



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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 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	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	18
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Huahine	21
2.7 - Gestion des impayés	22
2.8 - Dépenses de la Commune	22
2.9 - Services offerts à la clientèle	23
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	29
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	31
➤ Bilan technique	32
3.1 - L'équilibre offre-demande	32
3.2 - Qualité - Sécurité - Environnement	36
3.3 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	37
3.4 - Raccordement solaire	37
3.5 - Unités d'œuvre 2020 de la concession	37
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	39
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	40
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	46
4.3 - Comptes de la concession.....	51
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.....	58
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	62
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	63
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	64
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	72
5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année	72
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	73
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	77
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	77
5.8 - Plan de Renouvellement	81
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	82

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'Énergie 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 écoulee :

- 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 Huahine :

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 Huahine 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°3, prolongeant la durée du contrat au 30 septembre 2021, a donc été signé le 7 février 2020.

Principaux indicateurs

		HUAHINE				
		2020		2019		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	2 151		2 099		
	BT	2 138	99,40%	2 086	99,38%	
	MT	13	0,60%	13	0,62%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	9 621		9 469	
	BT	8 977	93,31%	8 777	92,69%	
	MT	644	6,69%	692	7,31%	
	Puissance maximale appelée	MW	1,47		1,67	
	Nombre de kWh vendus total		8 036 715		8 256 144	
	BT		5 793 181	72,08%	5 635 233	68,26%
	MT		2 243 534	27,92%	2 620 911	31,74%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	269 182 667		276 523 767	
	BT : Total		197 394 971	73,33%	194 931 749	70,49%
	BT : par client		92 327		93 448	
	BT : par kVA de puissance souscrite		21 990		22 210	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		36 935 173	18,71%	36 162 699	18,55%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		160 459 798	81,29%	158 769 050	81,45%
	MT : Total		71 787 696	26,67%	81 592 018	29,51%
	MT : par client		5 522 130		6 276 309	
	MT : par kVA de puissance souscrite		111 472		117 908	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		13 053 861	18,18%	13 743 212	16,84%
MT : part variable en XPF et % du CA total		58 733 835	81,82%	67 848 806	83,16%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		33,49		33,49		
BT		34,07		34,59		
MT		32,00		31,13		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,90		0,91		
	Energie achetée					
	Energie solaire kWh	123 762	1,39%	94 488	1,05%	
	Energie hydroélectrique kWh	0	0%	0	0,00%	
	Energie thermique kWh	8 769 428	98,61%	8 933 083	98,95%	
	Energie totale achetée	8 893 190		9 027 571		
	Temps moyen de coupure					
	global	6h09		3h41		
origine production	0h33		0h00			
origine transport			-			
origine distribution	5h36		3h41			
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement Km	172		172		
	Valeur d'origine k XPF	1 971 736		1 944 273		
	Valeur économique des actifs gérés (*) k XPF	865 639		916 169		
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement k XPF	27 877		104 338		
	Dépenses d'améliorant k XPF	9 089		10 885		
	Indemnité de fin de concession k XPF	47 062		76 261		
	Coût du service pour les usagers (RA) k XPF	455 170		N/A		
	Part revenant au concessionnaire k XPF	293 380		N/A		
	Coût des énergies et du transport k XPF	161 790		195 174		
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	21 506		19 451		
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1 k XPF	185 987		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

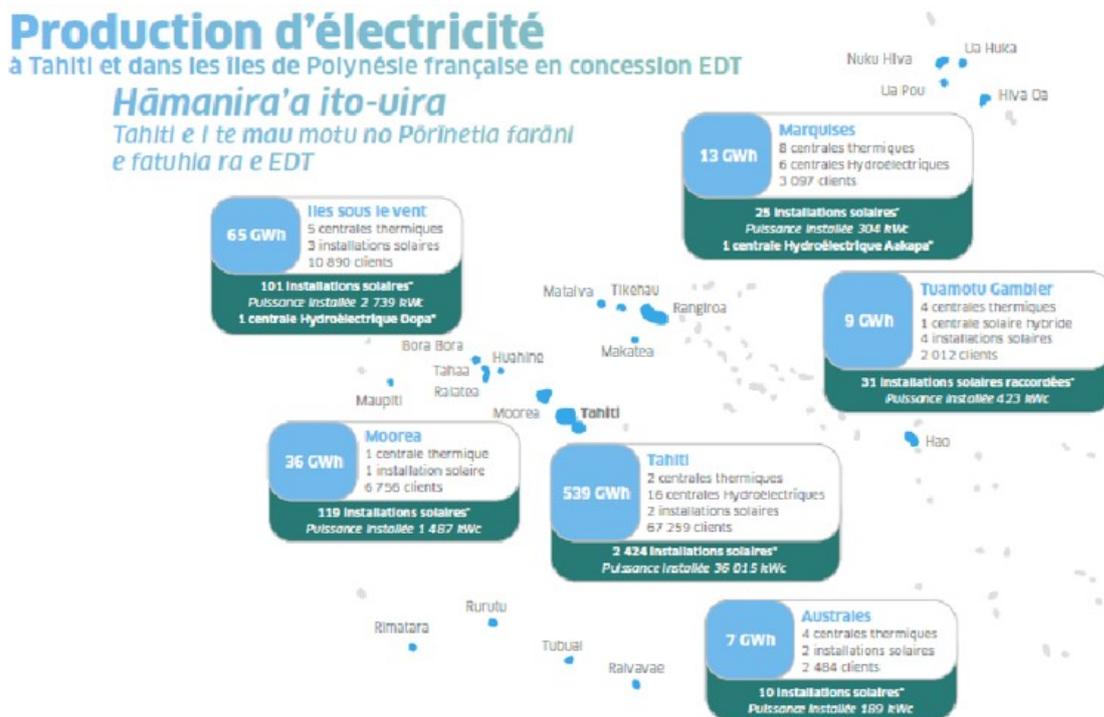
- La convention de concession
- Les autres contrats

Cf. paragraphe :

6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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 différentes 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 Huahine est de 8 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 6 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

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

- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

PRODUCTION

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

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

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

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

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1. La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de Huahine a été confiée par la commune de Huahine à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 18 novembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, laquelle était à l'époque fixée au 30 septembre 2020.

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

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

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

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

Le cahier des charges de Huahine a lui-même été modifié par 2 fois depuis son origine :

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

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

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

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

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

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

Enfin l'avenant n°3 de prolongation sus-évoqué a été signé le 7 février 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

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

Tranche tarifaire	P _{max}	kWh vendus		Total	Montant		Total	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2020 (kVA)	Total
		antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020		kWh vendus	antérieur 31/07/2020					
BT Usage social 1ère tranche*	P0	1 503 784	1 033 823	2 537 607	28 610 480	17 626 958	46 237 438	51 375	13 528 184	4 354	2 418 219
BT Usage social 2ème tranche*	P1	202 982	96 251	299 233	7 806 933	3 305 330	11 112 263				259 317
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	996 845		996 845	25 475 783		25 475 783	32 000	14 046 326	2 689	1 022 161
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	461 070		461 070	18 976 818		18 976 818				478 943
BT Eclairage public	P4	132 729		132 729	4 711 978		4 711 978	1 072	428 868	91	82 719
BT Usage professionnel	P5	1 365 697		1 365 697	53 945 518		53 945 518	22 329	8 931 795	1 842	1 373 874
MT Tarif jour	P6	1 396 851		1 396 851	38 413 443		38 413 443	7 807	13 053 861	644	1 626 822
MT Tarif nuit	P7	846 683		846 683	20 320 392		20 320 392				994 089
Total				8 036 715			219 193 633	114 583	49 989 034	9 621	8 256 144

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 269 182 667
Prix moyen 33,49

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

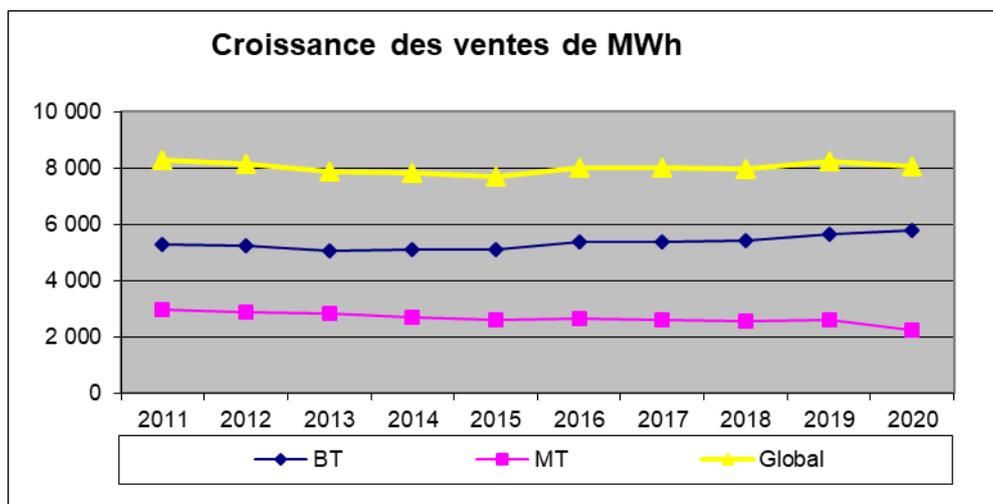
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

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 :	574 571 XPF
- Frais de relance :	<u>1 112 856 XPF</u>
- Total	1 687 427 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une hausse en 2019 (+3,7%), les ventes d'électricité pour la concession de Huahine sont en baisse de 2,7% (-219 MWh) avec un volume global d'environ **8,0 GWh**. Les ventes en basse tension, qui représentent 72% des ventes, augmentent de 2,8% (+158 MWh) tandis que les ventes en moyenne tension diminuent de 14,4% (-377 MWh).

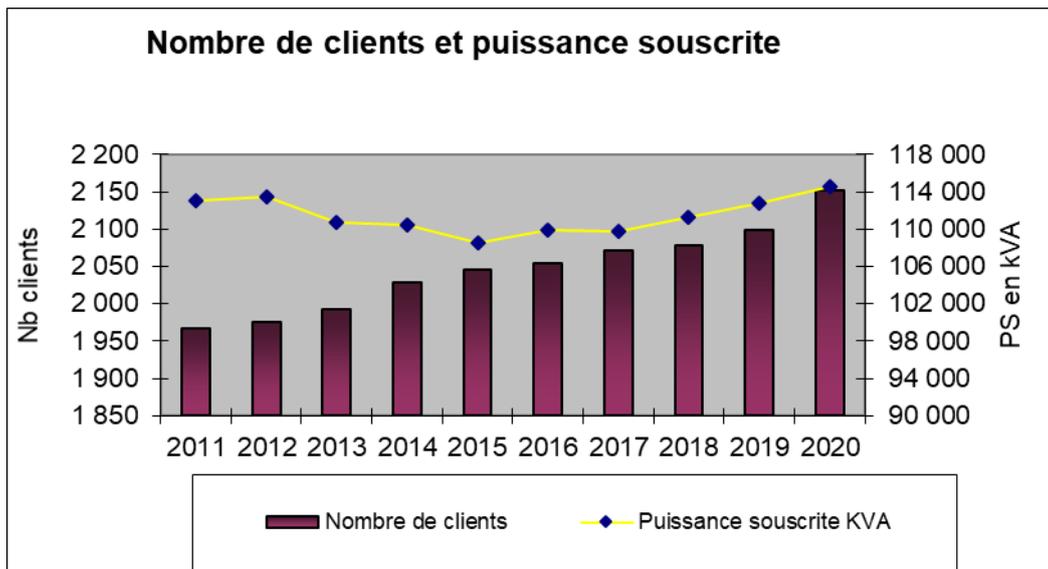
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 2,8%, avec 4,3 GWh vendus sur 2020, soit 73% du volume total vendu en tarifs basse tension. Croissance du nombre de clients « petit consommateurs » de 2,9% et une hausse des ventes de 158 MWh. Croissance du nombre de clients « classique » dans une moindre mesure de 1,4% et une baisse des ventes de 42 MWh.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui ne représentent que 2,3% des ventes en basse tension avec environ 133 MWh vendus sur 2020, sont en hausse significative (+50 MWh) par rapport à l'année dernière.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent environ 24% des ventes basse tension, sont en légère baisse de 0,6 % (-8 MWh).

Les ventes en moyenne tension enregistrent une baisse, soit -14,4% en 2020 (-377 MWh) en lien avec du fait de la baisse de l'activité économique liée au COVID, la fermeture des frontières pendant plusieurs mois, qui a entraîné la fermeture des hôtels notamment.

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

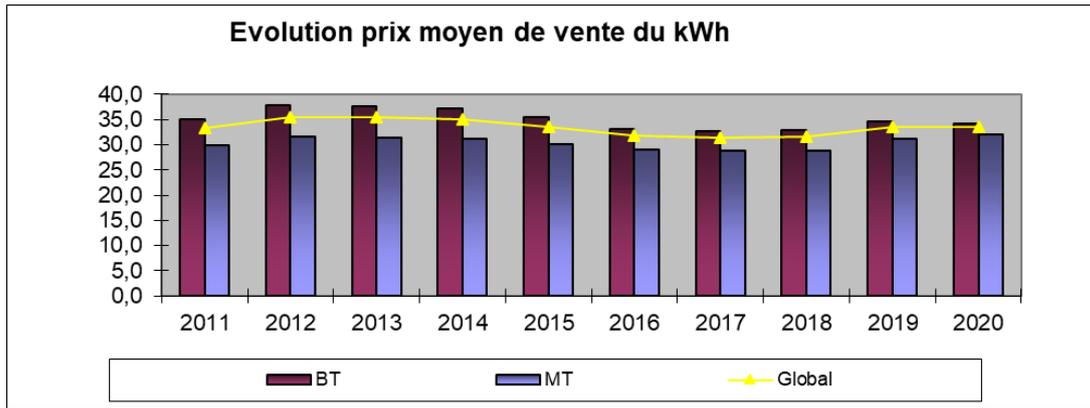


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2019 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	2 138 +2,5% (+ 52 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>13</u> -
	2 151 +2,5% (+ 52 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- La hausse du nombre de contrats de 2,5% est liée à l'augmentation du nombre de clients en tarifs « petits consommateurs » (41 contrats supplémentaires) qui représentent désormais près de 76% des abonnés domestiques à fin 2020.
- Parallèlement, le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques a augmenté de 1,4%, avec 6 nouveaux contrats en 2020 qui représente 24% du nombre d'abonnés domestiques.
- Pas de nouveaux contrats professionnels en 2020.
- Le nombre d'abonnés dans les autres tarifs reste relativement stable.

La puissance souscrite facturée s'élève à 114 583 kVA, soit une hausse de 1,6% par rapport à 2019 en raison de la hausse enregistrée en basse tension.



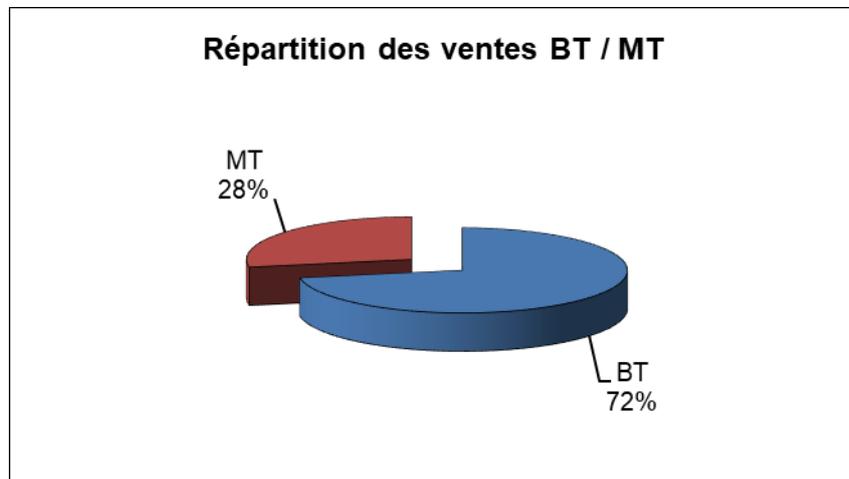
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

Tarifs basse tension	34,1 Fcp	variation / 2019	- 1,5%
Tarifs moyenne tension	<u>32,0 Fcp</u>		<u>+2,8%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,5 Fcp		+0,0%

Le prix moyen de vente du kWh est stable au global par rapport à 2019.

