

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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2020

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	13
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	15
➤ Aspects commerciaux	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	16
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020	16
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	17
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea	20
2.7 - Gestion des impayés	21
2.8 - Dépenses de la Commune	21
2.9 - Services offerts à la clientèle	22
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	28
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	31
➤ Bilan technique	32
3.1 - Système électrique de Raiatea	32
3.2 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea	32
3.3 - Réseaux de distribution HTA/BTA	32
3.4 - Autorisation d'exploitation	33
3.5 - Détail des ouvrages de production	33
3.6 - Données de production	33
3.7 - Qualité de service	34
3.8 - Qualité – Sécurité – Environnement	34
3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants	35
3.10 - Raccordement solaire	35
3.11 - Unités d'œuvre 2020 de la concession	35
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	37
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	38
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	44
4.3 - Comptes de la concession	48
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	55
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	61
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	62
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	63
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	70
5.4 - Dépenses de renouvellement	71
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	71
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	76
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.	76
5.8 - Plan de Renouvellement	80
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	81

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Le début de l'année 2020 enregistre la résolution de situations conflictuelles ou à risque dont certaines ont un impact significatif tant sur le fonctionnement de l'entreprise que sur ces comptes.

A ce titre, il faut noter

- L'avancée des travaux du Pays relatifs à la péréquation
- La prolongation d'un an des concessions arrivant en échéance en 2020.
- La signature de l'avenant 18b

Autres fait notables :

- la crise sanitaire du Covid-19
- le recalcul des provisions pour indemnités de départ en retraite

A) Péréquation inter îles :

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

Si des lois de pays ont été adoptées le 15 décembre 2020 pour établir le principe d'une solidarité tarifaire inter-îles dans le domaine de l'électricité, la délibération et les arrêtés qui doivent permettre de calculer cette solidarité ne sont pas encore connus. La Polynésie française a jusqu'au 1er juillet 2021 pour les adopter.

B) Concession à « échéance 2020 »

Il apparaît matériellement très complexe, si ce n'est impossible, pour les communes de s'organiser avant la connaissance précise du mécanisme de péréquation et de sa date de mise en place que ce soit pour procéder à l'attribution d'une nouvelle délégation, ou pour reprendre leurs services en régie.

Il en ressort que tous les concédants dont les concessions arrivaient à échéance en 2020, ont demandé leur prorogation d'un an.

Les communes les plus avancées dans cette démarche ont entamé des discussions pour s'accorder sur les conditions techniques et financière relative au débouclage prévisionnel de leur concession.

C) Signature le 20 juillet 2020, avec la Polynésie française, de l'avenant 18 B :

Les principaux points de cet avenant sont :

- La mise en application de la formule du revenu autorisé accompagnée d'un mécanisme de plafonnement des résultats avec intéressement
- Le reclassement en droit du concédant des provisions pour renouvellement comptabilisées au titre des réseaux de distribution de Tahiti Nord avant l'introduction d'une IFC et l'indemnisation de la concession du préjudice subi.
- La reconnaissance par la Polynésie de sa dette au titre de l'énergie non répercutée dans les tarifs (HT + TVA s'y rapportant le cas échéant)
- L'organisation du paiement de cette dette sur 3 années au travers d'un mécanisme de compensation
 - avec l'excédent des facturations clients par rapport au revenu autorisé
 - avec les droits du concédant / provisions constituées avant la signature de l'avenant 17 en décembre 2015.
- Le plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions

C.1 Comptabilisation du chiffre d'affaires

A compter de 2020, avec la mise en application de la nouvelle formule de rémunération (avenant 18b), le Chiffre d'affaires des activités concédées correspond au Revenu Autorisé découlant de ladite formule, il est complété de celui réalisé sur les activités annexes ainsi que des produits accessoires.

Ce revenu autorisé correspond au chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et d'une écriture de régularisation pour la différence avec contrepartie en Créances ou en Dettes envers le concédant.

Le revenu autorisé (RA) dépend de plusieurs paramètres servant à déterminer deux éléments distincts à savoir le revenu d'exploitation (RE) et les coûts d'énergie (CE).

Le revenu d'exploitation est calculé par application des forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres. Les coûts d'énergie représentent les dépenses réelles liées à l'énergie engagée par le concessionnaire.

C.2 Provision pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord

L'avenant 18b a validé le reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti Nord en droit du Concédant et en a fixé le montant à 4.587.902.058 XPF.

Un complément de revenu autorisé a été accordé pour compenser l'augmentation prévisionnelle des charges calculées de la concession considérée.

C.3 Créance énergie

L'avenant 18b met fin à des années de contentieux relatifs à la non-actualisation des tarifs malgré les très importantes hausses des prix des combustibles constatées à partir de 2016.

La créance du concessionnaire qui en résulte est définitivement arrêtée à la somme de 2.250.156.207 XPF.

Cette créance sera payée par tiers à compter de juin 2021 par compensation soit avec l'excédent de CA client par rapport au Revenu Autorisé du concessionnaire (le cas échéant), soit avec les droits du concédant résultant du reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord.

La suite de cet avenant, consiste en une médiation avec la Polynésie française sous les auspices de la Commission de Régulation de l'Energie française. Le but de cette médiation sera d'établir, en bénéficiant de l'expertise d'un tiers indépendant, un niveau de rémunération acceptable par les parties, et une méthode réaliste de comptabilisation des charges calculées qui soit validée par les deux parties.

C.4 Plafonnement du résultat des concessions

Ce mécanisme de plafonnement du résultat des concessions est décrit dans les annexes de l'avenant 18b, il est sans effet sur les comptes 2020 en raison d'une performance inférieure au seuil de déclenchement.

Ce résultat est mesuré selon les règles de la « comptabilité appropriée » ayant notamment recours à la méthode des « charges calculées économiques », il est reporté chaque année dans les rapports du délégataire.

D) Crise sanitaire du COVID-19

L'événement économique et social majeur de l'année 2020 est la crise sanitaire qui a forcé à confiner le Pays du 21 mars au 21 mai, et à maintenir par la suite une série de mesures contraignantes pour protéger la population de la pandémie : fermeture de nombreuses activités, interdiction des regroupements, couvre-feu, quarantaine, fermeture des frontières aux voyageurs sans motif impérieux, etc.

L'entreprise s'est rapidement adaptée à toutes ces mesures au fur et à mesure de leur adoption. Elle a été l'une des plus réactives de Polynésie, s'agissant de la constitution de stocks de masques, de gels hydroalcooliques, et d'aménagement des méthodes de travail.

Une organisation rigoureuse a été mise en place pour sauvegarder les fonctions vitales du service public, avec notamment des astreintes spécifiques, le développement du télétravail, des prises de quart sans contact entre équipes, la constitution d'une réserve d'ex-salariés disponibles en cas de besoin, etc.

De même, l'accueil de la clientèle a été repensé pour protéger au mieux les salariés comme les clients qui se déplacent dans les agences.

Des accords trouvés avec les instances représentatives du personnel sur l'utilisation des congés, ont permis de traverser le ralentissement d'activité de l'entreprise sans avoir recours aux aides du Pays et sans affecter la rémunération du personnel.

La crise subie par le tissu économique polynésien s'est largement fait sentir sur les consommations des clients professionnels, en particulier dans les secteurs du tourisme et de la restauration.

La mise en place de la formule de Revenu Autorisé au 1er janvier 2020, a cependant permis de désensibiliser nos concessions à ces baisses de ventes, les tarifs de l'électricité étant désormais fixés par référence aux charges de l'entreprises.

Nous tenons à saluer les salariés d'EDT qui ont su s'adapter pour faire face au défi de la pandémie. Sur le plan sanitaire comme économique, le groupe EDT a la chance d'avoir pour l'instant traversé la crise du Covid-19 sans impact négatif majeur.

E) Recalcul de la provision pour indemnité de départ en retraite

L'engagement de retraite de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision estimée selon l'IAS 19 révisée.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant une réestimation de leur montant et donnant lieu à un complément de dotation annuel récurrent de 64,7 MF.

F) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2020 écoulée :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 12 jours d'arrêt
 - o Taux de fréquence = 1.14
 - o Taux de gravité = 0.01
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 1 accident de trajet avec arrêt = 5 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

Spécifiques à la concession de Taputapuatea :

Fin de concession :

Considérant le retard pris par la Polynésie française pour adopter un texte sur la péréquation des tarifs inter-îles, et compte tenu des délais nécessaires à l'élaboration d'une nouvelle consultation ou afin de prendre toutes autres dispositions nécessaires à la continuité du service public, la Commune de Taputapuatea a sollicité de son Concessionnaire EDT une prolongation d'une année de sa concession de service public, conformément aux dispositions de l'article LP 15 de la loi du pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009.

Un avenant n°2, prolongeant la durée du contrat au 30 septembre 2021, a donc été signé le 7 juillet 2020.

Principaux indicateurs

		TAPUTAPUATEA		
		2020	2019	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	1 784	1 735	
	BT	1 778 99,66%	1 729 99,65%	
	MT	6 0,34%	6 0,35%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	7 740	7 451
	BT	7 555 97,61%	7 266 97,52%	
	MT	185 2,39%	185 2,48%	
	Puissance maximale appelée	MW	0,96	0,93
	Nombre de kWh vendus total		5 017 370	4 802 516
	BT	4 583 424 91,35%	4 361 171 90,81%	
	MT	433 946 8,65%	441 345 9,19%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	176 888 574	170 081 633
	BT : Total		161 831 863 91,49%	155 012 027 91,14%
	BT : par client		91 019	89 654
	BT : par kVA de puissance souscrite		21 422	21 335
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		24 094 311 14,89%	23 539 628 15,19%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		137 737 552 85,11%	131 472 399 84,81%
	MT : Total		15 056 711 8,51%	15 069 606 8,86%
	MT : par client		2 509 452	2 511 601
MT : par kVA de puissance souscrite		81 388	81 457	
MT : part fixe en XPF et % du CA total		3 711 840 24,65%	3 674 125 24,38%	
MT : part variable en XPF et % du CA total		11 344 871 75,35%	11 395 481 75,62%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		35,26	35,42	
BT		35,31	35,54	
MT		34,70	34,14	
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,90	0,90	
	Energie achetée			
	Energie solaire kWh	69 959 1,25%	24 398 0,46%	
	Energie hydroélectrique kWh	18 157 0,33%	4 501 0,08%	
	Energie thermique kWh	5 488 046 98,42%	5 318 989 99,46%	
	Energie totale achetée	5 576 161	5 347 888	
	Temps moyen de coupure			
	global	14h47	9h13	
origine production	4h15	0h14		
origine transport		-		
origine distribution	10h32	8h58		
FINANCIERS	Patrimoine			
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	152	148
	Valeur d'origine	k XPF	1 377 799	1 347 048
	Valeur économique des actifs gérés (*)	k XPF	652 538	660 723
	Travaux réalisés			
	Dépenses de renouvellement	k XPF	52 185	38 366
	Dépenses d'améliorant	k XPF	6 888	6 555
	Indemnité de fin de concession	k XPF	33 142	60 588
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	336 845	N/A
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	239 917	N/A
	Coût des énergies et du transport	k XPF	96 928	110 238
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	4 681	12 917
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	159 956	N/A	

(*) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie.

Cette valeur est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

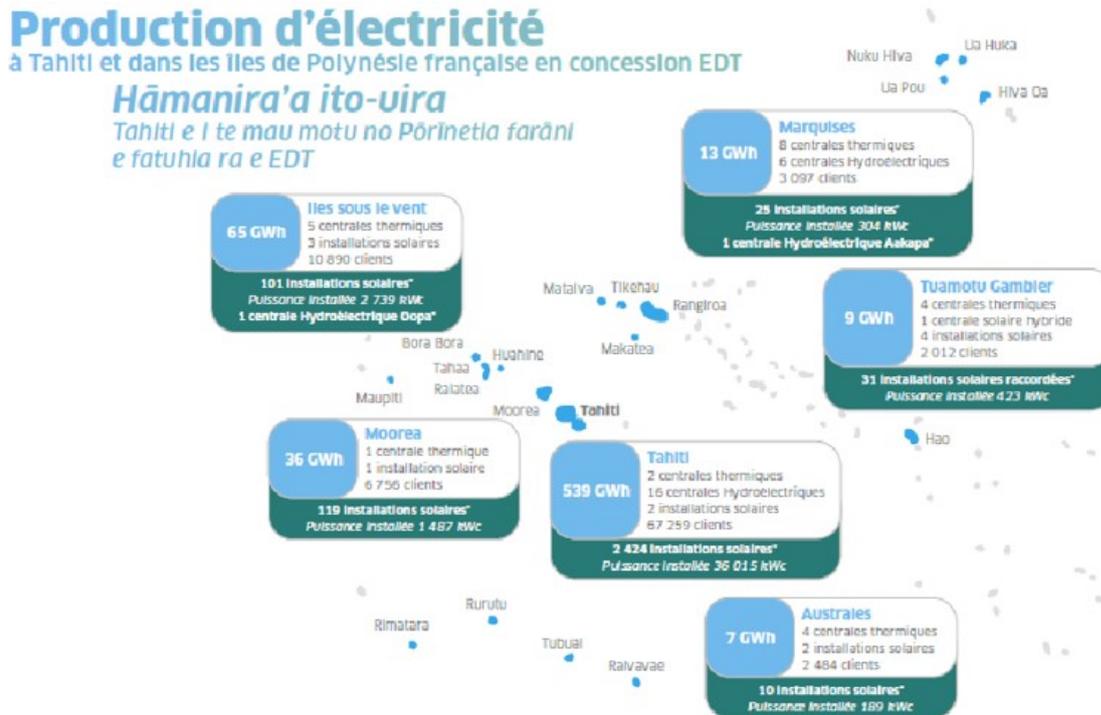
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

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

1.1- Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



* Production brute 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 2019, Engie représente :

- ✓ 171 100 salariés
- ✓ 60,1 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 189 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 21 Mds€ de CA pour les solutions clients
- ✓ + 4 500 km de réseaux de transport de gaz
- ✓ 96,8 GW de capacité de production électrique installée
- ✓ dont 52,7 GW de capacité de production au gaz naturel installée

Le groupe ENGIE est pionnier de l'énergie neutre en carbone :

« La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.»

Le groupe ENGIE s'appuie sur 4 activités principales :

- Renouvelables : Projets dédiés à des usages clients sur les différents EnR : hydraulique, solaire, éolien, biomasse, biogaz, hydrogène vert...
- Infrastructures : Des réseaux de gaz et d'électricité pour assurer une continuité d'approvisionnement
- Solutions clients : Développement de solutions clients intégrées, intelligentes, sobres, bas carbone
- Thermique : Production d'électricité à partir de gaz naturel

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, en plein effort de transition énergétique :

- ✓ 1er producteur indépendant d'électricité dans le monde (en capacité installée à 100%)
- ✓ 1er producteur solaire en France
- ✓ 2e producteur hydraulique en France

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 Raiatea est de 11 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution 4 agents
- Exploitation et maintenance des moyens de production 4 agents
- Gestion de clientèle 2 agents

L'équipe spécialisée dans les réseaux de distribution (4 agents) assure :

- 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

L'équipe spécialisée dans les moyens de production (4 agents) assure :

- 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)

Ces 2 équipes 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. Elles gèrent leur magasin de pièces de distribution et production, et assurent une astreinte clientèle et technique 24h/24.

L'équipe commerciale (2 agents) gère l'agence commerciale de Raiatea dont les principales activités consistent à :

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 7 véhicules d'intervention 4x4 ;
- 1 véhicule 100% électrique ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètre, etc.)

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

a) d'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 20 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 **Taputapuatea** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 12 janvier 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

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

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

Le cahier des charges spécifique de **Taputapuatea** a quant à lui été modifié par un avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 15 mars 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).

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

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

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

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

Cet avenant n°2 a été signé le 7 juillet 2020. Il a prolongé d'un an la durée de la concession, pour en porter le terme au 30 septembre 2021.

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

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

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

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Aspects commerciaux

- 2.1 Mode de détermination des tarifs
- 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020
- 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.

L'année 2020 a connu une baisse tarifaire au 1^{er} août, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1107 CM du 23 juillet 2020, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

La précédente actualisation avait eu lieu en février 2019.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00	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		30,50	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355	1355

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

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
	P=42,0	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus		Total kWh vendus	Montant		Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime d'abonnement	Puissance au 31/12/2020 (kVA)	Total kWh vendus 2019
		antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020		antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020					
BT Usage social 1ère tranche*	P0	640 207	421 358	1 061 565	12 114 346	7 122 036	19 236 382	20 008	5 243 717	1 641	1 034 160
BT Usage social 2ème tranche*	P1	96 921	45 473	142 394	3 687 450	1 548 750	5 236 200				98 932
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	752 655		752 655	19 172 416		19 172 416	24 119	10 571 686	2 041	749 129
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	364 368		364 368	14 820 531		14 820 531				336 420
BT Eclairage public	P4	94 184		94 184	3 343 627		3 343 627	2 772	1 108 800	231	90 625
BT Usage professionnel	P5	857 466		857 466	33 870 143		33 870 143	17 925	7 170 108	1 525	864 744
MT Tarif jour	P6	265 758		265 758	7 308 359		7 308 359	2 220	3 711 840	185	271 890
MT Tarif nuit	P7	168 188		168 188	4 036 512		4 036 512				169 455
Prépaiement		1 310 792		1 310 792	42 058 253		42 058 253	24 567		2 116	1 187 161
Total				5 017 370			149 082 423	91 611	27 806 151	7 740	4 802 516

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 176 888 574
Prix moyen 35,26

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2020

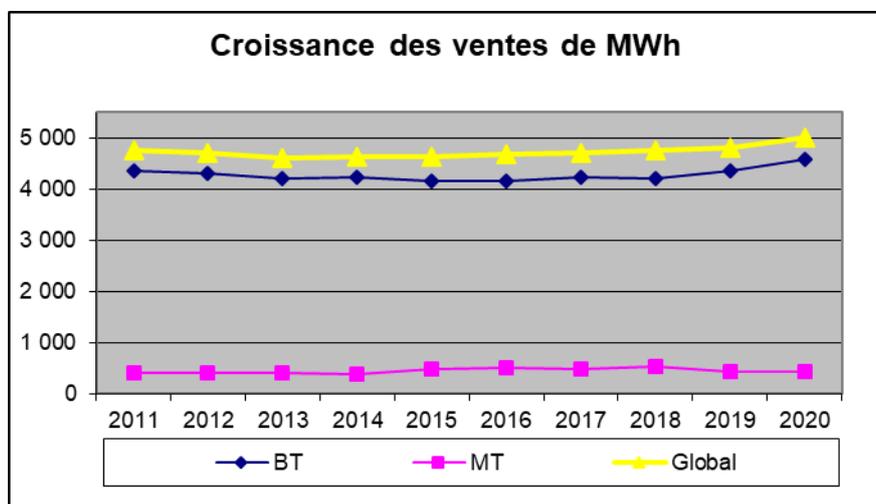
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

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 :	403 629 XPF
- Frais de relance :	475 292 XPF
- Total	<u>878 921 XPF</u>

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité poursuivent la tendance haussière observée depuis 2014 et enregistrent une augmentation de 4,5% en 2020 (soit +215 MWh) pour la concession de Taputapuatea avec un volume global de plus de **5,0 GWh** sur 2020. Cette hausse se traduit par une augmentation des ventes en basse tension de 5,1% (+222 MWh), qui représentent 91% des ventes globales, qui compense la baisse de 1,7% des ventes en moyenne tension (-7 MWh).

