

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

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

PRODUCTION

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

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

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

COMMERCIAL

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

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

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Ua Huka** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 1^{er} décembre 2006 avec effet au 1^{er} avril 2000, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui implique une fin de contrat le 30 septembre 2030.

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

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

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

Le cahier des charges de la convention de concession de **Ua Huka** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 13, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de **Ua Huka** n'a, quant à lui, été modifié par aucun avenant depuis son origine.

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. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- f. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- g. 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 des tarifs

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

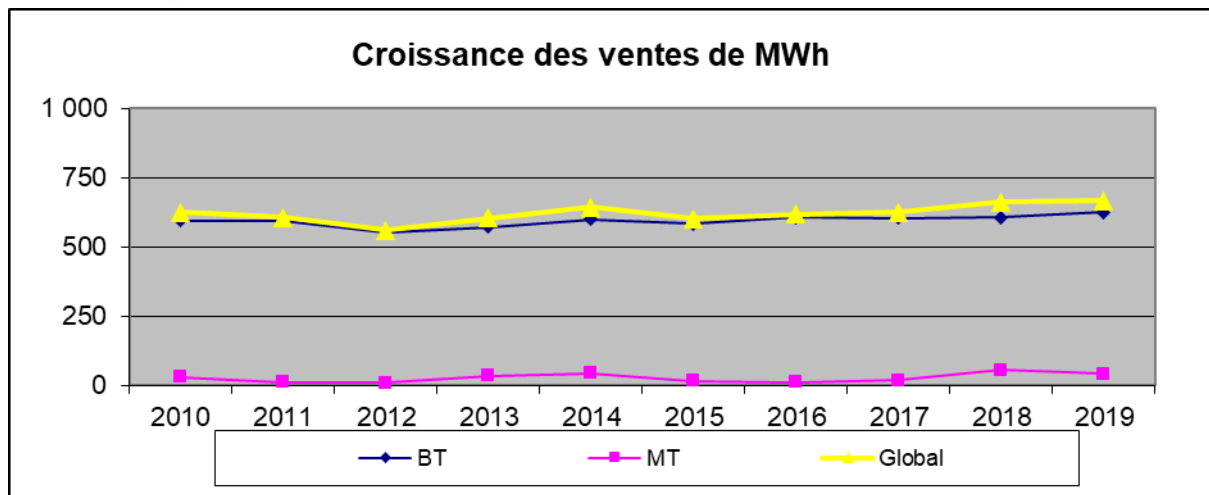
Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 14 Février 2019	Du 15 Février au 31 Décembre 2019
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres us	360	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
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

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 :	26 561 XPF
- Frais de relance :	<u>265 374 XPF</u>
- Total	291 935 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité augmentent pour la quatrième année consécutive sur la concession de Ua Huka, pour s'établir à **668 MWh**, soit le plus haut niveau atteint sur les dix dernières années. La progression des ventes de 0,9% (+6 MWh) est essentiellement due à la croissance des ventes en basse tension (+3,0%, soit +18 MWh, qui est atténuée la baisse de 22,1% des ventes en moyenne tension (-12 MWh).

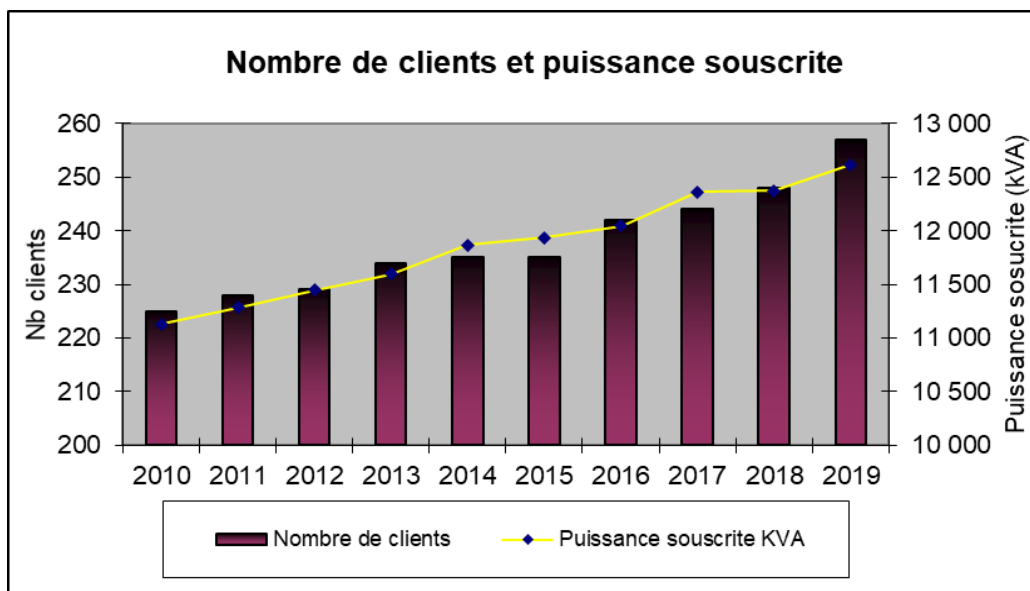
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) est en hausse de 7,9% (soit +28,4 MWh), avec une croissance relative plus importante pour les tarifs « petits consommateurs » qui enregistrent une progression de 9,1% (+26,5 MWh), par rapport à +2,6% pour le segment des « classiques » (+1,9 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 62% des volumes basse tension en 2019, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 51% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,5% des ventes en basse tension avec environ 9 MWh vendus sur 2019, augmentent de +18% (soit +1,4 MWh) après deux années consécutives de baisse.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 36% des ventes basse tension, diminuent de 4,8% soit -11,4 MWh.

Après une croissance forte en 2018 de 175% (+35 MWh) les ventes en moyenne tension enregistrent une réduction de 22,1% (soit -12 MWh) pour s'établir à 43 MWh. La baisse de la consommation du compteur de la station de pompage de Vaipae est constatée au second semestre de l'année.



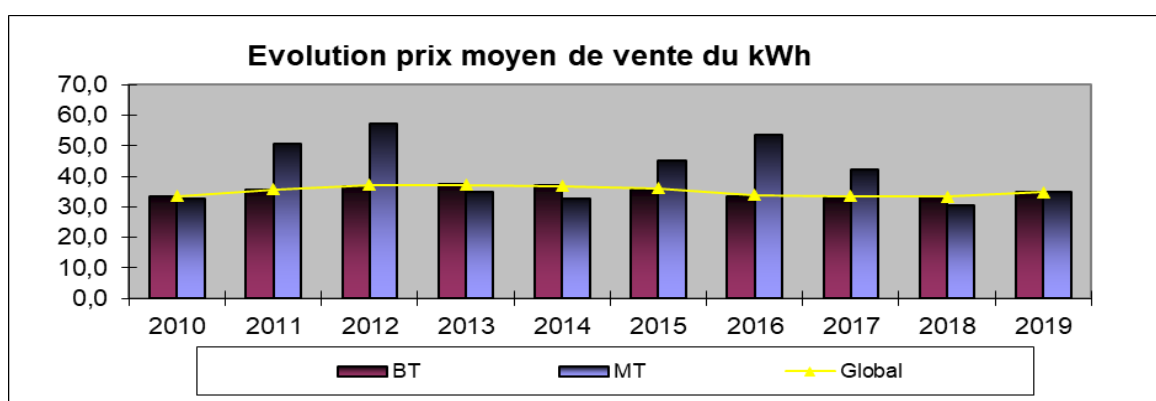
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2018 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	256 +3,6% (+ 9 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u> -
	257 +3,6% (+ 9 contrats)

La hausse du nombre de clients correspond à la souscription de contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs ».

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2019 :

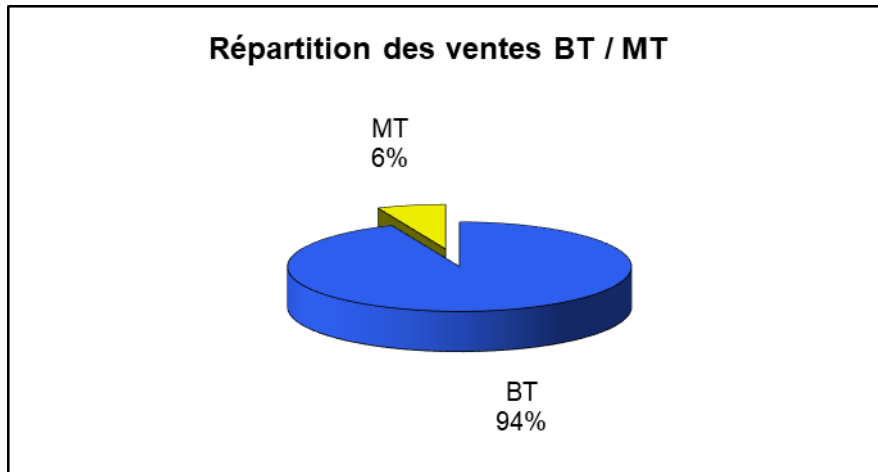
- Tarif « Petits Consommateurs » 69%
- Tarif Usages professionnels basse tension 18%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 9%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif prépaiement 1%
- Tarif Moyenne tension 1%