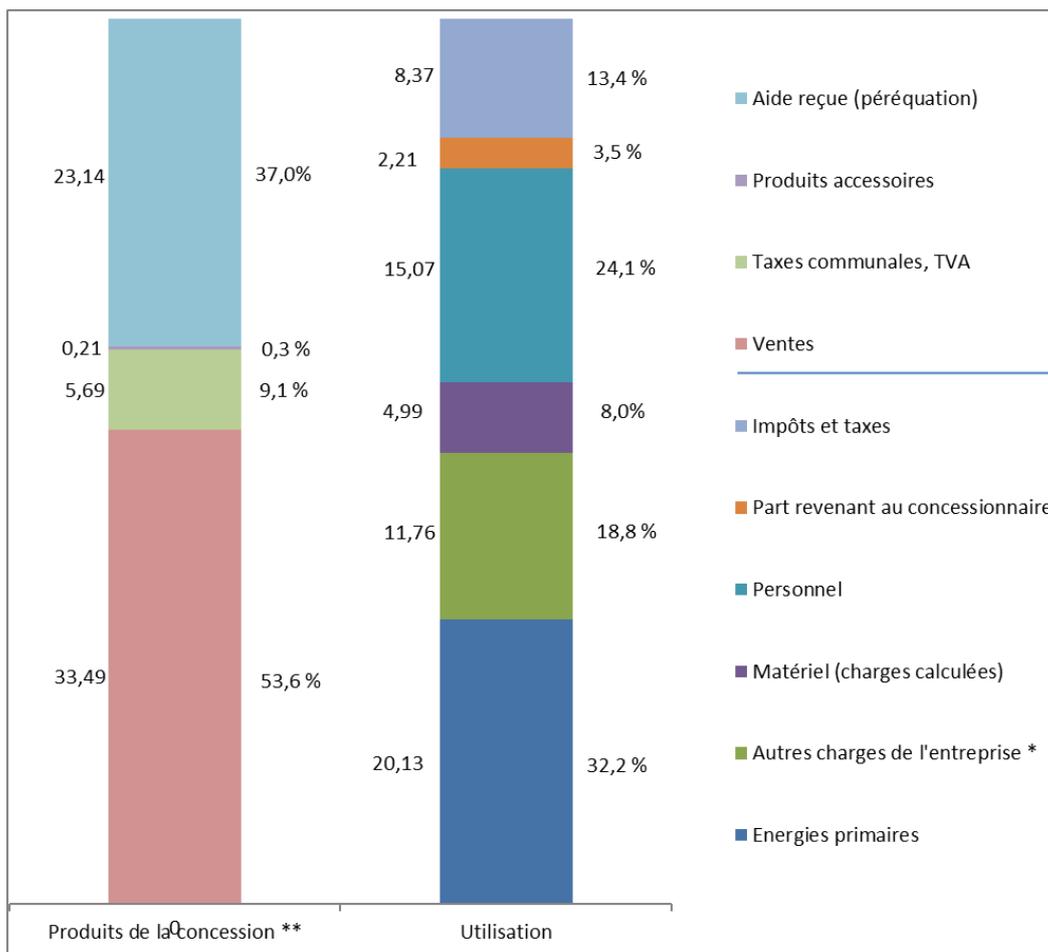
Le prix moyen de vente du kWh en tarif basse tension diminue par rapport à 2019 en lien avec la baisse tarifaire pratiquée au 1^{er} aout 2020 pour les tarifs « petits consommateurs ».

Le prix moyen de vente du kWh en tarif moyenne tension augmente avec la revalorisation tarifaire du 15 février 2019.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable, avec 72% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 28% en tarifs moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Huahine 2020 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

**Dont 39,18 F/KWh (62,7%) 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 Huahine, 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 73,7 Millions Fcp, ce qui représente 24% du chiffre d'affaires 2020, soit un délai de créances clients de 86 jours en nette augmentation par rapport à 2019 (+17 jours).

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Huahine, en moyenne 223 clients (322 clients en 2019, soit une diminution de 99 clients) sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 10% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Huahine, en moyenne le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 5 clients (12 clients en 2019, soit une diminution de 58%) par mois, soit 0,2% 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, 278 718 Fcp (99 083 Fcp en 2019) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Huahine, soit moins de 0,1% du chiffre d'affaires réalisés sur 2020.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	22 - HUAHINE				
	Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2020 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC		36	129 066	5 257 202	40,73
07 - USAGE PROFESSIONNEL		39	329 868	15 583 681	47,25
55 - TOUS USAGES MT		4	417 841	13 478 118	32,26
Total général		79	876 775	34 319 001	39,21

* 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 16,5% en 2020 et s'établit à 34,3 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 79 compteurs. En termes de consommation, les volumes augmentent de 12,9% (+100 MWh).

La consommation en tarif éclairage public est en forte augmentation (+57,7% en volume). Les dépenses en éclairage public s'établissent à 5,3 Millions Fcp TTC.

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 :

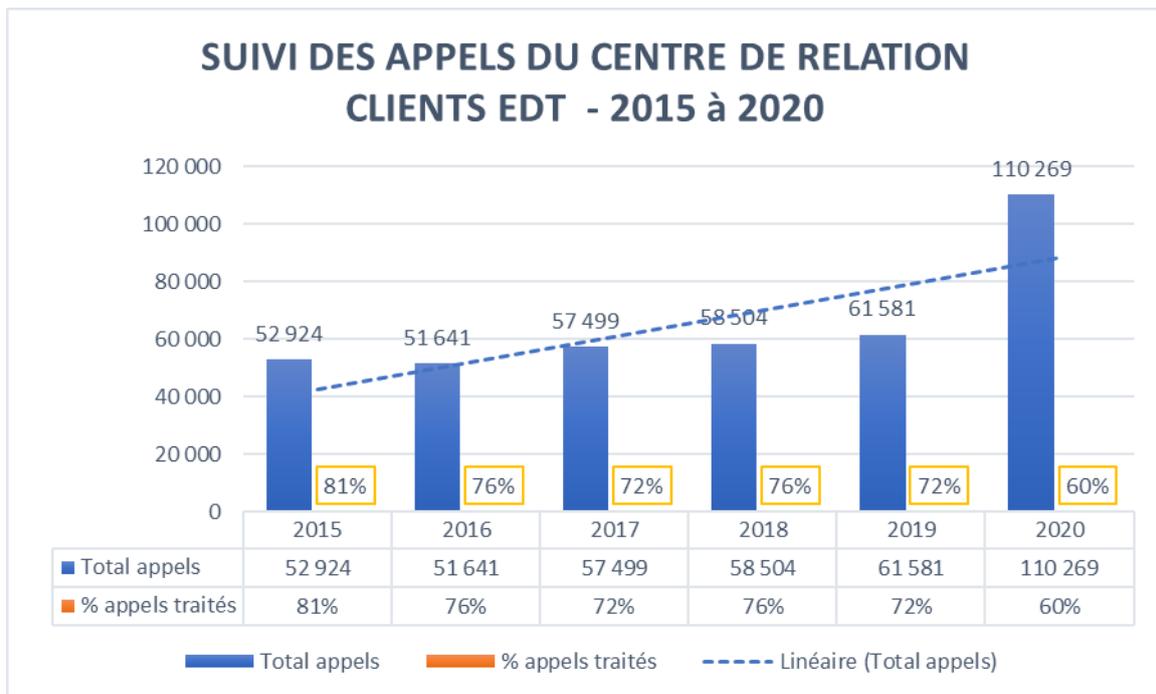
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

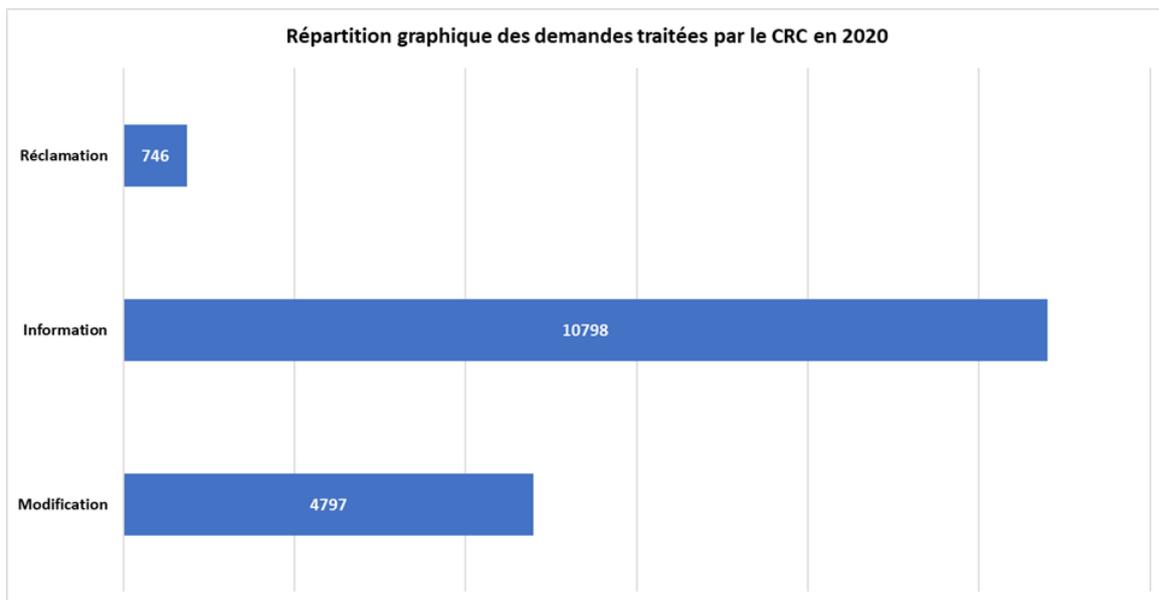
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 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

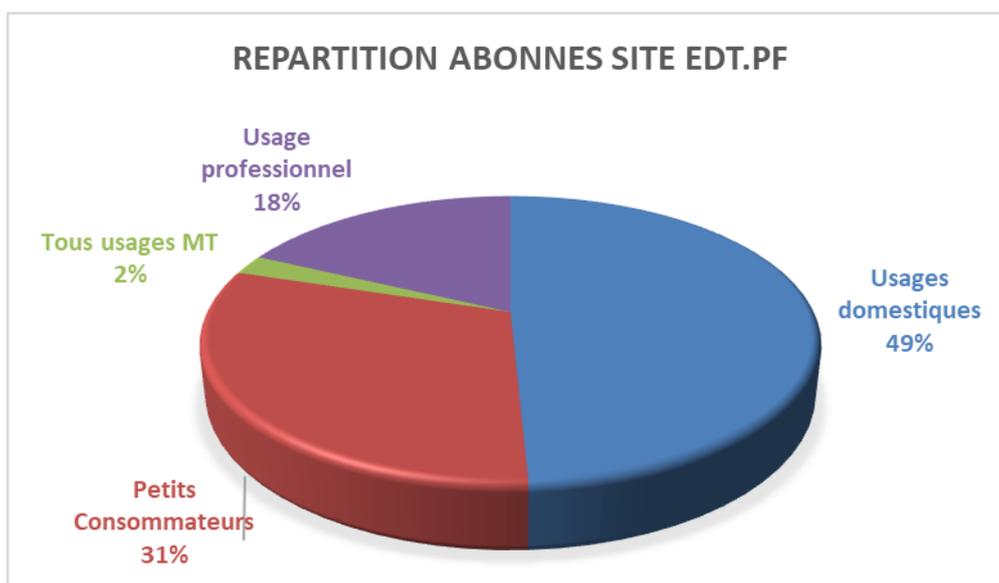
Le système informatique de gestion de la clientèle

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
Huahine	272	15%



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 présentiels qui n'ont pas pu se reconverter 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

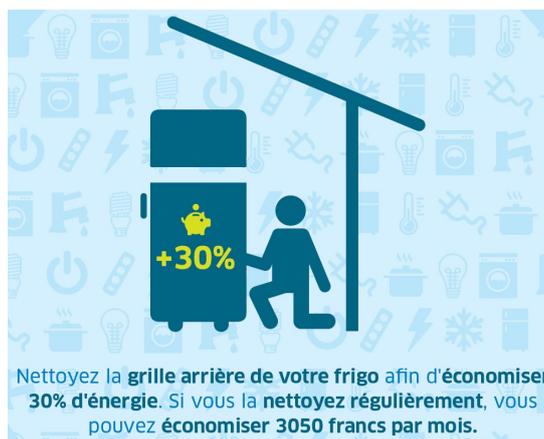


En réponse aux critiques de clients concernant leur facture en sortie de confinement, une campagne de communication a été lancée dès le 4 décembre 2020 et jusqu'en février 2021 sur les deux chaînes de télévision, et en radio, expliquant comment réussir les économies d'énergie par des gestes simples, 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 L'équilibre offre-demande
- 3.2 Qualité – Sécurité - Environnement
- 3.3 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.4 Raccordement solaire
- 3.5 Unités d'œuvre 2020 de la concession

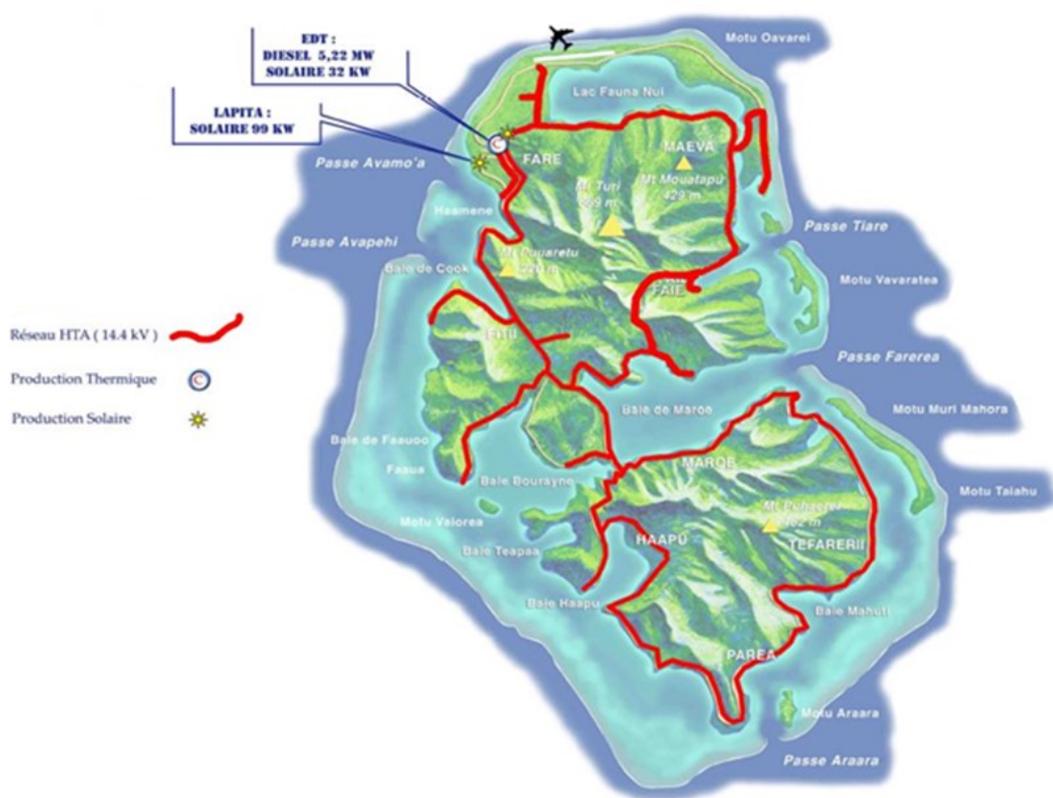
➤ *Bilan technique*

3.1 - L'équilibre offre-demande

Schéma du système électrique de Huahine

Le réseau de distribution de Huahine, alimenté depuis l'unique centrale de production thermique de l'île, est constitué de 3 départs HTA 20 kV totalisant à fin 2020 une longueur de 77,8 km, majoritairement aérien (75,3% de lignes aériennes). Le réseau basse tension totalisait 94,5 km, dont 76% en aérien. La fréquence du réseau électrique de Huahine est de 60 Hz.

