

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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2021

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	5
1.1 - Le système électrique polynésien	6
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	7
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	11
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	13
➤ Aspects commerciaux.....	14
2.1 - Mode de détermination des tarifs	14
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	15
2.4 - Autres produits d'exploitation	15
2.5 - Statistiques de ventes	16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka	19
2.7 - Gestion des impayés	20
2.8 - Dépenses de la Commune	20
2.9 - Services offerts à la clientèle	21
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	28
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	30
➤ Bilan technique	31
3.1 - Autorisation d'exploitation	31
3.2 - Effectif de l'exploitation.....	31
3.3 - Détail des ouvrages de production	32
3.4 - Données de production	32
3.5 - Qualité de service	33
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	33
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants.....	34
3.8 - Unités d'œuvre 2021 de la concession	35
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	37
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	38
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	44
4.3 - Comptes de la concession.....	48
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés.....	54
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	60
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	61
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	62
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	65
5.4 - Dépenses de renouvellement	65
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	66
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	72
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22.....	72
5.8 - Plan de Renouvellement	72
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	73

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

A) Péréquation inter îles :

Au cours de l'année, une réglementation mettant en place une solidarité tarifaire inter-îles a été adoptée. Elle est applicable au 1er janvier 2022 donc sans impact sur les comptes 2021

Le mécanisme de péréquation repose d'une part sur la perception d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », bénéficiant en priorité aux systèmes les plus isolés et éloignés. Chacun de ces systèmes est libre de fixer ses prix dans la limite du prix moyen de référence fixé par la Polynésie française plus ou moins 20%.

Pour les concessions d'EDT, dans la continuité des accords contractuels en cours, la grille tarifaire reste la même à Tahiti Nord et dans les îles, et le Revenu Autorisé demeure global pour l'ensemble du périmètre.

B) Concessions à « échéance 2020 »

La réglementation de péréquation ayant été adoptée tardivement, les « DSP 2020 » n'ont pas pu finaliser leurs appels d'offres en vue de la désignation de leurs nouveaux délégataires avant leur échéance. Toutes nos concessions ont donc été prolongés au-delà du 31 décembre 2021.

C) Crise sanitaire du COVID-19

Une nouvelle et dramatique vague d'infections a emporté plus de 600 Polynésiens dans l'année, et bouleversé l'économie comme les institutions.

EDT a néanmoins su faire face avec résilience aux contraintes de l'épidémie, en organisant des séances de vaccination aux volontaires, en prenant des mesures sanitaires strictes, et en organisant ses équipes pour pouvoir maintenir la continuité et la qualité du service public, y compris pendant le confinement d'août-septembre. L'entreprise reste vigilante face à tout risque de résurgence des contagions.

D) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2021 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) = 240 jours d'arrêt
 - o Taux de fréquence = 3.33
 - o Taux de gravité = 0.06
- 0 accident de travail sans arrêt (hors trajet)
- 0 accident de trajet avec arrêt = 0 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

Principaux indicateurs

		UA HUKA			
		2021		2020	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	276		266	
	BT	275	99,64%	265	99,62%
	MT	1	0,36%	1	0,38%
	Puissance souscrite au 31/12	kVA		1 054	
	BT	1 101	98,22%	1 034	98,10%
	MT	20	1,78%	20	1,90%
	Puissance maximale appelée (*)	MW		0,14	
	Nombre de kWh vendus total	670 867		645 727	
	BT	648 216	96,62%	616 309	95,44%
	MT	22 651	3,38%	29 418	4,56%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF		22 952 193	
	BT : Total	114 069 112	496,99%	20 930 735	94,71%
	BT : par client	414 797		78 984	
	BT : par kVA de puissance souscrite	103 614		20 242	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	19 607 705	17,19%	4 113 431	19,65%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	94 461 407	82,81%	16 817 304	80,35%
	MT : Total	13 257 233	57,76%	1 168 973	5,29%
	MT : par client	13 257 233		1 168 973	
	MT : par kVA de puissance souscrite	662 862		58 449	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	2 708 640	20,43%	401 280	34,33%
MT : part variable en XPF et % du CA total	10 548 593	79,57%	767 693	65,67%	
Prix moyen de vente par kWh vendu	34,21		34,22		
BT	175,97		33,96		
MT	585,28		39,74		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,88		0,89	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh		0%	0	0%
	Energie hydroélectrique kWh		0%	0	0%
	Energie thermique kWh	761 406	100%	723 980	100%
	Energie totale achetée	761 406		723 980	
	Temps moyen de coupure				
	global	6h30		0h52	
origine production	6h30		0h52		
origine transport			-		
origine distribution					
FINANCIERS	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	25	25	
	Valeur d'origine	k XPF	238 066	235 695	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	k XPF	130 360	131 823	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement	k XPF	10 160	10 630	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	2 468	2 351	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	N/A	N/A	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	85 897	84 734	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	70 808	68 413	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	15 089	16 321	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	7 960	9 860		
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	62 945	62 634		

(*) La puissance maximale appelée est mesurée au niveau des départs distribution et prend en compte le rendement des réseaux

(**) 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. Elle 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

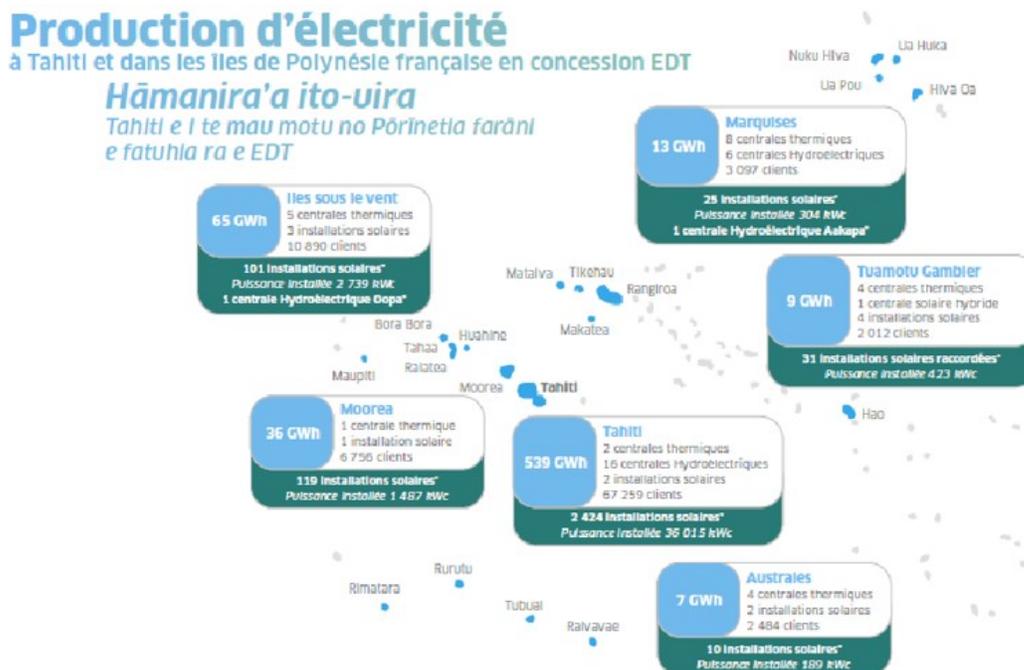
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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 – données 2020)