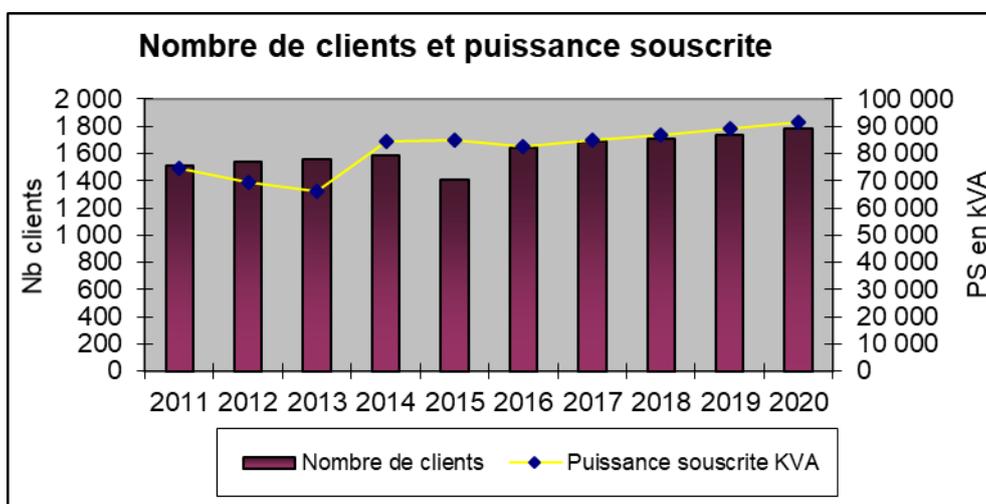
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs », « classique » basse tension usages domestiques et prépaiement), qui représente 78% des ventes en basse tension, augmente de 6,5%. Cette évolution est liée à la hausse des ventes prépaiement de 10,4% (+219 MWh), conjuguée aux hausses respectives de +6,2% et +2,4% observées pour les tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques.

Les évolutions constatées s'expliquent principalement par une augmentation du nombre de clients prépaiement qui enregistre une hausse nette de 55 clients.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2% des ventes en basse tension avec environ 94 MWh vendus sur 2020, ont pour leur part augmenté de 3,9% (+3 MWh), après avoir atteint leur niveau le plus bas depuis 2013 l'année dernière.

Les ventes aux clients professionnels diminuent (-0,8%) et représentent 18,7% des ventes basse tension.

Après une année de forte baisse (-18,1% en 2019) liée à la forte baisse de consommation d'un cultivateur de fruits et légumes, les ventes en moyenne tension connaissent encore une légère baisse de 1,7% en 2020 et atteignent 434 MWh.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2019 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 778 +2,8% (+49 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>6</u> -
	1 784 +2,8% (+49 contrats)

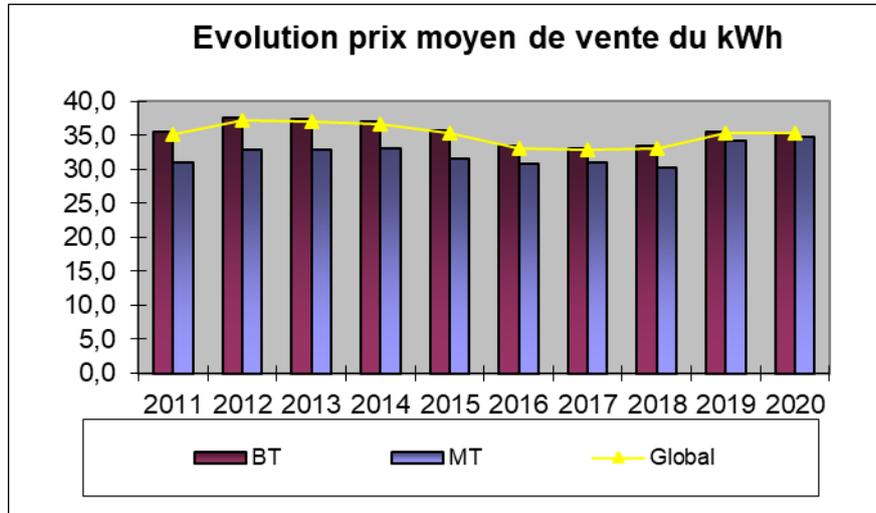
La hausse du nombre de contrats en usages domestiques se poursuit en 2020 et se traduit par :

- la hausse de 7,5% du nombre de clients en tarif prépaiement (+55 clients), portant le nombre d'abonnés à 786, soit 44% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 1,0% du nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques (+3 abonnés) qui pèsent pour 17% de nombre total d'abonnés à fin 2020.

- la baisse de 2,4% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 13 contrats en moins par rapport à 2019. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd’hui 30% du nombre total d’abonnés.

Après une baisse de 1,0% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension en 2019, le nombre d’abonnés augmente de 3,2% en 2020. Avec 98 clients, ce segment représente 5% du nombre total d’abonnés.

La puissance souscrite facturée atteint son plus haut niveau depuis 11 ans et s’élève à 91 611 kVA, soit une augmentation de 2,8% par rapport à 2019.

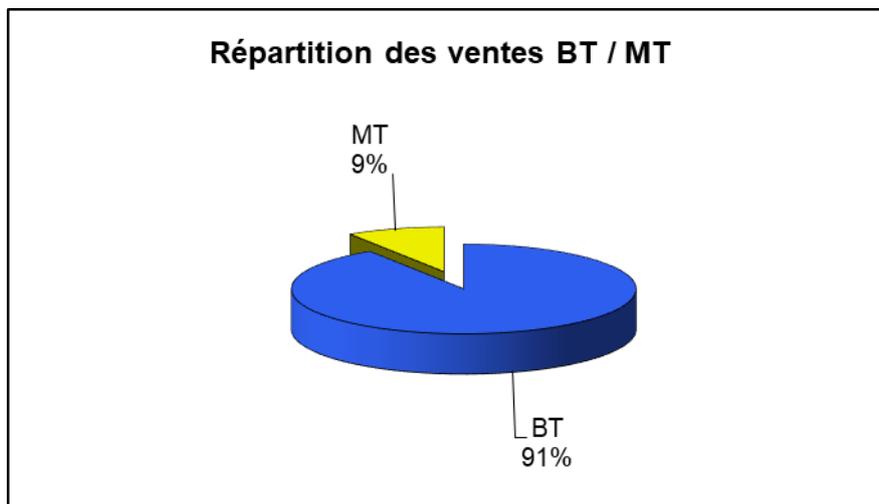


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s’élève à :	variation / 2019
Tarifs basse tension	35,3 Fcp - 0,7%
Tarifs moyenne tension	34,7 Fcp +1,6%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	35,3 Fcp - 0,5%

Le prix moyen de vente du kWh connaît une baisse globale de 0,5%.

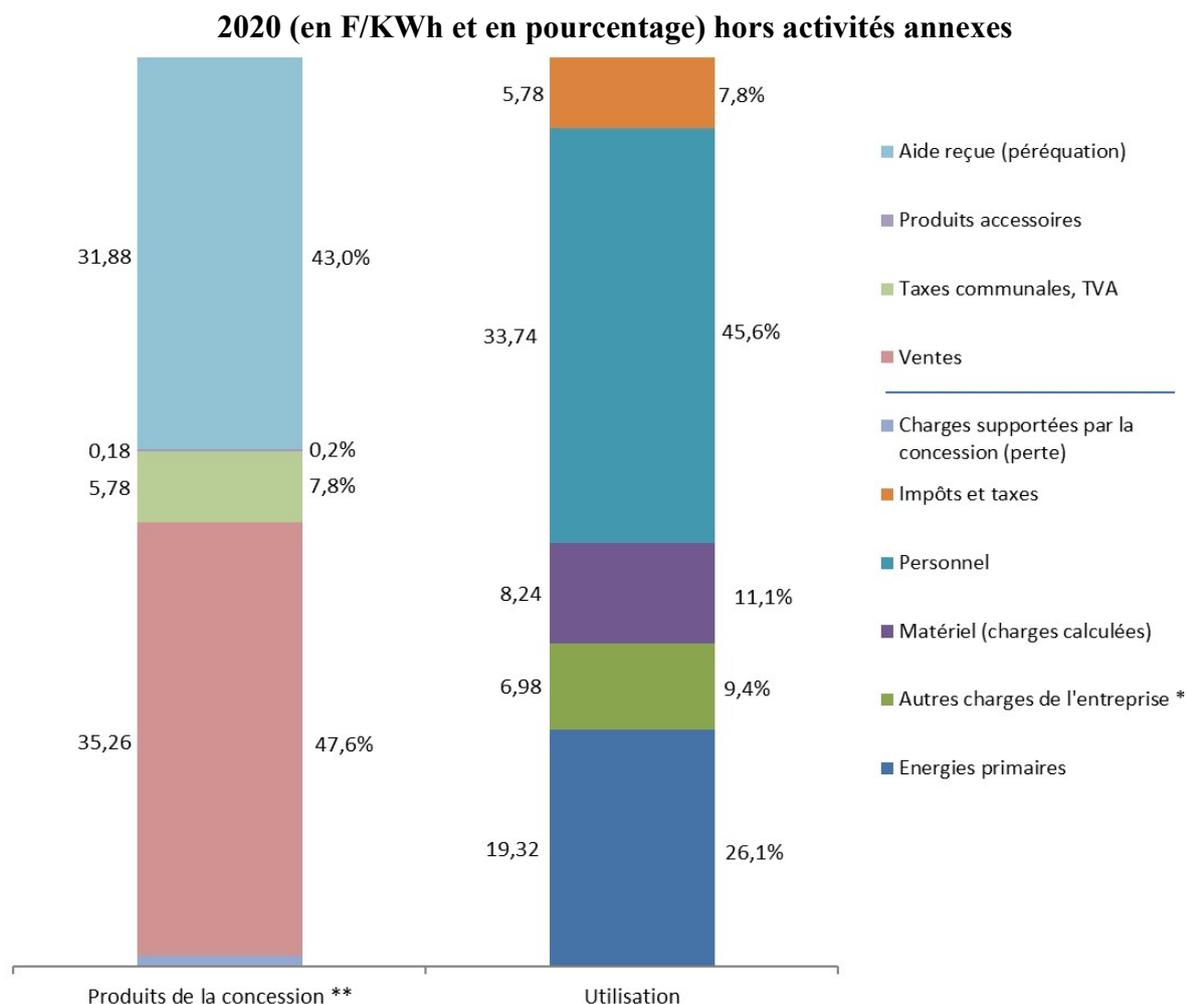
Le prix moyen de vente du kWh en basse tension diminue de 0,7 % du fait de la révision tarifaire à la baisse des tarifs petits consommateurs au 1^{er} aout 2020.

La hausse du prix moyen de vente du kWh de 1,6% est en lien avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



Les ventes en basse tension se maintiennent à 91% des volumes vendus et les ventes en moyenne tension à 9%.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea



*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 41,04 F/KWh (55,4%) 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 2020, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Taputapuatea, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/20, était de 26 Millions Fcp, ce qui représente 13% du chiffre d'affaires 2020, soit un délai de créances clients de 46 jours, contre 55 jours en 2019, soit une diminution de 9 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 Taputapuatea, en moyenne 95 clients sont ainsi relancés chaque mois (124 clients en 2019, soit une augmentation de 29 clients), soit environ 5,3% 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 Taputapuatea, le nombre de clients se retrouvant chaque mois dans cette situation de coupures pour impayés reste faible (en moyenne 1 client, soit 0,1% du nombre total de contrats).

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

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

En 2020, 178 763 xpf (contre aucune créance en 2019) a été comptabilisée en créance irrécouvrable pour la concession de Taputapuatea.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	25 - TAPUTAPUATEA				
	Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC		34	93 299	5 015 277	53,75
07 - USAGE PROFESSIONNEL		32	174 428	11 234 824	64,41
55 - TOUS USAGES MT		3	230 767	9 092 677	39,40
Total général		69	498 494	25 342 778	50,84

* 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 0,9% en 2020 et s'établit à 25,3 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 69 compteurs. En termes de volumes, ils diminuent légèrement de 0,8% (-4 MWh).

Les dépenses en éclairage public poursuivent leur tendance baissière et enregistrent une augmentation de 3,5% (+2,7% en volume), avec 5,0 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrées.

2.9 - Services offerts à la clientèle



Covid et confinement

La crise épidémique du COVID a frappé la Polynésie au premier trimestre 2020, avec entrée en confinement dès le 21 mars, jusqu'au 21 mai.

Ces deux mois de confinement inédit dans l'histoire du pays et de l'entreprise ont provoqué une fermeture des agences, et un déport des clients vers la plateforme téléphonique, ainsi que vers l'agence en ligne edt.pf.

Cette gestion commerciale modulée en fonction de l'évolution sanitaire en Polynésie a nécessité d'importants ajustements au niveau des équipes, tant sur le site d'EDT Puurai, qu'en télétravail, pour assurer un service minimum, incluant le règlement de factures.

L'adaptation de la pratique commerciale a aussi concerné de nombreux grands comptes ayant vu leur activité réduite ou stoppée, ce qui a amené EDT à procéder à des aménagements contractuels leur permettant de surmonter la crise économique subséquente.

L'adoption de gestes barrières dans les activités quotidiennes s'applique à l'ensemble des agents EDT, qu'ils opèrent au niveau commercial, administratif, informatique, ou technique.

Le fait qu'EDT soit filiale d'ENGIE a pleinement contribué au support dont ont bénéficié l'entreprise et ses équipes afin de surmonter la crise COVID, et garantir la continuité du service public de l'électricité.

Offre de services multiple EDT



L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services EDT.

Les clients EDT ont la possibilité de régler leur facture selon plusieurs choix de service :

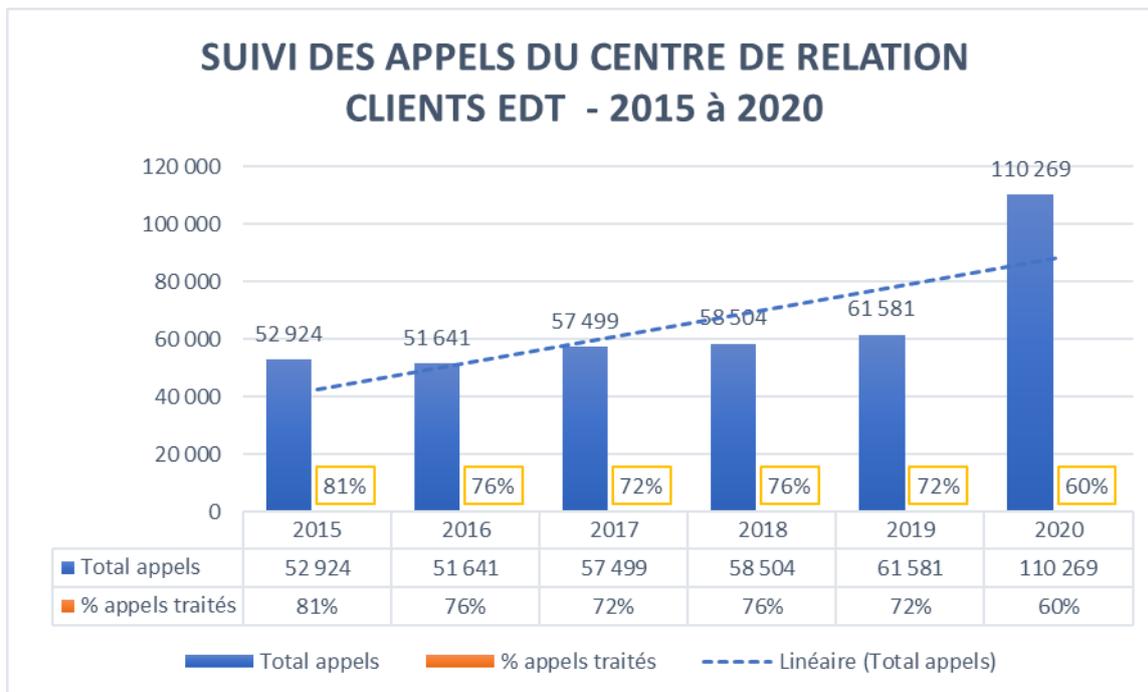
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puraï, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

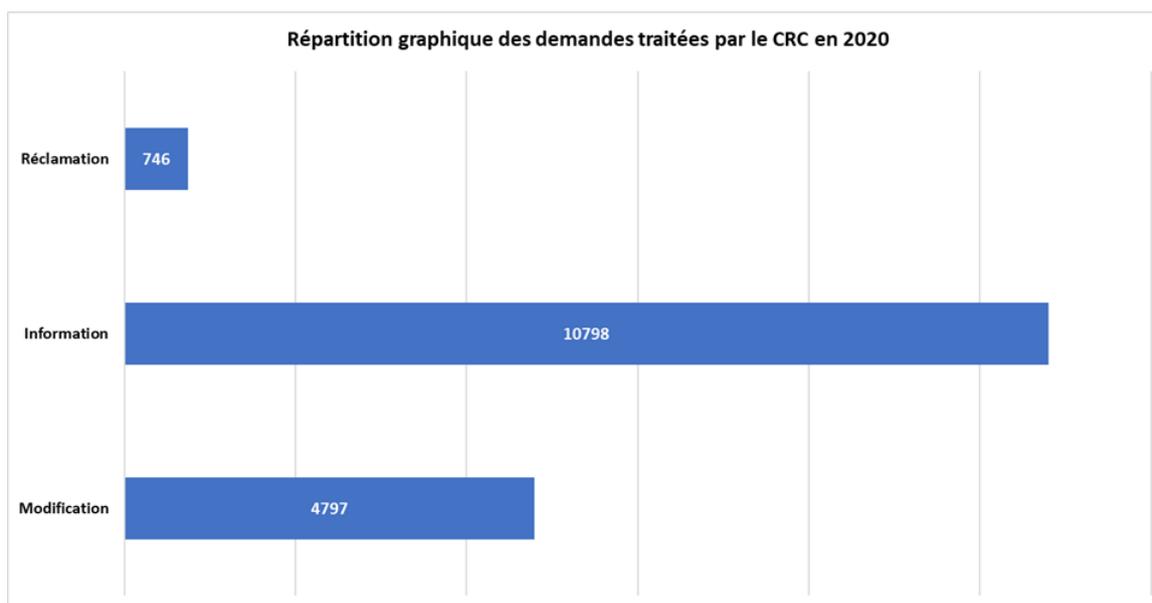
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 60% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, cette baisse est notamment liée à l'impact COVID, qui a provoqué une hausse importante des appels vers la plateforme, alors qu'elle fonctionnait en service minimum
- ✓ 80% pour les clients ayant fait l'objet d'une intervention de notre service dépannage

Le CRC a géré une hausse de +79% des appels clients, passés de 61 581 en 2019 à 110 269 en 2020.