La puissance souscrite facturée s'établit à 12 615 kVA, soit une hausse de 2% par rapport à 2018, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :	variation / 2018
Tarifs basse tension	34,7 Fcp +3,5%
Tarifs moyenne tension	<u>35,1</u> Fcp +15,5%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,8 Fcp +4,4%

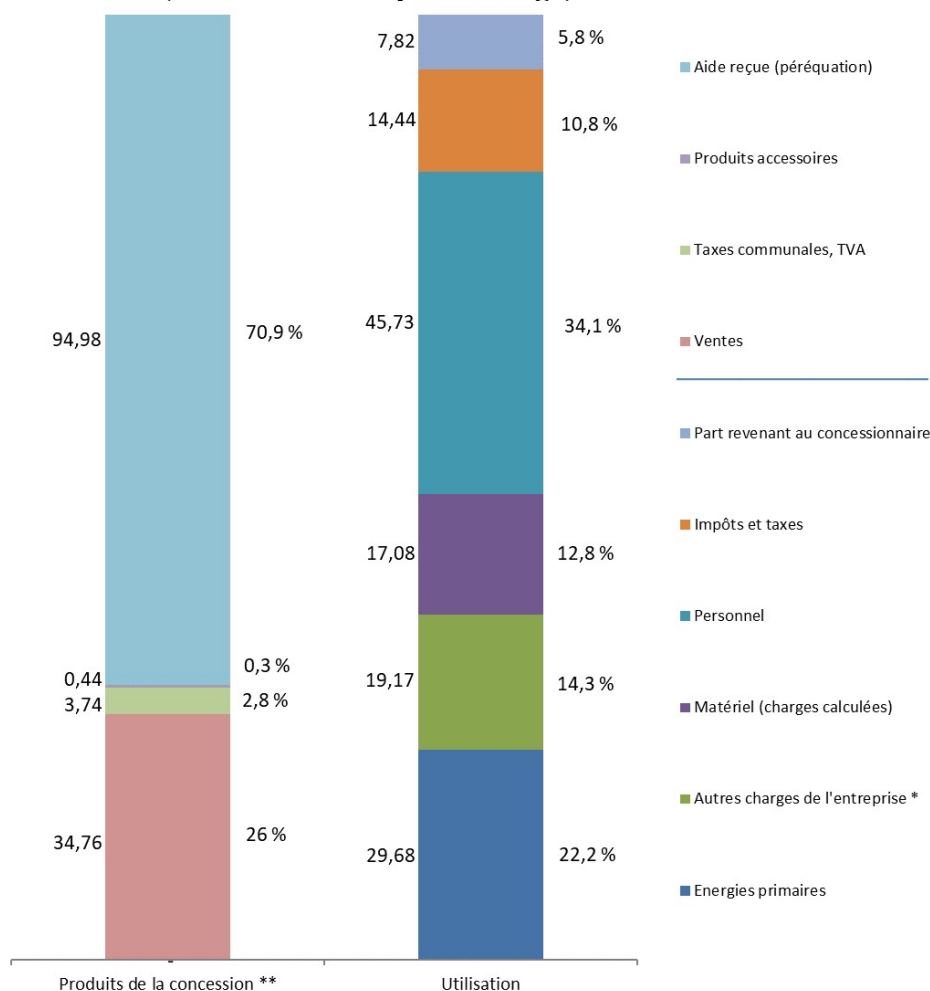
Le prix moyen de vente du kWh augmente de 4,4% en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension est modifiée en raison de la baisse des consommations en moyenne tension, qui représentent désormais 6% des ventes globales (8% en 2018). Les volumes facturés en tarifs basse tension augmentent leur part (94% par rapport à 92% en 2018).

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

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 38,5 F/KWh (28,8%) 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 souscrits dans la concession de Ua Huka, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/19, était de 11 Millions Fcp, ce qui représente 33,5% du chiffre d'affaires 2019, soit un délai de créances clients de 120 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Ua Huka, en moyenne 54 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 21% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Ua Huka, en moyenne 2 clients, soit 0,8% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2019, aucune créance n'a été comptabilisée en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Huka,

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	54 - UA HUKA				
	Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2019 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS		2	1 390	70 985	51,07
06 - ECLAIRAGE PUBLIC		5	8 955	455 696	50,89
07 - USAGE PROFESSIONNEL		22	66 156	3 666 429	55,42
55 - TOUS USAGES MT		1	44 235	1 686 489	38,13
Total général		30	120 736	5 879 599	48,70

* 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 8,7% en 2019 et s'établit à 5,9 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 30 compteurs.

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).

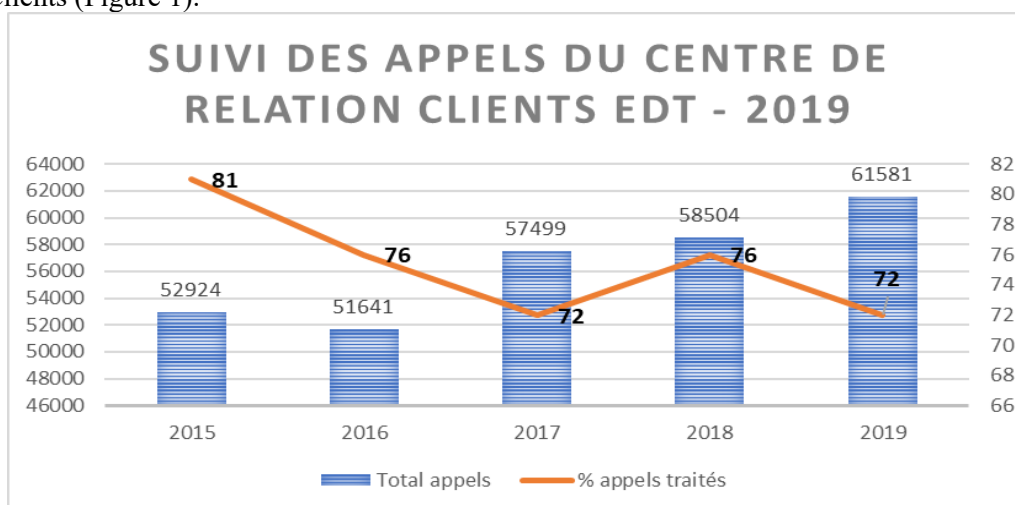


Figure 1

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 :

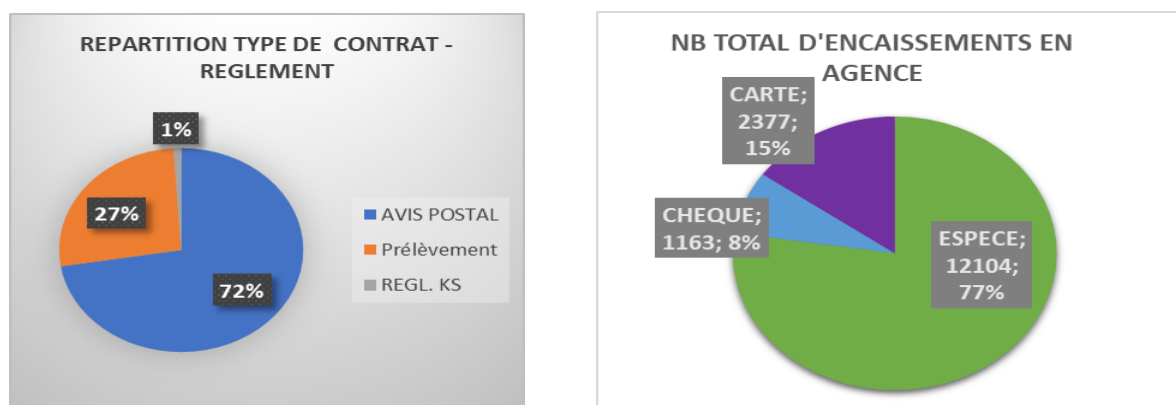
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel,
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

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 (Marquises)



Gestion des sinistres – Marques

Sinistre	
Nombre Dossiers	26
Nombre dossiers Black-Out	6
Délai moyen de traitement date sinistre et date d'analyse (jours)	17
Délai moyen de traitement date analyse et date validation DC (jours)	3

Figure 2

L'information clients par SMS – Marques

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

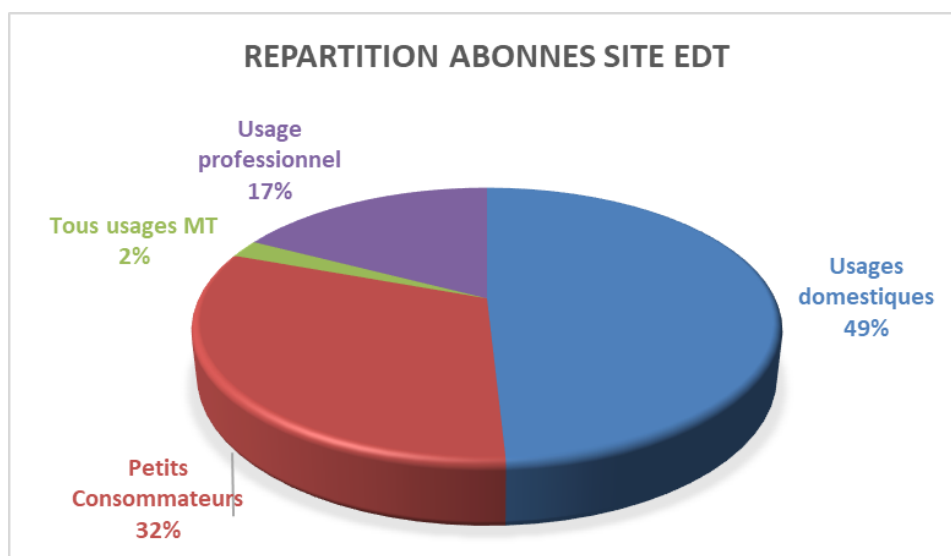
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