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, **construit aujourd'hui le système énergétique bas carbone de demain.**

Pour atteindre ses objectifs le groupe ENGIE :

- ⇒ Accélère ses investissements dans les renouvelables et les infrastructures décentralisées bas carbone
- ⇒ Renforce son engagement en faveur de la décarbonation pour atteindre le Net Zéro Carbone en 2045
- ⇒ Simplifie son organisation en se concentrant sur ses 4 métiers cœurs et en se recentrant sur une trentaine de pays

En 2020, le groupe Engie représente :

- ✓ 170 100 salariés
- ✓ 55,8 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 190 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 4 Mds€ d'investissements de croissance
- ✓ 101 GW de capacité de production électrique installée

Le groupe ENGIE est **leader de la transition énergétique** :

« 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. »

Le groupe ENGIE s'appuie sur ses **4 métiers cœurs** :

➤ **Renouvelables**

1^{er} producteur éolien terrestre en France

1^{er} producteur solaire en France

1^{er} producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil

1^{er} parc éolien flottant en Europe continentale (Portugal) : 25 MW de capacité installée, 60 000 bénéficiaires

1^{re} plateforme de production de gaz vert à partir de biomasse sèche en Europe

➤ **Infrastructures**

1^{er} transporteur en France, 2^e en Europe

1^{er} opérateur en stockage souterrain de gaz en Europe

1^{er} opérateur de terminaux en France, 2^e en Europe

1^{er} réseau de distribution de gaz naturel en Europe

1^{er} réseau de transport de gaz naturel du Brésil (TAG)

Acteur majeur des infrastructures de transport électriques au Chili

➤ **Energy Solutions**

1^{er} réseau mondial de froid

1^{er} fournisseur des stations de recharge hydrogène et GNV en France

1^{er} fournisseur de services d'efficacité énergétique

➤ **Production Thermique & Fourniture d'Énergie**

1^{er} producteur indépendant d'électricité dans le monde

1^{er} fournisseur de gaz naturel aux particuliers en France

1^{er} commercialisateur d'électricité et de gaz naturel en Belgique

Plus de 70 projets hydrogène dans le monde

2^{ème} opérateur de dessalement d'eau de mer

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, alors **que nous nous engageons pour une croissance abordable, fiable et durable.**

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de l'expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité, qu'il s'agisse de la production, de la distribution, de l'exploitation, du développement des EnR, ou encore de la gestion commerciale.

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.
- du support fiscal du groupe pour l'établissement d'un rescrit relatif à la TVA à reverser.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

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

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

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

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

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

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Ua Huka est de 2 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production, rattachés hiérarchiquement au Chef d'Exploitation de Nuku Hiva.

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux terminés, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement

- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

PRODUCTION

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

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

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

COMMERCIAL

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Îles) d'un effectif de 21 salariés.

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

- la conduite et l'exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,

- la bonne application et respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la réglementation en vigueur (Code du Travail, ...)

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

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

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

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

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

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

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

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- d. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- e. 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 2021
- 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 sur Ua Huka
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Dépenses de la Commune
- 2.9 Services offerts à la clientèle
- 2.10 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

La dernière actualisation tarifaire a eu lieu au 1^{er} août 2020, 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.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2021

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Taxes	Taux
Taxe municipale	2 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 Décembre 2021
	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- 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
Autres Tarif Basse Tension	- 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

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Total prime	Puissance au 31/12/2021 (kVA)	Total kWh vendus 2020
BT Usage social 1ère tranche	P0	304 324	5 179 589	7 555	1 990 983	646	302 321
BT Usage social 2ème tranche	P1	16 338	571 830				15 741
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	62 052	1 537 432	1 442	606 983	106	60 613
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	12 098	402 864				14 782
BT Eclairage public	P4	8 759	310 957	264	105 600	22	10 210
BT Usage professionnel	P5	244 645	9 663 596	3 930	1 571 944	327	212 642
MT Tarif jour	P6	18 717	514 719	240	401 280	20	17 616
MT Tarif nuit	P7	3 934	94 416				11 802
Prépaiement		0					
Total		670 867	18 275 403	13 431	4 676 790	1 121	645 727

CHIFFRE D'AFFAIRES

22 952 193

Prix moyen

34,21

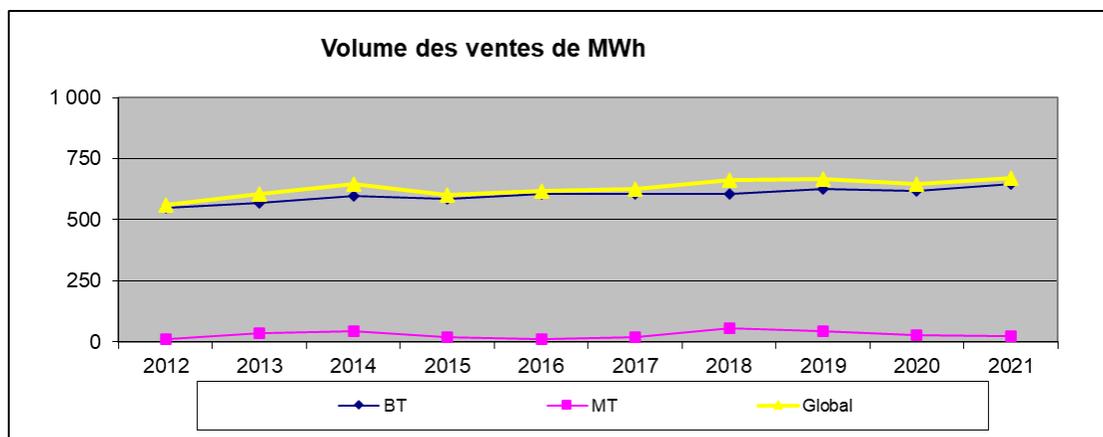
* Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	26 579 XPF
- Frais de relance :	<u>330 216 XPF</u>
- Total	356 795 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après avoir diminuée de 3,3% en 2020, les ventes d'électricité augmentent de 3,9% sur la concession de Ua Huka, pour s'établir à **671 MWh**. L'augmentation des ventes de 3,9% (+25 MWh) est due à l'augmentation des ventes en basse tension de 5,2%, soit +32 MWh, et à la baisse de 23,0% des ventes en moyenne tension (-7 MWh).