La crise COVID a provoqué un afflux d'appels pour demande d'information, en raison de la fermeture des agences, et des interrogations liées au règlement de factures.



L'information clients par SMS GRATUITS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, avec 1 134 447 SMS aboutis en 2020 : 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux.

Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 60% des clients EDT l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

A fin 2020, 57 307 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

Libellé SMS	Tahiti Nord	TSE	Iles
Annulation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Auto-Relève	6 081	1 178	1 286
Avis de coupure pour Travaux	6 181	1 227	1 102
Avis passage releveur	4 213	774	1 055
Confirmation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Montant Facture mensuelle	6 222	1 136	1 500
Relance	6 064	913	1 403
Total général	41 095	7 662	8 550

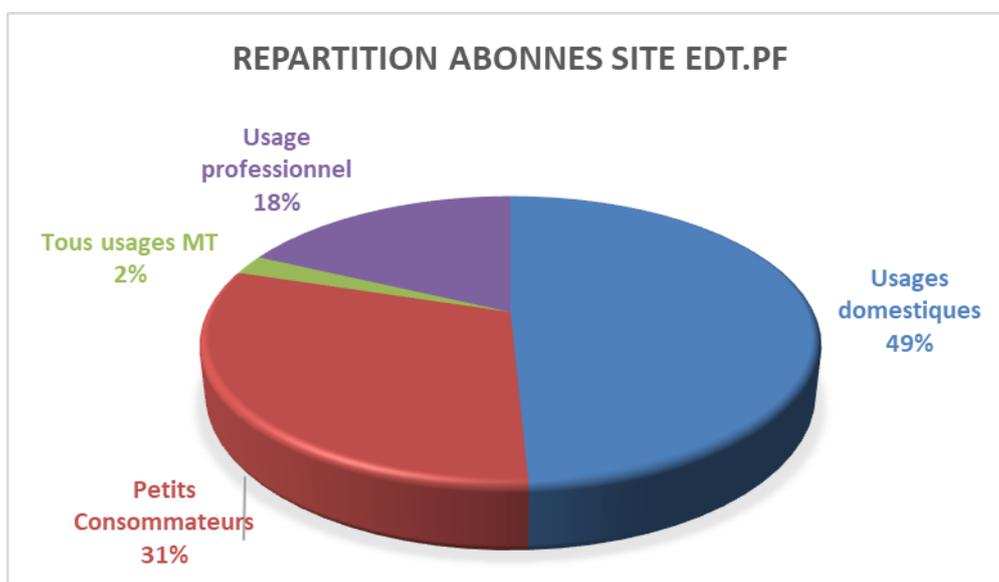
Le système informatique de gestion de la clientèle

EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.

Sur l'année 2020, les travaux continuent dans l'objectif d'améliorer la gestion, la qualité des informations, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

Le site client edt.pf

Concession	Nb accès edt.pf	%age clients connectés
Taputapuatea	131	16%



L'année 2020 a contraint les sociétés à se réorganiser eu égard à la lutte contre la propagation du coronavirus, d'encourager davantage les outils digitaux afin de limiter les déplacements en agence.

Le confinement du mois de mars a mis en valeur les canaux de communication et de gestion digitaux, plusieurs profils clients ont émergé :

- Les digitaux qui ont continué à gérer en ligne leur contrat
- Les présentsiels qui ont dû se reconvertir en digitaux

- Les présentsiels qui n'ont pas pu se reconvertir par manque de matériels ou d'appétence.

Ceci s'est traduit par une envolée des indicateurs tant au niveau des réseaux sociaux qu'au niveau des outils digitaux.



FB : + 29%



Instagram : +48%



Linkedin : +166%

À noter une belle progression des services les plus importants du site, le paiement en ligne et l'auto-relève.

De multiples campagnes axées sur ces deux services sur Google et Facebook ainsi que l'effet Covid ont permis d'atteindre cette belle progression.

Parallèlement, EDT transmet une lettre d'information numérique gratuite chaque mois à près de 34 000 clients qui ont choisi ce service.

edt.pf : +74% d'utilisateurs

Mareva chatbot : +122% d'utilisateurs

Paieement en ligne : +73%

Auto-relève : +61%

Le nombre d'utilisateurs de la chatbot EDT Mareva a doublé, passant de 6 525 en janvier à 14 473 en décembre, soit une progression de plus de 120%.





Février : Lancement de l'appli Maconso accessible à partir de Messenger, réalisée sur le même principe que l'outil proposé sur le site edt.pf, il permet à l'utilisateur de calculer la consommation de chacun de ses appareils afin d'entamer dans une seconde phase des économies d'énergie notamment dans l'usage de chacun de ses appareils.



Avril : la lutte contre la propagation du virus, le confinement des polynésiens sur plus d'un mois ont réorienté notre ligne éditoriale qui s'est focalisée sur la réponse au fil de l'eau aux demandes des clients dans la gestion à distance de leur contrat avec EDT et la mise en valeur du travail de nos équipes dans leur mission de continuité de service.



Octobre : Lancement de l'outil Auto-relève sur Messenger. Accessible directement sur ce système de messagerie, il permet à l'utilisateur d'envoyer son auto-relève en toute simplicité, cette information est automatiquement traitée par le système de gestion commerciale afin d'aboutir à une facturation sur relevé.



Décembre : Création du blog edt.pf sous Wordpress intégré dans le site à la rubrique Actualités. Ce dernier met l'accent sur les services importants d'EDT (auto-relève, outils digitaux), il reprend également les contenus réalisés pour l'ancien blog Maeva expat.com. Plus souple que le CMS du site edt.pf, il permet de lancer des campagnes, des jeux tel que le Calendrier de l'avent en décembre.

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.

L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre et payer sa consommation chaque mois : via le serveur vocal, via l'agence en ligne edt.pf, via Messenger EDT avec la chatbot Mareva.

Le bilan d'énergie : pour connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

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

- le simulateur de facture, pour connaître le montant de sa prochaine facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- le calculateur de consommation pour avoir la consommation moyenne de ses appareils électriques par pièces de vie de son domicile (chambre, salon, cuisine...)



Campagne sur les économies d'énergie



En réponse aux critiques de clients concernant leur facture en sortie de confinement, une campagne de communication a été lancée dès le 4 décembre 2020 et jusqu'en février 2021 sur les deux chaînes de télévision, et en radio, expliquant comment réussir les économies d'énergie par des gestes simples, tout en incitant les clients à pratiquer régulièrement leur auto-relève.

Des spots de 30 secondes ont été diffusés en français et en reo tahiti pour la première fois, avant les journaux télévisés, durant trois mois, durant la saison chaude.

De plus, des spots ont également été diffusés sur la radio Polynésie la 1ère, en bilingue également, toujours sur le thème de l'adoption d'un geste d'économie d'énergie, avec en parallèle la promotion de l'auto-relève.

Les agences EDT ont été pleinement parties prenantes de cet effort de sensibilisation de nos clients, avec la diffusion des spots sur leurs écrans installés.



Durant le premier semestre 2020, des spots d'information sur les économies d'énergie ont été diffusés par les télévisions Polynésie la 1^{ère}, puis TNTV sur leurs réseaux sociaux et sur leur site web, grâce au partenariat avec EDT.

Actions à venir

Un partenariat entre EDT et la CPS verra le lancement d'une agence mobile dans un bus 100% électrique, avec agents à son bord, fournissant de nombreux services aux clients (règlement de facture, demandes contractuelles, etc.) directement dans leurs quartiers, afin de leur éviter un déplacement en agence.

Cet investissement répond aux demandes des mairies et des abonnés, et permettra de desservir notamment les communes de Vairao, Hitia'a, et Tiarei, via le bus Te Hono qui doit être mis en service en mai 2021.



Un guide d'économie d'énergie en français et en reo tahiti, est publié en début 2021, diffusé en version papier via certains magazines, et disponible gratuitement sur le site edt.pf, avec des conseils pratiques simples d'application pour réaliser des économies au quotidien.



3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

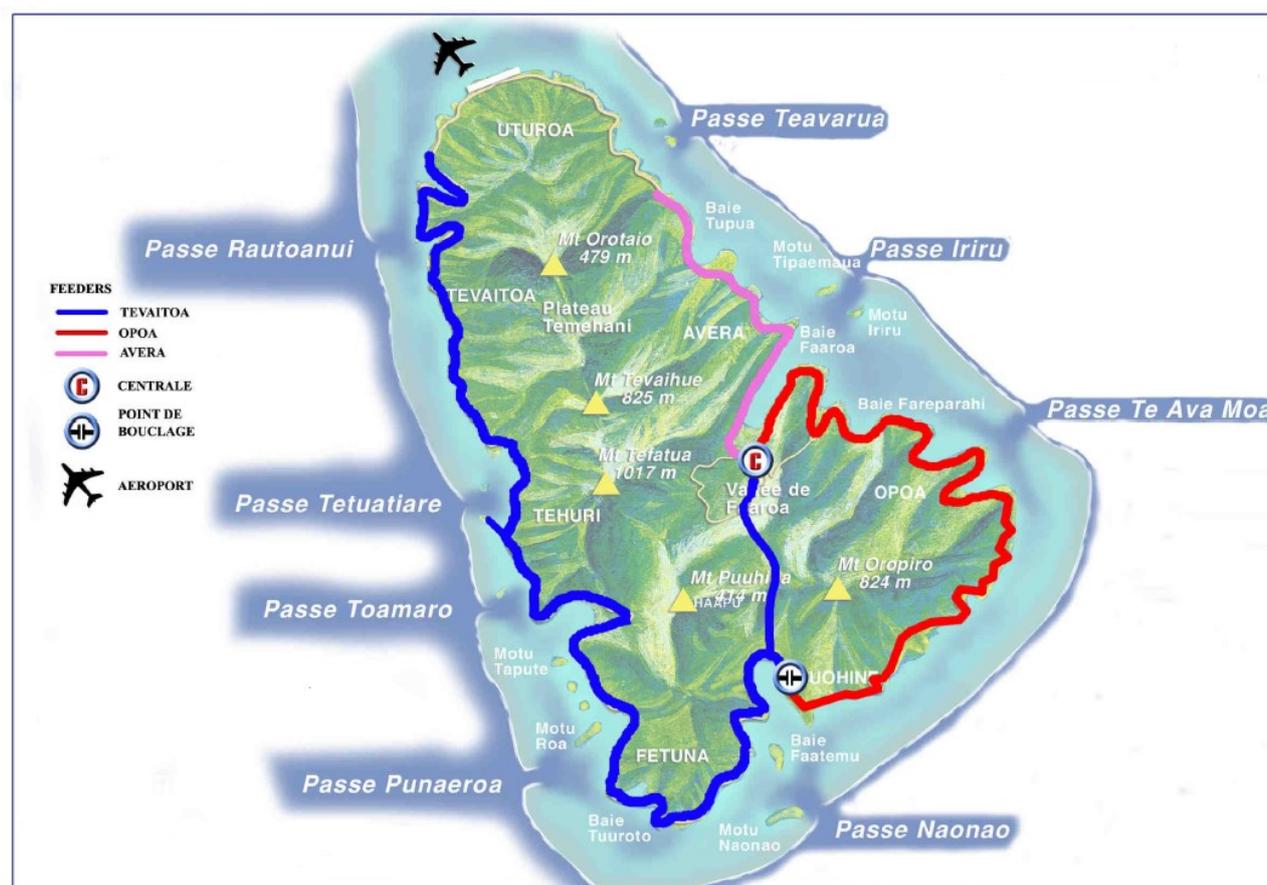
- 3.1 Système électrique de Raiatea
- 3.2 Effectif de l'exploitation
- 3.3 Réseaux de distribution HTA/BTA
- 3.4 Autorisation d'exploitation
- 3.5 Détail des ouvrages de production
- 3.6 Données de production
- 3.7 Qualité de service
- 3.8 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.9 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.10 Raccordement solaire
- 3.11 Unités d'œuvres 2020 de la concession

➤ *Bilan technique*

RAIATEA - TAPUTAPUATEA

3.1 - Système électrique de Raiatea

Le réseau de distribution des communes de Taputapuatea et de Tumaraa est alimenté depuis la centrale de production thermique de Faaroa par 3 départs HTA 20 kV totalisant à fin 2020 une longueur de 152 km, majoritairement aérien. Le réseau basse tension totalisait 91.79 km.



3.2 - Effectif de l'exploitation de Raiatea - Taputapuatea

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de la centrale de Faaroa et des réseaux électriques de Taputapuatea et Tumaraa est de 10 agents en 2020.

Tous ces agents interviennent sur les concessions de Taputapuatea et de Tumaraa.

3.3 - Réseaux de distribution HTA/BTA

Le réseau de distribution HTA de Taputapuatea et de Tumaraa est constitué de trois départs : Avera, Tevaitoa et Opoa. Le réseau de distribution HTA/BTA est principalement aérien. Les réseaux de ces deux concessions sont en antenne et ne sont pas interconnectés sur ceux de Uturoa. De ce fait, les possibilités de bouclage et de secours des réseaux sont limitées.

3.4 - Autorisation d'exploitation

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

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	6615	20/09/2010	FAAROA-RAIATEA	2è Modif. Nouveau
Arrêté	7803	21/10/2009	FAAROA-RAIATEA	Modif. Nouveau
Arrêté	5524	26/08/2009	FAAROA-RAIATEA	Nouveau
Arrêté	12	18/03/2003	FAAROA-RAIATEA	Initial et abrogé
Arrêté	2124	03/05/1996	TAPUTAPATEA-RAIATEA	Initial
Arrêté	5376	30/11/1993	TUMARAA-RAIATEA	Initial

3.5 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production de la centrale de Faaroa est le suivant :

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2020	HDM au 1er Janvier 2021	Nbre heure de fonctionnement
G1 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G218	01/07/2010	34 304	37 698	3 394
G2 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G219	01/07/2010	24 062	26 513	2 451
G3 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G198	20/08/2009	35 054	39 597	4 543
G4 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G220	07/07/2010	41 267	46 996	5 729
G5 FAAROA	FG WILSON	BASE	675	540	432	G209	02/02/2010	38 431	46 304	7 873
G7 FAAROA	CUMMINS	BASE	1150	920	736	G211	01/01/2010	36 121	39 089	2 968

3.6 - Données de production

En 2020, la production était de 9,447 GWh (énergie comptabilisée sortie centrale), contre 9,286 GWh en 2019.

2,526 millions de litres de gazole et 10 561 litres d'huile ont été consommés en 2020 contre 2,476 millions de litres de gazole et 10 132 litres d'huile consommés en 2019.

La puissance de pointe appelée pour l'ensemble des deux concessions de Taputapuatea et de Tumaraa était de 1 636 kW et la puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 736 kW.

Chiffres de Production pour Tumaraa et Taputapuatea

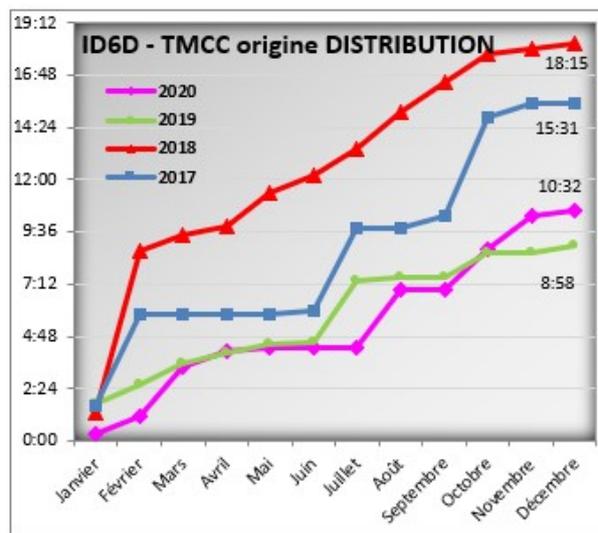
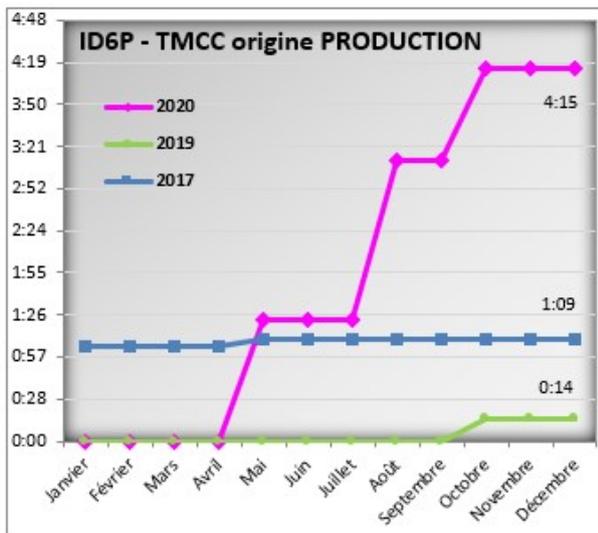
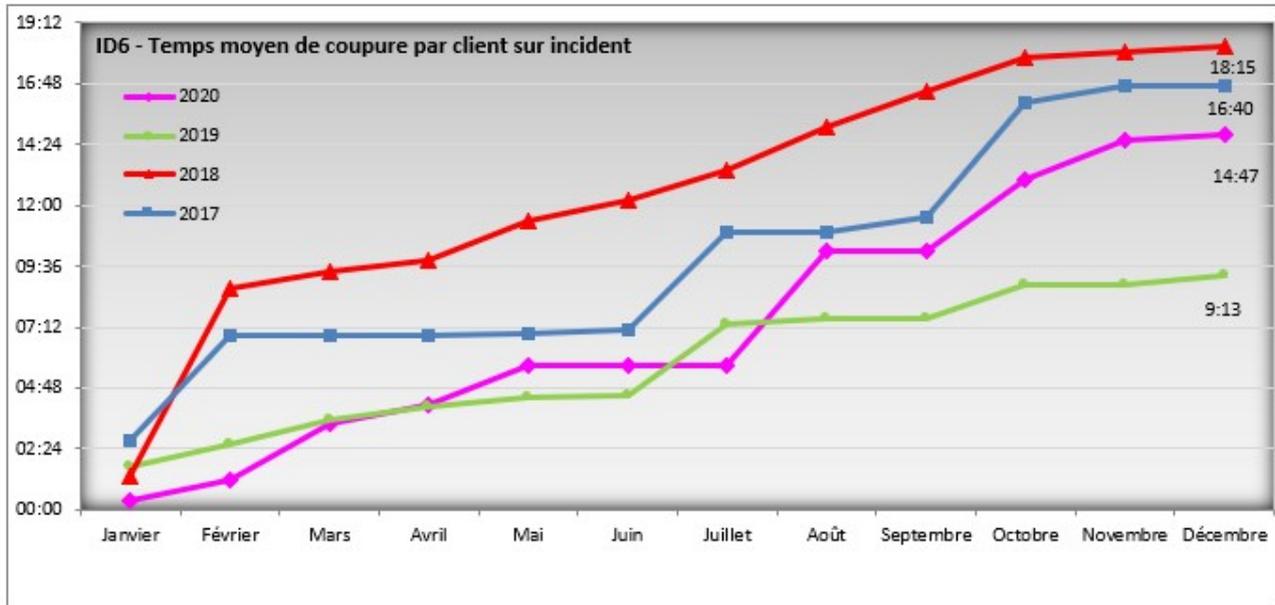
FAAROA 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	Heures de marche des groupes Cumul mensuel	P. MAX N
Janvier	815 188	808 261	0	217 543	267	777	2 265	1 574
Février	772 464	765 922	2 320	206 049	267	911	2 854	1 636
Mars	825 205	818 824	1 900	223 649	271	886	2 795	1 605
Avril	808 298	802 342	2 320	218 803	271	904	2 807	1 583
Mai	816 672	810 599	2 510	215 884	264	899	2 912	1 536
Juin	744 914	739 013	2 840	201 233	270	1 165	2 890	1 522
Juillet	768 280	761 922	3 410	207 391	270	964	3 024	1 505
Août	758 749	752 687	170	197 216	260	577	2 337	1 539
Septembre	755 780	750 038	1 820	202 966	269	839	2 740	1 530
Octobre	800 352	794 327	360	208 142	260	845	2 531	1 575
Novembre	779 161	773 292	4 130	211 424	271	1 009	2 817	1 588
Décembre	802 523	796 424	9 480	216 539	270	785	2 980	1 528
TOTAL	9 447 586	9 373 651	31 260	2 526 839	267	10 561	32 952	1 636

3.7 - Qualité de service

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

Les indicateurs portent sur les deux concessions de Taputapuatea et Tumaraa.