Service SMS	Total général
Annulation Coupure Travaux	28
Auto-Relève	119
Avis de coupure pour Travaux	28
Avis passage releveur	11
Confirmation Coupure Travaux	28
Montant Facture mensuelle	136
Relance	119
Total général	469

Un nouveau site client edt.pf

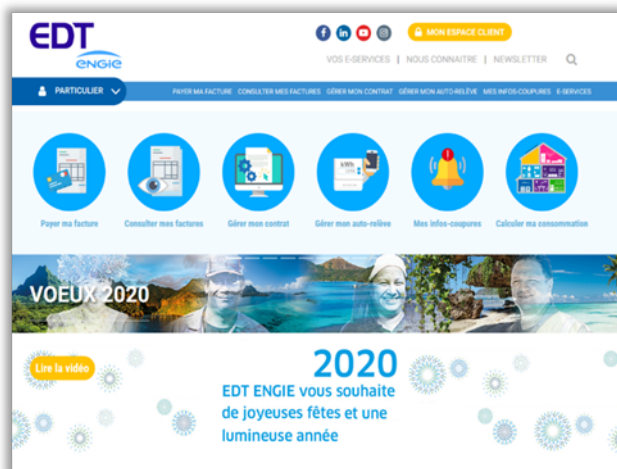
Concession	Nombre d'accès edt.pf	Pourcentage de clients* connectés
Ua Huka	12	5%

*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

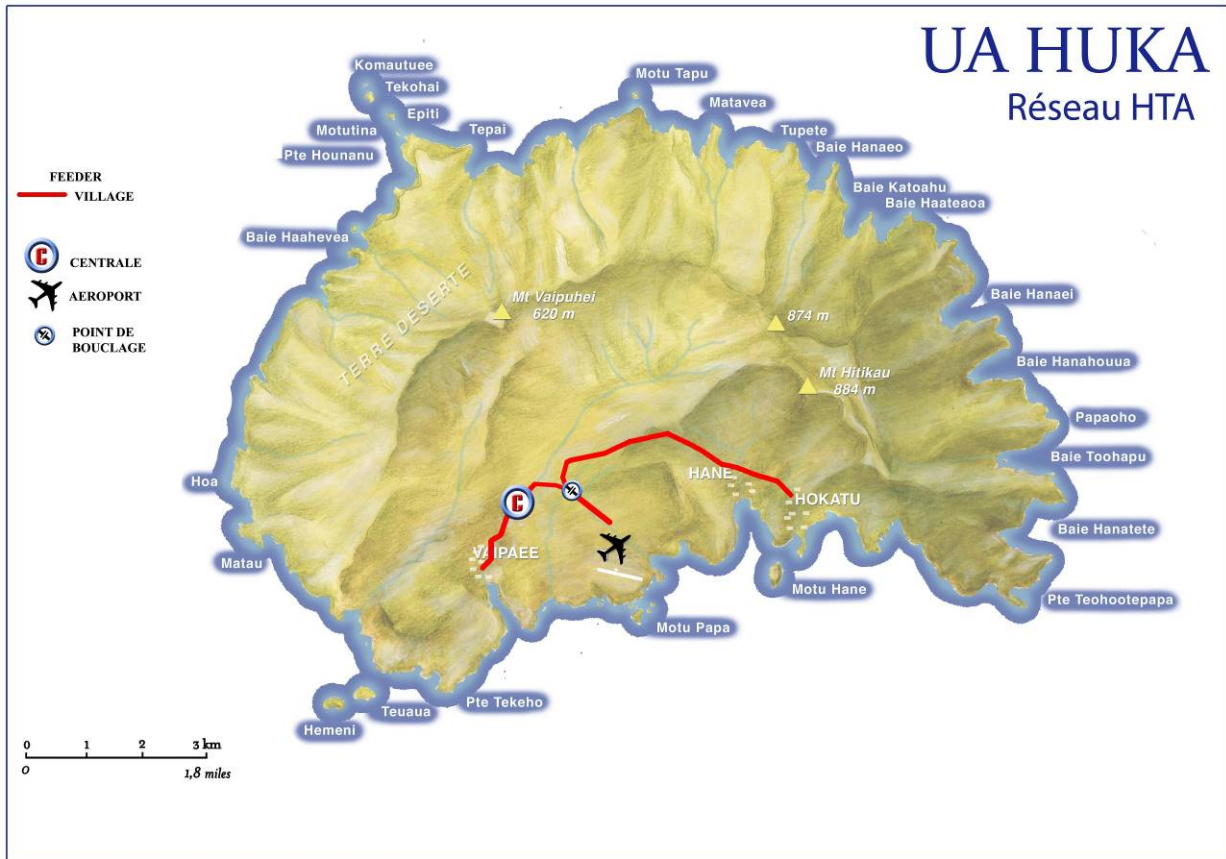
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Ua Huka
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Unités d'œuvre 2019 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Huka



3.1 - Autorisation d'exploitation

Faisant suite de la dépose du dossier ICPE à la DIREN, nous avons obtenu en février 2018 l'arrêté d'autorisation d'exploiter les équipements techniques de la centrale de UA HUKA référence :
Arrêté n° 1089 MCE/ENV du 6 février 2018

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1089	06/02/2018	Autorisation d'exploitation	Nouveau

3.2 - Effectif de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2019. Des renforts ont été réalisés ponctuellement en 2019 pour :

- Permettre la prise de congés des agents de UA HUKA
- La réalisation de chantiers divers sur l'île comme la mise à jour du SIG et les chantiers Eclairage Public.

3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionne	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 fonctionnem
G1 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	18/04/2008	33 752	38 987	5 235
G2 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	18/04/2008	31 028	32 970	1 942
G3 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	225	180	13/09/2019	0	499	499
G3 UA HUKA	FG WILSON		250	200	160	18/04/2008	26 844		

3.4 - Données de production

La centrale thermique de Ua Huka a produit 759 108 kWh en 2019 contre 738 481 kWh en 2018.

Il y a eu 255 083 litres de gazole ont été consommés en 2019 contre 243 962 litres en 2018,

De même, 792 litres d'huile ont été consommés en 2019 contre 832 litres en 2018.

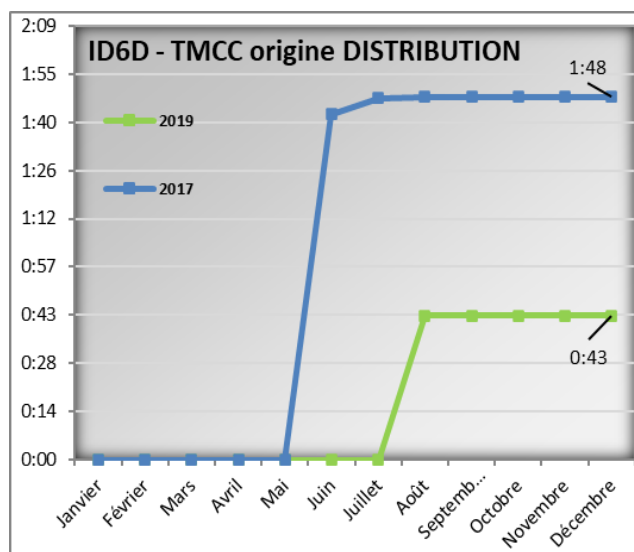
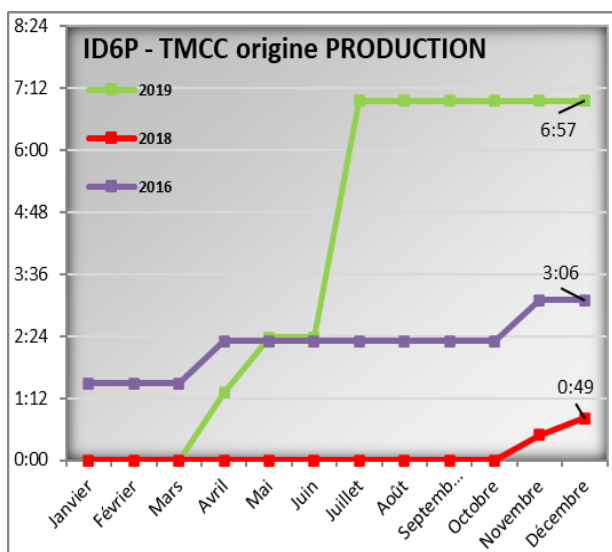
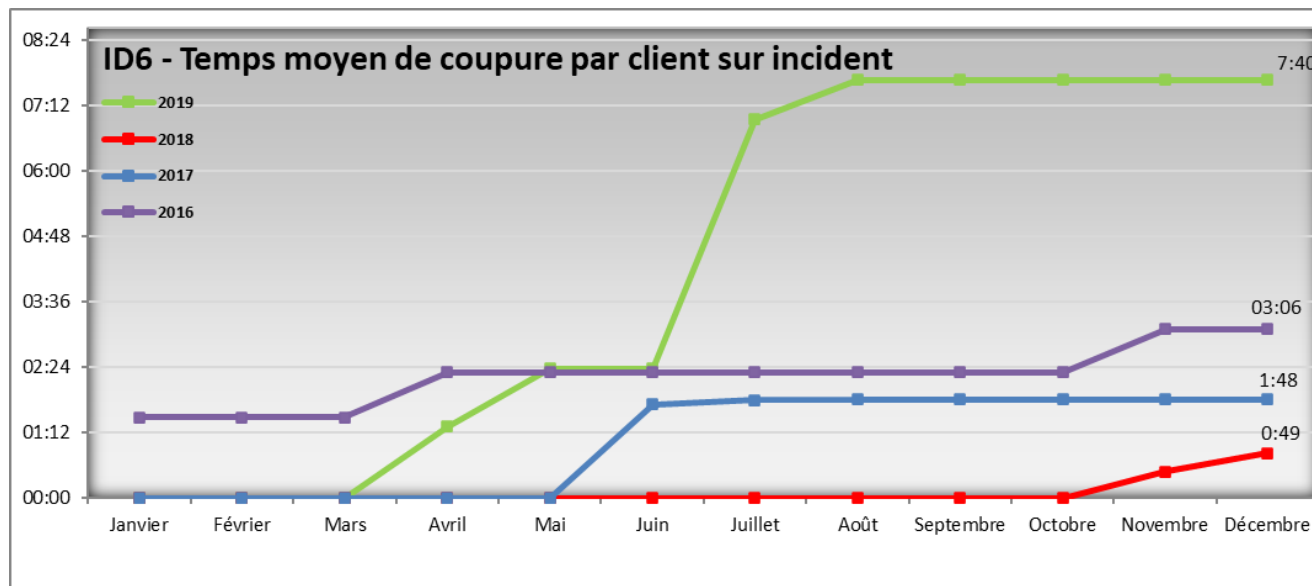
La puissance de pointe appelée est de 137 kW pour 2019, sensiblement supérieur à la pointe de l'année 2018 qui était de 134 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 180 kW suite à l'installation du GE3 CUMMINS C250 en septembre 2019.