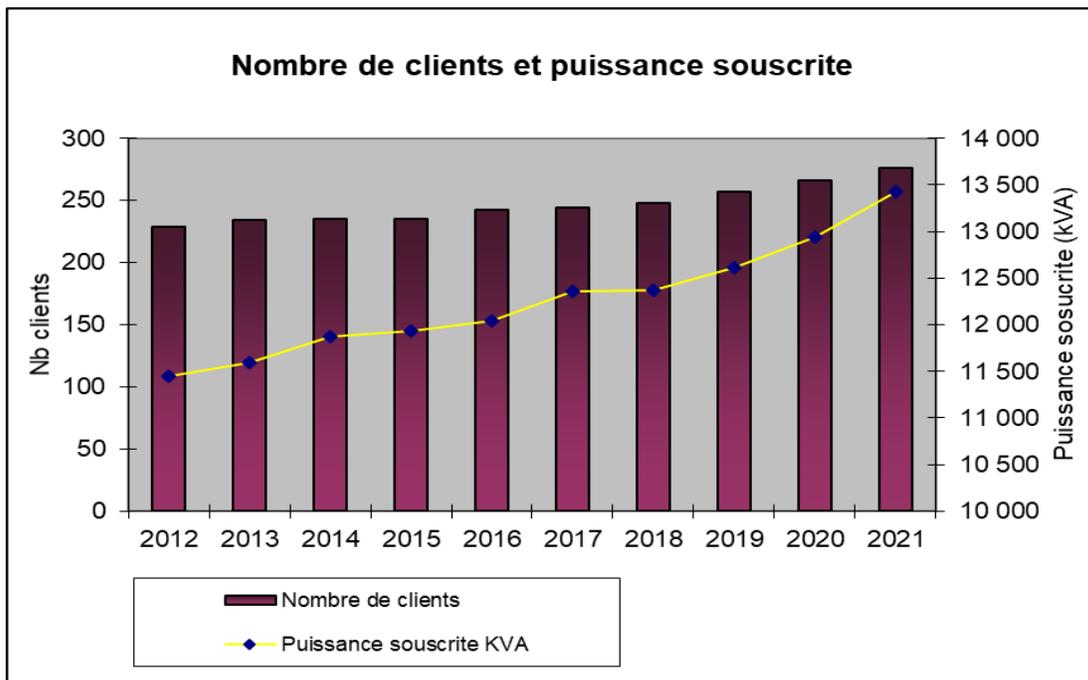
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) est en hausse de 1,2% (soit +4,7 MWh), avec une croissance pour les tarifs « petits consommateurs » qui enregistrent une progression de 2,0% (+6,2 MWh), par rapport à -2,1% pour le segment des « classiques » (-1,5 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 60% des volumes basse tension en 2021, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 50% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,4% des ventes en basse tension avec environ 9 MWh vendus sur 2021, diminuent de 14% (soit -1,5 MWh).

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 38% des ventes basse tension, augmentent de 15,1% soit +32,0 MWh.

Les ventes en moyenne tension enregistrent une réduction de 23,0% (soit -6,8 MWh) pour s'établir à 23 MWh.



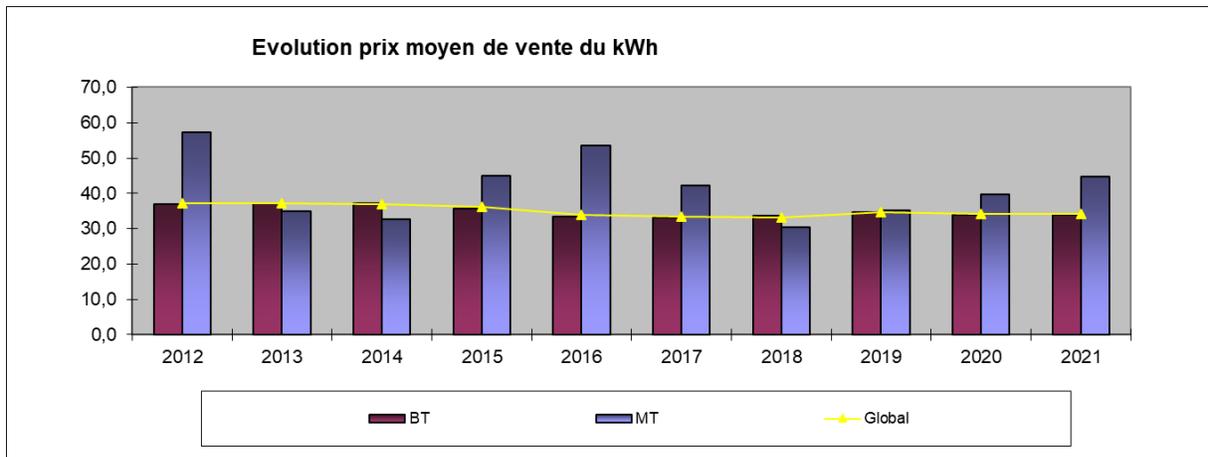
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2020 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	275 +3,9% (+ 10 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	$\frac{1}{276}$ -
	$\frac{-}{+3,9% (+ 10 contrats)}$

La hausse du nombre de clients correspond à la souscription de 11 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » et 1 contrat en moins en tarif « classique ».

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2021 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 71%
- Tarif Usages professionnels basse tension 17%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 9%
- Tarif Eclairage Public 3 %
- Tarif prépaiement <1%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée s'établit à 13 431 kVA, soit une hausse de 3,8% par rapport à 2020, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.

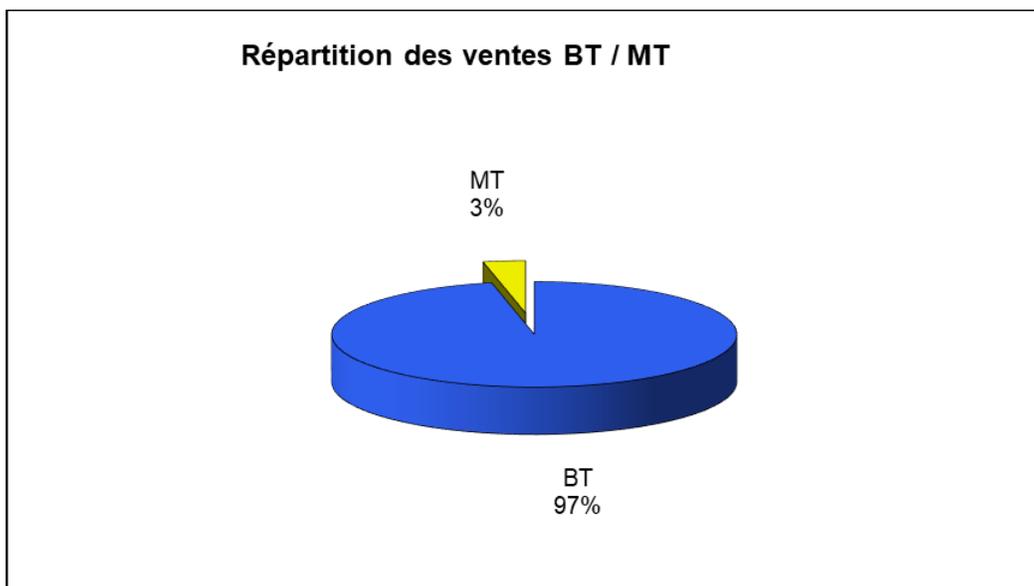


Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2020
Tarifs basse tension	33,8 Fcp	- 0,3%
Tarifs moyenne tension	<u>44,6 Fcp</u>	<u>+12,3%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,2 Fcp	0,0 %

Le prix moyen de vente du kWh reste stable au global par rapport à 2020.

Pas d'évolution des tarifs en 2021.