Le TMCC sur incident de 2020 est de 14h47, causé notamment par les intempéries qui se sont abattus sur l'archipel de la Société et 3 black-out sur défaut groupes.



3.8 - Qualité - Sécurité - Environnement

Pas de POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie dû au COVID-19.

Traitement des effluents

7000 litres d'huile de vidange et 5 fûts de filtres et chiffons souillés par du combustible ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2020.

3.9 - Travaux significatifs – Faits marquants

Travaux Distribution

Les opérations sur les ouvrages de distribution concernent principalement :

- le renouvellement de supports bois des lignes aériennes HTA et BT, et de branchements sur le réseau ;
- la création de nouveaux branchements ;
- les extensions article 14a1.

Travaux Production

Le bloc moteur du G2 (QST30) a été renouvelé en Mars 2020.

3.10 - Raccordement solaire

Nombre d'installations	Somme des puissances installées	Nombre de centrales raccordées en 2020	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
17	152	6	74	5	-	1	-	23,64 F/kWh

3.11 - Unités d'œuvre 2020 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW (Taputapuatea + Tumaraa)	1 636
Puissance utile du groupe le plus puissant kW Raiatea	736
Puissance garantie en kW (PG2) (Taputapuatea + Tumaraa)	2 032
Nb de kWh vendus	5 017 370
Quantité en litre de combustible Raiatea	2 526 839
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	9 373 651
Nb de kWh solaire acheté par tarif	69 959
Nb de kWh hydro acheté par tarif	18 157
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	4 050
Nombre d'abonnés (BT et HT)	1 784

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	-	-	-	69 959	-

Répartition des longueurs Réseau

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Taputapuatea	51,17	9,13	-	60,29	71,47	20,31	91,79	122,64	29,44	152,08	80,6%	19,4%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- L'élagage avec l'entreprise EFI,
- L'entretien des espaces vert avec l'entreprise Jack Jardinage
- L'entretien des climatiseurs avec l'entreprise BARFF Terava
- L'entretien des locaux avec l'entreprise HART Eglantine
- Le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- Le contrôle du Système de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- La visite/entretien de la moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- La visite/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'efficacité à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuata 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 d'un exercice sur l'autre. Sur Taputapuatea, en 2020 :

- les imputations directes concernent 88 % du total des dépenses de la concession de Taputapuatea. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 12 % 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.

TAPUTAPUATEA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	82%	6%	88%
Frais répartis sur la concession	5%	7%	12%
Total	87%	13%	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 :

* 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

Taputapuatea		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	306 099	-1 167 614
Production thermique - frais de siège*		631 504	
Production thermique - fonction support*		23 078	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	324 199	-3 493 166
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	2 459 905	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		300	
Distribution d'électricité - frais de siège*		522 069	
Distribution d'électricité - fonction support*		65 953	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		1 714	
Fourniture d'électricité - fonction support*		1 381	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	149 791	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	46 866	
Clientèle - frais de siège*		76 424	
Clientèle - fonction support*		2 823	
Total		4 612 106	-4 660 780

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 particulier 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 particulier 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 des exploitations de Tahiti :

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction des exploitations de Tahiti en Octobre 2020. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. De plus, la cellule Suivi du Patrimoine, auparavant rattachée à la Direction des Iles, a intégré la Direction des exploitations de Tahiti également en Octobre 2020.

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

Dans le cadre des principes de la « comptabilité appropriée », le concessionnaire a mis en place en 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

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

L'engagement de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision pour indemnité de départ à la retraite.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant une réévaluation du besoin global de l'entreprise de 775MF CFP lequel s'est traduit dans les comptes de la concession par une majoration des dotations annuelles correspondant aux effectifs y affectés.

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	25
	Mise à disposition personnel	779 179
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	5 049 632
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	1 252 619
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	370 009

Autres parties liées

Libellé	Description	25
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	21 598 510
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	1 066 031

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

Les avenants 17 et 17b des 29 décembre 2015 et 26 février 2016 introduisaient une nouvelle formule de rémunération du concessionnaire, par concession et activité basée sur un mécanisme de revenu autorisé, les comptes des concessions des exercices 2016 ont été arrêtés sur cette base.

A compter de 2017, la Polynésie a contesté l'application de cette formule faisant de sorte à ce que les produits acquis du concessionnaire correspondent aux seules facturations clients.

Pour répondre aux exigences de la comptabilité appropriée l'individualisation de marges par concession et activité a été obtenue par la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés.

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule de revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- 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 63 % 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 37 % 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 1,565% (- 0,435 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,783 % (-0,435 % + 1 % + 1,218 % surperformance financière)

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

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

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

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

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 » prennent en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés).
- Les frais de supports « internes » à l'île sont 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.

Détail des frais répartis 2020 Taputapuataea - Faaroa

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Taputapuataea - Faaroa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Taputapuataea - Faaroa
Frais de siège	1 381,3	1 187,0			37,5	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	3%
Exploitation des îles	372,6	371,9	43,8	-2,4	41,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	114,5
Clientèle îles	40,5	40,5	2,7	0,1	2,9	Nombre d'abonnés îles	27 239	1 832
Exploitation réseau Tahiti	273,5	273,1	0,3	-0,3	0,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	314,0	0,35
Gestion des énergies	33,7	32,9		0,0	0,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	20,2	
Suivi et développement	90,7	87,9	1,2	0,3	1,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	0,9
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	0,2	-0,1	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	0,07
Travaux réseau	89,1	89,2	1,7	-0,2	1,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	1,6
Relève Intervention Branchement	272,2	256,5	0,2	-0,1	0,2	Temps pointé par la cellule	162,5	0,2
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	2 512	17
Service Grand compte	43,0	38,3	0,8	0,0	0,8	Contrats grands comptes	5 183	103
Marketing & E-services	48,3	41,6	0,9	0,0	0,9	Nombre d'abonnés	79 574	1 784
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	0,7	0,0	0,7	Nombre d'abonnés	79 574	1 784
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,01	Nombre d'abonnés	79 574	1 784
Magasins	-33,1	-32,2	-0,4	0,0	-0,4	Sorties de stock valorisées	1 511 855	18 161
Total support externe					49,7			
Support interne de l'île					34,4			
Total Support					84,1			

(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)

Suite à la réorganisation de la Direction des exploitations de Tahiti à compter d'Octobre 2020, l'Exploitation Réseau Tahiti se décompose de la manière suivante : La Gestion des énergies, le Réseau Nord et la Transition énergétique. Le coût support Exploitation Réseau Tahiti figurant dans le tableau ci-dessus correspond à la période Janvier à Septembre 2020 et celui des 3 nouvelles cellules d'Octobre à Décembre 2020.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Taputapuataea - Faaroa	
	2020	2019
Immobilisations concédées *	1 377 799 151	1 347 047 599
- Production	599 473 219	592 048 626
- Distribution	778 325 932	754 998 973
Immobilisations privées	82 759 585	82 366 585
Immobilisations en-cours	3 768 043	23 120 818
- Production	526 721	16 127 730
- Distribution	3 241 322	6 993 088
Total immobilisations brutes	1 464 326 779	1 452 535 002
Amortissements et provisions **	-1 264 652 119	-1 174 029 300
- Production	-533 000 746	-498 273 620
- Distribution	-662 497 449	-610 754 609
- Privés	-69 153 924	-65 001 071
Immobilisations nettes	199 674 660	278 505 702
Stock	44 106 434	44 283 248
Créances clients	29 150 624	30 001 974
Autres créances	10 718 037	8 953 084
Provisions pour dépréciation	-12 482 117	-9 183 224
Stock et créances nets	71 492 978	74 055 083
Compte courant du concessionnaire	80 946 714	3 441 538
TOTAL ACTIF	352 114 352	356 002 323

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	599 473 219	590 406 936
Concessionnaire - Droit incorporel	0	1 641 690
Total concessionnaire	599 473 219	592 048 626
Total Tiers et concédant		0
Total au bilan	599 473 219	592 048 626

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-533 000 746	-496 725 206
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-1 548 414
Total concessionnaire	-533 000 746	-498 273 620
Tiers et concédant	0	0
Total au bilan	-533 000 746	-498 273 620

Distribution

Concessionnaire	597 271 077	575 673 862
Concessionnaire - Droit incorporel	0	1 555 186
Total concessionnaire	597 271 077	577 229 048
Tiers et concédant	181 054 855	177 769 925
Total au bilan	778 325 932	754 998 973

Distribution

Concessionnaire	-541 747 529	-494 031 117
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-1 466 825
Total concessionnaire	-541 747 529	-495 497 942
Tiers et concédant	-120 749 920	-115 256 667
Total au bilan	-662 497 449	-610 754 609

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) sauf terrains et améliorant des 10 dernières années.
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant à savoir leur valeur nette comptable.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré, elle n'est pas identique à la valeur nette comptable au bilan.

A titre d'exemple :

1°) lorsqu'un terrain est remis gratuitement au concédant, il est amorti dans l'économie de la concession alors que sa valeur économique est à minima égale à sa valeur d'origine.

2°) lorsque le montant de l'IFC est différent de la VNC économique des biens.

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Taputapuatea - Faaroa	
	2020	2019
Résultat	4 681 298	12 916 791
Capitaux propres	4 681 298	12 916 791
Droits des tiers et concédant apports gratuit	60 304 935	62 513 258
- Distribution	60 304 935	62 513 258
Provision devenues sans objet	285 032	285 032
Droits du concédant exigible en nature	60 589 967	62 798 290
Autres provisions	53 750 199	39 618 375
- PIDR	52 025 117	39 618 375
- Autres provisions	1 725 082	0
Provision pour risques et charges	53 750 199	39 618 375
Emprunts et dettes financières	2 146 000	2 146 000
- Emprunts	2 146 000	2 146 000
Clients - avances sur consommation	5 492 511	5 357 721
Fournisseurs	47 337 540	57 116 398
Dettes fiscales et sociales	81 924 860	72 313 903
Passif de renouvellement	91 709 145	101 545 025
- Production	65 826 972	82 970 760
- Distribution	25 882 173	18 574 265
Autres dettes	31 601	31 601
Produits constatés d'avance	4 451 231	2 158 219
Emprunts et dettes	233 092 888	240 668 867
TOTAL PASSIF	352 114 352	356 002 323

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

		Taputapuataea - Faaroa 2019			Taputapuataea - Faaroa 2020		
		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	103 869 985		103 869 985	100 983 547		100 983 547
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 421,38		1 421	1 398,00		1 398
	- Forfait FP1	74 544		74 544	72 234		72 234
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-94 288 446	-247 517	-94 535 963	-91 472 551	-165 454	-91 636 977
	par UO : Puissance maximale majorée	-66 336		-66 510	-65 431		-65 549
	- Maintenance	-38 716 643		-38 716 643	-40 750 800		-40 749 772
	- AC	-4 460 190		-4 460 190	-2 567 016		-2 567 016
	- ACE	-5 395 132		-5 395 132	-6 025 382		-6 025 382
	- MO	-28 861 320		-28 861 320	-32 155 922		-32 155 922
	- AUTRES				-2 480		-1 452
	- Conduite et Fonctionnement	-3 015 477		-3 015 477	-4 430 410		-4 430 410
	- AC						
- ACE	-570 205		-570 205	-502 226		-502 226	
- MO	-364 633		-364 633	-83 241		-83 241	
- AUTRES	-2 080 639		-2 080 639	-3 844 943		-3 844 943	
- Amortissement des actifs de concession	-20 006 226		-20 006 226	-12 117 133		-12 117 133	
- Dotation amortissement biens au bilan	-26 858 091		-26 858 091	-27 795 395		-27 795 395	
- Dotation / reprise de lissage	6 851 865		6 851 865	15 678 261		15 678 261	
- Quote part des activités support affectées	-32 550 101	-247 517	-32 797 617	-34 174 208	-165 454	-34 339 662	
- Fonctions supports	-23 296 887		-23 296 887	-23 896 386		-23 896 386	
- Frais de siège	-9 253 213	-247 517	-9 500 730	-10 277 822	-165 454	-10 443 276	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	11 183 935		11 183 935	11 803 163		11 803 163
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	5 301 333		5 301 333	5 317 594		5 317 594
	- Forfait FP2	2,152		2,152	2,220		2,220
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-5 588 419	-9 262	-5 597 681	-14 280 286	-8 967	-14 289 253
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,054		-1,056	-2,685		-2,687
	- Maintenance	-3 578 028		-3 578 028	-11 232 793		-11 232 793
	- AC	-1 596 249		-1 596 249	-1 437 322		-1 437 322
	- ACE	-252 937		-252 937	-6 870 361		-6 870 361
	- MO	-1 728 841		-1 728 841	-2 925 109		-2 925 109
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-2 010 391	-9 262	-2 019 652	-3 047 493	-8 967	-3 056 460
- Fonctions supports	-1 664 145		-1 664 145	-2 490 462		-2 490 462	
- Frais de siège	-346 246	-9 262	-355 508	-557 031	-8 967	-565 999	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	107 449 415		107 449 415	95 055 359		95 055 359
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	20,27		20,27	17,88		17,88
	- Consommations	-109 606 616		-109 606 616	-95 055 359		-95 055 359
	- Fioul						
	- Gasoil	-107 751 667		-107 751 667	-92 921 666		-92 921 666
- Huile	-1 854 948		-1 854 948	-2 133 693		-2 133 693	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS				2 640 000		2 640 000
	- Couts directs				-1 673 363		-1 673 363
	- AC				-22 207		-22 207
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES				-1 651 156		-1 651 156
	- Quote part des activités support affectées	-805		-805	-1 364 662	-6 844	-1 371 506
	- Fonctions supports	-805		-805	-939 543		-939 543
	- Frais de siège				-425 119	-6 844	-431 963
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	163 339 467		163 339 467	158 461 757		158 461 757
	- Couts sur revente energie	-153 510 223	-188 143	-153 698 367	-141 462 791	-123 573	-141 587 392
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	22 945 158		22 945 158	12 768 367		12 768 367
	- Couts directs	-22 619 868		-22 619 868	-12 517 279		-12 517 279
- AC	-19 349 062		-19 349 062	-11 088 828		-11 088 828	
- ACE	-2 589 161		-2 589 161	-1 057 416		-1 057 416	
- MO	-681 645		-681 645	-371 035		-371 035	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-891 246		-891 246	-268 476		-268 476	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	408 787 960		408 787 960	381 712 193		381 712 193	
MARGE AVANT IS	22 282 337	-444 921	21 837 415	23 617 426	-304 838	23 312 588	
- I.S.	-11 216 228	223 959	-10 992 269	-11 048 926	142 612	-10 906 314	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	11 066 109	-220 962	10 845 147	12 568 499	-162 226	12 406 274	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	9 406 192	-187 818	9 218 375	10 683 224	-137 892	10 545 333	
En % des produits	-2%		-2%	-3%		-3%	

		Taputapuatea - Faaroa 2019			Taputapuatea - Faaroa 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	81 402 964		81 402 964	92 508 830		92 508 830
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	132		132	148		148
	- Forfait FD2	627 179		627 179	-623 484		-623 484
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-81 249 112	-351 795	-81 600 907	-109 085 575	-242 770	-109 328 345
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-613 673		-616 330	-735 207		-736 843
	- Maintenance	-31 529 616		-31 529 616	-37 699 270		-37 699 270
	- AC	-1 508 848		-1 508 848	-1 639 831		-1 639 831
	- ACE	-8 029 364		-8 029 364	-10 390 185		-10 390 185
	- MO	-21 991 404		-21 991 404	-25 669 254		-25 669 254
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	3 007 285		3 007 285	-3 930 070		-3 930 070
	- AC				-7 769		-7 769
	- ACE	-867 613		-867 613	-713 814		-713 814
	- MO	-224 559		-224 559	-39 820		-39 820
- AUTRES	4 099 457		4 099 457	-3 168 667		-3 168 667	
- Amortissement des actifs de concession	-19 420 801		-19 420 801	-29 218 455		-29 218 455	
- Dot. Amortissement Caducité							
- Dotation amortissement biens au bilan	-37 995 066		-37 995 066	-29 951 580		-29 951 580	
- Dotation / reprise de lissage	18 574 265		18 574 265	733 125		733 125	
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-33 305 980	-351 795	-33 657 775	-38 237 780	-242 770	-38 480 550	
- Fonctions supports	-20 154 398		-20 154 398	-23 157 217		-23 157 217	
- Frais de siège	-13 151 582	-351 795	-13 503 377	-15 080 563	-242 770	-15 323 333	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	3 406 730		3 406 730	3 452 295		3 452 295
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	8 660 502		8 660 502	5 578 819		5 578 819
	- Coûts directs	-4 215 751		-4 215 751	-7 013 811		-7 013 811
	- AC	-1 127 918		-1 127 918	-4 061 026		-4 061 026
	- ACE	-1 295 278		-1 295 278	-1 800 810		-1 800 810
	- MO	-1 775 145		-1 775 145	-2 252 376		-2 252 376
	- AUTRES	-17 410		-17 410	1 100 401		1 100 401
	- Quote part des activités support affectées	-2 581 606	-4 491	-2 586 097	-3 002 967	-9 392	-3 012 359
	- Fonctions supports	-2 413 731		-2 413 731	-2 419 530		-2 419 530
	- Frais de siège	-167 875	-4 491	-172 366	-583 437	-9 392	-592 829
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	9 561 357		9 561 357	15 998 931		15 998 931
	- Coûts directs	-6 817 819		-6 817 819	-14 368 519		-14 368 519
	- AC	-2 395 730		-2 395 730	-6 539 408		-6 539 408
	- ACE	-1 529 283		-1 529 283	-5 955 596		-5 955 596
- MO	-2 611 284		-2 611 284	-1 873 515		-1 873 515	
- AUTRES	-281 522		-281 522				
- Quote part des activités support affectées	-3 305 856		-3 305 856	-1 853 369		-1 853 369	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	103 031 553		103 031 553	117 538 875		117 538 875	
MARGE AVANT IS	4 861 408	-356 286	4 505 123	-17 785 366	-252 162	-18 037 528	
- I.S.	-2 447 080	179 343	-2 267 737	8 320 517	117 969	8 438 486	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	2 414 328	-176 943	2 237 386	-9 464 849	-134 193	-9 599 042	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	2 052 179	-150 401	1 901 778	-8 045 121	-114 064	-8 159 186	
En % des produits	-2%		-2%	7%		7%	