A fin 2020, 2 151 clients étaient raccordés au réseau de distribution publique d'énergie électrique, dont 13 clients HT.



Effectif de l'exploitation de Huahine

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation est resté inchangé, soit 7 agents en 2020.

Demande en énergie électrique

Evolution de la demande en énergie électrique

Les ventes d'énergie en 2020 s'élevaient à 8,036 GWh. Ci-dessous l'évolution de l'énergie livrée au réseau de distribution sur la période 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventes d'énergie en GWh	7,830	7,686	8,002	8,004	7,965	8,256	8,036
Croissance	-0,51%	-1,84%	+4,11%	+0,02%	-0,5%	+3,65	-2,7%

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

En 2020, la consommation d'électricité était répartie de la façon suivante :

- Clients basse tension : 72 %
- Clients moyenne tension : 28 %

La puissance de pointe maximale appelée par le réseau de distribution a été de 1 470 kW en 2020. Ci-dessous l'évolution de la puissance de pointe appelée sur la période 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance de pointe en kW	1540	1500	1583	1545	1540	1670	1470
Croissance	-5,5%	-2,6%	+5,5%	-2,4%	-0,3%	+8,4%	-12,0%

La puissance de pointe enregistrée à fin 2020 est inférieure à celle de 2019.

FARE 2020	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAXN
Janvier	785 048	770 852	3 899	213 824	272	965	1 395
Février	738 922	726 212	3 979	203 362	275	932	1 410
Mars	792 919	778 095	3 580	218 170	275	576	1 425
Avril	737 038	722 310	3 464	202 419	275	871	1 470
Mai	755 222	740 625	3 380	209 311	277	616	1 400
Juin	691 649	677 474	2 739	191 249	277	519	1 360
Juillet	718 391	702 686	2 436	199 394	278	923	1 372
Août	726 921	713 419	3 648	199 317	274	580	1 407
Septembre	720 536	707 288	4 206	198 547	276	937	1 414
Octobre	766 342	751 154	3 947	210 894	275	557	1 429
Novembre	735 526	718 955	3 511	202 420	275	915	1 392
Décembre	777 264	760 358	2 868	212 853	274	562	1 431
TOTAL	8 945 778	8 769 428	41 657	2 461 760	275	8 953	1 470

Pertes et rendement du réseau de distribution

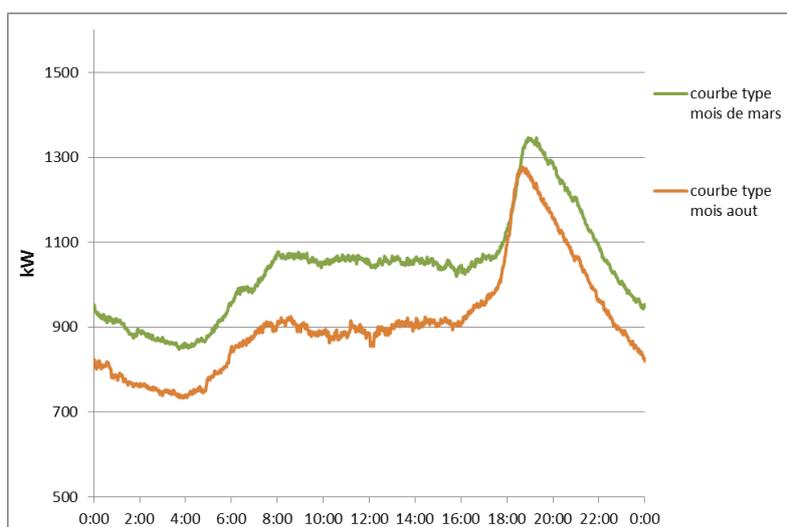
En 2020, la part des auxiliaires de la centrale représentait 1,97 % de l'énergie brute produite par les groupes électrogènes de la centrale thermique de Fare (0,176 GWh). Le rendement global du système électrique (Energie vendue) / (Energie Produite et achetée) est de 88.6% pour l'année 2020.

Courbes de charge journalières

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

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

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



Moyens de production

Moyens thermiques

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

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

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

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

A fin 2020, la puissance garantie PG2 (Puissance utile – les deux plus grosses unités de production de l'île) était de 1 667 kW pour une puissance de pointe de 1 470 kW. En 2020, la centrale thermique de Fare a produit 8,945 GWh.

Evolution de la production :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production thermique (GWh)	8,615	8,571	8,827	8,859	8,853	9,107	8,945
Production EnR (GWh)	0,107	0,105	0,111	0,110	0,106	0,94	0,123
Production totale (GWh)	8,722	8,676	8,938	8,969	8,959	9,201	9,068

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

En 2020, 2,46 millions de litres de gazole ont été consommés. La consommation spécifique des groupes de la centrale était de 275 ml/kWh en légère augmentation de 0,2% par rapport à 2019.

8 953 litres d'huile ont été consommés en 2020, en augmentation de 1,9% par rapport aux 8 786 litres consommés en 2019.

Evolution de la consommation spécifique :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consommation spécifique en ml/kWh	275	276	276	275	277	275	275
Croissance	+2,2%	+0,4%	0%	-0,4%	+0,7%	-0,7%	+0,2%

Energies renouvelables (EnR)

A fin 2020 on recensait 26 installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique, totalisant une puissance globale de 263 kWc et une production cumulée injectée sur le réseau de 0,123 GWh. Les deux installations les plus importantes étant celle de l'hôtel Lapita de 99 kWc mise en service en 2012, et celle d'ELECTRA à la centrale d'EDT de 31 kWc mise en service en 2011.

Avec 263 kWc d'EnR intermittentes en service et raccordées au réseau, la limite de 30% concernant les énergies intermittentes garante de la stabilité du système électrique de l'île, n'est pas encore atteinte, et aucune déconnexion de producteurs PV n'a été effectuée en 2020.

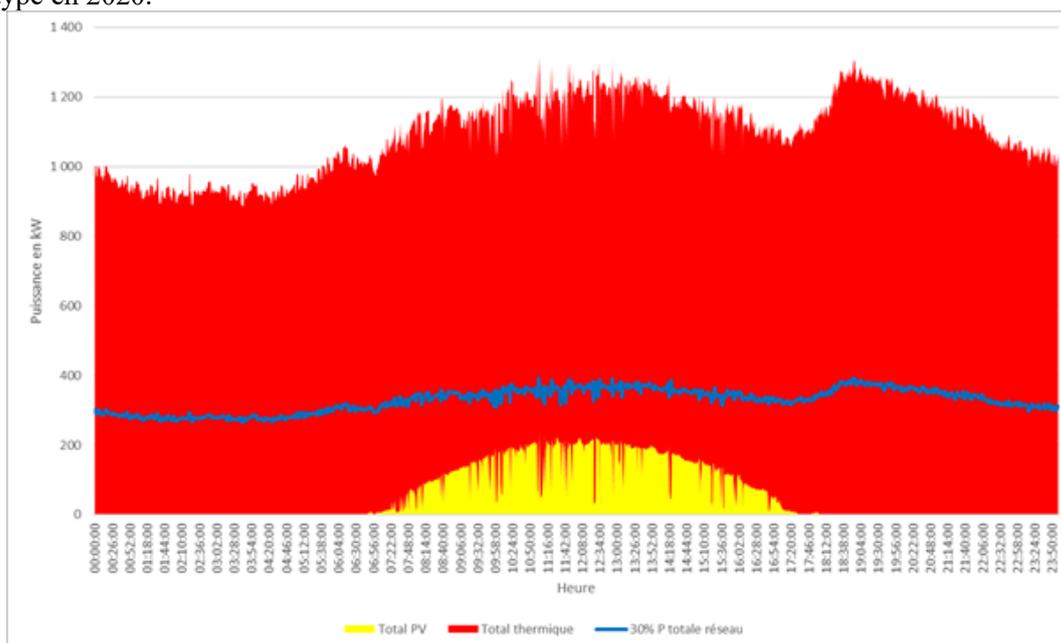
Equilibre du système électrique

Bilan 2020

Le mix énergétique de l'île de Huahine est peu diversifié, l'essentiel de la production d'énergie provenant des groupes diesel de la centrale thermique. La part EnR PV solaire réinjectée sur le réseau représente moins de 2% de la production totale d'énergie électrique de l'île en 2020.

Equilibre journalier

Les graphiques ci-dessous reproduisent l'empilement des moyens de production disponibles pour une journée type en 2020.



Développement et renouvellement du parc de production thermique

Le parc de groupes électrogènes fixes de production à fin 2020 est décrit dans le tableau ci-après :

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 HUAHINE	FG WILSON	BASE	625	455	227	G140	27/09/2005	9 422	9 424	2
G2 HUAHINE	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	G288	15/04/2015	14 258	14 625	367
G3 HUAHINE	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	G204	01/12/2009	25 872	29 938	4 066
G4 HUAHINE	CUMMINS QSK60	BASE	2281	1800	1440	G212	01/12/2009	34 204	38 597	4 393

Réseau de distribution HTA

Le réseau de distribution HTA/BTA est principalement aérien. Les principaux travaux sur le réseau de distribution en 2020 portaient sur la suite du renouvellement des supports bois HTA et BT de 2018.

3.2 - Qualité - Sécurité - Environnement

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

Traitement des effluents

8 320 litres d'huile de vidange et aucun déchet solide souillé par le gazole ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2020.

Qualité de fourniture

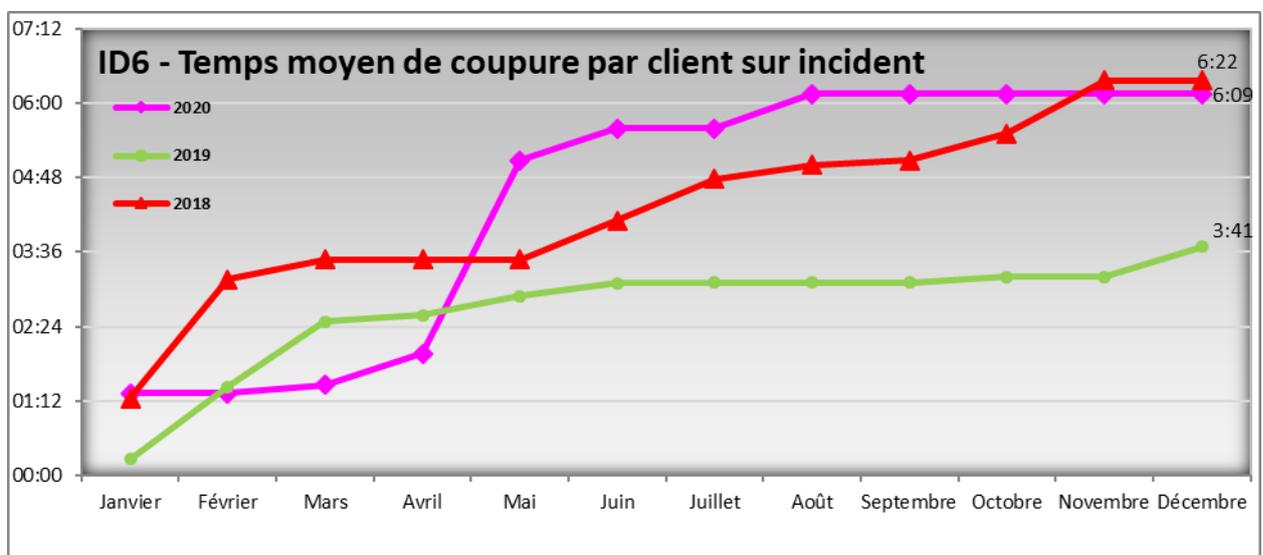
Le TMCC est en hausse en 2020 : 06h09 contre 03h41 en 2019.

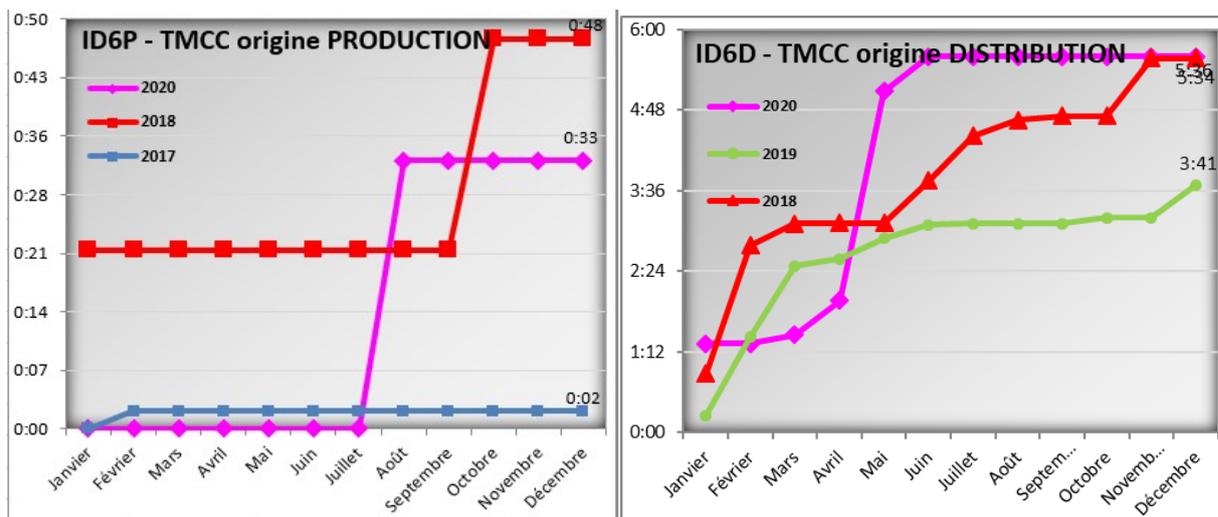
En production :

0h33 de TMCC : 2 Black-Out d'origine production, suite à un défaut du GE2 et GE4.

En Distribution :

13 incidents occasionnant un TMCC de 5h36, à mentionner que ces incidents sont dû à des déclenchements de départs liés aux différents épisodes climatiques.





3.3 - Travaux significatifs - Faits marquants

Travaux Production

Aucuns travaux notables effectués en 2020

Travaux Distribution

Aucuns travaux notables effectués en 2020

3.4 - 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
26	263	1	3	1	-	-	-	23,64F/kWh

3.5 - 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	1 470
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	1 440
Puissance garantie en kW (PG2)	1 667
Nb de kWh vendus	8 036 715
Quantité en litre de combustible	2 461 760
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	8 769 428
Nb de kWh solaire acheté par tarif	123 762
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	6 395
Nombre d'abonnés (BT et HT)	2 151

Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	8 257	50 519	-	23 329	41 657

Répartition des longueurs de réseaux de Huahine

Concession	RESEAU HT				RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Huahine	58,58	19,23	-	77,81	72,22	22,28	94,50	130,80	41,51	172,31	75,9%	24,1%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

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

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

4.3 Actif, Passif et Résultat de la concession

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

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

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

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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

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

4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Huahine, en 2020 :

- les imputations directes concernent 85 % du total des dépenses de la concession de Huahine. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 15 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

HUAHINE	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	78%	7%	85%
Frais répartis sur la concession	8%	6%	15%
Total	86%	14%	100%

4.1.5) La non compensation des produits et des charges

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

Tahaa		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	36 973	-623 989
Production thermique - frais de siège*		505 446	
Production thermique - fonction support*		330 784	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	21 901	-178 926
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	88 253	0
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-617 824	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		326	
Distribution d'électricité - frais de siège*		562 840	
Distribution d'électricité - fonction support*		359 630	
Gestion administrative achats solaires - Coût de fonctionnement - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	0	-75 710
Fourniture d'électricité - frais de siège*		1 238	
Fourniture d'électricité - fonction support*		689	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	169 720	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	19 913	
Clientèle - frais de siège*		117 406	
Clientèle - fonction support*		47 927	
Total		1 645 222	-878 625

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...
- Les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

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

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en 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 le 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	22
	Mise à disposition personnel	750 869
Convention d'assistance	La société ENGIE s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	4 866 152
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	1 499 655
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	356 565

Electra

Libellé	Description	22
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	1 666 280
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	155 000
Contrat de mandat	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	101 370
Prestation administrative	EDT refacture à l'ensemble de ses filiales des prestations administratives déterminées par un prorata. Sur l'exercice la prestation administrative inclus l'assistance informatique.	