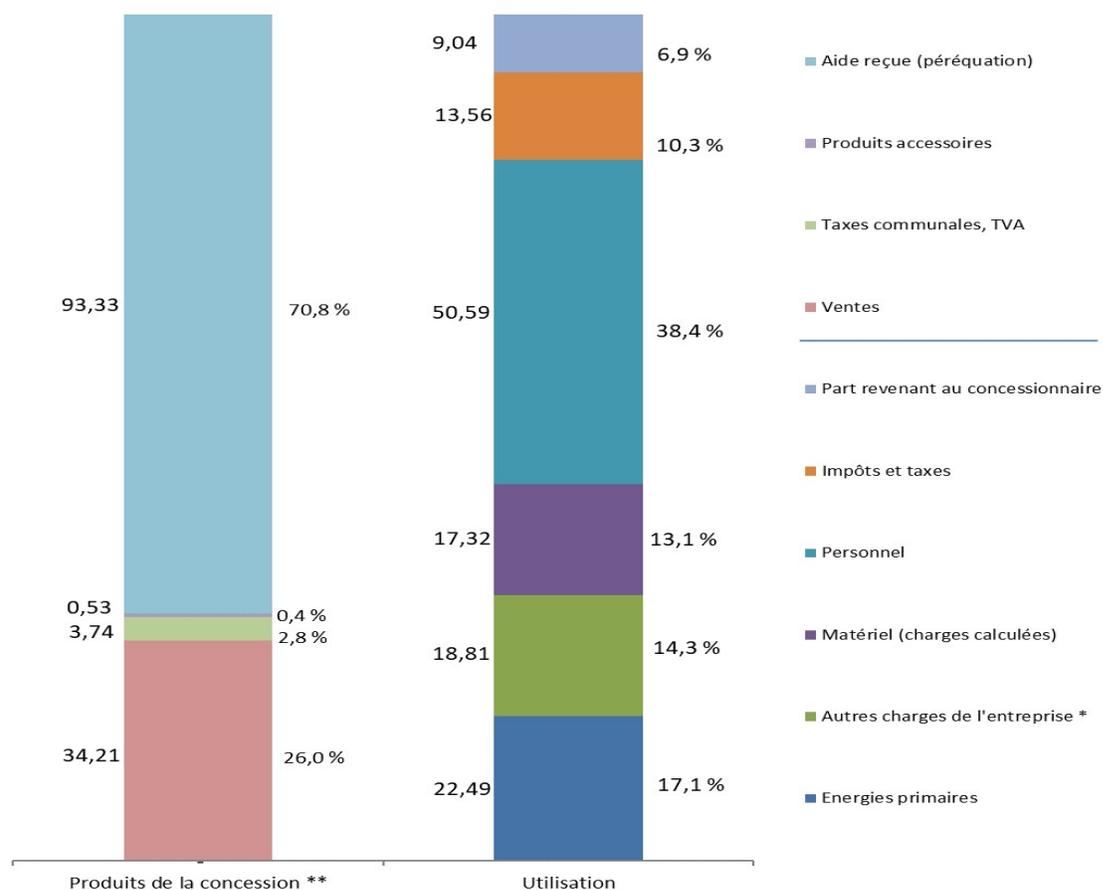
La forte augmentation du prix moyen de vente pour le client en moyenne tension est liée au fait que tout en maintenant sa puissance souscrite il a moins consommé sur 2021 et que proportionnellement la prime fixe est restée identique. Le prix moyen se trouve donc plus élevé qu'en 2020.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension est modifiée en raison de la baisse des consommations en moyenne tension, qui représentent désormais 3% des ventes globales (5% en 2020). Les volumes facturés en tarifs basse tension augmentent encore leur part en 2021 (97% par rapport à 95% en 2020).

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

2021 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

**Dont 37,95 F/KWh (29%) 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 2021, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Ua Huka, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/21, était de 8,8 Millions Fcp, ce qui représente 32,8% du chiffre d'affaires 2021, soit un délai de créances clients de 118 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Ua Huka, en moyenne 63 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 22,6% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Ua Huka, en moyenne 3 clients, soit 0,9% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2021, 435 Fcp ont été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Huka,

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	54 - UA HUKA			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2021 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	2	2 079	61 133	29,41
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	5	8 770	455 337	51,92
07 - USAGE PROFESSIONNEL	22	58 388	3 396 991	58,18
55 - TOUS USAGES MT	1	22 438	1 096 590	48,87
Total général	30	91 675	5 010 051	54,65

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT diminue de 2,1% en 2021 et s'établit à 5,0 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 30 compteurs.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Covid et confinement

La crise épidémique du COVID qui a frappé la Polynésie en 2020 s'est poursuivie en 2021, avec une nouvelle période de confinement, du 23 août au 9 octobre, due à l'introduction du variant DELTA.

Cette seconde période de confinement a été abordée à l'aune de l'expérience acquise en 2020, avec le maintien de l'ouverture des agences, en veillant à l'application stricte d'un protocole sanitaire pour les agents et les clients.

Les équipes ayant vécu le confinement de 2020 ont pu mettre à profit leur maîtrise des gestes barrières avec discours adapté auprès de la clientèle.

Le télétravail a été l'exception plutôt que la règle lors de ce second confinement, durant lequel les équipes techniques ont également pu poursuivre leurs missions sur le terrain, via l'adoption de rotations évitant la présence simultanée d'agents dans les locaux professionnels.

La gestion des règlements de facture n'a donné lieu à aucune problématique auprès des clients, celle-ci s'effectuant dans des conditions non dégradées.

EDT a renouvelé ses efforts auprès des Grands Comptes, plus affectés par la baisse de clientèle et de recettes, en leur proposant des solutions permettant d'éviter la cessation d'activité.

Activité- les faits marquants 2021

La crise sanitaire n'a pas empêché l'avancement des dossiers prioritaires afin d'améliorer le fonctionnement de la direction commerciale et/ou la qualité de service fournie aux clients.

Durant l'année 2021, les agents releveurs de Tahiti Nord et TSE sont passés du scooter à la voiture 4X4, en concordance avec les règles de sécurité du Groupe ENGIE au niveau mondial. Changement historique, cette évolution au nom de la sécurisation renforcée des agents a induit une redécoupe des tournées de relèves, et nécessité le renforcement de l'équipe de releveurs. Tous les agents releveurs ainsi que ceux des îles n'opèrent donc plus en véhicule 2 roues.



Le véhicule retenu, compact et tout-terrain, répond aux contraintes de stationnement et d'accès aux compteurs pour la relève des clients de l'île de Tahiti.

Les agents notent une amélioration de leurs conditions de travail (déplacement à l'abri des intempéries, risque lié aux animaux domestiques réduit, etc.)

La performance de relève a pu être maintenue avec une moyenne de 86% sur l'année 2021 (82,5% en 2019).