UA HUKA 2019	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	ENERGIE NETTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	CARBURANT Consommé (litres)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	Pointe Max. Mensuelle (kW)
Janvier	65 672	64 092	22 032	335	125
Février	60 086	58 626	18 311	305	131
Mars	67 564	65 989	22 410	332	137
Avril	62 730	61 157	21 496	343	130
Mai	63 516	61 871	22 121	348	124
Juin	61 003	59 313	21 617	354	122
Juillet	60 137	58 383	21 025	350	123
Août	60 520	58 741	20 718	342	122
Septembre	60 888	59 102	21 013	345	122
Octobre	65 697	63 757	21 597	329	126
Novembre	65 462	63 608	21 447	328	132
Décembre	65 833	64 144	21 296	323	136
TOTAL	759 108	738 783	255 083	336	137

3.5 - Qualité de service

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

Le TMCC de Ua Huka est de 07h40 min en 2019, en hausse par rapport à celui de 2018 qui était de 49mn. Cette dégradation du temps moyen de coupure vu par le client est essentiellement d'origine production.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Un exercice contre l'incendie est prévu chaque année. Ce type d'exercice permet la formation des agents de première intervention d'EDT.

L'exercice annuel 2019 a été réalisé le 26 novembre 2019 avec la participation des agents communaux.



Manipulation de la lance à incendie sur la zone de dépotage lors de l'exercice.

Traitement des effluents :

En 2018, les armateurs ont refusé de transporter les fûts d'huiles usées et de filtres souillés depuis Ua Huka vers Tahiti. En fin d'année 2018, après discussions avec les armateurs le transport de ces déchets vers Tahiti a de nouveau été autorisé.

C'est 832 litres d'huile de vidange qui ont été rapatriés sur TAHITI en 2019 avec 2 fûts de filtres et chiffons souillés.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Production

- Juin 2019 : remplacement du bloc moteur du GE2 et du Groupe GE3



Pose nouveau bloc moteur du GE2



Groupe CUMMINS C250 en lieu et place du GE3 FG Wilson

Distribution

- Juillet 2019 : début des travaux d'électrification de la vallée de Vaipae qui a pris fin en Février 2020 y compris la zone du quartier TEATIU



Distribution

- Août 2019 : début des travaux d'électrification de la vallée de Hokatu qui a pris fin en Février 2020 y compris le quartier KAVEE à Hokatu.
- Septembre 2019 : début des travaux d'électrification de la vallée de Hane qui a pris fin en Février 2020



3.8 - 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	137
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	180
Puissance garantie en kW (PG2)	160
Nb de kWh vendus	667 734
Quantité en litre de combustible	255 083
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	738 783
Nb de kWh hydro acheté par tarif	-
Nb de km de réseaux hors branchements	21,20
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	850
Nombre d'abonnés (BT et HT)	257

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.

Détail du solaire par tarif

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

Répartition des longueurs Réseau à fin 2019

Concession	RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Nom	Aeriel	Souterr	Sous-marin	TOTAL	% Aéri	Souter	Aeriel	Souterr	TOTAL	% Aéri	Souter	Aeriel	Souterr	TOTAL	% Aéri	Souter
Ua Huka	7,56	2,70		10,26	73,7%	26,3%	11,75	0,10	11,85	96,4%	3,6%	19,30	2,80	22,10	85,4%	14,6%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 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'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

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

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

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

- les imputations directes concernent 82 % du total des dépenses de la concession de Ua Huka. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 18 % 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.

UAHUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	71%	10%	82%
Frais répartis sur la concession	9%	9%	18%
Total	80%	20%	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 :

Ua Huka		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	42 566	-128 891
Production thermique - frais de siège*		198 315	
Production thermique - fonction support*		188 064	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	72 424	-145 457
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de charge sur contrôle des réseaux	1 193 977	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	760 851	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		69	
Distribution d'électricité - frais de siège*		134 244	
Distribution d'électricité - fonction support*		186 134	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	445 200	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	7 296	
Clientèle - frais de siège*		30 969	
Clientèle - fonction support*		40 668	
Total		3 300 777	-274 348

* 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.

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 le 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	54
	Mise à disposition personnel	61 262
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	946 210
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	156 253
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	85 689

Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	748 381
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	241 145

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

En 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 84 % 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 16 % 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.

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 Ua huka

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Ua huka en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	1 356,4	1 146,3			6,8	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	349,3	349,2	7,8	0,5	8,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 007,9	22,4
Clientèle îles	43,3	43,3	0,6	-0,1	0,4	Nombre d'abonnés îles	26 789	357
Suivi et développement	97,9	94,2	0,7	0,1	0,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	97,0	1
Travaux réseau	129,8	129,8	0,6	0,0	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	75,4	0
Service Grand compte	37,8	33,9	0,3	0,0	0,3	Contrats grands comptes	5 214	41
Marketing & E-services	46,1	39,8	0,1	0,0	0,1	Nombre d'abonnés	78 561	257
Animation & réseaux proximité	20,9	18,0	0,1	0,0	0,1	Nombre d'abonnés	78 561	257
Comptabilité client et recouvrement	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	78 561	257
Magasins	51,2	48,9	0,1	0,0	0,1	Sorties de stock valorisées	993 983	2 183
Total support externe					10,6			
Support interne de l'île					1,6			
Total Support					12,2			

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

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

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

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Huka	
	2019	2018
Immobilisations concédées *	222 782 726	221 505 768
- Production	95 732 401	94 927 118
- Distribution	127 050 325	126 578 650
Immobilisations privées	22 775 728	22 775 728
Immobilisations en-cours	3 830 652	4 805 114
- Production	0	2 224 056
- Distribution	3 830 652	2 581 058
Total immobilisations brutes	249 389 106	249 086 610
Amortissements et provisions **	-133 737 115	-135 497 079
- Production	-43 064 631	-51 299 109
- Distribution	-68 503 168	-62 241 210
- Privés	-22 169 316	-21 956 760
Immobilisations nettes	115 651 991	113 589 531
Stock	19 983 807	13 090 770
Créances clients	10 993 791	7 573 912
Autres créances	1 575 995	1 299 989
Provisions pour dépréciation	-53 171	-848 740
Stock et créances nets	32 500 422	21 115 931
TOTAL ACTIF	148 152 413	134 705 462

* Immobilisations concédées

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	79 776 655	78 971 372
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	79 776 655	78 971 372
Total Tiers et concédant	15 955 746	15 955 746
Total au bilan	95 732 401	94 927 118

** Amortissements et provisions

	2019	2018
Production		
Concessionnaire	-34 421 933	-43 321 233
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	-34 421 933	-43 321 233
Tiers et concédant	-8 642 698	-7 977 876
Total au bilan	-43 064 631	-51 299 109

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	116 935 437	116 602 774
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	116 935 437	116 602 774
Tiers et concédant	10 114 888	9 975 876
Total au bilan	127 050 325	126 578 650