Autres parties liées

Libellé	Description	22
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	12 589 840
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	4 422 307

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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 du 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 57 % 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 43 % 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.

Suivi des reports déficitaires	Huahine				
	2016	2017	2018	2019	2020
Solde à l'ouverture	9 402 141	0	0	0	0
IS déficitaire	0	0	0	0	0
Consommation IS déficitaire	-9 402 141	0	0	0	0
Solde à la clôture	0	0	0	0	0

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
Huahine**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Huahine en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Huahine
Frais de siège	1 381,3	1 187,0			36,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	3%
Exploitation des îles	372,6	371,9	29,6	1,4	31,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	77,4
Clientèle îles	40,5	40,5	3,3	0,1	3,5	Nombre d'abonnés îles	27 239	2 251
Suivi et développement	90,7	87,9	1,2	-0,1	1,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	0,9
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	0,1	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	0,05
Travaux réseau	89,1	89,2	0,5	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	0,4
Relève Intervention Branchement	272,2	256,5	0,2	0,1	0,3	Temps pointé par la cellule	162,5	0,1
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	0,2	0,0	0,2	Contrats solaires	2 512	26
Service Grand compte	43,0	38,3	1,0	0,0	1,0	Contrats grands comptes	5 183	137
Marketing & E-services	48,3	41,6	1,1	0,0	1,1	Nombre d'abonnés	79 574	2 151
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	0,9	0,0	0,9	Nombre d'abonnés	79 574	2 151
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	79 574	2 151
Magasins	-33,1	-32,2	-0,5	0,0	-0,5	Sorties de stock valorisées	1 511 855	22 829
Total support externe					39,2			
Support interne de l'île					26,1			
Total Support					65,2			

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

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

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

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	Huahine	
	2020	2019
Immobilisations concédées *	1 971 736 327	1 944 272 739
- Production	827 870 327	826 292 119
- Distribution	1 143 866 000	1 117 980 620
Immobilisations privées	72 734 399	69 486 626
Immobilisations en-cours	3 618 548	10 096 832
- Production	0	1 837 540
- Distribution	3 618 548	4 471 267
- Privées	0	3 788 025
Total immobilisations brutes	2 048 089 274	2 023 856 197
Amortissements et provisions **	-1 812 107 870	-1 610 059 146
- Production	-774 392 220	-688 332 452
- Distribution	-978 248 991	-856 090 140
- Privés	-59 466 659	-65 636 554
Immobilisations nettes	235 981 404	413 797 051
Stock	31 018 855	40 050 191
Créances clients	72 016 053	60 716 469
Autres créances	7 584 491	7 438 790
Provisions pour dépréciation	-5 999 345	-6 938 839
Stock et créances nets	104 620 054	101 266 611
Compte courant du concessionnaire	16 062 017	0
TOTAL ACTIF	356 663 475	515 063 662

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	827 057 850	773 745 162
Concessionnaire - Droit incorporel	0	51 734 480
Total concessionnaire	827 057 850	825 479 642
Total Tiers et concédant	812 477	812 477
Total au bilan	827 870 327	826 292 119

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-773 638 856	-635 856 430
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-51 734 480
Total concessionnaire	-773 638 856	-687 590 910
Tiers et concédant	-753 364	-741 542
Total au bilan	-774 392 220	-688 332 452

	2020	2019
Distribution		
Concessionnaire	943 290 877	769 119 858
Concessionnaire - Droit incorporel	0	147 947 685
Total concessionnaire	943 290 877	917 067 543
Tiers et concédant	200 575 123	200 913 077
Total au bilan	1 143 866 000	1 117 980 620

	2020	2019
Distribution		
Concessionnaire	-828 879 067	-571 504 623
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-136 796 793
Total concessionnaire	-828 879 067	-708 301 416
Tiers et concédant	-149 369 924	-147 788 724
Total au bilan	-978 248 991	-856 090 140

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	Huahine	
	2020	2019
Résultat	21 506 351	19 451 128
Capitaux propres	21 506 351	19 451 128
Droits des tiers et concédant apports gratuit	51 264 312	53 195 288
- Production	59 113	70 935
- Distribution	51 205 199	53 124 353
Droits du concédant exigible en nature	51 264 312	53 195 288
Autres provisions	31 611 486	22 387 946
- PIDR	29 949 089	22 387 946
- Autres provisions	1 662 397	0
Provision pour risques et charges	31 611 486	22 387 946
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	0	89 171 258
Clients - avances sur consommation	11 128 920	11 176 584
Fournisseurs	41 930 053	75 187 015
Dettes fiscales et sociales	111 688 622	103 275 963
Passif de renouvellement	80 631 534	134 329 087
- Production	40 454 685	64 835 719
- Distribution	40 176 850	69 493 368
Autres dettes	177 184	177 184
Produits constatés d'avance	6 725 013	6 712 209
Emprunts et dettes	252 281 326	330 858 042
TOTAL PASSIF	356 663 475	515 063 662

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

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Huahine 2019			Huahine 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	181 175 231		181 175 231	158 134 088		158 134 088
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	3 113,00		3 113	3 113,00		3 113
	- Forfait FP1	59 368		59 368	50 798		50 798
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-109 577 863	-406 468	-109 984 331	-88 569 094	-232 356	-88 801 450
	par UO : Puissance maximale majorée	-35 200		-35 331	-28 451		-28 526
	- Maintenance	-43 602 914		-43 602 914	-38 394 996		-38 394 996
	- AC	-3 164 687		-3 164 687	-1 434 019		-1 434 019
	- ACE	-4 885 774		-4 885 774	-7 929 158		-7 929 158
	- MO	-35 552 453		-35 552 453	-29 031 819		-29 031 819
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-6 674 901		-6 674 901	-10 235 468		-10 235 468
	- AC	-1 379 126		-1 379 126	-603 676		-603 676
	- ACE	-1 084 787		-1 084 787	-1 125 780		-1 125 780
	- MO	-12 593		-12 593	-14 438		-14 438
	- AUTRES	-4 198 395		-4 198 395	-8 491 574		-8 491 574
	- Amortissement des actifs de concession	-19 669 723		-19 669 723	-4 389 417		-4 389 417
- Dotation amortissement biens au bilan	-65 488 636		-65 488 636	-44 844 102		-44 844 102	
- Dotation / reprise de lissage	45 818 913		45 818 913	40 454 685		40 454 685	
- Quote part des activités support affectées	-39 630 325	-406 468	-40 036 793	-35 549 213	-232 356	-35 781 569	
- Fonctions supports	-24 434 818		-24 434 818	-21 115 545		-21 115 545	
- Frais de siège	-15 195 507	-406 468	-15 601 975	-14 433 668	-232 356	-14 666 024	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	25 376 136		25 376 136	24 316 008		24 316 008
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	8 703 967		8 703 967	8 933 083		8 933 083
	- Forfait FP2	2,974		2,974	2,722		2,722
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-19 677 716	-16 387	-19 694 103	-11 507 696	-11 629	-11 519 325
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,261		-2,263	-1,288		-1,290
	- Maintenance	-17 405 388		-17 405 388	-8 055 889		-8 055 889
	- AC	-3 499 771		-3 499 771	-3 155 413		-3 155 413
	- ACE	-11 056 754		-11 056 754	-2 512 665		-2 512 665
	- MO	-2 848 863		-2 848 863	-2 387 811		-2 387 811
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-2 272 328	-16 387	-2 288 715	-3 451 807	-11 629	-3 463 436	
- Fonctions supports	-1 659 722		-1 659 722	-2 729 440		-2 729 440	
- Frais de siège	-612 606	-16 387	-628 993	-722 367	-11 629	-733 996	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	187 975 551		187 975 551	157 180 147		157 180 147
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	21,60		21,60	17,60		17,60
	- Consommations	-191 749 431		-191 749 431	-157 180 147		-157 180 147
	- Fioul	-188 921 521		-188 921 521	-154 177 919		-154 177 919
- Gasoil	-2 827 910		-2 827 910	-3 002 228		-3 002 228	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	155 000		155 000	155 000		155 000
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées	476		476			
	- Fonctions supports	476		476			
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	8 379 657		8 379 657	3 643 236		3 643 236	
- Coûts directs	-7 898 484		-7 898 484	-3 605 124		-3 605 124	
- Quote part des activités support affectées	-475 716		-475 716	-54 496		-54 496	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	403 061 575		403 061 575	343 428 479		343 428 479	
MARGE AVANT IS	73 682 841	-422 855	73 259 986	82 511 922	-243 985	82 267 937	
- I.S.	-37 089 626	212 852	-36 876 774	-38 601 504	114 143	-38 487 361	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	36 593 215	-210 003	36 383 212	43 910 418	-129 841	43 780 576	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	31 104 233	-178 503	30 925 730	37 323 855	-110 365	37 213 490	
En % des produits	-8%		-8%	-11%		-11%	

		Huahine 2019			Huahine 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	109 420 118		109 420 118	82 077 167		82 077 167
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	156		156	172		172
	- Forfait FD2	715 580		715 580	-476 868		-476 868
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-138 315 577	-377 952	-138 693 529	-119 601 881	-244 259	-119 846 140
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-886 746		-889 169	-694 887		-696 306
	- Maintenance	-38 058 150		-38 058 150	-49 877 862		-49 877 862
	- AC	-4 650 246		-4 650 246	-9 863 825		-9 863 825
	- ACE	-11 228 212		-11 228 212	-17 101 335		-17 101 335
	- MO	-22 179 692		-22 179 692	-22 912 702		-22 912 702
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	2 972 863		2 972 863	-1 257 961		-1 257 961
	- AC	-131 788		-131 788	-203 918		-203 918
	- ACE	-806 646		-806 646	-853 830		-853 830
	- MO	-52 195		-52 195	-43 514		-43 514
	- AUTRES	3 963 492		3 963 492	-156 699		-156 699
	- Amortissement des actifs de concession	-73 496 362		-73 496 362	-35 747 532		-35 747 532
	- Reprise lissée caducité						
- Dotation amortissement biens au bilan	-118 149 632		-118 149 632	-75 924 381		-75 924 381	
- Dotation / reprise de lissage	44 653 270		44 653 270	40 176 849		40 176 849	
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-29 733 928	-377 952	-30 111 880	-32 718 526	-244 259	-32 962 785	
- Fonctions supports	-15 604 491		-15 604 491	-17 545 449		-17 545 449	
- Frais de siège	-14 129 437	-377 952	-14 507 389	-15 173 077	-244 259	-15 417 336	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	3 383 900		3 383 900	3 404 275		3 404 275
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	5 056 374		5 056 374	16 260 557		16 260 557
	- Coûts directs	-4 483 479		-4 483 479	-10 004 250		-10 004 250
	- AC	-1 589 238		-1 589 238	-2 100 240		-2 100 240
	- ACE	-322 541		-322 541	-868 541		-868 541
	- MO	-2 628 381		-2 628 381	-6 618 824		-6 618 824
	- AUTRES	56 681		56 681	-416 645		-416 645
	- Quote part des activités support affectées	-3 068 695	-6 672	-3 075 367	-8 531 724	-27 595	-8 559 319
	- Fonctions supports	-2 819 267		-2 819 267	-6 817 541		-6 817 541
	- Frais de siège	-249 428	-6 672	-256 100	-1 714 183	-27 595	-1 741 778
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	52 344 407		52 344 407	22 353 772		22 353 772
	- Coûts directs	-50 191 041		-50 191 041	-17 771 242		-17 771 242
	- AC	-4 306 375		-4 306 375	-6 897 793		-6 897 793
	- ACE	-41 644 198		-41 644 198	-7 007 610		-7 007 610
	- MO	-4 240 468		-4 240 468	-3 752 913		-3 752 913
	- AUTRES				-112 926		-112 926
	- Quote part des activités support affectées	-3 321 879		-3 321 879	-3 721 828		-3 721 828
SYNTHESE ACTMITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	170 204 799		170 204 799	124 095 771		124 095 771	
MARGE AVANT IS	-29 175 872	-384 624	-29 560 496	-35 535 154	-271 854	-35 807 008	
- I.S.	14 686 217	193 608	14 879 824	16 624 390	127 181	16 751 572	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	-14 489 655	-191 016	-14 680 671	-18 910 764	-144 673	-19 055 436	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-12 316 207	-162 364	-12 478 571	-16 074 149	-122 972	-16 197 121	
En % des produits	7%		7%	13%		13%	

		Huahine 2019			Huahine 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	397 884 343		397 884 343	344 240 351		344 240 351
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	394 526 918		394 526 918	339 630 243		339 630 243
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	3 357 425		3 357 425	4 610 108		4 610 108
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-397 951 748		-397 951 748	-344 240 351		-344 240 351
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-394 526 918		-394 526 918	-339 630 243		-339 630 243
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-3 424 830		-3 424 830	-4 610 108		-4 610 108	
GESTION ADMINISTRATIVE	-342 824	-445 244	-788 068	-393 661	-380	-394 041	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement	-6 862	-444 176	-451 038	-205 310		-205 310	
- AC							
- ACE	-129 600		-129 600	-129 600		-129 600	
- MO							
- AUTRES	122 738	-444 176	-321 438	-75 710		-75 710	
- Quote part des activités support affectées	-335 962	-1 068	-337 030	-188 351	-380	-188 731	
- Fonctions supports	-296 041		-296 041	-164 741		-164 741	
- Frais de siège	-39 921	-1 068	-40 989	-23 610	-380	-23 990	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	162 697		162 697	248 100		248 100
	- Coûts directs	-48 358		-48 358	-53 022		-53 022
	- AC	-18 477		-18 477			
	- ACE						
	- MO	-29 881		-29 881	-53 022		-53 022
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-30 656	-128	-30 784	-71 687	-218	-71 905	
- Fonctions supports	-25 886		-25 886	-58 156		-58 156	
- Frais de siège	-4 770	-128	-4 898	-13 531	-218	-13 749	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	29 042 967		29 042 967	27 456 581		27 456 581
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	2 078		2 078	2 099		2 099
	- Forfait FC	14 257,00		14 257	-13 080,79		-13 081
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	2 197 656		2 197 656	1 687 427		1 687 427
	- Frais de relance	1 599 282		1 599 282	1 112 856		1 112 856
	- Frais de perception de taxe	598 374		598 374	574 571		574 571
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-30 599 706	-77 506	-30 677 212	-34 280 993	-54 928	-34 335 921
	par UO : Nombre d'abonnés	-14 726		-14 763	-16 332		-16 358
	- Affranchissements	-2 474 965		-2 474 965	-2 050 490		-2 050 490
	- Fonctionnement	-14 503 066		-14 503 066	-16 374 479		-16 374 479
- AC	-232 487		-232 487	-156 988		-156 988	
- ACE	-1 898 235		-1 898 235	-3 417 040		-3 417 040	
- MO	-11 420 052		-11 420 052	-11 837 688		-11 837 688	
- AUTRES	-952 292		-952 292	-962 763		-962 763	
- Quote part des activités support affectées	-13 621 675	-77 506	-13 699 181	-15 856 024	-54 928	-15 910 952	
- Fonctions supports	-10 724 182		-10 724 182	-12 443 956		-12 443 956	
- Frais de siège	-2 897 493	-77 506	-2 974 999	-3 412 068	-54 928	-3 466 996	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	1 060 408		1 060 408	515 204		515 204
	- Frais de coupure	1 060 408		1 060 408	515 204		515 204
	- Coûts directs	-3 348 492		-3 348 492	-423 353		-423 353
	- AC	-3 089		-3 089	-3 190		-3 190
	- ACE						
	- MO	-3 345 403		-3 345 403	-420 163		-420 163
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-2 516 163	-8 468	-2 524 631	-675 739	-1 747	-677 486	
- Fonctions supports	-2 199 582		-2 199 582	-567 224		-567 224	
- Frais de siège	-316 581	-8 468	-325 049	-108 515	-1 747	-110 262	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	430 348 071		430 348 071	374 147 663		374 147 663	
MARGE AVANT IS	-4 489 877	-531 346	-5 021 222	-5 991 143	-57 273	-6 048 416	
- I.S.	2 260 063	267 463	2 527 526	2 802 833	26 794	2 829 627	
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	-2 229 814	-263 883	-2 493 697	-3 188 310	-30 479	-3 218 789	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-1 895 342	-224 300	-2 119 642	-2 710 064	-25 907	-2 735 971	
En % des produits	0%		0%	1%		1%	