En février 2021, les agents commerciaux représentaient l'entreprise dans le cadre du Défi Familles organisé par la mairie de Punaauia, accompagnant 15 familles de la commune sur des objectifs incluant les « Économies d'eau et de la facture d'électricité ». Les agents se sont déplacés au domicile des familles participantes, afin d'expliquer in situ comment réaliser des économies d'énergie, et réduire leur facture. Cette action sociétale s'inscrit en parallèle d'autres actions menées tout au long de l'année par les agents commerciaux d'EDT. Ceux-ci pratiquent la pédagogie lors de réunions auprès de référents communaux, qui relaieront à leur tour les informations auprès de la population sur les économies d'énergie (Faa'a, Tairapu Ouest).

En parallèle une campagne de communication en français et tahitien pour les gestes à adopter pour faire des économies d'énergie et adopter l'auto-relève, a été lancée dans différents médias afin de toucher tous les Polynésiens (radio, web, réseaux sociaux et TV). Cette pédagogie est essentielle pour que chaque client puisse agir sur sa facture d'électricité et donc son budget.



En juin 2021, le bus Te Hono EDT- CPS a entamé ses rotations dans 9 communes de Tahiti : Punaauia, Paea, Mataiea, Papeari, Vairao, Hitia'a, Tiarei, Mahina, Arue. Fruit du partenariat entre EDT et la Caisse de Prévoyance Sociale de la Polynésie française, cette agence mobile propose les prestations fournies en agence aux clients. Une équipe de deux agents EDT et deux agents CPS anime ce bus, et en assure le déplacement entre chaque site. Le bus Te Hono est 100% électrique, et répond à une demande forte des élus municipaux, relayant les préoccupations de leurs administrés issus des quartiers prioritaires, pour qui un déplacement en agence peut représenter un montant aussi élevé que leur facture à régler.

La fréquentation pour EDT reste timide suite à des soucis techniques mais le bus reste un service de proximité très apprécié des clients EDT résidant dans les communes les plus éloignées.



En août 2021, tous les agents du front-office ont été formés à la gestion des arrondis, du fait de la mise en circulation de nouvelles pièces de monnaie au 1er septembre 2021.

En novembre 2021, la Cour d'appel de Papeete a prononcé la relaxe d'EDT et ses six agents qui étaient poursuivis pour homicide involontaire, à la suite de l'accident dramatique survenu en 2017, à l'issue duquel un jeune était décédé. Une confirmation du jugement de première instance, lequel avait reconnu qu'aucun lien de causalité ne pouvait être établi entre une négligence des agents releveurs de compteurs, et l'électrocution qui était due à la destruction volontaire et récente d'un disjoncteur. L'innocence d'EDT et ses six agents a été reconnue à nouveau.



Données commerciales en infographies (Chiffres au 31/12/2021) :

Le sens du service client Te tāvinira'a i te hōani

94 243
clients / Hōani



TAHITI 68 402
55 094 Tahiti Nord
Tahiti 'Apato'erau
13 308 TSE

ÎLES / MOTU 25 841

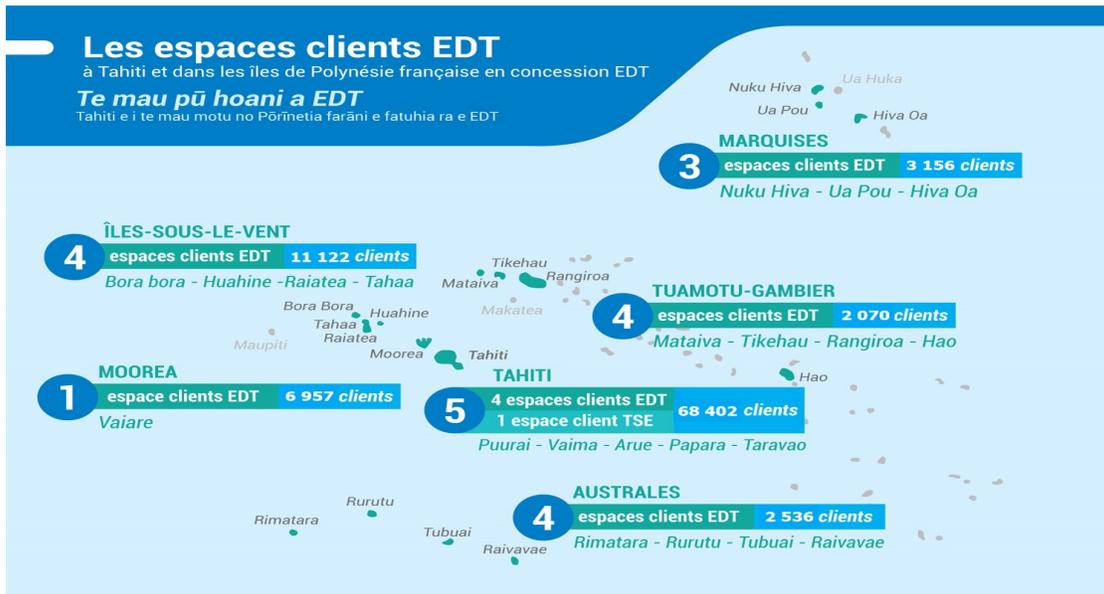
445 979 clients reçus
en agences
Hōani i fa'ari'ihia i te tahi
pū ravera'a 'ohipa

61 219 appels traités
à la plate-forme téléphonique
Anira'a na roto i te niuniu
i ha'apa'ohia

1 110 000 SMS
envoyés aux clients
Pāhonora'a na roto
i te poro'i SMS i te hōani

**Outils
digitaux**
Rāve'a
tārorouira

- **43 549** clients de l'agence en ligne edt.pf / Hōani i fa'a'ohipa i te tahua natirara
- **18 792** abonnés au Chatbot Mareva / Ta'ata tāpa'ohia i te 'apiuira 'Āpara'ura'a natirara
- **21 986** abonnés Facebook / Hōani Facebook
- **426 759** newsletters envoyées / Ratauira i ha'aponohia

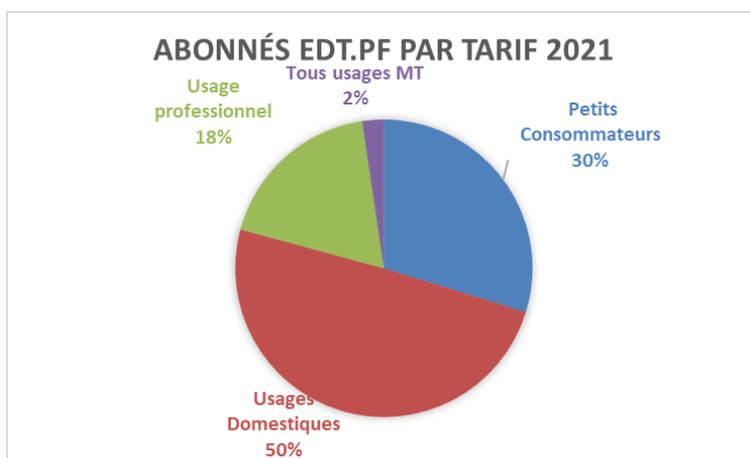


Le site client edt.pf

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	espace client edt.pf	%age clients connectés
Ua Huka	13	5%

Répartition des abonnés par tarif



La crise sanitaire mondiale, les dispositifs mis en place pour éviter tout rassemblement et contacts physiques ont conforté les utilisateurs dans leur usage des outils digitaux.