		Taputapuata - Faaroo 2019			Taputapuata - Faaroo 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	223 121 969		223 121 969	209 714 857		209 714 857
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	222 503 335		222 503 335	207 842 069		207 842 069
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	53 212		53 212	218 969		218 969
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	565 422		565 422	1 653 819		1 653 819
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-223 134 389		-223 134 389	-209 714 858		-209 714 858
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-222 503 335		-222 503 335	-207 842 069		-207 842 069
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-54 280		-54 280	-218 970		-218 970
	- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-576 774		-576 774	-1 653 819		-1 653 819
	GESTION ADMINISTRATIVE	-142 914	-13 922	-156 836	-118 543	-174	-118 717
	- Produits de la Redevance solaire						
- Coûts de Fonctionnement		-13 583	-13 583				
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES		-13 583	-13 583				
- Quote part des activités support affectées	-142 914	-339	-143 253	-118 543	-174	-118 717	
- Fonctions supports	-130 257		-130 257	-107 716		-107 716	
- Frais de siège	-12 657	-339	-12 996	-10 827	-174	-11 001	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	107 820		107 820	536 973		536 973
	- Coûts directs	-527		-527	-185 436		-185 436
	- AC	-527		-527	-20 419		-20 419
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES				-165 017		-165 017
	- Quote part des activités support affectées	-44		-44	-223 449	-655	-224 104
- Fonctions supports	-44		-44	-182 781		-182 781	
- Frais de siège				-40 668	-655	-41 323	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	32 146 870		32 146 870	34 454 403		34 454 403
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 705		1 705	1 735		1 735
	- Forfait FC	19 233,00		19 233	-19 858,45		-19 858
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	997 345		997 345	878 921		878 921
	- Frais de relance	613 962		613 962	475 292		475 292
	- Frais de perception de taxe	383 383		383 383	403 629		403 629
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-30 917 276	-54 710	-30 971 986	-30 752 232	-33 762	-30 785 994
	par UO : Nombre d'abonnés	-18 133		-18 165	-17 725		-17 744
	- Affranchissements	-2 045 768		-2 045 768	-1 700 639		-1 700 639
	- Fonctionnement	-17 820 046		-17 820 046	-17 676 427		-17 676 427
	- AC	-631 368		-631 368	-532 012		-532 012
	- ACE	-4 888 027		-4 888 027	-5 286 974		-5 286 974
	- MO	-11 705 478		-11 705 478	-11 225 504		-11 225 504
- AUTRES	-595 173		-595 173	-631 937		-631 937	
- Quote part des activités support affectées	-11 051 462	-54 710	-11 106 172	-11 375 166	-33 762	-11 408 928	
- Fonctions supports	-9 006 190		-9 006 190	-9 277 926		-9 277 926	
- Frais de siège	-2 045 272	-54 710	-2 099 982	-2 097 240	-33 762	-2 131 002	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	222 198		222 198	654 053		654 053
	- Frais de coupure	222 198		222 198	654 053		654 053
	- Coûts directs	-1 339 542		-1 339 542	-913 513		-913 513
	- AC				-90 519		-90 519
	- ACE				-63 855		-63 855
	- MO	-1 339 542		-1 339 542	-759 139		-759 139
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-1 664 235	-3 336	-1 667 571	-1 000 026	-3 130	-1 003 156	
- Fonctions supports	-1 539 537		-1 539 537	-805 575		-805 575	
- Frais de siège	-124 698	-3 336	-128 034	-194 451	-3 130	-197 581	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	256 596 203		256 596 203	246 239 207		246 239 207	
MARGE AVANT IS	-602 726	-71 967	-674 693	3 331 150	-37 721	3 293 429	
- I.S.	303 393	36 226	339 619	-1 558 410	17 647	-1 540 763	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	-299 333	-35 741	-335 074	1 772 740	-20 074	1 752 666	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-254 433	-30 380	-284 812	1 506 829	-17 063	1 489 766	
En % des produits	0%		0%	-1%		-1%	

		Taputapuatea - Faaroa 2019			Taputapuatea - Faaroa 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2020						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution	347 557		347 557	228 122		228 122
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS	347 557		347 557	228 122		228 122	
- I.S.	-174 949		-174 949	-106 722		-106 722	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	172 608		172 608	121 400		121 400	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	146 717		146 717	103 190		103 190	
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	328 508		328 508	-61 356		-61 356
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-335 103		-335 103	19 463		19 463
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière				41 893		41 893
	MARGE AVANT IS	-6 595		-6 595			
	- I.S.	3 320		3 320			
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	-3 275		-3 275			
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 784		-2 784			
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	546 588 446		546 588 446	537 814 972		537 814 972
	TOTAL DES CHARGES (*)	-519 706 464	-873 174	-520 579 638	-528 423 640	-594 721	-529 018 361
	MARGE AVANT IS	26 881 981	-873 174	26 008 808	9 391 332	-594 721	8 796 611
	- I.S.	-13 531 544	439 528	-13 092 016	-4 393 541	278 228	-4 115 313
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	13 350 437	-433 646	12 916 791	4 997 790	-316 493	4 681 298
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	11 347 871	-368 599	10 979 273	4 248 122	-269 019	3 979 103
	En % des produits	-2,1%		-2,0%	-0,8%		-0,7%

(*) : 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

- 0.6 MF liés 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 2019 et 2020 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 9 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 - 1 MF.

Les ventes d'énergie à Tumaraa diminuent de - 5 MF au titre de la production thermique.

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de - 3 MF sont :

- **Production : - 7 MF**

- - 10 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 7 MF liés au renouvellement du bloc moteur Perkins pour le G4 réalisé en 2019
 - - 3 MF au titre de la fourniture et pose d'un alternateur sur le G5 réalisé en 2019
 - - 1 MF au titre du remplacement de la cuve incendie réalisé en 2019
- + 3 MF sur les travaux vendus

- **Distribution : + 3 MF**

- + 6 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - + 2 MF au titre du renouvellement des poteaux effectués en 2020
 - + 2 MF au titre des remplacements support réseaux HT/BT
 - + 2 MF au titre du renouvellement des branchements et compteurs
 -
- - 3 MF sur les travaux vendus

- **Fourniture : + 1 MF**

Commentaires sur la variation des charges : + 9 MF

- **Distribution : + 37 MF**

- + 28 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - + 10 MF sur les charges calculées
 - + 10 MF sur la maintenance et l'exploitation du réseau (visite de ligne, mesures transfos, relevé divers...)
 - + 5 MF liés aux redevances versées en 2019 par le Service des Energies au titre des frais de contrôle des réseaux.
 - + 3 MF sur les provisions des stocks
- + 6 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 2 MF au titre du renouvellement des poteaux effectués en 2020
 - + 2 MF au titre des remplacements support réseaux HT/BT
 - + 2 MF au titre du renouvellement des branchements et compteurs
- + 3 MF au titre des travaux vendus

- **Production : - 28 MF**

- - 14 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- - 12 MF au titre de la revente d'énergie à Tumaraa
- - 11 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 7 MF liés au renouvellement du bloc moteur Perkins pour le G4 réalisé en 2019
 - - 3 MF au titre de la fourniture et pose d'un alternateur sur le G5 réalisé en 2019
 - - 1 MF au titre du remplacement de la cuve incendie réalisé en 2019
- - 2 MF au titre de la conduite et maintenance des centrales dont :
 - - 8 MF au titre des charges calculées
 - + 6 MF sur les travaux d'entretiens de la centrale
- + 8 MF sur les coûts de révisions des groupes (révisions 12000 heures sur le groupe 1)
- + 3 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 : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 17 MF

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

- Une baisse de 1 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 18 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 14 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 15 MF sur les matières consommées
-

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

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

4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{336.844.862} & = & \mathbf{239.916.714} & + & \mathbf{96.928.147} \end{array}$$

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

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

	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	1 421	1 398	-1,6%	74 544	72 234	-3,1%	105 955 324	100 983 547	-4,7%
Nb de kWh produits	5 301 333	5 317 594	0,3%	2,152	2,220	3,1%	11 408 469	11 803 163	3,5%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	132,398	148,374	12,1%	627 179	623 484	-0,6%	83 037 245	92 508 832	11,4%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	1 705	1 735	1,8%	19 233	19 858	3,3%	32 792 265	34 454 405	5,1%
RE - "Forfaits"							233 193 303	239 749 946	2,8%
Résultat financier							335 103	-61 354	-118,3%
Partage des gains de rendement							354 535	228 122	
RE (Revenu de l'exploitation)							233 882 941	239 916 714	2,6%

Les forfaits présentés ci-dessus prennent en compte les charges calculées définitives par processus et concession

L'impact du calcul du résultat financier définitif de la concession à fin 2020 a été lui aussi intégré dans les forfaits sans impact sur le niveau de R.E. de la concession
 Les arrondis affichés ici sur les forfaits ne reflètent pas ces traitements

Passage du RE avenant 18b au RE définitif 2020 :

	Taputapuatea
RE Avenant 18B annexe 1a	239 584 105
Ecart arrondi UO*Forfaits	262
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	239 584 366
Charges calculées Avenant 18B	-49 816 016
Charges calculées 2020 définitives	49 920 242
PGR	228 122
RE 2020 définitif	239 916 714

Rq : l'impact sur la variation de charges calculées sur les process hydro a été traité en C.E.

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.*

		2019			2020		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 429 234	75,39	107 751 667	1 483 032	62,66	92 921 666
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	5 837	317,81	1 854 948	6 347	336,16	2 133 693
Energie achetée Hydro	E	4 501	12,06	54 279	18 157	12,06	218 969
Energie achetée Solaire	E	24 398	23,64	576 774	69 959	23,64	1 653 819
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				110 237 669			96 928 147

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 01/2020	75,008	Arrêté 3121 CM du 24 décembre 2019
Acpt 02/2020	76,804	Arrêté 107 CM du 30 janvier 2020
Acpt 03/2020	76,804	Arrêté 204 CM du 26 février 2020
Acpt 04/2020	68,435	Arrêté 331 du 24 mars 2020
Acpt 05/2020	68,435	Arrêté 463 CM du 23 avril 2020
Acpt 05/2020	64,214	Arrêté 478 CM du 29 avril 2020
Acpt 06/2020	62,429	Arrêté 621 CM 27 mai 2020
Acpt 07/2020	58,928	Arrêté 839 CM 26 juin 2020
Acpt 08/2020	58,757	Arrêté 1139 CM 29 juillet 2020
Acpt 09/2020	57,024	Arrêté 1312 CM 26 août 2020
Acpt 10/2020	57,024	Arrêté 1476 CM 23 septembre 2020
Acpt 11/2020	50,565	Arrêté 1646 CM 23 octobre 2020
Acpt 12/2020	50,565	Arrêté 2106 CM 26 novembre 2020
Acpt 01/2021	52,818	Arrêté 2465 CM 17 décembre 2020

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

Tel que décrit au paragraphe 4.1.12 le chiffre d'affaires de la concession était constitué :

- Jusqu'au 31 décembre 2015 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée
- En 2016 par le revenu autorisé prévu aux avenants 17 et 17b
- De 2017 à 2019 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée avec une régularisation (de péréquation) correspondant à la différence avec le CA réalisé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT dans la proportion des revenus autorisés issus des avenants 17 et 17b
- En 2020 par le revenu autorisé prévu à l'avenant 18b.

		Taputapuatea					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	176 888 574	170 081 633	157 053 369	154 779 311	154 751 268	163 854 911
Péréquation	B	n/a	167 266 235	154 327 544	158 423 635	n/a	165 077 839
CA péréqué	C=A+B	n/a	337 347 868	311 380 913	313 202 946	n/a	328 932 750
Ecart RA/CA		159 956 288	n/a	n/a	14 310 926	160 572 881	n/a
Revenu autorisé		336 844 862	344 120 610	340 720 664	327 513 871	315 324 149	328 932 750
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-14 310 926	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	9 238 738	n/a	n/a
Produits comptabilisés		336 844 862	337 347 868	311 380 913	322 441 683	315 324 149	328 932 750

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément à l'avenant 18b est détaillé au § 4.4.1

4.4.3) Annexes

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	5 017 370	4 802 516
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	89,3%	89,1%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	69 959	24 398
Total Production Photovoltaïque	69 959	24 398
Production hydro achetée	18 157	4 501
Production Total EnR	88 115	28 899
Production brute thermique à produire	5 531 348	5 361 116
Production Nette thermique à produire	5 488 046	5 318 989
Total production (EDT et Autres)	5 619 464	5 390 015
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,268	0,267
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	45 786	36 345
Achat Matière première	1 472 105	1 436 928
Stock Final	34 859	44 038
Consommation Matière 1ière	1 483 032	1 429 234
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>		
	0,268	0,267
<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	62,66 F	75,39 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	336,16 F	317,81 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 372 500	3 128 607
Achat Matière première	91 264 771	107 866 807
Stock Final	1 715 604	3 243 747
Consommation Matière 1ière	92 921 666	107 751 667
Huile	2 133 693	1 854 948
(CUHPF) Combustible urée, huiles...	95 055 359	109 606 616
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée</u>		
Gasoil îles	92 921 666	107 751 667
Variation stock gasoil		
Hydroélectricité	218 969	54 279
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	1 872 788	631 053
(CE) TOTAL achat de matières premières	96 928 147	110 237 669

4.4.4) Annexe Détail de la production thermique Raiatea

		Raiatea 2020			Taputapuata 2020			Coûts Tumaraa 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	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				-100 983 547		-100 983 547			
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2019				1 398		1 398			
	- Forfait FP1 2020				72 234		72 234			
	COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-156 276 561	-282 674	-156 559 235	-91 472 551	-165 454	-91 636 977	-64 804 010	-117 220	-64 922 258
	- Maintenance	-69 619 855		-69 619 855	-40 750 800		-40 749 772	-28 869 055		-28 870 083
	- AC	-4 385 676		-4 385 676	-2 567 016		-2 567 016	-1 818 660		-1 818 660
	- ACE	-10 294 198		-10 294 198	-6 025 382		-6 025 382	-4 268 816		-4 268 816
	- MO	-54 937 501		-54 937 501	-32 155 922		-32 155 922	-22 781 579		-22 781 579
	- AUTRES	-2 480		-2 480	-2 480		-1 452			-1 028
	- Conduite et Fonctionnement	-7 569 233		-7 569 233	-4 430 410		-4 430 410	-3 138 823		-3 138 823
	- AC									
	- ACE	-858 040		-858 040	-502 226		-502 226	-355 814		-355 814
	- MO	-142 215		-142 215	-83 241		-83 241	-58 974		-58 974
	- AUTRES	-6 568 978		-6 568 978	-3 844 943		-3 844 943	-2 724 035		-2 724 035
	- Amortissement des actifs de concession	-20 701 786		-20 701 786	-12 117 133		-12 117 133	-8 584 653		-8 584 653
- Dotation amortissement biens au bilan	-47 487 661		-47 487 661	-27 795 395		-27 795 395	-19 692 266		-19 692 266	
- Dotation / reprise de lissage	26 785 875		26 785 875	15 678 261		15 678 261	11 107 614		11 107 614	
- Quote part des activités support affectées	-58 385 687	-282 674	-58 668 361	-34 174 208	-165 454	-34 339 662	-24 211 479	-117 220	-24 328 699	
- Fonctions supports	-40 826 313		-40 826 313	-23 896 386		-23 896 386	-16 929 927		-16 929 927	
- Frais de siège	-17 559 374	-282 674	-17 842 048	-10 277 822	-165 454	-10 443 276	-7 281 552	-117 220	-7 398 772	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production				11 803 163		11 803 163			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2019				-5 317 594		-5 317 594			
	- Forfait FP2 2020				- 2,220		- 2,220			
	COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-24 397 473	-15 320	-24 412 793	-14 280 286	-8 967	-14 289 253	-10 117 187	-6 353	-10 123 540
	- Maintenance	-19 190 915		-19 190 915	-11 232 793		-11 232 793	-7 958 122		-7 958 122
	- AC	-2 455 625		-2 455 625	-1 437 322		-1 437 322	-1 018 303		-1 018 303
	- ACE	-11 737 822		-11 737 822	-6 870 361		-6 870 361	-4 867 461		-4 867 461
	- MO	-4 997 468		-4 997 468	-2 925 109		-2 925 109	-2 072 359		-2 072 359
	- AUTRES (provision rév groupes...)									
	- Traitement des effluents									
- Quote part des activités support affectées	-5 206 558	-15 320	-5 221 878	-3 047 493	-8 967	-3 056 460	-2 159 065	-6 353	-2 165 418	
- Fonctions supports	-4 254 885		-4 254 885	-2 490 462		-2 490 462	-1 764 423		-1 764 423	
- Frais de siège	-951 673	-15 320	-966 993	-557 031	-8 967	-565 999	-394 641	-6 353	-400 994	

		Raiatea 2020			Taputapuatea 2020			Coûts Tumaraa 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées				95 055 359		95 055 359			
	Facturation autres distributeurs									
	- Consommations	-161 596 953		-161 596 953	-95 055 359		-95 055 359	-66 541 594		-66 541 594
	- Fioul									
	- Gasoil	-158 046 873		-158 046 873	-92 921 666		-92 921 666	-65 125 207		-65 125 207
	- Huile	-3 550 080		-3 550 080	-2 133 693		-2 133 693	-1 416 387		-1 416 387
	- Urée									
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 640 000		2 640 000	2 640 000		2 640 000			
	- Coûts directs	-1 673 363		-1 673 363	-1 673 363		-1 673 363			
	- AC	-22 207		-22 207	-22 207		-22 207			
	- ACE									
	- MO	-1 651 156		-1 651 156	-1 651 156		-1 651 156			
	- AUTRES									
	- Quote part des activités support affectées	-1 364 662	-6 844	-1 371 506	-1 364 662	-6 844	-1 371 506			
	- Fonctions supports	-939 543		-939 543	-939 543		-939 543			
	- Frais de siège	-425 119	-6 844	-431 963	-425 119	-6 844	-431 963			
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				158 461 757		158 461 757			
	- Coûts sur revente energie				-141 462 791	-123 573	-141 587 392			
	MARGE AVANT IS				16 998 966	-123 573	16 874 365			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	12 768 367		12 768 367	12 768 367		12 768 367			
	- Coûts directs	-12 517 279		-12 517 279	-12 517 279		-12 517 279			
	- AC	-11 088 828		-11 088 828	-11 088 828		-11 088 828			
- ACE	-1 057 416		-1 057 416	-1 057 416		-1 057 416				
- MO	-371 035		-371 035	-371 035		-371 035				
- AUTRES										
- Quote part des activités support affectées	-268 476		-268 476	-268 476		-268 476				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE										
	TOTAL DES PRODUITS				381 712 193		381 712 193			
	MARGE AVANT IS				23 617 426	-304 838	23 312 588			
	- I.S.				-11 048 926	142 612	-10 906 314			
	MARGE NETTE				12 568 499	-162 226	12 406 274			

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

	2019	Acquisition	Cession	2020
Production	592 048 626	32 057 395 (1)	-24 632 802 (2)	599 473 219
Distribution	754 998 973	27 016 015 (3)	-3 689 056 (4)	778 325 932
Total	1 347 047 599	59 073 410	-28 321 858	1 377 799 151

Détail Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant renouvellement
	RNV CUVE INCENDIE N°1 TAPUTAPUATEA FAAROA	2 020 742	0%	-	2 020 742
	R25902 MOTEUR CUMMINS QST30 FAAROA TAPUTAPUATEA	26 575 060	0%	-	26 575 060
	R25903 ALTERNAT FG WILS P750 TAPUTAPUATEA	3 461 593	0%	-	3 461 593
(1)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION TAPUTAPUATEA	32 057 395		-	32 057 395
	GROUPES TAPUTAPUATEA	23 223 592			
	FILIERES TAPUTAPUATEA	1 409 210			
(2)	TOTAL CESSION PRODUCTION TAPUTAPUATEA	24 632 802			

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant renouvellement
823970	14A1 LC18/20 CD/TM/JRTERRE VAIANAE PUOHINE TAP	658 539	100%	658 539	-
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	658 539		658 539	-
PM2590	RENV RSX HT/BT TAPUTAPUATEA PMT 2019	17 811 376	0%	-	17 811 376
CP2020	BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUATEA CP 2020	3 848 372	40%	1 531 993	2 316 379
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	21 659 748		1 531 993	20 127 755
BRT12/19	COMPTAGE TIERS TAPU 2020 FINANC TAPUTAPUATEA	4 697 728	100%	4 697 728	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TAPUTAPUATEA	4 697 728		4 697 728	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA	27 016 015		6 888 260	20 127 755
	RESEAUX TAPUTAPUATEA	2 276 258			
	COMPTAGES TAPUTAPUATEA	1 412 798			
(4)	TOTAL CESSION DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA	3 689 056			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 3,8 MF contre 23,1 MF fin 2019 soit une diminution de -19,3 MF.