		Huahine 2019			Huahine 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2020						
	REVENU AUTORISE Rendement de production	20 666		20 666			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution	497 399		497 399			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS	518 065		518 065				
- I.S.	-260 778		-260 778				
- IS report déficitaire 2019 / 2020							
MARGE NETTE CONCESSION	257 287		257 287				
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	218 694		218 694				
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	1 504 749		1 504 749	1 395 973		1 395 973
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 534 959		-1 534 959	-1 395 973		-1 395 973
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS	-30 210		-30 210			
	- I.S.	15 207		15 207			
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	-15 003		-15 003			
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-12 753		-12 753			
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	611 110 341		611 110 341	503 437 643		503 437 643
	TOTAL DES CHARGES (*)	-570 605 393	-1 338 825	-571 944 218	-462 452 019	-573 111	-463 025 130
	MARGE AVANT IS	40 504 948	-1 338 825	39 166 123	40 985 624	-573 111	40 412 513
	- I.S.	-20 388 918	673 922	-19 714 995	-19 174 281	268 118	-18 906 162
	- IS report déficitaire 2019 / 2020						
	MARGE NETTE CONCESSION	20 116 030	-664 902	19 451 128	21 811 344	-304 993	21 506 351
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	17 098 626	-565 167	16 533 459	18 539 642	-259 244	18 280 398
	En % des produits	-2,8%		-2,7%	-3,7%		-3,6%

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

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2019 et 2020 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 108 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 diminue de - 83 MF

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

- **Production : - 5 MF**
 - - 5 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 10 MF liés au renouvellement du TGBT à la centrale en 2019
 - + 5 MF au titre du remplacement du système de sécurité de la centrale en 2020

- **Distribution : - 19 MF**

- - 30 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 63 MF au titre du renouvellement et mise en conformité réseau HTA/BT réalisé en 2019
 - + 10 MF liés au remplacement des supports réalisés en 2020
 - + 4 MF au titre du renouvellement des branchements et comptages
 - + 20 MF autres travaux immobilisés
- + 11 MF sur les travaux vendus dont :
 - + 9 MF sur les travaux d'éclairage public réalisés en 2020
 - + 2 MF au titre des travaux de branchements réalisés en 2020

- **Fourniture : - 1 MF**

Commentaires sur la variation des charges : - 108 MF

- **Production : - 68 MF**

- - 21 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 15 MF au titre des charges calculées
 - - 6 MF au titre de la maintenance et l'exploitation de la centrale
- - 5 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- - 8 MF au titre de la maintenance des moteurs dont :
 - - 10 MF au titre d'une révision type 12000h suite à une avarie sur le groupe 2 en 2019
 - + 2 MF au titre des petites révisions type 6000h sur les groupes 3 et 4
- - 34 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)

- **Distribution : - 40 MF**

- - 32 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 40 MF au titre du renouvellement et mise en conformité réseau HTA/BT réalisé en 2019
 - + 8 MF liés au remplacement des supports réalisés en 2020
- - 19 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - - 37 MF au titre des charges calculées
 - + 11 MF au titre de la conduite et fonctionnement du réseau
 - + 6 MF sur l'entretien préventif du réseau
- + 11 MF au titre des travaux vendus dont :
 - + 9 MF sur les travaux d'éclairage public réalisés en 2020
 - + 2 MF au titre des travaux de branchements réalisés en 2020

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

- - 5 MF sur les travaux vendus
- + 4 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle

- **Financier : + 0 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 0 MF

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

- Une baisse de 83 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 19 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- Une hausse de 4 MF sur les coûts de fonctionnement du service Clientèle
- Une baisse de 2 MF sur les autres produits et revente d'énergie

- Une baisse de 53 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 35 MF sur les matières consommées
- Une baisse de 14 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une hausse de 6 MF sur la marge réalisée des activités annexes

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).

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE \\ \mathbf{455.170.074} & = & \mathbf{293.379.819} & + & \mathbf{161.790.255} \end{array}$$

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	3 113	3 113		59 368	50 798	-14,4%	184 812 584	158 134 089	-14,4%
Nb de kWh produits	8 703 967	8 933 083	2,6%	2,974	2,722	-8,5%	25 885 598	24 316 006	-6,1%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	155,981	172,117	10,3%	715 580	476 868	-33,4%	111 616 884	82 077 168	-26,5%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	2 078	2 099	1,0%	14 257	13 081	-8,3%	29 626 046	27 456 580	-7,3%
RE - "Forfaits"							351 941 112	291 983 843	-17,0%
Résultat financier							1 534 959	1 395 976	-9,1%
Partage des gains de rendement							528 466		
RE (Revenu de l'exploitation)							354 004 536	293 379 819	-17,1%

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 :

	Huahine
RE Avenant 18B annexe 1a	324 728 944
Ecart arrondi UO*Forfaits	356
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	324 729 300
Charges calculées Avenant 18B	-71 486 430
Charges calculées 2020 définitives	40 136 949
PGR	0
RE 2020 définitif	293 379 819

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'Energie (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	2 500 818	75,54	188 921 520	2 461 760	62,63	154 177 919
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	8 786	321,87	2 827 910	8 953	335,33	3 002 228
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	94 488	36,25	3 424 830	123 762	37,25	4 610 108
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				195 174 260			161 790 255

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.

		Huahine					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	269 182 667	276 523 767	251 586 531	251 135 099	254 723 297	258 390 319
Péréquation	B	n/a	261 846 475	239 684 875	244 121 523	n/a	265 785 078
CA péréqué	C=A+B	n/a	538 370 242	491 271 406	495 256 622	n/a	524 175 397
Ecart RA/CA		185 987 407	n/a	n/a	22 629 355	245 097 180	n/a
Revenu autorisé		455 170 074	549 178 797	537 561 271	517 885 977	499 820 477	524 175 397
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-22 629 355	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	14 608 886	n/a	n/a
Produits comptabilisés		455 170 074	538 370 242	491 271 406	509 865 508	499 820 477	524 175 397

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) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	8 036 715	8 256 144
<i><u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u></i>	88,6%	89,7%
<i><u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u></i>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	8 257	7 869
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	50 519	29 817
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23 329	24 086
Achat Electra 40F/kWh	41 657	32 716
Total Production Photovoltaïque	123 762	94 488
Production Total EnR	123 762	94 488
Production brute thermique à produire	8 945 778	9 107 170
Production Nette thermique à produire	8 769 428	8 933 083
Total production (EDT et Autres)	9 069 540	9 201 658
<i><u>Consommation spécifique L/KWh</u></i>		
Gasoil Centrale thermique	0,275	0,275
<i><u>Stock Matières Premières en volume (l)</u></i>		
Stock Initial	87 781	83 266
Achat Matière première	2 432 469	2 505 334
Stock Final	58 491	87 781
Consommation Matière 1ière	2 461 760	2 500 818
<i><u>Consommation spécifique compta L/KWh</u></i>	0,275	0,275
<i><u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u></i>		
Prix du gasoil îles	62,63 F	75,54 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	335,33 F	321,87 F
<i><u>Stock Matières Premières en XPF</u></i>		
Stock Initial	6 465 791	7 167 672
Achat Matière première	150 590 744	188 219 640
Stock Final	2 878 616	6 465 791
Consommation Matière 1ière	154 177 919	188 921 520
Huile	3 002 228	2 827 910
(CUHPF) Combustible urée, huiles...	157 180 147	191 749 430
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	4 610 108	3 424 830
(CE) TOTAL achat de matières premières	161 790 255	195 174 260

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	826 292 119	6 193 277 (1)	-4 615 069 (2)	827 870 327
Distribution	1 117 980 620	30 773 190 (3)	-4 887 810 (4)	1 143 866 000
Total	1 944 272 739	36 966 467	-9 502 879	1 971 736 327

Détail Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement	
	R22900	RNV SSI CENTRALE HUAHINE	6 193 277	0%	-	6 193 277
(1)		TOTAL ACQUISITION PRODUCTION HUAHINE	6 193 277		-	6 193 277
		FILIERES HUAHINE	4 615 069			
(2)		TOTAL CESSION PRODUCTION HUAHINE	4 615 069			

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement	
707590	14A1 LC088242/CH/2017 HUA IAT TAAREU MAEVA HUAHINE	152 784	100%	152 784	-	
707590	14A1 LC088242/CH/2017 HUA QT TAAREU MAEVA HUAHINE	5 155 682	69%	3 537 985	1 617 697	
707590	14A1 LC088242/CH/2017 HUA QT TAAREU MAEVA HUAHINE	159 016	100%	159 016	-	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	5 467 482		3 849 785	1 617 697	
CP2020	RESEAUX CP HUAHINE 2020CP 2020	127 605	100%	127 605	-	
PM2200	RENV RSX HT/BT HUAHINE PMT 2020	11 560 347	0%	-	11 560 347	
CP2020	BRCHT/COMPTAGES HUAHINECP 2020	9 067 900	6%	562 241	8 505 659	
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	20 755 852		689 846	20 066 006	
822485	RSX SOUT TIERS HUA 2020FINANCEMENT HUAHINE	768 881	100%	768 881	-	
BRT12/19	COMPTAGE TIERS HUA 2020FINANCEMENT HUAHINE	3 780 975	100%	3 780 975	-	
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HUAHINE	4 549 856		4 549 856	-	
(3)		TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION HUAHINE	30 773 190		9 089 487	21 683 703
	COMPTAGES HUAHINE	4 887 810				
(4)		TOTAL CESSION DISTRIBUTION HUAHINE	4 887 810			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 3,6 MF contre 6,3 MF fin 2019 soit une diminution de -2,7 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
AN TERRAIN CENT HUAHINE	01/01/1991	60	30 504 000	-	-	-	30 504 000
AMNGT TERRAIN CENT HUA	01/11/2004	46	1 430 065	-	-	-	1 430 065
AN CONST CONCEDANT HUAHIN	01/01/1991	35	-	812 477	-	753 364	59 113
A.N CONSTRUCTION HUAHINE	01/01/1994	35	176 217 623	-	131 341 127	-	44 876 496
AMNGMT STOCK HUAHINE	02/11/2010	18	7 493 493	-	4 192 462	-	3 301 031
GENIE CIVIL INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 367 293	-	3 537 376	-	2 829 917
RENFORCEMT HANGAR HUAHINE	01/01/2011	18	2 051 430	-	1 139 683	-	911 747
MEC INSTALLAT° TERTIAIRES	01/08/2015	13	3 764 038	-	1 519 641	-	2 244 397
AGENC BAT INSTAL GRPE	01/01/2011	18	6 367 295	-	3 537 376	-	2 829 919
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHIN	01/03/2011	18	701 299	-	386 698	-	314 601
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE	01/01/2015	14	1 130 636	-	484 550	-	646 086
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA	01/01/2015	14	1 195 388	-	512 300	-	683 088
MOTEUR FG WILSON P250 HUA	12/10/2006	14	3 699 525	-	3 699 525	-	-
MOTEUR FG WILSON P625 HUA	27/09/2005	15	9 624 823	-	9 624 823	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/01/2015	7	46 817 400	-	38 590 876	-	8 226 524
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/06/2017	7	46 573 451	-	23 841 262	-	22 732 189
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/04/2017	7	49 209 168	-	26 362 341	-	22 846 827
ALTERNAT FG WILS P250 HUA	12/10/2006	14	1 609 250	-	1 609 250	-	-
ALTERNAT FG WILS P625 HUA	27/09/2005	15	2 783 185	-	2 783 185	-	-
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/01/2015	14	13 557 450	-	5 650 545	-	7 906 905
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	15	11 642 122	-	10 895 889	-	746 233
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/12/2009	10	11 642 122	-	11 642 122	-	-
ACCESSOIRE WILS P250 HUAH	12/10/2006	14	3 470 071	-	3 470 071	-	-
ACCESSOIRE WILS P625 HUAH	27/09/2005	15	10 531 523	-	10 531 523	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/01/2015	10	21 059 922	-	12 874 157	-	8 185 765
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424	-	22 654 424	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/12/2009	11	22 654 424	-	22 654 424	-	-
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	1 229 808	-	714 254	-	515 554
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	12 407 061	-	6 892 793	-	5 514 268
ENS COMPTAGE THOKEIM HUA	01/09/2011	17	1 841 540	-	991 594	-	849 946
F&P SONDE RADAR HUAHINE	01/05/2014	15	1 211 193	-	550 542	-	660 651
F&P AUTOMATE SUPERVIS°HUA	01/01/2016	13	1 009 037	-	388 083	-	620 954
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	4 919 230	-	2 857 018	-	2 062 212

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
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	13 089 832	-	7 272 109	-	5 817 723
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	9 876 329	-	4 232 626	-	5 643 703
TABLEAU CDE HTA HUAHINE	01/12/2009	19	28 998 231	-	16 841 768	-	12 156 463
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	14 571 325	-	8 462 823	-	6 108 502
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHI	16/03/2010	19	5 580 674	-	3 197 776	-	2 382 898
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	20 365 216	-	11 313 978	-	9 051 238
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	18	1 237 373	-	687 430	-	549 943
COFFRET COMPTAGE CENTRALE	01/06/2013	16	2 210 939	-	1 075 907	-	1 135 032
NRJ F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	14	8 086 441	-	3 465 548	-	4 620 893
NRJ AUTOMATE TWIDO HUA	01/01/2016	13	634 321	-	243 964	-	390 357
NV TGBT CENTRALE HUAHINE	01/02/2019	10	10 640 344	-	2 056 213	-	8 584 131
RENV CELLULES HTA HUAHINE	01/02/2019	10	19 835 054	-	3 833 063	-	16 001 991
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	1 229 808	-	714 254	-	515 554
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	925 232	-	514 015	-	411 217
TRAITEMT EAUX HUILEUSES	01/01/2008	21	1 535 933	-	950 817	-	585 116
EVACUAT°EFLLUENT LIQUIDE	01/08/2009	19	2 422 923	-	1 424 639	-	998 284
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/12/2009	19	8 674 476	-	5 038 016	-	3 636 460
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/01/2011	18	5 551 389	-	3 084 097	-	2 467 292
FIL ENVT REJET HUAHINE	01/08/2011	17	3 742 098	-	2 023 237	-	1 718 861
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR	01/04/2015	14	1 974 751	-	825 808	-	1 148 943
RENOVAT.SECU.INCENDIE HUA	03/09/2010	18	23 566 503	-	13 275 798	-	10 290 705
GPE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	18	3 917 129	-	2 191 558	-	1 725 571
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	311 904	-	165 124	-	146 780
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	17	311 904	-	165 124	-	146 780
INSTAL DETECTEUR IR3 STKG	01/01/2012	17	590 552	-	312 643	-	277 909
INST EVENTS CENT HUAHINE	01/03/2012	17	446 278	-	234 187	-	212 091
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	261 630	-	134 779	-	126 851
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	17	261 630	-	134 779	-	126 851
F&P GARDE CORPS HUAHINE	01/03/2013	16	472 745	-	233 885	-	238 860
INSTAL CAMERA IP HUAHINE	01/02/2014	15	3 009 675	-	1 395 518	-	1 614 157
RNV SSI CENTRALE HUAHINE	01/01/2020	25	6 193 277	-	247 708	-	5 945 569
FILIERES QSK60 HUAHINE	01/01/2015	14	37 428 165	-	16 040 324	-	21 387 841
DROITS INCORPORELS PROD*			51 734 480				
TOTAL PRODUCTION HUAHINE			827 057 850	812 477	477 719 429	753 364	297 663 054