Un second confinement au mois d'août qui a duré un mois (23/08 au 20/09) n'a pas provoqué le même engouement pour le site edt.pf qu'en 2020 car les agences étaient toujours ouvertes. L'année 2020 ayant été exceptionnelle, le comparatif avec 2021 affiche une baisse des indicateurs, on note toutefois une progression dans l'année de +15% de création d'espaces clients.

L'intérêt pour les réseaux sociaux d'EDT a continué de progresser durant l'année ponctuée par des jeux qui plaisent beaucoup à la communauté FB.



Facebook +10%



Instagram +9%



LinkedIn +67%

edt.pf*

- 29% d'utilisateurs* *

- 48% création espaces client

+ 26% paiements en ligne

*comparatif 2020

**Utilisateurs ayant initié au moins une session

Les campagnes commerciales étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, auto-relève.

A noter une croissance des deux services majeurs du site que sont le paiement en ligne et l'auto-relève avec des progressions par rapport à 2020 qui était déjà une année exceptionnelle

FAITS MARQUANTS 2021



Février : Lancement d'une campagne de promotion de l'auto-relève durant toute l'année afin de faire la promotion du service comme un moyen de maîtriser sa consommation et également de récompenser les clients déjà utilisateurs du service.



Juin : Intégration d'une ligne éditoriale axée sur la sécurité et sur les économies d'énergie dans le compte Tik Tok d'EDT.



Septembre : Lancement d'une campagne de promotion du prélèvement automatique sur une durée de 3 mois, assortie d'un challenge commercial au sein des équipes.



Décembre : Jeu du calendrier de l'avent sur tout le mois de décembre avec un double objectif : apprendre aux clients les chiffres clés d'EDT (taux d'EnR, sécurité, services clients) tout en leur faisant gagner des cadeaux.

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 :

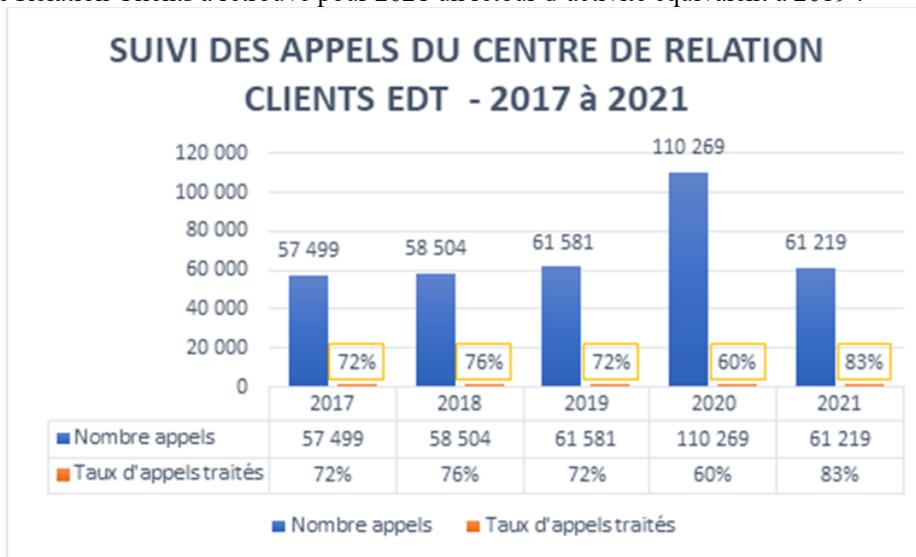
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l’espace paiement de l’agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d’appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

Pour 2021, l’enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT affiche un taux moyen de satisfaction de :

- ✓ 98% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, pour un taux d’appels traités de 83%
- ✓ 89% pour les clients ayant fait l’objet d’une intervention de notre service dépannage dont 94% satisfaits de l’intervention

Le Centre de Relation Clients a retrouvé pour 2021 un retour d’activité équivalent à 2019 :



	DEPANNAGE	ACCUEIL TEL	QUALITE	INTERVENTION
SATISFAIT		98%	84%	94%

L'information clients par SMS GRATUITS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, avec +1.1 millions de SMS aboutis en 2021 (+ 635 000 pour Tahiti - +475000 pour les îles).

Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 61% des clients EDT l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

Pour 2021, près de 58 000 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles

LIBELLE SMS	TAHITI	TSE	ILES
Montant Facture mensuelle	5 829	1 113	2 097
Avis passage releveur	3 654	744	2 079
Avis de coupure pour Travaux	5 222	1 109	2 066
Confirmation Coupure Travaux	5 214	924	1 722
Annulation Coupure Travaux	5 214	924	1 722
Auto-Relève	5 821	1 143	2 490
Relance	5 689	1 092	2 024
TOTAL GENERAL	36 643	7 049	14 200

Le système informatique de gestion de la clientèle

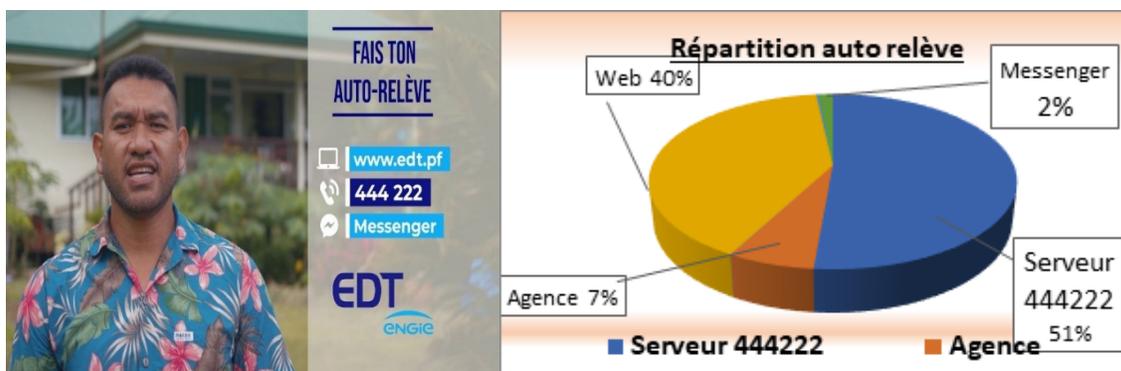
EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.

Le paramétrage des logiciels pour la gestion de l'arrondi et l'arrivée au 01/09/2021 des nouvelles pièces de monnaie.

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.

Calculer ma consommation

Particulier > Consulter mes factures > Calculer ma consommation



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...)

Actions à venir

L'ouverture d'une nouvelle agence au centre commercial Pacific Plaza Faa'a est prévue pour septembre 2022.

Elle renforcera la proximité de l'offre de services envers nos clients, et marquera une première implantation d'EDT dans un centre commercial offrant un flux large et constant de clientèle au quotidien.

Une fois ces nouveaux locaux utilisés, EDT libèrera ceux de l'agence commerciale de Puurai au siège d'EDT, où ne demeurera que le guichet drive-in.

Il sera possible aux clients TSE d'effectuer leurs opérations au sein de cette future agence du Pacific Plaza Faa'a comme dans tout le réseau d'agences d'EDT.