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

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
AMENAGEMENT TERRAIN TAPU	01/04/2003	48	18 728 800	-	-	-	18 728 800
AMNGT ESPACE VERT TAPU	01/01/2004	47	2 735 000	-	-	-	2 735 000
AGENCEMENT TERRAIN	01/01/2010	41	230 954	-	-	-	230 954
F&P ENROCHEMENT FAAROA	30/03/2013	38	4 470 421	-	-	-	4 470 421
ENROCHEMENT CENT FAAROA	01/01/2014	37	698 936	-	-	-	698 936
CONST ATELIER MAINT TAPU	01/01/2004	35	29 563 263	-	14 359 302	-	15 203 961
GENIE CIVIL CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	89 597 653	-	43 518 861	-	46 078 792
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	32	3 047 447	-	1 353 205	-	1 694 242
AGENCEMENT CENT FAAROA	01/01/2010	29	1 073 020	-	407 011	-	666 009
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	29	165 000	-	61 095	-	103 905
AGENCT BAT FAAROA	01/09/2011	27	2 001 962	-	683 597	-	1 318 365
MOTEUR FG WILSON P750 TAP	01/01/2017	5	8 324 943	-	6 481 384	-	1 843 559
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/06/2017	7	23 395 258	-	11 976 189	-	11 419 069
MOTEUR CUMMINS QST30 FAAR	03/04/2020	7	26 575 060	-	2 826 441	-	23 748 619
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	20/08/2009	9	10 215 436	-	10 215 436	-	-
MOTEUR PERKINS P750 TAPU	01/04/2019	7	8 164 312	-	2 041 328	-	6 122 984
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	01/06/2016	7	10 654 477	-	7 100 355	-	3 554 122
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	7	10 682 061	-	10 682 061	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/05/2017	7	24 028 389	-	12 586 785	-	11 441 604
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	01/01/2017	5	2 407 302	-	1 874 205	-	533 097
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	12	6 247 192	-	5 738 063	-	509 129
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	10	6 247 192	-	6 247 192	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	20/08/2009	9	2 953 971	-	2 953 971	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	18/04/2016	7	2 606 315	-	1 724 484	-	881 831
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	01/01/2020	7	3 461 593	-	494 468	-	2 967 125
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	01/05/2012	9	3 169 216	-	3 171 018	-	1 802
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/01/2010	12	6 247 192	-	5 962 157	-	285 035
ACCESSOIRE WILS P750 TAPU	01/01/2017	5	4 233 150	-	3 295 719	-	937 431
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/07/2010	11	27 793 072	-	27 793 072	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/07/2010	11	29 222 593	-	29 222 593	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	20/08/2009	9	6 675 554	-	6 675 554	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	07/07/2010	9	5 974 100	-	5 974 100	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	01/02/2010	11	6 970 318	-	6 970 318	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	01/05/2012	9	4 677 863	-	4 680 523	-	2 660
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/01/2010	11	32 746 387	-	32 746 387	-	-

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	232 503	-	148 727	-	83 776
COMB. F&P GRPE QST30 RAI A	01/01/2010	25	3 759 606	-	1 654 224	-	2 105 382
COMB.F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	4 495 355	-	1 888 047	-	2 607 308
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	01/01/2011	25	1 397 180	-	558 871	-	838 309
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 358 861	-	912 359	-	1 446 502
FIL COMB REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	5 227 524	-	1 969 036	-	3 258 488
EAU F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	319 764	-	140 697	-	179 067
EAU-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	3 945 679	-	1 657 184	-	2 288 495
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 070 427	-	800 795	-	1 269 632
SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	01/06/2005	24	10 469 575	-	6 893 299	-	3 576 276
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	01/01/2010	25	6 532 940	-	2 874 495	-	3 658 445
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	11 689 175	-	4 948 417	-	6 740 758
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	25	6 570 770	-	2 759 725	-	3 811 045
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	25	7 804 712	-	3 121 879	-	4 682 833
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	3 614 231	-	1 397 909	-	2 216 322
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	01/08/2013	25	1 900 944	-	563 949	-	1 336 995
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	24	171 416	-	42 406	-	129 010
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	01/01/2016	23	567 211	-	123 306	-	443 905
LUB F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	25	149 376	-	65 725	-	83 651
REHAUSSE CHEMINEES CENT	16/12/2008	20	6 147 604	-	3 701 368	-	2 446 236
ENVT F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	2 135 850	-	939 774	-	1 196 076
CORPS FILTRANT FAAROA	01/05/2010	25	738 971	-	315 296	-	423 675
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	01/07/2010	25	3 945 678	-	1 657 184	-	2 288 494
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	25	2 070 427	-	800 795	-	1 269 632
FIL ENVT REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	2 564 948	-	966 130	-	1 598 818
FILIERE ENVT STOCKAGE	01/09/2011	25	3 604 436	-	1 345 653	-	2 258 783
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	25	1 727 141	-	1 174 457	-	552 684
PROTECTION INCENDIE TAPU	01/01/2004	13	7 336 712	-	7 336 712	-	-
INSONORISAT.FAAROA TAPU	01/01/2004	25	15 374 940	-	10 454 960	-	4 919 980
STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	22	494 402	-	316 257	-	178 145
EXTINCT AUTO PROTECTION	01/05/2008	21	5 235 048	-	3 208 580	-	2 026 468
MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	30/07/2009	25	13 955 320	-	6 374 482	-	7 580 838
SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	25	84 651	-	37 246	-	47 405
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	25	338 687	-	147 893	-	190 794
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	01/07/2010	25	543 677	-	228 344	-	315 333
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	25	285 285	-	110 342	-	174 943
FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	25	1 336 140	-	503 282	-	832 858
INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	25	199 513	-	69 828	-	129 685
INSTALLATION CAMERA IP	01/09/2015	23	2 919 132	-	667 228	-	2 251 904
RNV CUVE INCENDIE N°1 TAP	20/08/2020	25	2 020 742	-	29 415	-	1 991 327
REALISATION ZONE STOCKAGE	01/07/2005	24	24 693 351	-	16 227 059	-	8 466 292
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	25	816 223	-	345 535	-	470 688
DROITS INCORPORELS PROD*			1 641 690				
TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA			599 473 219	-	359 295 744	-	238 535 785

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA	01/05/2010	25	62 290	-	26 578	-	35 712
TRANSFO DP MARTIN AVERA	01/05/2010	25	571 820	-	243 979	-	327 841
TRANSFO SOCLE TAPUTAPUATE	01/07/2014	25	-	2 115 345	-	549 991	1 565 354
TRANSFO TAPU 89	01/01/1989	25	3 380 087	-	3 380 087	-	-
TRANSFO TAPU 91	01/01/1991	25	84 176	-	84 176	-	-
TRANSFO TAPU 94	01/01/1994	25	1 792 319	-	1 792 319	-	-
TRANSFO TAPU 95	01/01/1995	25	1 207 665	-	1 207 665	-	-
TRANSFO TAPU 96	01/01/1996	25	1 312 775	-	1 312 775	-	-
TRANSFO TAPU 97	01/01/1997	25	1 595 378	-	1 531 562	-	63 816
TRANSFO TAPU 98	01/01/1998	25	2 344 198	-	2 162 875	-	181 323
TRANSFO TAPU 2001	01/01/2001	25	514 185	-	411 347	-	102 838
TRANSFOS CP TAPU 2005	01/07/2005	25	465 526	-	288 626	-	176 900
TRANSFO POSTE CP DP TAPU	01/07/2006	25	556 262	-	322 632	-	233 630
POSTE DP61 FAAROA TAPU	15/06/2007	25	977 838	-	529 771	-	448 067
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	25	1 501 944	-	749 807	-	752 137
TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008	25	1 432 199	-	714 986	-	717 213
TRANSFO VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 204 604	-	940 629	-	1 263 975
RENFORC POSTE P1061 TAPU	01/01/2011	25	838 508	-	335 404	-	503 104
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	01/01/2011	25	561 272	-	224 511	-	336 761
CREATION POSTE AVERA TAPU	01/01/2011	25	1 587 376	-	634 948	-	952 428
CREAT TRANSFO AVERA TAPU	01/01/2011	25	564 105	-	225 643	-	338 462
RENFORC POSTE P1052 TAPU	01/01/2011	25	1 309 455	-	523 781	-	785 674
TRANSFO P1052 AVERA TAPU	01/01/2011	25	554 696	-	221 877	-	332 819
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	01/01/2012	25	1 895 711	-	682 454	-	1 213 257
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 357 020	-	453 696	-	903 324
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 357 020	-	453 696	-	903 324
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	26/06/2013	25	1 790 860	-	538 258	-	1 252 602
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	26/06/2013	25	444 186	-	133 504	-	310 682
POSTE TAPU 1990	01/01/1990	25	-	3 388 241	-	3 388 241	-
POSTE TAPU 94	01/01/1994	25	305 152	-	305 152	-	-
POSTE TAPU 95	01/01/1995	25	142 101	-	142 101	-	-
POSTE TAPU 97	01/01/1997	25	267 892	-	257 176	-	10 716
POSTE TAPU 98	01/01/1998	25	3 952	-	3 635	-	317
POSTE TAPU 2001	01/01/2001	25	3 571 643	-	2 857 315	-	714 328
POSTE TAPU 2002	01/01/2002	25	1 280 411	-	973 112	-	307 299
POSTE TAPU 2003	01/01/2003	25	2 238 312	-	1 611 584	-	626 728
MINI SUPERVISION RAIATEA	31/03/2005	25	3 951 572	-	2 502 664	-	1 448 908
SUPERVISION TAPUTAPUATEA	01/07/2006	25	1 090 380	-	632 418	-	457 962
POSTE DP TAPU 2008	01/07/2008	25	757 860	-	378 929	-	378 931
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 865 745	-	623 783	-	1 241 962
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	25	1 865 745	-	623 783	-	1 241 962
POSE IAT BOUCLAGE HOTOPU	08/07/2008	15	223 230	-	185 736	-	37 494
REEMPL DDR P108B/NULEC	01/01/2012	15	3 470 548	-	2 082 323	-	1 388 225
RNV IACM PAR IAM TAPUTAPU	01/01/2019	15	5 338 381	-	711 729	-	4 626 652
RES.AERIEN TAPU 96	01/01/1996	25	1 309 797	-	1 309 797	-	-
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1996	01/01/1996	25	-	1 895 489	-	1 895 489	-
RES.AERIEN TAPU 97	01/01/1997	25	12 124 409	-	11 639 432	-	484 977

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997	01/01/1997	25	-	252 359	-	242 264	10 095
RES.AERIEN TAPU 98	01/01/1998	25	9 413 277	-	8 666 250	-	747 027
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	01/01/1998	25	-	1 432 559	-	1 317 954	114 605
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25	-	918 118	-	807 945	110 173
RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	25	-	481 997	-	427 039	54 958
RES.AERIEN TAPU 2000	01/01/2000	25	4 889 308	-	4 107 018	-	782 290
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25	-	6 689 383	-	5 625 529	1 063 854
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000	25	-	22 401 500	-	18 953 294	3 448 206
RES.AERIEN TAPU 2001	01/01/2001	25	1 255 237	-	1 004 189	-	251 048
RES.AERIEN TAPU 2002	01/01/2002	25	2 123 744	-	1 614 047	-	509 697
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25	-	2 296 317	-	1 745 202	551 115
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002	25	-	6 007 883	-	4 590 974	1 416 909
RES.AERIEN TAPU 2003	01/01/2003	25	7 398 356	-	5 326 814	-	2 071 542
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25	-	1 445 664	-	1 040 878	404 786
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	25	-	1 232 726	-	890 429	342 297
RESEAU BTA CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	6 135 200	-	4 171 936	-	1 963 264
RESEAU BTA TAMAITITAHIO	30/06/2004	25	1 593 525	-	1 051 904	-	541 621
RESEAU BTA TERIITEMOEHAA	30/06/2004	25	251 564	-	166 061	-	85 503
RESEAU CP41906 2004 TAPU	01/07/2004	25	739 668	-	488 183	-	251 485
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25	-	4 518 536	-	2 982 233	1 536 303
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004	25	-	622 352	-	410 751	211 601
RESEAU BTA FAAROA TETUIRA	10/09/2004	25	84 423	-	55 073	-	29 350
RESEAU BTA FAAROA TRIPAI	10/09/2004	25	100 211	-	65 370	-	34 841
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25	-	1 780 434	-	1 109 803	670 631
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005	25	-	67 231	-	41 905	25 326
RESEAUX CP 51906 2005TAPU	01/06/2005	25	245 571	-	153 075	-	92 496
RESEAUX HTA/BTA COM TAPU	02/07/2005	25	3 988 920	-	2 472 690	-	1 516 230
EXT BTA ATENI PASCAL RAI	17/01/2006	25	154 224	-	92 261	-	61 963
RESEAU BTA TAPUTAPUATEA	31/03/2006	25	60 320	-	35 793	-	24 527
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25	-	346 031	-	200 695	145 336
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	25	-	4 737 669	-	2 747 851	1 989 818
RESEAU 15% EXT TAPU 06	01/07/2006	25	548 803	-	318 304	-	230 499
EP COMMUNE TAPUTAPUATEA	01/01/2007	25	1 716 791	-	961 404	-	755 387
EXT RES QT BONNO TAPUTAPU	08/01/2007	25	961 157	-	537 498	-	423 659
RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR	15/06/2007	25	1 043 186	-	565 174	-	478 012
RESEAUX FAAROA TAPU	15/06/2007	25	1 819 418	-	985 723	-	833 695
RESEAUX CP TAPUTAPU 2007	01/07/2007	25	10 537 974	-	5 690 506	-	4 847 468
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25	-	1 199 390	-	647 672	551 718
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	25	-	3 551 761	-	1 917 950	1 633 811
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	442 602	-	239 004	-	203 598
RESEAUX QTIER MOU KAM TSE	21/09/2007	25	217 976	-	115 769	-	102 207
EXT BTA TERII TAUTAPUATEA	21/09/2007	25	105 092	-	55 818	-	49 274
DPLCT RES STAT° POMPAGE	04/10/2007	25	444 393	-	235 383	-	209 010
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	25	-	36 480	-	18 967	17 513
6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE	29/02/2008	25	1 057 407	-	543 035	-	514 372
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008	01/07/2008	25	38 506 627	-	19 253 313	-	19 253 314

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	1 781 581	-	890 788	890 793
EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA	01/01/2009	25	2 620 335	-	1 257 759	-	1 362 576
BRCHMT CPTEUR EP S/POTEAU	01/01/2009	25	452 981	-	217 428	-	235 553
RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009	01/07/2009	25	6 389 664	-	2 939 246	-	3 450 418
EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER	02/10/2009	25	137 923	-	62 051	-	75 872
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	413 069	-	183 130	229 939
RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	25	-	3 346 532	-	1 483 626	1 862 906
DEPL.POST.P1021/RENF.CABL	20/12/2009	25	3 071 767	-	1 355 334	-	1 716 433
CONF HT/BTA ZONE P2111	01/01/2010	25	2 421 668	-	1 065 537	-	1 356 131
EXT BTA QT TEINAURI CINDY	01/01/2010	25	121 950	-	53 658	-	68 292
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE	01/01/2010	25	143 125	-	62 975	-	80 150
EXT BTA QT PORUTU ELISABE	01/01/2010	25	148 253	-	65 230	-	83 023
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	31/05/2010	25	2 442 666	-	1 042 206	-	1 400 460
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2010	25	8 029 195	-	3 372 264	-	4 656 931
RESEAUX 2010 CONCED TAPU	01/07/2010	25	-	133 230	-	55 955	77 275
RESEAUX 2010 TIERS TAPU	01/07/2010	25	-	813 870	-	341 827	472 043
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	01/07/2010	25	239 306	-	100 506	-	138 800
RENF CABLE BTA RTE AVERA	01/01/2011	25	844 230	-	337 693	-	506 537
RENF CABLE BTA AVERA DU	01/01/2011	25	1 064 342	-	425 733	-	638 609
RENF RESEAU BTA AVERA	01/01/2011	25	1 487 567	-	595 025	-	892 542
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	21/01/2011	25	4 155 919	-	1 653 130	-	2 502 789
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	25	27 890 397	-	10 598 383	-	17 292 014
RESEAUX 2011 CONCED TAPU	01/07/2011	25	-	38 930	-	14 792	24 138
RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA	01/07/2011	25	-	517 547	-	196 669	320 878
EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA	01/01/2012	25	678 353	-	244 207	-	434 146
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	25	28 393 281	-	9 653 752	-	18 739 529
RESEAUX 2012 TIERS TAPU	01/07/2012	25	-	1 202 133	-	408 723	793 410
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	26 575 750	-	7 972 801	-	18 602 949
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25	153 908	-	46 172	-	107 736
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	06/08/2013	25	453 462	-	134 278	-	319 184
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	01/01/2014	25	577 825	-	161 789	-	416 036
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	28/02/2014	25	413 076	-	113 041	-	300 035
ART14A/CD/TM/RB/629	28/02/2014	25	435 973	-	119 310	-	316 663
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2014	25	24 361 147	-	6 334 020	-	18 027 127
RESEAUX 2014 CONCED TAPU	01/07/2014	25	-	99 172	-	25 785	73 387
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	01/07/2014	25	241 471	-	62 782	-	178 689
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	01/07/2014	25	1 070 189	-	278 256	-	791 933
ART14A/CD/TM/RB/251/14	08/07/2014	25	410 051	-	106 295	-	303 756
ART14A/CD/TM/RB/276/14	31/08/2014	25	229 330	-	58 826	-	170 504
ART14A/CD/TM/RB/251/14	10/10/2014	25	467 071	-	116 300	-	350 771
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2015	25	10 722 644	-	2 359 048	-	8 363 596
RESEAUX 2015 CONCED TAP	01/07/2015	25	-	76 771	-	16 890	59 881
RESEAUX 2015 TIERS TAP	01/07/2015	25	-	427 632	-	94 078	333 554
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	30/01/2016	25	1 049 585	-	206 537	-	843 048
RESEAUX CP TAPU 2016	01/07/2016	25	16 764 475	-	3 017 660	-	13 746 815
RESEAUX 2016 CONCED TAPU	01/07/2016	25	-	439 153	-	79 047	360 106