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
POSTE H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	1 712 614	-	208 199	-	1 504 415
POSTE H1023 CENT CIAL HUA	20/02/2018	25	662 400	-	75 875	-	586 525
CELLULES H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	1 961 772	-	238 490	-	1 723 282
AUT COMP H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	5 033 423	-	611 906	-	4 421 517
CELLULES H1023 CENT CCIAL	20/02/2018	25	1 357 289	-	155 471	-	1 201 818
AUT COMP H1023 CENT CCIAL	20/02/2018	25	2 028 403	-	232 344	-	1 796 059
TRANSFO 14A1 H3104 HUAHIN	01/01/2014	25	2 398 245	-	671 500	-	1 726 745
TRANSFO 14A1 H3105 HUAHIN	01/01/2014	25	2 398 245	-	671 500	-	1 726 745
TRANSFO H7007 LOTIS FAUNA	01/07/2015	25	-	538 334	-	118 432	419 902
TRANSFO H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	25	973 271	-	118 319	-	854 952
TRANSFO H1023 CENT CCIAL	20/02/2018	25	1 314 411	-	150 560	-	1 163 851
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	25	1 171 500	-	281 157	-	890 343
TRANSFO HUAHINE 98	01/01/1998	25	3 930 123	-	3 615 714	-	314 409
TRANSFO HUAHINE 99	01/01/1999	25	1 469 539	-	1 293 194	-	176 345
TRANSFO HUAHINE 2000	01/01/2000	25	725 429	-	609 359	-	116 070
TRANSFO HUAHINE 2001	01/01/2001	25	306 093	-	244 875	-	61 218
TRANSFO HUAHINE 2002	01/01/2002	25	1 061 541	-	806 772	-	254 769
TRANSFO H61 HAAMENE HUA	01/06/2004	25	587 633	-	389 795	-	197 838
POSTE DP H61 FARE MAEVA	25/07/2006	25	1 894 068	-	1 093 511	-	800 557
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	2 865 559	-	1 654 381	-	1 211 178
POSTE DP FARE MAEVA	25/07/2006	25	401 733	-	231 932	-	169 801
POSTE QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	514 254	-	251 983	-	262 271
TRANSFO QT TARAVARI FITII	01/10/2008	25	494 422	-	242 268	-	252 154
TRANSFO DP H7031 OPT FARE	01/01/2012	25	715 258	-	257 489	-	457 769
TRANSFO DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 567 137	-	542 929	-	1 024 208
POSTE HUAHINE 98	01/01/1998	25	81 694	-	75 159	-	6 535
POSTE HUAHINE 99	01/01/1999	25	7 240 469	-	6 371 613	-	868 856
POSTE DP HAAMENE HUAHINE	01/06/2004	25	1 829 177	-	1 213 353	-	615 824
POSTE DP COMMUNE HUAHINE	26/08/2005	25	5 480 730	-	3 364 556	-	2 116 174
SUPERVISION HUAHINE	01/08/2006	25	5 994 498	-	3 456 828	-	2 537 670
POSTE DP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	4 366 560	-	2 183 279	-	2 183 281
POSTE DP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	571 820	-	263 039	-	308 781
RENFORC DP H61 H7031 OPT	01/01/2012	25	1 484 755	-	534 508	-	950 247

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
MEP SELF DP H6292 FITII	03/05/2012	25	1 699 544	-	588 801	-	1 110 743
IAT/IACM HAAPU HUAHINE	01/01/2006	15	1 856 623	-	1 856 623	-	-
IAT/IACM MAROE HUAHINE	01/01/2006	15	1 851 329	-	1 851 329	-	-
INTERRUPTEUR DISJ VPR HT	30/10/2010	15	4 556 810	-	3 089 348	-	1 467 462
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE	01/01/2012	15	1 835 822	-	1 101 491	-	734 331
IAM 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	15	1 958 494	-	913 948	-	1 044 546
REMP IAT H310 PAR DISJ	26/06/2014	15	4 211 198	-	1 828 777	-	2 382 421
RENV 5 IAM H412B/H519A/H5	01/06/2018	15	8 637 283	-	1 487 590	-	7 149 693
14A1 LC088242/CH/2017 HUA	01/01/2020	15	152 784	-	10 185	-	142 599
CELLULE TELECOMMANDE DANS	01/01/2008	15	1 106 571	-	959 028	-	147 543
RES.AERIEN HUAHINE 98	01/01/1998	25	46 716 084	-	42 978 797	-	3 737 287
RES.AERIEN HUAHINE 99	01/01/1999	25	610 872	-	537 568	-	73 304
RESEAUX HUAHINE 1999	01/01/1999	25	-	6 854 659	-	6 032 099	822 560
RES.AERIEN HUAHINE 2000	01/01/2000	25	7 718 036	-	6 483 150	-	1 234 886
RESEAUX HUAHINE 2000	01/01/2000	25	-	1 236 107	-	1 038 329	197 778
RES.AERIEN HUAHINE 2001	01/01/2001	25	5 622 786	-	4 498 228	-	1 124 558
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25	-	2 163 291	-	1 730 633	432 658
RESEAUX HUAHINE 2001	01/01/2001	25	-	18 285 110	-	14 976 171	3 308 939
RES.AERIEN HUAHINE 2002	01/01/2002	25	4 998 296	-	3 798 707	-	1 199 589
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25	-	2 486 084	-	1 889 423	596 661
RESEAUX HUAHINE 2002	01/01/2002	25	-	5 089 778	-	3 942 374	1 147 404
RES.AERIEN HUAHINE 2003	01/01/2003	25	3 494 362	-	2 515 941	-	978 421
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25	-	1 433 683	-	1 032 250	401 433
RESEAUX HUAHINE 2003	01/01/2003	25	-	836 382	-	609 004	227 378
RESEAU BTA TAAEREU HUAHIN	27/05/2004	25	399 664	-	265 289	-	134 375
RESEAU CP 41906 2004 HUA	01/07/2004	25	964 508	-	636 574	-	327 934
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25	-	7 791 486	-	5 142 380	2 649 106
RESEAUX HUAHINE 2004	01/07/2004	25	-	233 648	-	154 209	79 439
RESEAU BTA COMMUNE HUAHIN	30/10/2004	25	3 557 232	-	2 300 737	-	1 256 495
EXT BTA AERIEN TEIHOTU	06/04/2005	25	108 068	-	68 025	-	40 043
EXT BTA AERI QTIER BELLAI	11/04/2005	25	319 741	-	201 083	-	118 658
EXT BTA QTIER UTAHIA FARE	22/04/2005	25	271 682	-	170 524	-	101 158
EXT BTA MLLE MAI VIOLETTE	28/04/2005	25	641 543	-	402 250	-	239 293
RESEAUX HUAHINE 2005	01/06/2005	25	-	895 942	-	558 472	337 470

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 HUAHINE 2005	01/06/2005	25	-	249 400	-	155 459	93 941
RESEAUX CP 51906 2005 HUA	01/06/2005	25	68 642	-	42 789	-	25 853
REEMPL CÂBLES CU HT PAREA	30/08/2005	25	1 710 061	-	1 049 027	-	661 034
RESEAUX HUAHINE 2006	01/07/2006	25	-	178 408	-	103 475	74 933
RESEAU 15% EXT HUAHINE 06	01/07/2006	25	27 418	-	15 905	-	11 513
RESEAU AERIEN QTIER SOC	25/07/2006	25	1 847 916	-	1 066 865	-	781 051
RESEAU HTA/BTA FARE HUAHI	25/07/2006	25	269 000	-	155 303	-	113 697
RES.AERIEN EXT QT FAREOA	01/08/2006	25	203 560	-	117 385	-	86 175
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25	-	91 780	-	49 559	42 221
RESEAUX HUAHINE 2007	01/07/2007	25	-	2 434 410	-	1 314 580	1 119 830
RES AERIEN CP HUAHINE 07	01/07/2007	25	6 422 028	-	3 467 894	-	2 954 134
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	25	237 553	-	128 277	-	109 276
EXT QT TEIHOARII/TUARIHIO	28/04/2008	25	327 045	-	165 814	-	161 231
RESEAUX CP HUAHINE 2008	01/07/2008	25	16 042 489	-	8 021 245	-	8 021 244
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/07/2008	25	-	78 872	-	39 437	39 435
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	25	-	2 596 750	-	1 298 375	1 298 375
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	25	9 026 321	-	4 422 899	-	4 603 422
RESEAUX CP HUAHINE 2009	01/07/2009	25	1 947 100	-	895 666	-	1 051 434
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	25	-	1 128 165	-	500 155	628 010
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU	01/01/2010	25	1 465 075	-	644 633	-	820 442
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	25	495 637	-	208 167	-	287 470
RESEAUX 2010 CONCED HUAHI	01/07/2010	25	-	1 712 027	-	719 051	992 976
RESEAUX 2010 TIERS HUAHIN	01/07/2010	25	-	2 373 332	-	996 797	1 376 535
MISE CONFORM. BTA QT COCO	01/01/2011	25	1 125 526	-	450 207	-	675 319
MISE CONFORM. BTA QT ARAI	01/01/2011	25	1 034 877	-	413 952	-	620 925
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	6 026 244	-	2 410 491	-	3 615 753
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	25	3 159 783	-	1 263 908	-	1 895 875
MISE CONFORM. BTA QT TEUR	01/01/2011	25	1 626 613	-	650 644	-	975 969
RESEAU ZONE QUAI AEROPORT	01/01/2011	25	415 417	-	166 165	-	249 252
RESEAUX CP HUAHINE 2011	01/07/2011	25	14 528 824	-	5 520 970	-	9 007 854
RESEAUX 2011 CONCED HUA	01/07/2011	25	-	209 749	-	79 705	130 044
RESEAUX 2011 TIERS HUAHIN	01/07/2011	25	-	1 526 714	-	580 152	946 562
EXT 14A1 BTA QT TETAHORA	01/01/2012	25	242 376	-	87 253	-	155 123

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
MEC DE LA RAS-HT AU MAG	01/01/2012	25	2 163 285	-	778 781	-	1 384 504
EXT 14A1 BTA QT LEFOC	01/01/2012	25	2 153 321	-	775 191	-	1 378 130
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	25	8 416 436	-	3 029 903	-	5 386 533
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	671 518	-	234 211	-	437 307
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	25	1 146 098	-	399 733	-	746 365
RESEAUX CP HUAHINE 2012	01/07/2012	25	49 092 298	-	16 691 446	-	32 400 852
RESEAUX CP HUAHINE 2013	01/07/2013	25	52 332 182	-	15 699 804	-	36 632 378
DEVIAT°RESEAU HTA/BTA HUA	11/07/2013	25	17 530 645	-	5 239 776	-	12 290 869
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	25	309 704	-	86 717	-	222 987
ART14A1 065779/CH/2013	01/01/2014	25	871 337	-	243 973	-	627 364
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	25	1 612 055	-	451 370	-	1 160 685
RESEAUX CP HUAHINE 2014	01/07/2014	25	62 857 560	-	16 343 284	-	46 514 276
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	25	29 216	-	6 426	-	22 790
RESEAUX CP HUAHINE 2016	01/07/2016	25	2 354 759	-	423 865	-	1 930 894
RESEAUX 2016 CONCED HUAHI	01/07/2016	25	-	92 853	-	16 713	76 140
RESEAUX CP HUAHINE 2017	01/07/2017	25	616 744	-	86 348	-	530 396
ENFOUISS RSX HT/BTA FARE	20/02/2018	25	6 342 950	-	731 008	-	5 611 942
RENV RESEAU HTA HUAHINE	01/06/2018	25	39 695 962	-	4 102 105	-	35 593 857
RENV RSX HTA/BTA HUAHINE	30/03/2019	25	70 407 411	-	4 937 752	-	65 469 659
14A1 LC088242/CH/2017 HUA	01/01/2020	25	5 155 681	-	206 209	-	4 949 472
RESEAUX CP HUAHINE 2020	01/07/2020	25	127 606	-	2 553	-	125 053
RENV RSX HT/BT HUAHINE	30/10/2020	25	11 560 347	-	78 369	-	11 481 978
SOUT HTA RESEAU AERIEN	01/01/2008	35	16 521 399	-	6 136 520	-	10 384 879
EXT HT/BTAS A14 BAIE DE	01/01/2008	35	19 207 220	-	7 134 114	-	12 073 106
EXT QT TEIHOARII/TUARIHIO	28/04/2008	35	278 502	-	100 855	-	177 647
EXT A14 QT TARAVARI HUA	01/10/2008	35	21 061 415	-	7 371 499	-	13 689 916
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	35	25 307 470	-	6 507 618	-	18 799 852
EXT 14A1 BTS Q.HENNEBUISE	01/01/2012	35	1 061 578	-	272 975	-	788 603
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	35	349 240	-	69 846	-	279 394
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	35	33 317 232	-	6 663 345	-	26 653 887
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	35	5 134 208	-	880 139	-	4 254 069
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	35	408 757	-	64 236	-	344 521
RSX SOUT TIERS HUA 2015	01/07/2015	35	-	1 501 442	-	235 939	1 265 503
14A1 066425/CH/2013 QT TE	15/03/2017	35	1 959 603	-	212 460	-	1 747 143
RSX SOUT TIERS HUA 2017	01/07/2017	35	-	234 951	-	23 495	211 456
RESEAU CP HUAHINE 2017	01/07/2017	35	71 487	-	7 149	-	64 338