	2019	2018
Distribution		
Concessionnaire	-61 986 494	-55 824 422
Concessionnaire - Droit incorporel	0	0
Total concessionnaire	-61 986 494	-55 824 422
Tiers et concédant	-6 516 674	-6 416 788
Total au bilan	-68 503 168	-62 241 210

1 Amortissement et provisions

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

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

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

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

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

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Ua Huka	
	2019	2018
Résultat	7 383 062	2 986 942
Capitaux propres	7 383 062	2 986 942
Droits des tiers et concédant apports gratuit	10 911 262	11 536 958
- Production	7 313 048	7 977 870
- Distribution	3 598 214	3 559 088
Droits du concédant exigible en nature	10 911 262	11 536 958
Autres provisions	2 004 564	1 466 243
- PIDR	2 004 564	1 466 243
Provision pour risques et charges	2 004 564	1 466 243
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	41 245 445	45 786 331
Clients - avances sur consommation	577 459	543 800
Fournisseurs	17 685 777	7 716 474
Dettes fiscales et sociales	5 283 523	4 956 498
Passif de renouvellement	58 419 153	56 324 779
- Production	38 946 205	37 921 319
- Distribution	19 472 948	18 403 461
Produits constatés d'avance	4 642 169	3 387 436
Emprunts et dettes	86 608 080	72 928 988
TOTAL PASSIF	148 152 413	134 705 462

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

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Ua huka 2018			Ua huka 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	45 951 205		45 951 205	49 308 234		49 308 234
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	292,00		292	292,00		292
	- Forfait FP1	172 195		172 195	172 254		172 254
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-33 332 385	118 999	-33 213 386	-33 091 848	-95 143	-33 186 991
	par UO : Puissance maximale majorée	-114 152		-113 744	-113 328		-113 654
	- Maintenance	-14 500 334		-14 500 334	-17 108 834		-17 108 834
	- AC	-1 931 656		-1 931 656	-812 010		-812 010
	- ACE	-1 679 418		-1 679 418	-1 443 195		-1 443 195
	- MO	-10 889 260		-10 889 260	-14 853 629		-14 853 629
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-190 936		-190 936	-311 693		-311 693
	- AC						
	- ACE	-92 558		-92 558	-107 580		-107 580
	- MO	-134 359		-134 359	-64 006		-64 006
- AUTRES	35 981		35 981	-140 107		-140 107	
- Amortissement des actifs de concession	-5 536 140		-5 536 140	-5 241 214		-5 241 214	
- Dotation amortissement biens au bilan	-3 243 084		-3 243 084	-4 216 328		-4 216 328	
- Dotation / reprise de lissage	-2 293 056		-2 293 056	-1 024 886		-1 024 886	
- Quote part des activités support affectées	-13 104 975	118 999	-12 985 976	-10 430 107	-95 143	-10 525 250	
- Fonctions supports	-9 775 972		-9 775 972	-6 873 256		-6 873 256	
- Frais de siège	-3 329 003	118 999	-3 210 004	-3 556 851	-95 143	-3 651 994	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	5 465 788		5 465 788	6 072 761		6 072 761
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	694 231		694 231	723 424		723 424
	- Forfait FP2	8,615		8,615	8,563		8,563
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-408 406	1 112	-407 294	-1 301 061	-1 120	-1 302 181
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-0,588		-0,587	-1,798		-1,800
	- Maintenance	-270 142		-270 142	-1 138 395		-1 138 395
	- AC	-60 857		-60 857	-812 873		-812 873
	- ACE	-3 965		-3 965	-36 581		-36 581
	- MO	-205 320		-205 320	-288 941		-288 941
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-138 264	1 112	-137 152	-162 666	-1 120	-163 786
	- Fonctions supports	-107 161		-107 161	-120 791		-120 791
	- Frais de siège	-31 103	1 112	-29 991	-41 875	-1 120	-42 995
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	16 722 550		16 722 550	19 430 562		19 430 562
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	24,09		24,09	26,86		26,86
	- Consommations	-18 298 228		-18 298 228	-19 820 657		-19 820 657
	- Fioul						
	- Gasoil	-18 230 128		-18 230 128	-19 576 040		-19 576 040
- Huile	-68 100		-68 100	-244 617		-244 617	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	2 224 056		2 224 056	12 721 741		12 721 741
	- Coûts directs	-2 224 056		-2 224 056	-12 673 051		-12 673 051
	- AC	-2 198 805		-2 198 805	-9 702 292		-9 702 292
	- ACE	-25 251		-25 251	-2 172 226		-2 172 226
- MO				-798 533		-798 533	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées				167 061		167 061	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	70 363 599		70 363 599	87 533 298		87 533 298	
MARGE AVANT IS	16 100 525	120 111	16 220 635	20 813 742	-96 263	20 717 479	
- I.S.	-9 586 209	-71 514	-9 657 722	-10 476 983	48 456	-10 428 528	
- IS report définitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	6 514 316	48 597	6 562 913	10 336 758	-47 807	10 288 951	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	5 537 168	41 308	5 578 476	8 786 245	-40 636	8 745 608	
En % des produits	8%		8%	-10%		-10%	

				Ua huka 2018			Ua huka 2019		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE		9 197 434			9 197 434	9 840 967		9 840 967
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1		21			21	21		21
	- Forfait FD2		473 380			473 380	473 516		473 516
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE		-13 146 808	76 072		-13 070 736	-13 462 275	-62 761	-13 525 036
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)		-618 382			-614 804	-635 013		-637 973
	- Maintenance		-2 622 242			-2 622 242	-3 950 766		-3 950 766
	- AC		-5 146			-5 146	-46 029		-46 029
	- ACE		-484 493			-484 493	-968 002		-968 002
	- MO		-2 132 603			-2 132 603	-2 936 735		-2 936 735
	- AUTRES								
	- Conduite et Fonctionnement		-139 413			-139 413	996 941		996 941
	- AC		-105 748			-105 748			
	- ACE		-21 646			-21 646	-106 416		-106 416
	- MO		-12 073			-12 073	-17 656		-17 656
	- AUTRES		54			54	1 121 013		1 121 013
- Amortissement des actifs de concession		-6 163 554			-6 163 554	-6 162 071		-6 162 071	
- Dotation amortissement biens au bilan		-5 066 345			-5 066 345	-5 092 585		-5 092 585	
- Dotation / reprise de lissage		-1 097 209			-1 097 209	-1 069 487		-1 069 487	
- Quote part des activités support affectées		-4 221 599	76 072		-4 145 527	-4 346 379	-62 761	-4 409 140	
- Fonctions supports		-2 093 477			-2 093 477	-2 000 105		-2 000 105	
- Frais de siège		-2 128 122	76 072		-2 052 050	-2 346 274	-62 761	-2 409 035	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS AFF - Location de réseau - Refacturation SIG...		527 677			527 677	569 587		569 587
	- Dotation amortissement biens au bilan								
	P - Dotation / reprise de lissage		365 265			365 265	7 548 357		7 548 357
	- Coûts directs		335 245			335 245	-4 790 135		-4 790 135
	- AC		-1 623 351			-1 623 351	-2 657 438		-2 657 438
	- ACE		-809 302			-809 302	-1 920 998		-1 920 998
	- MO		-755 172			-755 172	-972 550		-972 550
	- AUTRES		3 523 070			3 523 070	760 851		760 851
	- Quote part des activités support affectées		-880 453	2 858		-877 595	-971 872	-2 437	-974 309
	- Fonctions supports		-800 507			-800 507	-880 755		-880 755
	- Dotation amortissement biens au bilan		-79 946	2 858		-77 088	-91 117	-2 437	-93 554
	- Dotation / reprise de lissage								
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES		2 405 176			2 405 176	1 582 257		1 582 257
	- Coûts directs		-2 483 048			-2 483 048	-1 493 561		-1 493 561
	- AC		-2 315 995			-2 315 995	-789 450		-789 450
- ACE		-216 988			-216 988	-584 124		-584 124	
- MO		49 935			49 935	-119 987		-119 987	
- AUTRES									
- Quote part des activités support affectées		30 578			30 578	-101 083		-101 083	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
TOTAL DES PRODUITS		12 495 552			12 495 552	19 541 168		19 541 168	
MARGE AVANT IS		-3 648 934	78 930		-3 570 004	-1 277 757	-65 198	-1 342 956	
- IS.		2 172 565	-46 995		2 125 571	643 183	32 819	676 002	
- IS report déficitaire 2018 / 2019									
MARGE NETTE CONCESSION		-1 476 368	31 935		-1 444 433	-634 574	-32 380	-666 954	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		-1 254 913	27 145		-1 227 768	-539 388	-27 523	-566 911	
En % des produits		-10%			-10%	3%		3%	