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
RESEAUX 2016 TIERS TAPU	01/07/2016	25	-	633 395	-	114 012	519 383
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA	01/01/2017	25	110 630	-	17 699	-	92 931
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	01/01/2017	25	267 312	-	42 769	-	224 543
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	01/01/2017	25	728 033	-	116 478	-	611 555
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	19/06/2017	25	665 652	-	94 081	-	571 571
RESEAUX CP TAPU 2017	01/07/2017	25	29 338 521	-	4 107 569	-	25 230 952
RSX AERIEN TIERS TAP 2017	01/07/2017	25	-	195 552	-	27 377	168 175
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	01/10/2017	25	8 655 654	-	1 125 233	-	7 530 421
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER	01/01/2018	25	643 889	-	77 262	-	566 627
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018	01/07/2018	25	329 246	-	32 928	-	296 318
RSX AERIEN TIERS TAP 2018	01/07/2018	25	-	126 996	-	12 700	114 296
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE	01/01/2019	25	413 321	-	33 063	-	380 258
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	01/01/2019	25	18 425 622	-	1 473 948	-	16 951 674
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18	12/03/2019	25	494 490	-	35 667	-	458 823
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019	01/07/2019	25	4 506 496	-	270 446	-	4 236 050
RSX AERIEN TIERS TAP 2019	01/07/2019	25	-	110 142	-	6 609	103 533
14A1 LC18/20 CD/TM/JR	07/05/2020	25	658 539	-	17 127	-	641 412
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	30/10/2020	25	17 811 376	-	120 746	-	17 690 630
RESEAU SOUT CENTRALE TAPU	01/01/2004	35	3 599 319	-	1 748 244	-	1 851 075
EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV	01/01/2008	35	1 204 783	-	447 488	-	757 295
BOUCLAGE ZONE HOTOPU	08/07/2008	35	1 594 315	-	568 514	-	1 025 801
BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14	08/07/2008	35	36 085 150	-	12 867 503	-	23 217 647
EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR	01/08/2009	35	367 919	-	120 012	-	247 907
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA	31/05/2010	35	9 770 662	-	2 977 728	-	6 792 934
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	08/04/2011	35	7 173 667	-	1 994 402	-	5 179 265
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	35	11 923 445	-	3 066 022	-	8 857 423
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	35	6 877 676	-	1 768 538	-	5 109 138
RESEAUX 2013 TIERS TAPU	01/07/2013	35	-	1 184 700	-	253 866	930 834
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	06/06/2014	35	390 831	-	73 361	-	317 470
RESEAU SOUT CONCED TAPUTA	01/07/2014	35	-	3 268 730	-	607 048	2 661 682
RESEAUX SOUT TIERS TAPU	01/07/2014	35	-	1 081 915	-	200 928	880 987
RSX SOUT TIERS TAPU 2019	01/07/2019	35	-	1 717 726	-	73 617	1 644 109
COMPTAGE TAPU 1995	01/01/1995	20	-	3 333 245	-	3 333 245	-
COMPTAGE TAPU 96	01/01/1996	20	635 000	-	635 000	-	-
COMPTAGE TAPU 1996	01/01/1996	20	-	2 849 132	-	2 849 132	-
COMPTAGE TAPU 97	01/01/1997	24	834 726	-	834 726	-	-
COMPTAGE TAPU 1997	01/01/1997	24	-	4 247 385	-	4 247 385	-
COMPTAGE TAPU 98	01/01/1998	23	921 109	-	921 109	-	-
COMPTAGE TAPU 1998	01/01/1998	23	-	6 220 370	-	6 220 370	-
COMPTAGE TAPU 99	01/01/1999	22	1 753 382	-	1 753 382	-	-
COMPTAGE TAPU 1999	01/01/1999	22	-	4 967 312	-	4 967 312	-
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21	2 019 688	-	2 019 688	-	-
COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	21	-	4 773 652	-	4 773 652	-
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20	427 945	-	427 945	-	-
COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	20	-	4 666 972	-	4 666 972	-

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Durée Amort / An	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique** Concessionnaire	Amortissement économique** Tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20	2 067 668	-	1 964 284	-	103 384
COMPTAGE TAPU 2002	01/01/2002	20	-	3 879 512	-	3 685 536	193 976
COMPTAGE TAPU 2003	01/01/2003	20	-	4 134 052	-	3 720 647	413 405
CASH POWER 2004 TAPU	01/01/2004	20	133 250	-	113 262	-	19 988
POSE COMPTEUR 2004 TAPU	01/07/2004	20	1 001 302	-	826 073	-	175 229
BRANCHEMENT TAPU 2004	01/07/2004	20	-	5 548 048	-	4 577 139	970 909
COMPATGE TAPU 2005	01/06/2005	20	-	4 232 500	-	3 297 823	934 677
POSE COMPTEURS TAPU 2005	01/07/2005	20	1 121 755	-	869 361	-	252 394
ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE	01/06/2006	20	119 822	-	87 369	-	32 453
BRCHT/CPTAGES CP TAPU	01/07/2006	20	1 630 534	-	1 182 138	-	448 396
BRCHT TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	20	-	3 973 316	-	2 880 656	1 092 660
BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07	01/07/2007	20	2 826 905	-	1 908 159	-	918 746
BRCHT TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	20	-	4 259 302	-	2 875 028	1 384 274
BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.	01/07/2008	20	1 991 459	-	1 244 662	-	746 797
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	4 658 230	-	2 911 394	1 746 836
BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA	01/07/2009	20	2 757 861	-	1 585 770	-	1 172 091
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	20	-	2 632 338	-	1 458 755	1 173 583
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	20	6 785 219	-	3 562 240	-	3 222 979
COMPTAGE TIERS TAP 2010	01/07/2010	20	-	2 746 280	-	1 441 797	1 304 483
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	20	8 449 074	-	4 013 325	-	4 435 749
COMPTAGE TIERS TAPU 2011	01/07/2011	20	-	2 140 248	-	1 016 617	1 123 631
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	20	5 494 625	-	2 335 221	-	3 159 404
COMPTAGE TIERS TAPU 2012	01/07/2012	20	-	2 895 880	-	1 230 749	1 665 131
CPTEURS SOLAIRE TAP 2012	01/07/2012	20	-	26 954	-	11 457	15 497
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2013	20	3 701 781	-	1 388 180	-	2 313 601
COMPTAGE TIERS TAPU 2013	01/07/2013	20	-	1 910 961	-	716 610	1 194 351
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2014	20	6 120 519	-	1 989 204	-	4 131 315
COMPTAGE TIERS TAPU 2014	01/07/2014	20	-	1 668 636	-	542 308	1 126 328
CPTEURS SOLAIRE TAP 2014	01/07/2014	20	-	81 199	-	26 390	54 809
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2015	20	3 898 852	-	1 072 222	-	2 826 630
COMPTAGE TIERS TAP 2015	01/07/2015	20	-	2 084 727	-	573 298	1 511 429
BRCHT/COMPTAGES TAPU	01/07/2016	20	3 766 806	-	847 546	-	2 919 260
COMPTAGE TIERS TAPU 2016	01/07/2016	20	-	3 010 324	-	677 322	2 333 002
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	19/06/2017	20	799 209	-	141 197	-	658 012
COMPTAGE TIERS TAPU 2017	01/07/2017	20	-	3 028 477	-	529 984	2 498 493
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2017	20	2 878 137	-	503 696	-	2 374 441
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2018	20	2 112 491	-	264 084	-	1 848 407
COMPTAGE TIERS TAPU 2018	01/07/2018	20	-	4 164 763	-	520 595	3 644 168
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2019	20	2 554 257	-	191 611	-	2 362 646
COMPTAGE TIERS TAPU 2019	01/07/2019	20	-	3 197 071	-	239 781	2 957 290
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2020	20	3 848 372	-	96 232	-	3 752 140
COMPTAGE TIERS TAPU 2020	01/07/2020	20	-	4 697 728	-	117 443	4 580 285
CELLULES CENTRALE TAPU	01/01/2004	25	20 463 137	-	13 914 933	-	6 548 204
DROITS INCORPORELS DIST*			1 555 186				
TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA			597 271 077	181 054 855	242 018 529	120 749 920	414 002 297
>>>> TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA			1 196 744 296	181 054 855	601 314 273	120 749 920	652 538 082

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

** : correspond à la dépréciation économique des actifs immobilisés, indépendamment des clauses du contrat de concession

La TVA à reverser incluse dans l'inventaire ci-dessus comporte un décalage et sera corrigé sur l'exercice 2021, en tenant compte le cas échéant d'une éventuelle prolongation.

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

Dotation de l'article 14 A1 :

DOTATION au 01/01/2020	1 691 625
Reliquat 2019	3 527 875
ENVELOPPE DISPONIBLE 2020	5 219 500

Libellé	Commune	Date/Ref courrier	N°dossier/chantiers	MONTANT devis transmis	MONTANT devis commandé	Lettre de cde	Réalisé	Chargé d'Etudes	Observation
Ext Qtier RAITUPU	RAIATEA	JJ/TB 2020/190	25-2020-01262	490 495	490 495	CD/TM/JR/N°333/20		FRANCKLIN	En cours
Ext Qtier TAVANAE	RAIATEA	JJ/TB 2020/317	25-2020-02448	717 628	717 628	CD/TM/JR/N°405/20		FRANCKLIN	En cours
Exte Qtier BRODIEN	RAIATEA	JJ/TB 2020/396	25-2020-02792/01/02	1 484 955 F	1 484 955	CD/SB/2020/N°453		FRANCKLIN	En cours
Ext Qtier PIHAHUNA	RAIATEA	JJ/TB 2020/392	25-2020-02858	741 644 F	741 644	CD/SB/2020/N°476		FRANCKLIN	En cours
CUMUL TRAVAUX COMMANDES				7 197 859 F	3 434 722 F				
SOLDE				-1 978 359 F	1 784 778 F				

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
GI			29 916 176	29 916 176
G2		21 312 002		21 312 002
G4		21 312 002		21 312 002
S/T Groupes	-	42 624 004	29 916 176	72 540 180
Filières	10 150 828			10 150 828
Bâtiments				-
Total	10 150 828	42 624 004	29 916 176	82 691 008

Distribution

	Transfo.	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Total
Quantité		33	33	138	
Montant	3 068 518	8 779 930	5 267 958	14 204 756	31 321 162

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	5 170 105	11 364 368	16 534 473
2019	8 164 312	30 202 173	38 366 485
2020	32 057 395	20 127 755	52 185 150
Cumul	45 391 812	61 694 296	107 086 108

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	82 691 008	31 321 162	114 012 170
- Réalisé	(45 391 812)	(61 694 296)	(107 086 108)
+ Ajustement du plan	1 741 902	54 109 384	55 851 286
Reste à faire	39 041 098	23 736 250	62 777 348

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.

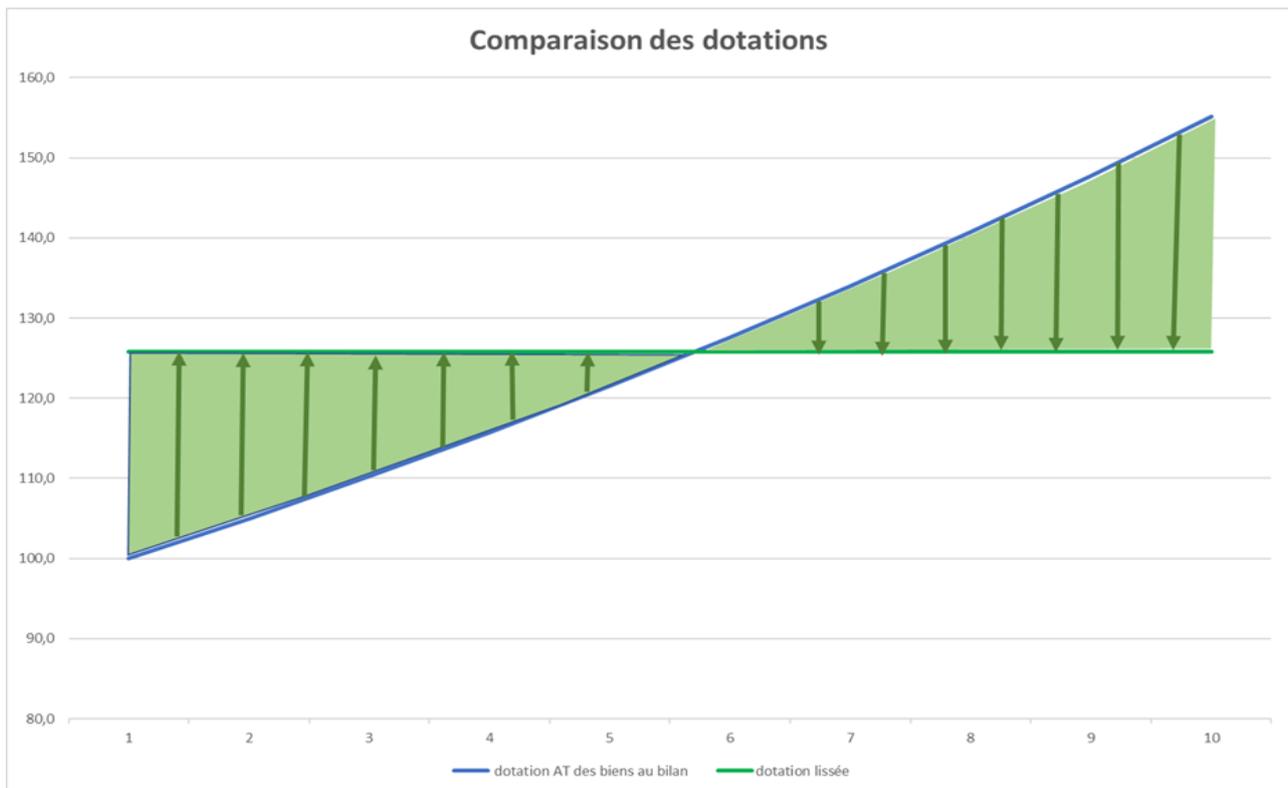
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021
		chiffres 2018	biens au bilan	hors améliorant	
VO Ouverture corporel	570 174 303	574 581 163	576 752 987	574 548 631	581 973 224
VO Ouverture incorporel	0	1 432 731	1 641 690	1 641 690	1 641 690
acquisitions	43 468 054	5 170 105	8 164 312	28 369 376	39 041 098
acquisitions financement Tiers					
transferts et TVA à reverser		-	-	3 688 019	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(39 061 194)	(2 998 281)	(10 368 668)	(24 632 802)	-
					0,0%
- origine financement tiers	-	-	-	-	
VO Clôture	574 581 163	578 185 718	576 190 321	583 614 914	622 656 012
- Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan clôture	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	(18 984 813)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(34 356 558)	(35 605 615)	(35 605 615)	(18 984 813)	(18 984 813)
base amortissable	540 224 605	542 580 103	540 584 706	564 630 101	603 671 199
cumul doté à l'ouverture	432 599 125	459 505 495	466 405 088	498 430 588	519 213 944
réintégration AT sur incorporel		1 090 713			-
sortie AT sur sortie immo		(42 059 475)	(10 368 668)	(24 632 802)	-
reste à amortir	107 625 480	124 043 370	84 548 286	90 832 315	84 457 255
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation cpta dans Taputapuatea	14 404 900	26 356 403	22 715 084	26 631 126	
dotation cpta dans Tumara	12 501 470	21 511 952	19 679 085	18 785 031	
dotation exercice	26 906 370	47 868 355	42 394 169	45 416 157	84 457 255
dotations cumulées	459 505 495	466 405 088	498 430 588	519 213 944	603 671 199
Vo - fin tiers - IFC - dotations	80 719 110	76 175 015	42 154 118	45 416 157	-
mécanique de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(109 116 235)	(112 275 227)	(104 485 115)	(92 612 847)	(65 826 972)
dotations/reprises B	(3 158 992)	7 790 112	11 872 268	26 785 875	65 826 972
Actif/Passif de renouvellement clôture	(112 275 227)	(104 485 115)	(92 612 847)	(65 826 972)	-
dotation aux amortissements A	(26 906 370)	(47 868 355)	(42 394 169)	(45 416 157)	(84 457 255)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(30 065 362)	(40 078 243)	(30 521 901)	(18 630 283)	(18 630 283)
moyenne des dotations	(27 585 214)	(27 585 214)	(27 585 214)	(27 585 214)	(27 585 214)
écart sur moyenne exercice	(2 480 148)	(12 493 028)	(2 936 686)	8 954 931	8 954 931
écart sur moyenne en cumulé	(2 480 148)	(14 973 176)	(17 909 863)	(8 954 931)	-

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	13 717 136	15 858 306	15 858 306	15 858 306
acquisitions financement concession	13 717 136	2 141 170			
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-
VO Clôture	13 717 136	15 858 306	15 858 306	15 858 306	15 858 306
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	13 717 136	15 858 306	15 858 306	15 858 306	15 858 306
cumul doté à l'ouverture	0	(3 429 284)	(7 572 291)	(11 715 299)	(13 786 802)
reste à amortir	13 717 136	12 429 022	8 286 015	4 143 007	2 071 504
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	(3 429 284)	(4 143 007)	(4 143 007)	(2 071 504)	(2 071 504)
dotations cumulées	(3 429 284)	(7 572 291)	(11 715 299)	(13 786 802)	(15 858 306)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	10 287 852	8 286 015	4 143 007	2 071 504	-

impact exercice(+) = produit	(33 494 646)	(44 221 250)	(34 664 908)	(20 701 786)	(20 701 786)
-------------------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

Le calcul de l'IFC indiqué au point 5.7 a été revu tardivement et n'a pas été intégré dans la méthode économique de charges calculées ci-dessus. Le différentiel sera pris en compte sur l'année 2021.