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
ENFOUISS RSX HT/BTS FARE	20/02/2018	35	41 185 346	-	4 853 204	-	36 332 142
RSX SOUT TIERS HUA 2018	01/07/2018	35	-	243 424	-	17 387	226 037
ART 2 LC87264/CH/2017 HUA	03/05/2019	35	6 601 521	-	454 332	-	6 147 189
14A1 LC088242/CH/2017 HUA	01/01/2020	35	159 016	-	4 543	-	154 473
RSX SOUT TIERS HUA 2020	01/07/2020	35	-	768 881	-	10 984	757 897
COMPTAGE HUAHINE 1991	01/01/1991	20	-	19 971 135	-	19 971 135	-
COMPTAGE HUAHINE 92	01/01/1992	20	872 885	-	872 885	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1992	01/01/1992	20	-	4 446 812	-	4 446 812	-
COMPTAGE HUAHINE 93	01/01/1993	20	952 592	-	952 592	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1993	01/01/1993	20	-	786 280	-	786 280	-
COMPTAGE HUAHINE 94	01/01/1994	20	2 643 358	-	2 643 358	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1994	01/01/1994	20	-	5 630 469	-	5 630 469	-
COMPTAGE HUAHINE 95	01/01/1995	20	1 655 793	-	1 655 793	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1995	01/01/1995	20	-	1 706 855	-	1 706 855	-
COMPTAGE HUAHINE 96	01/01/1996	20	914 863	-	914 863	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1996	01/01/1996	20	-	6 663 413	-	6 663 413	-
COMPTAGE HUAHINE 97	01/01/1997	24	964 081	-	964 081	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1997	01/01/1997	24	-	5 467 831	-	5 467 831	-
COMPTAGE HUAHINE 98	01/01/1998	23	847 130	-	847 130	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1998	01/01/1998	23	-	6 327 791	-	6 327 791	-
COMPTAGE HUAHINE 99	01/01/1999	22	847 701	-	847 701	-	-
COMPTAGE HUAHINE 1999	01/01/1999	22	-	6 993 888	-	6 993 888	-
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21	1 840 766	-	1 840 766	-	-
COMPTAGE HUAHINE 2000	01/01/2000	21	-	6 309 070	-	6 309 070	-
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20	134 559	-	134 559	-	-
COMPTAGE HUAHINE 2001	01/01/2001	20	-	5 488 939	-	5 488 939	-
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20	1 594 456	-	1 514 733	-	79 723
COMPTAGE HUAHINE 2002	01/01/2002	20	-	6 904 948	-	6 559 700	345 248
COMPTAGE HUAHINE 2003	01/01/2003	20	-	4 675 567	-	4 208 010	467 557
POSE COMPTEURS 2004 HUA	01/07/2004	20	1 006 344	-	830 233	-	176 111
BRANCHEMENT HUAHINE 2004	01/07/2004	20	-	4 833 844	-	3 987 920	845 924
COMPTAGE HUAHINE 2005	01/06/2005	20	-	3 890 252	-	3 031 155	859 097
POSE COMPTEUR CP HUAHINE	01/07/2005	20	1 145 655	-	887 884	-	257 771
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2006	20	1 852 340	-	1 342 946	-	509 394
BRCHT HUAHINE 2006	01/07/2006	20	-	2 614 812	-	1 895 739	719 073

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
BRCHT AERIEN COLOMBANI JC	01/01/2007	20	51 184	-	35 827	-	15 357
BRCHT AEROSOUT TERAIKI	01/01/2007	20	51 373	-	35 962	-	15 411
BCHT AEROSOUT RIMO MANUEL	01/01/2007	20	35 649	-	24 954	-	10 695
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2007	20	1 769 938	-	1 194 709	-	575 229
BRCHT HUAHINE 2007	01/07/2007	20	-	4 721 689	-	3 187 140	1 534 549
BRCHT/CPTAGES CP HUAHINE	01/07/2008	20	1 554 242	-	971 400	-	582 842
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	20	-	3 625 919	-	2 266 200	1 359 719
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2009	01/07/2009	20	2 510 484	-	1 443 526	-	1 066 958
BRCHT 2009 FINANC. TIERS	01/12/2009	20	-	3 422 003	-	1 896 358	1 525 645
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	20	905 176	-	475 219	-	429 957
COMPTAGE TIERS HUA 2010	01/07/2010	20	-	2 837 072	-	1 489 464	1 347 608
BRCHT/CPTAG HUAHINE 2011	01/07/2011	20	3 711 149	-	1 762 802	-	1 948 347
COMPTAGE TIERS HUA 2011	01/07/2011	20	-	3 462 887	-	1 644 870	1 818 017
BRCHT/CPTAGES HUAHINE	01/07/2012	20	1 244 238	-	528 802	-	715 436
COMPTAGE TIERS HUA 2012	01/07/2012	20	-	3 570 827	-	1 517 600	2 053 227
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2013	20	899 504	-	337 317	-	562 187
COMPTAGE TIERS HUA 2013	01/07/2013	20	-	2 564 020	-	961 507	1 602 513
CPTEURS SOLAIRE HUA 2013	01/07/2013	20	-	208 018	-	78 007	130 011
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2014	20	759 605	-	246 876	-	512 729
COMPTAGE TIERS HUA 2014	01/07/2014	20	-	3 227 553	-	1 048 957	2 178 596
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2015	20	918 533	-	252 606	-	665 927
COMPTAGE TIERS HUA 2015	01/07/2015	20	-	3 041 743	-	836 479	2 205 264
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2016	20	3 428 270	-	771 375	-	2 656 895
COMPTAGE TIERS HUA 2016	01/07/2016	20	-	2 485 535	-	559 246	1 926 289
COMPTAGE TIERS HUA 2017	01/07/2017	20	-	2 756 822	-	482 444	2 274 378
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2017	20	1 681 805	-	294 327	-	1 387 478
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2018	20	428 122	-	53 521	-	374 601
COMPTAGE TIERS HUA 2018	01/07/2018	20	-	2 002 924	-	250 365	1 752 559
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2019	20	4 849 486	-	363 789	-	4 485 697
COMPTAGE TIERS HUA 2019	01/07/2019	20	-	2 889 568	-	216 717	2 672 851
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2020	20	9 067 900	-	226 751	-	8 841 149
COMPTAGE TIERS HUA 2020	01/07/2020	20	-	3 780 975	-	94 524	3 686 451
DROITS INCORPORELS DIST*			147 947 685				
TOTAL DISTRIBUTION HUAHINE			943 290 877	200 575 123	278 572 256	149 369 924	567 976 135
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE			1 770 348 727	201 387 600	756 291 685	150 123 288	865 639 189

* : 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 corrigée sur l'exercice 2021, en tenant compte le cas échéant d'une éventuelle.

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

Dotation de l'article 14 A1 :

DOTATION au 01/01/2020	2 046 525 F
Reliquat 2019	
ENVELOPPE DISPONIBLE 2020	2 046 525 F

Libellé	Commune	Date/Ref courrier	N°dossier/chantiers	MONTANT devis transmis	MONTANT devis commandé	Lettre de cde	Réalisé	Chargé d'Etudes	Observation
Electrification Qtier SOFITEL MAEVA	MAEVA	JJ/TB 2020/16	22-2019-03654	1 793 735 F					Revision du
Electrification Qtier SOFITEL MAEVA	MAEVA	FT/JJ 2020/0330	22-2019-03654	1 178 488 F	1 178 488 F	2020.001471/CH /2020 du 26/02/2020		Nano	Géré par exploit HUAHINE
CUMUL TRAVAUX COMMANDES				2 972 223 F	1 178 488 F				
SOLDE				-925 698 F	868 037 F				

5.4 - Dépenses de renouvellements réalisées dans l'année

Plan 2018 / 2030 soumis au concédant le 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
G4			13 713 825	13 713 825
S/T Groupes	-	-	13 713 825	13 713 825
Filières	21 423 753			21 423 753
Bâtiments				
Total	21 423 753	-	13 713 825	35 137 578

Distribution

	Transfo.	IAT IAM	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Total
Quantité		3	399	159	129	
Montant	3 068 518	6 000 000	101 816 696	24 436 007	13 136 110	148 457 331

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	-	65 788 792	65 788 792
2019	26 330 675	67 078 521	93 409 196
2020	5 480 776	19 189 118	24 669 894
Cumul	31 811 451	152 056 431	183 867 882

Reste à faire sur plan 2018 / 2020

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2020	35 137 578	148 457 331	183 594 909
- Réalisé	(31 811 451)	(152 056 431)	(183 867 882)
+ Ajustement du plan	(3 326 127)	3 599 100	272 973
Reste à faire	-	-	-

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.

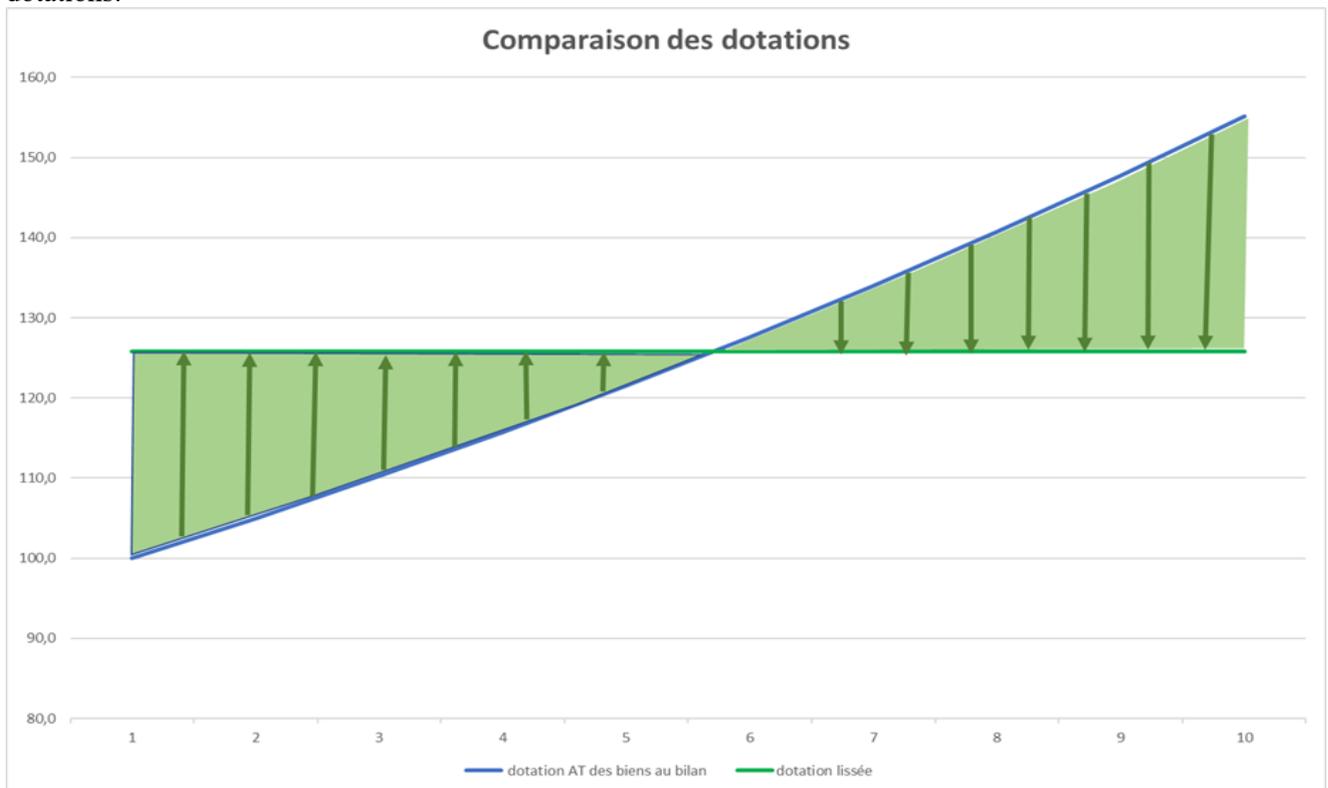
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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
VO Ouverture corporel	787 347 270	794 734 138	746 316 342	771 878 292	773 456 499
VO Ouverture incorporel	0	51 734 480	51 734 480	51 734 480	51 734 480
acquisitions	87 793 418	-	26 330 675	5 480 776	-
acquisitions financement Tiers					
tranferts et TVA à reverser		16 658 550	3 080 689	712 500	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(80 406 550)	(65 076 346)	(3 849 414)	(4 615 069)	-
				165,7%	165,7%
- origine financement tiers	-	-	-	-	
VO Clôture	794 734 138	798 050 822	823 612 772	825 190 979	825 190 979
- Financements tiers cumul	(812 477)	(812 477)	(812 477)	(812 477)	(812 477)
- IFC biens au bilan clôture	(24 970 548)	(25 517 149)	(26 571 183)	(7 535 625)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(24 970 548)	(25 517 149)	(26 571 183)	(7 535 625)	(7 535 625)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(24 970 548)	(25 517 149)	(26 571 183)	(7 535 625)	(7 535 625)
base amortissable	768 951 113	771 721 196	796 229 112	816 842 877	816 842 877
cumul doté à l'ouverture	669 862 196	694 634 425	671 232 163	731 800 930	772 014 369
réintégration AT sur incorporel		51 734 480	-	-	-
sortie AT sur sortie immo		(145 482 896)	(3 849 414)	(4 615 069)	-
reste à amortir	99 088 917	170 835 187	128 846 363	89 657 016	44 828 508
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	24 772 229	70 346 154	64 418 181	44 828 508	44 828 508
dotations cumulées	694 634 425	671 232 163	731 800 930	772 014 369	816 842 877
Vo - fin tiers - IFC - dotations	74 316 688	100 489 033	64 428 182	44 828 508	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(180 801 036)	(164 486 809)	(126 728 282)	(80 909 369)	(40 454 685)
dotations/reprises B	16 314 227	37 758 527	45 818 913	40 454 685	40 454 685
Actif/Passif de renouvellement clôture	(164 486 809)	(126 728 282)	(80 909 369)	(40 454 685)	-
dotation aux amortissements A	(24 772 229)	(70 346 154)	(64 418 181)	(44 828 508)	(44 828 508)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(8 458 002)	(32 587 627)	(18 599 268)	(4 373 824)	(4 373 824)
moyenne des dotations	(13 678 509)	(13 678 509)	(13 678 509)	(13 678 509)	(13 678 509)
écart sur moyenne exercice	5 220 507	(18 909 118)	(4 920 759)	9 304 685	9 304 685
écart sur moyenne en cumulé	5 220 507	(13 688 611)	(18 609 371)	(9 304 685)	-
Traitement de l'améliorant					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	-	1 615 314	2 679 348	2 679 348
acquisitions financement concession	-	1 615 314	1 064 034		
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-
VO Clôture	-	1 615 314	2 679 348	2 679 348	2 679 348
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice				(1 039 267)	-
		0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(1 039 267)	(1 039 267)
		0%	0%	39%	39%
base amortissable	-	1 615 314	2 679 348	1 640 081	1 640 081
cumul doté à l'ouverture	0	-	(538 438)	(1 608 893)	(1 624 487)
reste à amortir	-	1 615 314	2 140 910	31 188	15 594
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	-	(538 438)	(1 070 455)	(15 594)	(15 594)
dotations cumulées	-	(538 438)	(1 608 893)	(1 624 487)	(1 640 081)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 076 876	1 070 455	15 594	-
impact exercice(+) = produit	(8 458 002)	(33 126 065)	(19 669 723)	(4 389 417)	(4 389 417)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture corporel	756 417 180	756 982 482	830 846 042	903 106 085	919 901 978
VO Ouverture incorporel	-	147 947 685	147 947 685	147 947 685	147 947 685
acquisitions	1 747 354	65 788 792	67 078 521	19 189 118	0
acquisitions financement Tiers					
tranferts et TVA à reverser		8 199 953	7 848 187	2 494 585	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(1 182 052)				(0)
				1,8%	1,8%
- origine financement tiers	-	(125 185)	(2 666 665)	(4 887 810)	
VO Clôture	756 982 482	978 793 727	1 051 053 770	1 067 849 663	1 067 849 663
- Financements tiers cumul	(195 577 238)	(195 452 053)	(192 785 388)	(187 897 578)	(187 897 578)
- IFC biens au bilan clôture	(42 182 095)	(84 441 366)	(49 680 196)	(31 642 640)	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(42 182 095)	(84 441 366)	(49 680 196)	(31 642 640)	(31 642 640)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(42 182 095)	(84 441 366)	(49 680 196)	(31 642 640)	(31 642 640)
base amortissable	519 223 149	698 900 308	808 588 186	848 309 445	848 309 445
cumul doté à l'ouverture	451 239 484	468 235 400	617 145 712	714 725 434	781 517 440
réintégration AT sur incorporel		106 765 552			
sortie AT sur sortie immo		(886 539)	-	-	(0)
reste à amortir	67 983 665	124 785 895	191 442 474	133 584 011	66 792 006
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	16 995 916	43 031 299	97 579 723	66 792 006	66 792 006
dotations cumulées	468 235 400	617 145 712	714 725 434	781 517 440	848 309 445
Vo - fin tiers - IFC - dotations	50 987 749	81 754 597	93 862 752	66 792 006	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(143 248 199)	(144 845 995)	(125 006 969)	(80 353 699)	(40 176 850)
dotations/reprisesB	(1 597 796)	19 839 026	44 653 270	40 176 849	40 176 850
Actif/Passif de renouvellement clôture	(144 845 995)	(125 006 969)	(80 353 699)	(40 176 850)	-
dotation aux amortissements A	(16 995 916)	(43 031 299)	(97 579 723)	(66 792 006)	(66 792 006)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(18 593 712)	(23 192 273)	(52 926 453)	(26 615 156)	(26 615 156)
moyenne des dotations	(29 588 550)	(29 588 550)	(29 588 550)	(29 588 550)	(29 588 550)
écart sur moyenne exercice	10 994 838	6 396 277	(23 337 903)	2 973 394	2 973 394
écart sur moyenne en cumulé	10 994 838	17 391 115	(5 946 788)	(2 973 394)	-
Traitement de l'améliorant					
	2017	2018	2019	2020	2021
VO Ouverture	-	5 212 924	57 105 572	66 926 850	76 016 337
acquisitions financement concession	2 221 151	49 646 300	6 931 710	4 539 631	
acquisitions autres financement Tiers	2 991 773	2 246 348	2 889 568	4 549 856	-
VO Clôture	5 212 924	57 105 572	66 926 850	76 016 337	76 016 337
Financements tiers cumul	(2 991 773)	(5 238 121)	(8 127 689)	(12 677 545)	(12 677 545)
- IFC améliorant exercice				(6 844 789)	-
	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(6 844 789)	(6 844 789)
	0%	0%	0%	11%	11%
base amortissable	2 221 151	51 867 451	58 799 161	56 494 003	56 494 003
cumul doté à l'ouverture	0	(555 288)	(17 659 342)	(38 229 252)	(47 361 627)
reste à amortir	2 221 151	51 312 163	41 139 819	18 264 751	9 132 375
nb années restantes	4	3	2	2	1
dotation exercice	(555 288)	(17 104 054)	(20 569 909)	(9 132 375)	(9 132 375)
dotations cumulées	(555 288)	(17 659 342)	(38 229 252)	(47 361 627)	(56 494 003)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 665 863	34 208 109	20 569 909	9 132 375	-
impact exercice(+) = produit	(19 149 000)	(40 296 327)	(73 496 362)	(35 747 531)	(35 747 531)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 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 1/10^{ème} de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