		Ua huka 2018			Ua huka 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	68 139 543		68 139 543	74 811 557		74 811 557
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	68 139 543		68 139 543	74 811 557		74 811 557
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COÛTS D'ACHAT	-68 139 543		-68 139 543	-74 811 557		-74 811 557
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-68 139 543		-68 139 543	-74 811 557		-74 811 557
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)							
GESTION ADMINISTRATIVE							
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	1 139 251		1 139 251	1 240 880		1 240 880
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	244		244	248		248
	- Forfait FC	5 109,00		5 109	5 104,00		5 104
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	265 152		265 152	291 935		291 935
	- Frais de relance	238 878		238 878	265 374		265 374
	- Frais de perception de taxe	26 274		26 274	26 561		26 561
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-6 878 458	17 905	-6 860 553	-6 131 238	-15 032	-6 146 270
	par UO : Nombre d'abonnés	-28 190		-28 117	-24 723		-24 783
	- Affranchissements	-345 628		-345 628	-303 033		-303 033
	- Fonctionnement	-2 684 193		-2 684 193	-2 891 115		-2 891 115
	- AC	-2 097		-2 097	-6 594		-6 594
	- ACE	-13 000		-13 000	-609		-609
	- MO	-2 522 734		-2 522 734	-3 320 657		-3 320 657
- AUTRES	-146 362		-146 362	436 745		436 745	
- Quote part des activités support affectées	-3 848 637	17 905	-3 830 732	-2 937 090	-15 032	-2 952 122	
- Fonctions supports	-3 347 738		-3 347 738	-2 375 120		-2 375 120	
- Frais de siège	-500 899	17 905	-482 994	-561 970	-15 032	-577 002	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	126 000		126 000	120 000		120 000
	- Frais de coupure	126 000		126 000	120 000		120 000
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	69 669 946		69 669 946	76 464 371		76 464 371	
MARGE AVANT IS	-5 348 056	17 905	-5 330 150	-4 478 423	-15 032	-4 493 455	
- I.S.	3 184 218	-10 661	3 173 557	2 254 297	7 567	2 261 864	
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION	-2 163 838	7 244	-2 156 593	-2 224 126	-7 465	-2 231 591	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 839 262	6 158	-1 833 104	-1 890 507	-6 346	-1 896 853	
En % des produits	-3%		-3%	2%		2%	

		Ua huka 2018			Ua huka 2019		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	10 765		10 765			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
REVENU AUTORISE		-542 974		-542 974	736 529		736 529
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		334 895		334 895	-751 316		-751 316
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		259 240		259 240			
MARGE AVANT IS		51 161		51 161	-14 787		-14 787
TOTAL CONCESSION							
TOTAL DES PRODUITS (*)		83 857 344		83 857 344	109 463 810		109 463 810
TOTAL DES CHARGES (*)		-76 691 883	216 946	-76 474 938	-94 421 035	-176 494	-94 597 529
MARGE AVANT IS		7 165 461	216 946	7 382 407	15 042 774	-176 494	14 866 281
- I.S.		-4 266 296	-129 169	-4 395 465	-7 572 060	88 841	-7 483 218
- IS report déficitaire 2018 / 2019							
MARGE NETTE CONCESSION		2 899 165	87 777	2 986 942	7 470 715	-87 652	7 383 062
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		2 464 290	74 610	2 538 900	6 350 107	-74 505	6 275 603
En % des produits		2,9%		3,0%	-5,8%		-5,7%

(*) : 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

- 0.2 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 : + 26 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 + 9 MF

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + 17 MF sont :

- **Production : + 11 MF**
 - + 11 MF sur les travaux immobilisés : remplacement du groupe 3
- **Distribution : + 6 MF**
 - + 7 MF sur les travaux vendus
 - - 1 MF sur les travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : + 18 MF

- **Production : + 13 MF**

- + 10 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 11 MF au titre du remplacement du groupe 3 réalisé en 2019
 - - 1 MF au titre du remplacement du bloc moteur du G2
- + 2 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs

- **Distribution : + 5 MF**

- + 5 MF au titre des travaux vendus

- **Fourniture : - 1 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)**

- - 1 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

- **Financier : + 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 8 MF

La marge récurrente a été impactée par :

- La hausse de 9 MF sur le revenu autorisé
- La hausse de 2 MF sur les matières consommées
- La hausse de 2 MF sur la marge réalisée des activités annexes
- La baisse de 1 MF sur les autres produits

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).

$$\begin{array}{rclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{88.369.152} & = & \mathbf{68.548.495} & + & \mathbf{19.820.657} \end{array}$$

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
Activité de production									
Puissance maximale majorée	292	292		172 195	172 254	0,0%	50 280 940	50 298 168	0,0%
Nb de kWh produits	694 231	723 424	4,2%	8,615	8,563	-0,6%	5 980 800	6 194 680	3,6%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	21,260	21,200	-0,3%	473 380	473 516	0,0%	10 064 059	10 038 539	-0,3%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	244	248	1,6%	5 109	5 104	-0,1%	1 246 596	1 265 792	1,5%
RE - "Forfaits"							67 572 395	67 797 179	0,3%
Résultat financier							-594 136	751 316	-226,5%
Partage des gains de rendement							11 779		
RE (Revenu de l'exploitation)							66 990 038	68 548 494	2,3%

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2018			2019		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	243 962	74,73	18 230 126	255 083	76,74	19 576 041
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	205	332,19	68 100	792	308,86	244 617
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	-	-	-	-	-	-
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				18 298 226			19 820 657

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^{er} 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).

		Ua Huka				
		2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	23 210 680	22 020 575	20 911 901	20 930 086	21 682 734
Péréquation	B	63 419 252	55 923 443	59 491 782	63 711 473	64 254 101
CA péréqué	C=A+B	86 629 932	77 944 018	80 403 683	84 641 559	85 936 835
Ecart RA/CA 2018		n/a	n/a	3 673 820	-2 371 716	n/a
Revenu autorisé		88 369 152	85 288 264	84 077 502	82 269 843	85 936 835
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	n/a	-3 673 820	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	n/a	2 371 716	n/a	n/a
Produits comptabilisés		86 629 932	77 944 018	82 775 399	82 269 843	85 936 835

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

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2019	Réalisé 2018
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	667 734	661 582
Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée	88,0%	89,7%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Total Production Photovoltaïque		
Production hydro		
Production Total EnR		
Production brute thermique à produire	759 108	738 481
Production Nette thermique à produire	738 783	723 424
Total production (EDT et Autres)	759 108	738 481
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,336	0,330
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock initial	36 043	26 855
Achat matière première	255 550	253 150
Stock final	36 510	36 043
Consommation matière première	255 083	243 962
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>		
	0,336	0,330
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	76,74 F	74,73 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	308,86 F	332,19 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock initial	3 123 020	1 787 764
Achat matière première	19 201 716	19 565 382
Stock final	2 748 696	3 123 020
Consommation matière première	19 576 041	18 230 126
Huile	244 617	68 100
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	19 820 657	18 298 226
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh		
(CE) TOTAL achat de matières premières		
	19 820 657	18 298 226

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
Production	94 927 118	14 945 797 (1)	-14 140 514 (3)	95 732 401
Distribution	126 578 650	722 912 (2)	-251 237 (4)	127 050 325
Total	221 505 768	15 668 709	-14 391 751	222 782 726

(1) Détail des acquisitions de Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Groupe		
			Moteur	Alternateur	Accessoires Groupe
R54800	MOTEUR FG WILSON P250 UA HUKA G1 FGWNAV01TF0A14761	3 712 322	3 712 322		
R54901	MOTEUR CUMMINS C250 UA HUKA G3	6 290 746	6 290 746		
R54901	ALTERNAT CUMMINS C250 UA HUKA G3	2 022 026		2 022 026	
R54901	ACCESSOIRE CUMM C250 UA HUKA G3	2 920 703			2 920 703
	TOTAL PRODUCTION UA HUKA	14 945 797	10 003 068	2 022 026	2 920 703

(2) Détail des acquisitions de Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchement & Comptages
CP2019	BRCHT/COMPTAGES UA HUKA CP 2019	332 663	332 663
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	332 663	332 663
BRT11/19	COMPTAGE TIERS UAH 2019 FINANCEMENT UA HUKA	390 249	390 249
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA HUKA	390 249	390 249
	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	722 912	722 912

(3) Cessions de Production : 14,1 MF Groupes

(4) Cessions de Distribution : 0,3 MF Comptages

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 3,8 MF contre 4,8 MF fin 2018 soit une diminution de - 1 MF.