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	703 854 485	703 941 271	714 074 569	725 438 557	741 877 256
VO Ouverture incorporel	-	1 764 145	1 555 186	1 555 186	1 555 186
acquisitions	29 020 004	1 961 561	27 038 651	17 812 173	23 736 250
acquisitions financement Tiers					
transferts et TVA à reverser		9 402 807	3 163 521	2 315 582	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(28 933 218)	(202 504)	(17 443 690)	(2 276 258)	(22 322 074)
				94,0%	94,0%
- origine financement tiers	-	(1 028 566)	(1 394 494)	(1 412 798)	
VO Clôture	703 941 271	715 838 714	726 993 743	743 432 442	744 846 618
- Financements tiers cumul	(167 652 258)	(167 652 258)	(166 623 692)	(165 229 198)	(163 816 400)
- IFC biens au bilan clôture	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	(10 546 411)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	(10 546 411)	(10 546 411)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(20 220 969)	(23 451 877)	(24 982 272)	(10 546 411)	(10 546 411)
				0,00%	0,00%
base amortissable	516 068 044	524 734 579	535 387 779	567 656 833	570 483 808
cumul doté à l'ouverture	478 884 346	488 180 271	487 076 202	503 117 641	534 249 108
réintégration AT sur incorporel		1 440 148			
sortie AT sur sortie immo		(29 135 722)	(17 443 690)	(2 276 258)	(22 322 074)
reste à amortir	37 183 698	64 249 883	65 755 267	66 815 450	58 556 773
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	9 295 925	26 591 505	33 485 130	33 407 725	58 556 773
dotations cumulées	488 180 271	487 076 202	503 117 641	534 249 108	570 483 808
Vo - fin tiers - IFC - dotations	27 887 774	37 658 377	32 270 138	33 407 725	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(51 629 115)	(53 785 431)	(45 189 562)	(26 615 297)	(25 882 173)
dotations/reprises B	(2 156 316)	8 595 869	18 574 265	733 125	25 882 173
Actif/Passif de renouvellement clôture	(53 785 431)	(45 189 562)	(26 615 297)	(25 882 173)	-
dotation aux amortissements A	(9 295 925)	(26 591 505)	(33 485 130)	(33 407 725)	(58 556 773)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(11 452 241)	(17 995 636)	(14 910 865)	(32 674 600)	(32 674 600)
moyenne des dotations	(21 941 588)	(21 941 588)	(21 941 588)	(21 941 588)	(21 941 588)
écart sur moyenne exercice	10 489 348	3 945 952	7 030 724	(10 733 012)	(10 733 012)
écart sur moyenne en cumulé	10 489 348	14 435 300	21 466 024	10 733 012	-
Traitement de l'améliorant					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	14 023 591	21 449 895	28 005 229	34 893 489
acquisitions financement concession	10 799 562	3 134 545	1 530 395	2 190 532	
acquisitions autres financement Tiers	3 224 029	4 291 759	5 024 939	4 697 728	-
VO Clôture	14 023 591	21 449 895	28 005 229	34 893 489	34 893 489
Financements tiers cumul	(3 224 029)	(7 515 788)	(12 540 727)	(17 238 455)	(17 238 455)
- IFC améliorant exercice				(13 612 759)	-
	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(13 612 759)	(13 612 759)
	0%	0%	0%	77%	77%
base amortissable	10 799 562	13 934 107	15 464 502	4 042 275	4 042 275
cumul doté à l'ouverture	0	(2 699 891)	(6 444 629)	(10 954 566)	(7 498 420)
reste à amortir	10 799 562	11 234 217	9 019 873	(6 912 291)	(3 456 145)
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	(2 699 891)	(3 744 739)	(4 509 936)	3 456 145	3 456 145
dotations cumulées	(2 699 891)	(6 444 629)	(10 954 566)	(7 498 420)	(4 042 275)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	8 099 672	7 489 478	4 509 936	(3 456 145)	-
impact exercice(+) = produit	(14 152 131)	(21 740 375)	(19 420 801)	(29 218 455)	(29 218 455)

Le calcul de l'IFC indiqué au point 5.7 a été revu tardivement et n'a pas été intégré dans la méthode économique de charges calculées ci-dessus. Le différentiel sera pris en compte sur l'année 2021.

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 5.1 variation du patrimoine immobilier

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

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

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

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

- Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2011 au 31/12/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à : $10 - (2020 - (\text{année de mise en service} + 1))$.

années civiles	10 dernières années	exemple de date de mise en service											
		avril 2010	février 2011	mars 2012	mars 2013	mars 2014	mars 2015	mars 2016	avril 2017	mai 2018	juin 2019	juillet 2020	
2008													
2009													
2010													
2011	10		non										
2012	9		1	non									
2013	8		1	1	non								
2014	7		1	1	1	non							
2015	6		1	1	1	1	non						
2016	5		1	1	1	1	1	non					
2017	4		1	1	1	1	1	1	non				
2018	3		1	1	1	1	1	1	1	non			
2019	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non		
2020	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	100%	100%

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC
AGENCEMENT TERRAIN	01/01/2010	230 954	100%	230 954	-	-	-	-
F&P ENROCHEMENT FAAROA	30/03/2013	4 302 619	100%	4 302 619	55 934	1 721 048	22 374	1 743 421
ENROCHEMENT CENT FAAROA	01/01/2014	664 388	100%	664 388	17 274	265 755	6 910	272 665
AGENCEMENT CENT FAAROA	01/01/2010	1 073 020	100%	1 073 020	-	-	-	-
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	165 000	100%	165 000	-	-	-	-
AGENC T BAT FAAROA	01/09/2011	1 976 270	100%	1 976 270	-	395 254	-	395 254
MOTEUR FG WILSON P675 TAP	23/05/2012	10 682 061	8%	854 565	-	256 369	-	256 369
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	6 247 192	70%	4 373 034	-	-	-	-
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/07/2010	6 247 192	70%	4 373 034	-	-	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	23/05/2012	3 088 904	8%	247 112	-	74 134	-	74 134
ALTERNAT CUMMINS QST30 TA	01/01/2010	6 247 192	100%	6 247 192	-	-	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	31/07/2010	27 793 072	70%	19 455 150	-	-	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/07/2010	29 222 593	70%	20 455 815	-	-	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	07/07/2010	5 974 100	8%	477 928	-	-	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	02/02/2010	6 970 318	8%	557 625	-	-	-	-
ACCESSOIRE WILS P675 TAPU	23/05/2012	4 559 321	8%	364 746	-	109 424	-	109 424
ACCESSOIRE CUMMINS QST30	01/01/2010	32 746 387	100%	32 746 387	-	-	-	-
COMB. F&P GRPE QST30 RAI A	01/01/2010	3 759 606	100%	3 759 606	-	-	-	-
COMB.F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	4 495 355	70%	3 146 749	-	-	-	-
THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	01/01/2011	1 379 250	100%	1 379 250	-	-	-	-
FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	2 328 589	46%	1 071 151	-	214 230	-	214 230
FIL COMB REFONTE FAAROA	01/08/2011	5 160 438	100%	5 160 438	-	1 032 088	-	1 032 088
EAU F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	319 764	100%	319 764	-	-	-	-
EAU-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	3 945 679	70%	2 761 975	-	-	-	-
FIL EAU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	2 043 857	46%	940 174	-	188 035	-	188 035
ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	01/01/2010	6 532 940	100%	6 532 940	-	-	-	-
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	11 689 175	100%	11 689 175	-	-	-	-
ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	6 570 770	70%	4 599 539	-	-	-	-
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	7 704 553	100%	7 704 553	-	-	-	-
FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	3 567 849	46%	1 641 211	-	328 242	-	328 242
COFFRETS COMPTAGES FAAROA	01/08/2013	1 829 590	100%	1 829 590	23 785	731 836	9 514	741 350
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	01/02/2015	160 954	100%	160 954	6 277	96 572	3 766	100 339
LUB F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	149 376	100%	149 376	-	-	-	-
ENV T F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	2 135 850	100%	2 135 850	-	-	-	-
CORPS FILTRANT FAAROA	01/05/2010	738 971	100%	738 971	-	-	-	-
ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	01/07/2010	3 945 678	70%	2 761 975	-	-	-	-
FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	2 043 857	46%	940 174	-	188 035	-	188 035
FIL ENVT REFONTE FAAROA	01/08/2011	2 532 032	100%	2 532 032	-	506 406	-	506 406
FILIERE ENVT STOCKAGE	01/09/2011	3 558 180	100%	3 558 180	-	711 636	-	711 636
SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	84 651	100%	84 651	-	-	-	-
MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA	01/02/2010	338 687	100%	338 687	-	-	-	-
SECU F&P QST30 GPE FAAROA	01/07/2010	543 677	70%	380 574	-	-	-	-

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC
FIL SECU F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	281 624	46%	129 547	-	25 909	-	25 909
FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	1 318 993	100%	1 318 993	-	263 799	-	263 799
INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	194 457	100%	194 457	-	58 337	-	58 337
INSTALLATION CAMERA IP	01/09/2015	2 740 969	100%	2 740 969	106 898	1 644 581	64 139	1 708 720
R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	816 223	100%	816 223	-	-	-	-
PERKINS MOTEUR P750 TAPU	01/06/2016	9 883 559	0%	-	-	-	-	-
ALTERNAT FG WILS P675 TAP	18/04/2016	2 417 732	0%	-	-	-	-	-
NRJ AUTOMATE TWIDO TAPU	01/01/2016	526 170	100%	526 170	27 361	315 702	16 417	332 119
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/06/2017	21 443 866	0%	-	-	-	-	-
MOTEUR FG WILSON P750 TAP	01/01/2017	7 630 562	0%	-	-	-	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 TAPU	01/05/2017	22 024 188	0%	-	-	-	-	-
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	01/01/2017	2 206 510	0%	-	-	-	-	-
ACCESSOIRE WILS P750 TAPU	01/01/2017	3 880 064	0%	-	-	-	-	-
MOTEUR PERKINS P750 TAPU	01/04/2019	7 309 142	0%	-	-	-	-	-
MOTEUR CUMMINS QST30 FAAR	03/04/2020	23 517 752	0%	-	-	-	-	-
ALTERNAT FG WILS P750 TAP	01/01/2020	3 063 357	0%	-	-	-	-	-
RNV CUVE INCENDIE N°1 TAP	20/08/2020	1 788 267	0%	-	-	-	-	-
PRODUCTION TAPUTAPUATEA		336 793 346		170 608 738	237 529	9 127 393	123 119	9 250 511
AUT.COMP.DP MARTIN AVERA	01/05/2010	62 290	0%	-	-	-	-	-
TRANSFO DP MARTIN AVERA	01/05/2010	571 820	0%	-	-	-	-	-
TRANSFO VALLEE FAAREPA	31/05/2010	2 204 604	80%	1 763 683	-	-	-	-
RENFORC POSTE P1061 TAPU	01/01/2011	827 747	50%	413 874	-	-	-	-
TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	01/01/2011	554 069	50%	277 035	-	-	-	-
CREATION POSTE AVERA TAPU	01/01/2011	1 567 005	50%	783 503	-	-	-	-
CREAT TRANSFO AVERA TAPU	01/01/2011	556 866	50%	278 433	-	-	-	-
RENFORC POSTE P1052 TAPU	01/01/2011	1 292 651	50%	646 326	-	-	-	-
TRANSFO P1052 AVERA TAPU	01/01/2011	547 578	50%	273 789	-	-	-	-
TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	01/01/2012	1 847 672	0%	-	-	-	-	-
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632	100%	1 322 632	-	396 790	-	396 790
TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632	100%	1 322 632	-	396 790	-	396 790
CREAT DP P1084 AVERA TAPU	26/06/2013	1 723 638	100%	1 723 638	22 407	689 455	8 963	698 418
TRANSFO P1084 AVERA TAPUT	26/06/2013	427 513	100%	427 513	5 558	171 005	2 223	173 228
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465	100%	1 818 465	-	545 540	-	545 540
AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465	100%	1 818 465	-	545 540	-	545 540
REPL DDR P108B/NULEC	01/01/2012	3 382 600	0%	-	-	-	-	-
CONF HT/BTA ZONE P2111	01/01/2010	2 421 668	0%	-	-	-	-	-
EXT BTA QT TEINAURI CINDY	01/01/2010	121 950	100%	121 950	-	-	-	-
EXT BTA QT TIITAE AUGUSTE	01/01/2010	143 125	100%	143 125	-	-	-	-
EXT BTA QT PORUTU ELISABE	01/01/2010	148 253	100%	148 253	-	-	-	-
EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	31/05/2010	2 442 666	80%	1 954 133	-	-	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2010	8 029 195	2%	137 291	-	-	-	-
EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	01/07/2010	239 306	100%	239 306	-	-	-	-

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC
RENF CABLE BTA RTE AVERA	01/01/2011	833 396	0%	-	-	-	-	-
RENF CABLE BTA AVERA DU	01/01/2011	1 050 683	0%	-	-	-	-	-
RENF RESEAU BTA AVERA	01/01/2011	1 468 477	0%	-	-	-	-	-
DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	21/01/2011	4 102 585	0%	-	-	-	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	27 532 475	0%	99 737	-	19 947	-	19 947
EXT FD BTA QT PUNAA, TENIA	01/01/2012	661 163	100%	661 163	-	132 233	-	132 233
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	27 673 763	1%	184 708	-	55 412	-	55 412
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	25 578 200	0%	-	-	-	-	-
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2013	148 131	100%	148 131	1 926	59 252	770	60 023
EXT 14A1 QT GUINOT TAPUTA	06/08/2013	436 441	100%	436 441	5 674	174 576	2 269	176 846
EXT 14A1 QT SANQUER TAPU	01/01/2014	549 263	100%	549 263	14 281	219 705	5 712	225 418
EXT14A1 BT BASSIN TAPU	28/02/2014	392 658	100%	392 658	10 209	196 329	5 105	201 434
ART14A/CD/TM/RB/629	28/02/2014	414 423	100%	414 423	10 775	207 212	5 387	212 599
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2014	23 156 984	0%	-	-	-	-	-
ART14A/CD/TM/RB/N°251/14	01/07/2014	229 535	100%	229 535	5 968	114 768	2 984	117 751
RESEAUX CP TAPUTAP 2014	01/07/2014	1 017 290	100%	1 017 290	26 450	508 645	13 225	521 870
ART14A/CD/TM/RB/251/14	08/07/2014	389 782	100%	389 782	10 134	194 891	5 067	199 958
ART14A/CD/TM/RB/276/14	31/08/2014	217 994	100%	217 994	5 668	108 997	2 834	111 831
ART14A/CD/TM/RB/251/14	10/10/2014	443 984	100%	443 984	11 544	221 992	5 772	227 764
RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2015	10 068 210	1%	75 019	2 926	45 011	1 755	46 767
EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA	31/05/2010	9 770 662	80%	7 816 530	-	-	-	-
FOURN TPC160&63 AVERA TAP	08/04/2011	7 081 606	100%	7 081 606	-	1 416 321	-	1 416 321
MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	11 621 291	27%	3 097 861	-	619 572	-	619 572
MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	6 703 388	25%	1 675 847	-	335 169	-	335 169
ART14A1/CD/TM/RB/569/13	06/06/2014	371 512	100%	371 512	9 659	185 756	4 830	190 586
BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	6 785 219	15%	1 032 919	-	-	-	-
BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	8 340 646	7%	616 361	-	123 272	-	123 272
BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	5 355 385	15%	813 456	-	244 037	-	244 037
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2013	3 562 831	3%	95 612	1 243	38 245	497	38 742
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2014	5 817 984	6%	324 516	8 437	162 258	4 219	166 477
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2015	3 660 894	19%	706 671	27 560	424 003	16 536	440 539
RESEAUX BTA TM/RB/107/14	30/01/2016	973 641	100%	973 641	50 629	681 549	35 441	716 989
RESEAUX CP TAPU 2016	01/07/2016	15 551 461	4%	622 058	32 347	435 441	22 643	458 084
BRCHT/COMPTAGES TAPU	01/07/2016	3 494 254	18%	628 966	32 706	440 276	22 894	463 170
EXT LOT TUARIIHIONOA MANA	01/01/2017	101 402	100%	101 402	6 591	70 981	4 614	75 595
14A1 CD/TM/RB/N°12/16 TAP	01/01/2017	245 016	100%	245 016	15 926	171 511	11 148	182 659
14A1 LC420/15 AVERA TAPU	01/01/2017	667 308	100%	667 308	43 375	467 116	30 363	497 478
14A1 CB/EB 2017/378 AVERA	19/06/2017	610 130	100%	610 130	39 658	488 104	31 727	519 831
RESEAUX CP TAPU 2017	01/07/2017	26 891 403	0%	30 257	1 967	24 206	1 573	25 779
CD/TM/JR/N°842/16 TAPU	01/10/2017	7 933 688	100%	7 933 688	515 690	6 346 950	412 552	6 759 502
CD/TM/JR/N°270/17 TAPU	19/06/2017	732 547	100%	732 547	47 616	586 038	38 092	624 130

Actifs Immobilisés	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Tva à Reverser	IFC	IFC s/ TVA à reverser	Total IFC
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2017	2 638 072	18%	479 214	31 149	383 371	24 919	408 290
14A1 CD/TM/JR/428/17 AVER	01/01/2018	583 233	100%	583 233	45 492	466 586	36 394	502 980
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2018	01/07/2018	298 230	0%	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2018	1 913 488	23%	434 942	33 925	391 448	30 533	421 981
RNV IACM PAR IAM TAPUTAPU	01/01/2019	4 779 213	0%	-	-	-	-	-
14A1 LC569/17 TAPUTAPUATE	01/01/2019	370 028	100%	370 028	33 673	333 025	30 305	363 330
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	01/01/2019	16 495 633	0%	-	-	-	-	-
14A1 LC CD/TM/RJ/341/18	12/03/2019	442 695	100%	442 695	40 285	442 695	40 285	482 980
RESEAUX CP TAPUTAPUT 2019	01/07/2019	4 034 464	7%	281 522	25 619	281 522	25 619	307 141
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUT	01/07/2019	2 286 712	12%	275 849	25 102	275 849	25 102	300 951
14A1 LC18/20 CD/TM/JR	07/05/2020	582 778	100%	582 778	60 609	582 778	60 609	643 387
RENV RSX HT/BT TAPUTAPUAT	30/10/2020	15 762 280	0%	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES TAPUTAPUA	01/07/2020	3 405 639	40%	1 355 746	140 998	1 355 746	140 998	1 496 744
DISTRIBUTION TAPUTAPUATEA		341 624 580		61 858 083	1 403 775	22 777 915	1 113 959	23 891 874
>>>> TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUATEA		678 417 926		232 466 821	1 641 304	31 905 307	1 237 078	33 142 385

5.8 - Plan de Renouvellement

Le plan de renouvellement en vigueur est celui transmis à l'autorité concédante le 15 avril 2019 et reporté au paragraphe 5.4 Dépenses de renouvellement.

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

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

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,35 xpf/litre sur les prestations locales.

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

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

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

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

c) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

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

d) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

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

e) Baux

Bailleur	Objet du bail
LAO PIERRE	AGENCE UTUROA

f) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

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

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