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

- Application de la formule

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

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (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
2018												
2019												
2020												
2021	10		non									
2022	9		1	non								
2023	8		1	1	non							
2024	7		1	1	1	non						
2025	6		1	1	1	1	non					
2026	5		1	1	1	1	1	non				
2027	4		1	1	1	1	1	1	non			
2028	3		1	1	1	1	1	1	1	non		
2029	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non	
2030	1		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
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	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
AMNGMT STOCK HUAHINE	02/11/2010	7 493 493	100%	7 493 493	-	-	-	-
GENIE CIVIL INSTAL GRPE	01/01/2011	6 285 581	100%	6 285 581	-	-	-	-
RENFORCEMENT HANGAR HUAHINE	01/01/2011	2 025 104	40%	810 042	-	-	-	-
MEC INSTALLAT° TERTIAIRES	01/08/2015	3 534 308	0%	-	-	-	-	-
AGENC BAT INSTAL GRPE	01/01/2011	6 285 582	100%	6 285 582	-	-	-	-
ECLAIRAGE ENTREPOT HUAHIN	01/03/2011	692 299	100%	692 299	-	138 460	-	138 460
TVX BETONNAGE A L'ARRIERE	01/01/2015	1 061 630	100%	1 061 630	41 404	530 815	20 702	551 517
F&P GE QSK60 CUMMINS À LA	01/01/2015	1 122 430	0%	-	-	-	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/01/2015	43 960 000	0%	-	-	-	-	-
ALTERNAT CUMMINS QSK60 HU	01/01/2015	12 730 000	0%	-	-	-	-	-
ACCESSOIRE CUMMINS QSK60	01/01/2015	19 774 575	0%	-	-	-	-	-
FIL COMB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	12 247 839	100%	12 247 839	-	-	-	-
ENS COMPTAGE THOKEIM HUA	01/09/2011	1 817 907	100%	1 817 907	-	363 581	-	363 581
F&P SONDE RADAR HUAHINE	01/05/2014	1 151 324	100%	1 151 324	29 934	575 662	14 967	590 629
FIL EAU QSK60 HUAHINE	01/01/2011	12 921 848	100%	12 921 848	-	-	-	-
EAU F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	9 273 548	0%	-	-	-	-	-
CPL TABLEAU HTA CDE HUAHI	16/03/2010	5 580 674	100%	5 580 674	-	-	-	-
FIL ENERGIE QSK60 HUAHINE	01/01/2011	20 103 866	100%	20 103 866	-	-	-	-
SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	1 221 494	100%	1 221 494	-	-	-	-
COFFRET COMPTAGE CENTRALE	01/06/2013	2 127 949	100%	2 127 949	27 663	851 180	11 065	862 245
NRJ F&P QSK60 CUMMINS HUA	01/01/2015	7 592 902	0%	-	-	-	-	-
FIL LUB QSK60 HUAHINE	01/01/2011	913 358	100%	913 358	-	-	-	-
FIL ENVT QSK60 HUAHINE	01/01/2011	5 480 147	100%	5 480 147	-	-	-	-
FIL ENVT REJET HUAHINE	01/08/2011	3 694 075	100%	3 694 075	-	738 815	-	738 815
VASE FILTRE D'AMORÇAGE PR	01/04/2015	1 854 226	100%	1 854 226	72 315	1 112 536	43 389	1 155 924
RENOVAT.SECU.INCENDIE HUA	03/09/2010	23 566 503	88%	20 738 523	-	-	-	-
GPE MOTOPOMPE GMP HUAHINE	02/11/2010	3 917 129	100%	3 917 129	-	-	-	-
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	304 000	100%	304 000	-	60 800	-	60 800
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/01/2012	304 000	100%	304 000	-	60 800	-	60 800
INSTAL DETECTEUR IR3 STKG	01/01/2012	575 587	100%	575 587	-	115 117	-	115 117
INST EVENTS CENT HUAHINE	01/03/2012	434 969	100%	434 969	-	130 491	-	130 491
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	255 000	100%	255 000	-	76 500	-	76 500
F&P PASSERELLE ACCES FILT	01/07/2012	255 000	100%	255 000	-	76 500	-	76 500
F&P GARDE CORPS HUAHINE	01/03/2013	455 000	100%	455 000	5 915	182 000	2 366	184 366
INSTAL CAMERA IP HUAHINE	01/02/2014	2 860 908	100%	2 860 908	74 384	1 430 454	37 192	1 467 646
FILIERES QSK60 HUAHINE	01/01/2015	35 143 817	0%	-	-	-	-	-
F&P AUTOMATE SUPERVIS°HUA	01/01/2016	936 027	100%	936 027	48 673	561 616	29 204	590 820
NRJ AUTOMATE TWIDO HUA	01/01/2016	588 424	100%	588 424	30 598	353 054	18 359	371 413
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/06/2017	42 688 773	0%	-	-	-	-	-
MOTEUR CUMMINS QSK60 HUAH	01/04/2017	45 104 645	0%	-	-	-	-	-
NV TGBT CENTRALE HUAHINE	01/02/2019	9 525 823	10%	952 582	86 685	952 582	86 685	1 039 267
RENV CELLULES HTA HUAHINE	01/02/2019	17 757 434	0%	-	-	-	-	-
RNV SSI CENTRALE HUAHINE	01/01/2020	5 480 776	0%	-	-	-	-	-
PRODUCTION HUAHINE		381 099 974		124 320 483	417 571	8 310 963	263 929	8 574 892

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
TRANSFO 14A1 H3104 HUAHIN	01/01/2014	2 279 701	100%	2 279 701	59 272	911 880	23 709	935 589
TRANSFO 14A1 H3105 HUAHIN	01/01/2014	2 279 701	100%	2 279 701	59 272	911 880	23 709	935 589
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	1 100 000	100%	1 100 000	42 900	550 000	21 450	571 450
TRANSFO DP H7031 OPT FARE	01/01/2012	697 133	69%	481 022	-	96 204	-	96 204
TRANSFO DP H6292 FITII	03/05/2012	1 527 424	100%	1 527 424	-	458 227	-	458 227
RENFORC DP H61 H7031 OPT	01/01/2012	1 447 130	69%	998 520	-	199 704	-	199 704
MEP SELF DP H6292 FITII	03/05/2012	1 656 476	100%	1 656 476	-	496 943	-	496 943
INTERRUPTEUR DISJ VPR HT	30/10/2010	4 556 810	100%	4 556 810	-	-	-	-
IAM BOUCLAGE TRAVERSIERE	01/01/2012	1 789 300	100%	1 789 300	-	357 860	-	357 860
IAM 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	1 861 686	100%	1 861 686	48 404	744 674	19 362	764 036
REMP IAT H310 PAR DISJ	26/06/2014	4 003 040	50%	2 001 520	52 040	1 000 760	26 020	1 026 780
EXT 14A1 BTA QTIER TETUMU	01/01/2010	1 465 075	100%	1 465 075	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2010	01/07/2010	495 637	83%	409 559	-	-	-	-
MISE CONFORM. BTA QT COCO	01/01/2011	1 111 082	0%	-	-	-	-	-
MISE CONFORM. BTA QT ARAI	01/01/2011	1 021 596	0%	-	-	-	-	-
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	5 948 908	0%	-	-	-	-	-
MISE CONFORM. BTA VILLAGE	01/01/2011	3 119 233	0%	-	-	-	-	-
MISE CONFORM. BTA QT TEUR	01/01/2011	1 605 738	0%	-	-	-	-	-
RESEAU ZONE QUAI AEROPORT	01/01/2011	410 086	100%	410 086	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2011	01/07/2011	14 342 373	1%	192 177	-	38 435	-	38 435
EXT 14A1 BTA QT TETAHORA	01/01/2012	236 234	100%	236 234	-	47 247	-	47 247
MEC DE LA RAS-HT AU MAG	01/01/2012	2 108 465	0%	-	-	-	-	-
EXT 14A1 BTA QT LEFOC	01/01/2012	2 098 753	100%	2 098 753	-	419 751	-	419 751
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	8 203 154	100%	8 203 154	-	1 640 631	-	1 640 631
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	654 501	100%	654 501	-	196 350	-	196 350
EXT 14A1 BTA QT LEFOC HUA	12/04/2012	1 117 055	100%	1 117 055	-	335 117	-	335 117
RESEAUX CP HUAHINE 2012	01/07/2012	47 848 244	0%	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2013	01/07/2013	50 367 836	0%	-	-	-	-	-
DEVIAT°RESEAU HTA/BTA HUA	11/07/2013	16 872 613	0%	-	-	-	-	-
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	294 395	100%	294 395	7 654	117 758	3 062	120 820
ART14A1 065779/CH/2013	01/01/2014	828 267	100%	828 267	21 535	331 307	8 614	339 921
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	1 532 372	100%	1 532 372	39 842	612 949	15 937	628 885
RESEAUX CP HUAHINE 2014	01/07/2014	59 750 532	0%	-	-	-	-	-
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	27 433	0%	-	-	-	-	-
RESEAU BOUCLAGE HUAHINE	01/01/2012	24 666 150	100%	24 666 150	-	4 933 230	-	4 933 230
EXT 14A1 BTS Q.HENNEBUISE	01/01/2012	1 034 676	100%	1 034 676	-	206 935	-	206 935
EXT 14A1 QT TEURURAI HUA	01/01/2014	331 977	100%	331 977	8 631	132 791	3 453	136 243
EXT 14A1 436/MEM HUAHINE	01/01/2014	31 670 373	100%	31 670 373	823 430	12 668 149	329 372	12 997 521

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
POSE CABLE HTA S/ PONT DE	01/01/2015	4 820 853	80%	3 856 682	150 411	1 928 341	75 205	2 003 547
RESEAUX CP HUAHINE 2015	01/07/2015	383 809	100%	383 809	14 969	230 285	8 981	239 267
BRCHT/CPTAGE HUAHINE 2010	01/07/2010	905 176	100%	905 176	-	-	-	-
BRCHT/CPTAG HUAHINE 2011	01/07/2011	3 663 523	14%	528 668	-	105 734	-	105 734
BRCHT/CPTAGES HUAHINE	01/07/2012	1 212 708	59%	718 462	-	215 539	-	215 539
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2013	865 740	61%	530 593	6 898	212 237	2 759	214 996
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2014	722 058	50%	362 225	9 418	181 113	4 709	185 821
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2015	862 472	74%	635 457	24 783	381 274	14 870	396 144
RESEAUX CP HUAHINE 2016	01/07/2016	2 184 378	0%	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2016	3 180 213	17%	540 636	28 113	378 445	19 679	398 125
RESEAUX CP HUAHINE 2017	01/07/2017	565 302	0%	-	-	-	-	-
14A1 066425/CH/2013 QT TE	15/03/2017	1 796 153	100%	1 796 153	116 750	1 436 922	93 400	1 530 322
RESEAU CP HUAHINE 2017	01/07/2017	65 524	100%	65 524	4 259	52 419	3 407	55 826
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2017	1 541 526	23%	359 474	23 366	287 579	18 693	306 272
POSTE H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	1 551 281	0%	-	-	-	-	-
POSTE H1023 CENT CIAL HUA	20/02/2018	600 000	0%	-	-	-	-	-
CELLULES H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	1 776 967	0%	-	-	-	-	-
AUT COMP H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	4 559 260	0%	-	-	-	-	-
CELLULES H1023 CENT CIAL	20/02/2018	1 229 428	0%	-	-	-	-	-
AUT COMP H1023 CENT CIAL	20/02/2018	1 837 322	0%	-	-	-	-	-
TRANSFO H1017 MAIRIE HUA	20/02/2018	881 586	0%	-	-	-	-	-
TRANSFO H1023 CENT CIAL	20/02/2018	1 190 590	0%	-	-	-	-	-
RENV 5 IAM H412B/H519A/H5	01/06/2018	7 823 626	0%	-	-	-	-	-
ENFOUISS RSX HT/BTA FARE	20/02/2018	5 745 426	0%	-	-	-	-	-
RENV RESEAU HTA HUAHINE	01/06/2018	35 956 487	0%	-	-	-	-	-
ENFOUISS RSX HT/BTS FARE	20/02/2018	37 305 567	0%	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2018	387 792	52%	200 666	15 652	180 599	14 087	194 686
RENV RSX HTA/BTA HUAHINE	30/03/2019	63 032 597	0%	-	-	-	-	-
ART 2 LC87264/CH/2017 HUA	03/05/2019	5 910 046	0%	-	-	-	-	-
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2019	4 341 527	7%	295 603	26 900	295 603	26 900	322 503
14A1 LC088242/CH/2017 HUA	01/01/2020	135 207	100%	135 207	14 062	135 207	14 062	149 269
14A1 LC088242/CH/2017 HUA	01/01/2020	4 562 550	69%	3 130 960	325 620	3 130 960	325 620	3 456 580
RESEAUX CP HUAHINE 2020	01/07/2020	112 926	100%	112 926	11 744	112 926	11 744	124 670
RENV RSX HT/BT HUAHINE	30/10/2020	10 230 396	0%	-	-	-	-	-
14A1 LC088242/CH/2017 HUA	01/01/2020	140 722	100%	140 722	14 635	140 722	14 635	155 357
BRCHT/COMPTAGES HUAHINE	01/07/2020	8 024 690	6%	497 558	51 746	497 558	51 746	549 304
DISTRIBUTION HUAHINE		522 466 587		110 873 465	2 002 304	37 312 247	1 175 182	38 487 429
>>>> TOTAL PAR CONCESSION HUAHINE		903 566 561		235 193 948	2 419 875	45 623 210	1 439 111	47 062 322

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
TEMANAHA STELLA	AGENCE HUAHINE

f) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

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

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

h) Contrat de supports communs avec l'OPT

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

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