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

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
BATIMENT UA HUKA	01/01/2000	35	-	-	-	-	-
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	24	-	15 955 746	-	8 642 698	7 313 048
REAMENAG BAT CENTRALE	01/03/2009	26	6 491 218	-	2 722 124	-	3 769 094
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	01/08/2013	21	395 848	-	118 599	-	277 249
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	21/06/2019	7	3 712 322	-	279 897	-	3 432 425
MOTEUR FG WILSON P250 UAH	01/01/2017	7	4 896 096	-	2 098 326	-	2 797 770
MOTEUR CUMMINS C250 UAHUK	16/09/2019	7	6 290 746	-	262 114	-	6 028 632
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ALTERNAT FG WILS P250 UAH	18/04/2008	7	1 657 889	-	1 657 889	-	-
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH	16/09/2019	7	2 022 026	-	84 251	-	1 937 775
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	7	4 859 940	-	4 859 940	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU	18/04/2008	7	4 859 939	-	4 859 939	-	-
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU	16/09/2019	7	2 920 703	-	121 696	-	2 799 007
FILIERE UA HUKA	01/01/2002	25	-	-	-	-	-
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL	01/08/2013	21	13 110 153	-	3 927 943	-	9 182 210
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA	01/05/2016	19	401 124	-	78 793	-	322 331
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	01/03/2009	25	13 546 582	-	5 870 183	-	7 676 399
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	01/02/2015	20	160 954	-	39 732	-	121 222
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	01/04/2015	20	2 413 318	-	580 417	-	1 832 901
AIR DEPOTAGE UA HUKA	01/04/2007	25	6 054 335	-	3 087 710	-	2 966 625
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	18/04/2008	25	602 000	-	281 803	-	320 197
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	01/01/2011	24	3 468 573	-	1 300 716	-	2 167 857
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	19	255 000	-	56 300	-	198 700
TOTAL PRODUCTION UA HUKA			79 776 655	15 955 746	33 946 261	8 642 698	53 143 442
TRANSFO UA HUKA 2003	01/01/2003	25	227 161	-	154 469	-	72 692
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	01/07/2005	25	633 142	-	367 224	-	265 918
POSTE CP UA HUKA 20070	01/07/2007	25	1 518 215	-	759 109	-	759 106
TRANSFO VAIPAE UA HUKA	23/07/2008	25	1 065 000	-	487 297	-	577 703
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	139 482	-	358 674
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	139 482	-	358 674
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	25	498 156	-	139 482	-	358 674
TRANSFO SOCLE UA HUKA	01/01/2013	25	1 855 951	-	519 666	-	1 336 285
POSTE UA HUKA 2000	01/01/2000	25	5 062 637	-	4 050 109	-	1 012 528
RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA	01/10/2017	15	4 823 956	-	723 593	-	4 100 363
RES.AERIEN UA HUKA 2002	01/01/2002	25	2 671 684	-	1 923 611	-	748 073

Composants	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique Concessionnaire	Amortissement économique Tiers	Valeur Nette Economique
RES.AERIEN UA HUKA 2003	01/01/2003	25	30 999	-	21 080	-	9 919
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25	-	262 613	-	178 577	84 036
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	25	-	592 818	-	403 118	189 700
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	01/07/2004	25	87 035	-	53 961	-	33 074
RESEAUX UA HUKA 2004	01/07/2004	25	-	591 344	-	366 636	224 708
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	01/01/2005	25	3 727 358	-	2 236 413	-	1 490 945
RESEAUX UA HUKA 2005	01/06/2005	25	-	449 010	-	261 921	187 089
RENF RES BTA CP UA HUKA	01/07/2006	25	116 877	-	63 113	-	53 764
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	31/05/2007	25	1 683 437	-	852 941	-	830 496
EXT BTA QTIER TEATIU UA	31/05/2007	25	1 050 584	-	532 294	-	518 290
RESEAUX CP UA HUKA 2007	01/07/2007	25	3 110 097	-	1 555 050	-	1 555 047
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25	-	317 785	-	158 891	158 894
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	25	-	97 468	-	48 737	48 731
RESEAUX CP UA HUKA 2008	01/07/2008	25	2 148 084	-	988 117	-	1 159 967
EXT BTA VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	25	7 891 809	-	3 610 939	-	4 280 870
EXT BTA QT PAUTEHEA	18/08/2008	25	528 798	-	240 486	-	288 312
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	01/01/2009	25	367 819	-	161 843	-	205 976
RESEAUX CP UA HUKA 2009	01/07/2009	25	14 567 855	-	6 118 497	-	8 449 358
RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	25	1 909 547	-	725 629	-	1 183 918
RESEAUX CP UA HUKA 2011	01/07/2011	25	10 713 209	-	3 642 489	-	7 070 720
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	01/07/2011	25	-	62 032	-	21 089	40 943
RESEAUX CP UA HUKA 2012	01/07/2012	25	7 852 081	-	2 355 623	-	5 496 458
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	01/01/2013	25	2 908 182	-	814 289	-	2 093 893
RESEAUX CP UA HUKA 2013	01/07/2013	25	14 403 564	-	3 744 928	-	10 658 636
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	01/07/2013	25	-	36 733	-	9 549	27 184
RESEAUX 2015 CONCED UAH	01/07/2015	25	-	65 406	-	11 772	53 634
EXTENSION BTSOUT VAIPAEE	23/07/2008	35	7 817 357	-	2 554 910	-	5 262 447
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	01/01/2013	35	13 150 658	-	2 630 131	-	10 520 527
COMPTAGE UA HUKA 2001	01/01/2001	20	-	150 348	-	142 830	7 518
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20	154 801	-	139 320	-	15 481
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	20	-	558 094	-	502 285	55 809
COMPTAGE UA HUKA 2003	01/01/2003	20	-	306 378	-	260 422	45 956
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	01/07/2004	20	95 148	-	73 739	-	21 409
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	01/07/2004	20	-	124 700	-	96 642	28 058
BRCHT UA HUKA 2006	01/07/2006	20	-	653 727	-	441 265	212 462

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/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2006	20	296 260	-	199 975	-	96 285
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	1	-	2 648 012	-	2 648 012	-
BRCHT UAHUKA 2007	01/07/2007	20	-	658 452	-	411 533	246 919
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2007	20	1 238 449	-	774 030	-	464 419
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2008	20	753 793	-	433 432	-	320 361
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	98 743	-	49 781	48 962
COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	20	-	246 533	-	117 105	129 428
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	20	156 589	-	74 379	-	82 210
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	01/07/2011	20	137 361	-	58 378	-	78 983
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	01/07/2011	20	-	158 745	-	67 465	91 280
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	01/07/2012	20	-	52 915	-	19 845	33 070
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	01/07/2013	20	-	291 195	-	94 640	196 555
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	01/07/2014	20	-	185 690	-	51 065	134 625
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2015	20	182 556	-	41 076	-	141 480
COMPTAGE TIERS UAH 2015	01/07/2015	20	-	134 511	-	30 266	104 245
COMPTAGE TIERS UAH 2016	01/07/2016	20	-	181 235	-	31 717	149 518
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2016	20	72 866	-	12 751	-	60 115
COMPTAGE TIERS UAH 2017	01/07/2017	20	-	434 888	-	54 360	380 528
BRCHT/COMPTAGE UA HUKA	01/07/2017	20	97 387	-	12 173	-	85 214
COMPTAGE TIERS UAH 2018	01/07/2018	20	-	365 264	-	27 395	337 869
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2019	20	332 663	-	8 317	-	324 346
COMPTAGE TIERS UAH 2019	01/07/2019	20	-	390 249	-	9 756	380 493
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA			116 935 437	10 114 888	44 133 827	6 516 674	76 399 824
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA HUKA			196 712 092	26 070 634	78 080 088	15 159 372	129 543 266

Production :	
VB Concessionnaire :	79 776 655
VB Tiers :	15 955 746
Droit incorporel * :	
Total VB (fin 2019)	95 732 401

Distribution :	
VB Concessionnaire :	116 935 437
VB Tiers :	10 114 888
Droit incorporel * :	
Total VB (fin 2019)	127 050 325

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchement & Comptages
CP2019	BRCHT/COMPTAGES UA HUKA CP 2019	332 663	332 663
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	332 663	332 663
BRT11/19	COMPTAGE TIERS UAH 2019 FINANCEMENT UA HUKA	390 249	390 249
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA HUKA	390 249	390 249
	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	722 912	722 912

5.4 - Dépenses de renouvellement

Production :

	prévu	réalisé	écart
FILIERE		-	
BÂTIMENT		-	
GROUPE		14 945 797	
TOTAL	27 160 028	14 945 797	(12 214 231)

Distribution :

	prévu	réalisé	écart
RESEAU AERIEN		-	
COMPTEURS		332 663	
TOTAL	700 000	332 663	(367 337)

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

- 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.