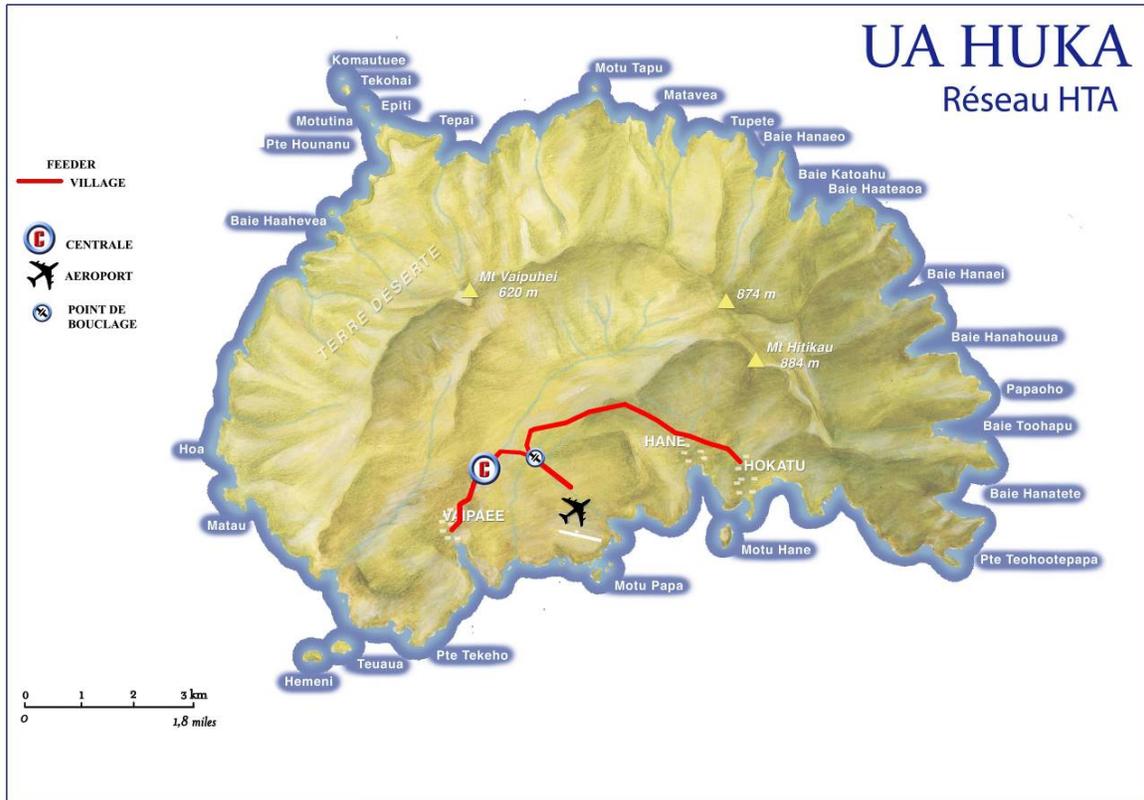
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Ua Huka
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité – Sécurité – Environnement
- 3.7 Travaux significatifs – Faits marquants
- 3.8 Unités d'œuvre 2021 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Ua Huka



3.1 - Autorisation d'exploitation

Faisant suite de la dépose du dossier ICPE à la DIREN, nous avons obtenu en février 2018 l'arrêté d'autorisation d'exploiter les équipements techniques de la centrale de UA HUKA référence :

Arrêté n° 1089 MCE/ENV du 6 février 2018

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

3.2 - Effectif de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2021.

Des renforts ont été réalisés ponctuellement en 2021 pour :

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

3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du groupe	Type de fonctionnement	P nominale (KVA)	P installée (KW)	P utile (KW)	Numéro d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2021	HDM au 1er Janvier 2022	Nbre heure de fonctionnement
G1 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	226	180	G325	07/09/2021		1 785	1 785
G2 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G180	18/04/2008	34203	35 241	1 038
G3 UA HUKA	CUMMINS	BASE	282	225	180	G315	13/09/2019	3806	9 173	5 367

Les valeurs de puissance nominale des groupes indiquées dans le tableau ci-dessus, sont celles pour un fonctionnement en mode continu ou « prime ».

3.4 - Données de production

La centrale thermique de Ua Huka a produit en valeur brute 773 620 kWh en 2021 contre 736 028 kWh en 2020.

Il y a eu 237 853 litres de gazole consommés en 2021 contre 240 171 litres en 2020,

De même, 729 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 617 litres en 2020.

La puissance de pointe appelée est de 139 kW pour 2021, sensiblement supérieur à la pointe de l'année 2020 qui était de 135 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 180 kW.

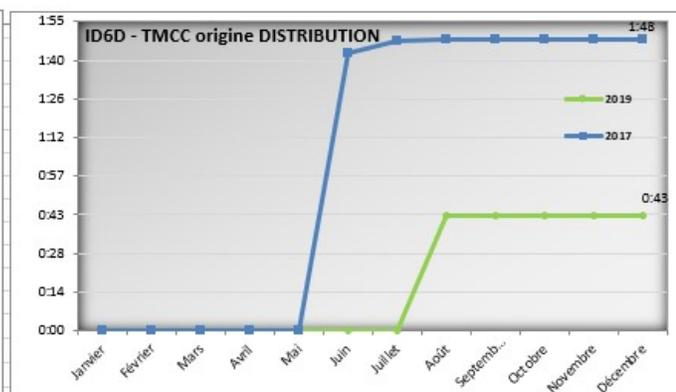
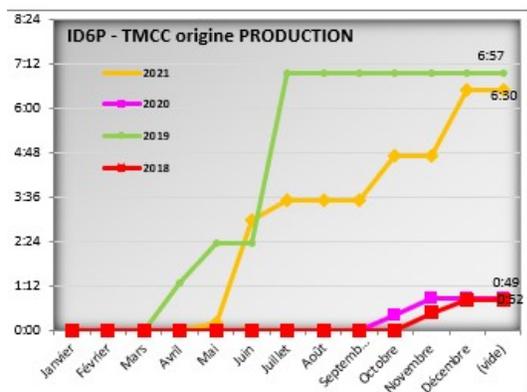
UA HUKA 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	64 357	63 277	21 183	329	25	131
Février	57 711	56 701	18 079	313	68	132
Mars	68 578	67 506	21 819	318	112	139
Avril	63 586	62 420	19 033	299	47	130
Mai	64 765	63 545	19 748	305	81	134
Juin	61 591	60 490	19 481	316	49	135
Juillet	60 794	59 969	18 758	309	54	128
Août	62 068	61 190	19 473	314	47	130
Septembre	63 758	62 812	19 424	305	49	130
Octobre	67 378	66 377	20 096	298	22	130
Novembre	66 373	65 375	20 029	302	113	130
Décembre	72 661	71 744	20 730	285	62	135
TOTAL	773 620	761 406	237 853	307	729	139

3.5 - Qualité de service

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

Le TMCC de Ua Huka est de 6h30 min en 2021, en augmentation par rapport à celui de 2020 qui était de 0h52 min. Cela est essentiellement dû à des incidents d'origine production sur le GE1 en fin de vie. Ce groupe a été remplacé en septembre 2021.