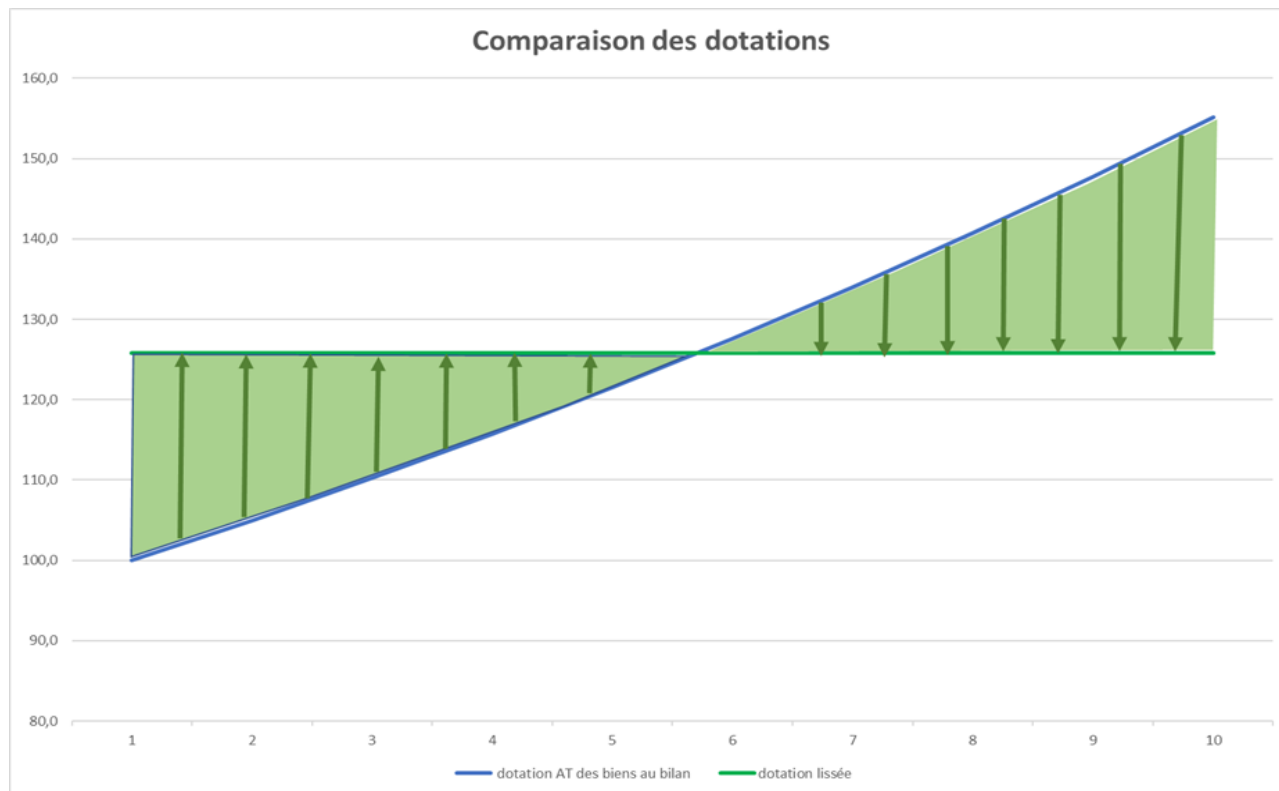
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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 :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant
Vo cloture 2019 (hors droit incorporel)	95 732 401	95 732 401	-
- financements tiers et concédant	(15 955 746)	(15 955 746)	-
- IFC cumulée	-	-	-
base amortissable	79 776 655	79 776 655	- (A)
Cumul des dotations à l'ouverture	43 321 233	43 321 233	-
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	-	-	-
Cumul dot à l'ouverture hors droits d'entrée	43 321 233	43 321 233	- (B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	(14 140 514)	(14 140 514)	- (C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	50 595 936	50 595 936	- (D) = (A-B-C)
nb années restantes	12	12	12
Dotation brute	4 216 328	4 216 328	-
Lissage par le passif de renouvellement	1 024 886	1 024 886	-
Dotation lissée	5 241 214	5 241 214	-
dotation droit entrée	-	-	-
dotations exercice (1)	5 241 214	5 241 214	- (E)
dotation cumulée lissée	34 421 933	34 421 933	- (B+C+E)
Droit entrée amt cumulé	-	-	-
dotations cumulées à fin 2019 (2)	34 421 933	34 421 933	-
	-	-	-

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanisme de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(33 062 968)					
2017	(35 628 263)	(2 565 295)	(2 970 845)	(5 536 140)	-	(5 536 140)
2018	(37 921 319)	(2 293 056)	(2 970 845)	(5 263 901)	-	(5 263 901)
2019	(38 946 205)	(1 024 886)	(4 216 328)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2020	(38 860 706)	85 499	(5 326 713)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2021	(38 775 208)	85 499	(5 326 713)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2022	(38 689 709)	85 499	(5 326 713)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2023	(38 604 211)	85 499	(5 326 713)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2024	(37 827 778)	776 433	(6 017 647)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2025	(37 051 345)	776 433	(6 017 647)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2026	(30 246 228)	6 805 117	(12 046 331)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2027	(22 684 671)	7 561 557	(12 802 771)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2028	(15 123 114)	7 561 557	(12 802 771)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2029	(7 561 557)	7 561 557	(12 802 771)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
2030	-	7 561 557	(12 802 771)	(5 241 214)	-	(5 241 214)
		33 062 968	(106 757 578)	(73 694 610)	-	(73 694 610)
	moyenne	2 361 641	(7 625 541)	(5 263 901)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation brute	4 216 328	
Réintégration droit d'entrée	-	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	4 216 328	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	1 024 886	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	5 241 214	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	-	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	5 241 214	5.5.3
- régularisations et écarts	-	
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	5 241 214	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	34 421 933
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	8 642 698
Total amortissement au bilan	43 064 631

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	70 061 845
- réalisé 2017 :	(4 896 096)
- réalisé 2018 :	-
- réalisé 2019 ⁽¹⁾ :	(14 945 797)
Reste à faire à fin 2019 :	50 219 952

Détail des calculs / Distribution :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo clôture 2019 (hors droit incorporel)	127 050 325	125 845 671	1 204 654	
- financements tiers et concédant	(10 114 888)	(8 924 487)	(1 190 401)	
- IFC cumulée	-	-	-	
base amortissable	116 935 437	116 921 184	14 253	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	55 824 422	55 822 386	2 036	
Cumul des droits d'entrée à l'ouverture	-	-	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	55 824 422	55 822 386	2 036	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	-	-	-	(C)
reste à amortir (hors droits incorporels)	61 111 015	61 098 798	12 217	(D) = (A-B-C)
nb années restantes	12	12	12	
Dotation brute	5 092 585	5 091 566	1 018	
Lissage par le passif de renouvellement	1 069 487	1 069 487		
Dotation lissée	6 162 071	6 161 053	1 018	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice (1)	6 162 071	6 161 053	1 018	(E)
dotation cumulée lissée	61 986 494	61 983 439	3 054	(B+C+E)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	-	-	-	
dotations cumulées à fin 2019 (2)	61 986 494	61 983 439	3 054	
	-	-	-	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan	dotation hors améliorant lissée A+B	Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A		dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(16 209 044)					
2017	(17 306 253)	(1 097 209)	(5 063 845)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2018	(18 403 461)	(1 097 209)	(5 063 845)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2019	(19 472 948)	(1 069 487)	(5 091 566)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2020	(20 284 275)	(811 327)	(5 349 726)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2021	(20 811 627)	(527 352)	(5 633 701)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2022	(21 023 450)	(211 823)	(5 949 230)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2023	(20 880 304)	143 146	(6 304 199)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2024	(20 331 479)	548 825	(6 709 878)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2025	(19 309 361)	1 022 118	(7 183 171)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2026	(17 719 293)	1 590 069	(7 751 122)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2027	(15 419 286)	2 300 007	(8 461 060)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2028	(12 172 693)	3 246 592	(9 407 645)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2029	(7 506 224)	4 666 469	(10 827 523)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
2030	-	7 506 224	(13 667 277)	(6 161 053)	(1 018)	(6 162 071)
		16 209 044	(102 463 788)	(86 254 744)	(14 253)	(86 268 997)
	moyenne	1 157 789	(7 318 842)	(6 161 053)		
				moyenne 2017 / 2020		

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

Dotation brute	5 092 585	
Réintégration droit d'entrée	-	
Total dotation amortissements biens au bilan 2019	5 092 585	4.3.3
Charges / (reprises) lissage 2019	1 069 487	4.3.3
Total amortissement des actifs de concession	6 162 071	4.3.3
- Réintégration droit d'entrée	-	
Total amortissement des actifs de concession (hors réintégration droit entrée)	6 162 071	5.5.3
- régularisations et écarts		
Charge lissée dotation 2019 (hors régularisations & écarts)	6 162 071	

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	61 986 494
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	6 516 674
Total amortissement au bilan	68 503 168

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	36 477 054
- réalisé 2017 :	(4 907 090)
- réalisé 2018 :	-
- réalisé 2019 :	(332 663)
+ réajusté 2019 :	-
Reste à faire à fin 2019 :	31 237 301

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant
BRT11/19	COMPTAGE TIERS UAH 2019 FINANCEMENT UA HUKA	390 249	100%	390 249
	TOTAL FINANCEMENT TIERS UA HUKA	390 249		390 249
	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	390 249		390 249

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

N/A

5.8 - Plan de Renouvellement

Production :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2018	65 165 749
réalisé	- 14 945 797
écart de coût sur réalisé	-
réajusté	-
reste à faire au 31/12/2019*	50 219 952

* 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
TOTAL UA HUKA PRODUCTION	37 921 319	2 678 377	- 1 653 491	38 946 205	50 219 952

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	34 077 859
ajustement du besoin 2017 :	35 983 986
ajustement du besoin 2018 :	-
ajustement du besoin 2019 :	-
- doté à l'ouverture :	37 921 319
reste à doter	32 140 526
nb années restantes	12
dotation de l'exercice :	2 678 377

Distribution :

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

Reste à faire au 31/12/2018	31 569 964
Réalisé	(332 663)
écart de coût sur réalisé	-
Réajusté	-
Reste à faire au 31/12/2019*	31 237 301

* 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
TOTAL UA HUKA DISTRIBUTION	18 403 461	1 506 133	- 436 646	19 472 948	31 237 301

(1)

(1) correspond à la dotation 2019 :

besoin évalué 31/12/2016 :	-
ajustement du besoin 2017 :	36 477 054
ajustement du besoin 2018 :	-
ajustement du besoin 2019 :	-
- doté à l'ouverture :	18 403 461
reste à doter	18 073 593
nb années restantes	12
dotation de l'exercice :	1 506 133

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

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

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

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

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

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

c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

g) Contrat de supports communs avec l'OPT

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

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