Au vu de l'année 2021 le temps moyen de coupure vu par le client est essentiellement d'origine production aucune coupure d'origine distribution n'a été faite.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Un exercice POI a été réalisé en juin 2021 avec la participation des agents communaux, d'un agent en renfort de NUKU HIVA et de ceux de UA HUKA.



Traitement des effluents :

Nous n'avons pas évacué d'huile de vidange sur TAHITI en 2021 par contre, en avril 2022, l'équivalent de 800 litres ont été rapatriés pour retraitement

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Les faits marquants sont répartis suivants les trois domaines d'activités :

Dans **le domaine production** :

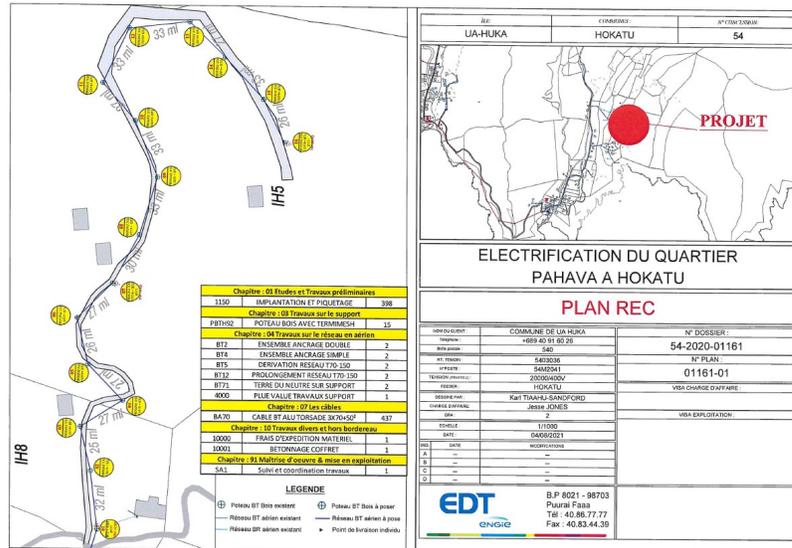
- 6 incidents d'origine production (05/05/21 GE1 sous-fréquence groupe, 27/06/21 GE1 Sous-fréquence Ge Déséquilibre fréquence Sous tension Ge, 30/06/21 GE3 Rupture courroie Roulement ventilo HS, 15/07/21 GE3 Niveau bas Go, 31/10/21 GE3 Déclenchement défaut ICC, 15/12/21 GE1 Rupture courroie Roulement ventilo et support HS.
- 14/07/21 Lancement des travaux de remplacement du GE1 par C250
- Semaine 40 réception de l'autorisation d'exploiter le GE1 C250 neuf
- Du 15/12/21 au 31/12/21 GE3 Indisponible en attente d'une carte de régulation de tension DM110, du support ventilo et de l'hélice

dans le **domaine de la distribution**

- 10 et 11/03/21 Visite réseau HT avec prise de photo par drone effectué par un prestataire Lionel GOUVERNEUR missionné par Yvon MARURAI



- 08/04/21 Coupure pour travaux de remplacement des ancrages suspendue sur nappe route au col de HOKATU
- 05/07/21 Piquetage d'extension BT PAHAVAVA avec Karl SANDFORD et début des travaux effectué par ETCLIPS



- 29/07/21 Coupure pour travaux de raccordement au réseau BT de l'extension PAHAVA

Fonctionnement de l'exploitation

- 17/01/21 Visite annuel de la nacelle par POLY DIESEL
- Le 13/06 au 18/06/21 exercice POI avec la participation de 4 agents de la commune, J. FONG, T.DUBOIS, M.PETERANO et R.TAMARII.



3.8 - Unités d'œuvre 2021 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	139
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	180
Puissance garantie en kW (PG2)	162
Nb de kWh vendus	670 867
Quantité en litre de combustible	237 853
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	761 406
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	1050
Nombre d'abonnés (BT et HT)	276

Détail du solaire par tarif

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

Répartition des longueurs Réseau à fin 2021

Concession	RESEAU HT				SEAU BT (sans branchemen			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-mar	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Ua Huka	7,62	4,19	-	11,81	12,38	1,28	13,67	20,00	5,47	25,48	78,5%	21,5%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

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

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Ua Huka, en 2021 :

- les imputations directes concernent 79 % du total des dépenses de la concession de Ua Huka. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 21 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

UA HUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	66%	13%	79%
Frais répartis sur la concession	11%	10%	21%
Total	77%	23%	100%

4.1.5) La non-compensation des produits et des charges

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

Ua Huka		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	16 895	-309 440
Production thermique - frais de siège*		452 324	
Production thermique - fonction support*		118 850	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	3 670	-5 953
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	2 648 214	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		36	
Distribution d'électricité - frais de siège*		259 116	
Distribution d'électricité - fonction support*		22 979	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	2 141	
Clientèle - frais de siège*		74 366	
Clientèle - fonction support*		22 439	
Total		3 621 030	-315 393

* 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

La seule modification en 2021 sur les clés de répartition concerne la Direction Commerciale.

En effet, la liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la Direction Commerciale. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées.

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	54
	Mise à disposition personnel	124 497
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	815 728
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	229 159
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	148 846

Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	542 931
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	616 460

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3- ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- convient d'un niveau de rémunération temporaire et 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
- confie à la Commission de Régulation de l'Énergie « CRE » de métropole, une mission de conciliation sur le « juste » niveau de rémunération des concessions d'EDT.

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 91 % 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 9 % 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
 - du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.

- 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, depuis l'avenant 18b, pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturé aux clients et le revenu Autorisé de la 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 1,543% (- 0,457 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,827 % (-0,457 % + 1 % + 1,284 % surperformance financière)

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

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

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

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

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

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

➤ **Principes de répartition des coûts indirects**

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

4.2.1 Les frais de siège :

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

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation sur la base des temps passés pour la main d'œuvre et d'une refacturation au franc le franc pour les charges engagées pour compte.
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.
La quote-part revenant à chaque concession est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes.

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

4.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3 Les coûts de production :

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

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

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

Pour Taputapuata 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.
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés
- Le service animation & réseaux proximité : au prorata du nombre d'abonnés (jusqu'à Juin 2021).

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 2021
Ua huka**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Ua huka en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	1 324,0	1 116,1			5,7	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	390,7	388,8	8,7	-0,1	8,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 088,8	24,4
Clientèle îles	44,1	44,1	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés îles	25 841	276
Travaux réseau	83,4	83,4	0,4	0,1	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	95,5	0,4
Service Grand compte	41,4	36,9	0,3	0,0	0,3	Contrats grands comptes	5 333	42
Marketing & E-services	70,8	60,8	0,2	0,0	0,2	Nombre d'abonnés	80 935	276
Animation & réseaux proximité	16,5	14,2	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	80 935	276
Comptabilité client et recouvrement	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	80 935	276
Magasins	-11,8	-11,2	0,0	0,0	0,0	Sorties de stock valorisées	1 227 096	2 248
Total support externe					10,1			
Support interne de l'île					9,9			
Total Support					20,0			

(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 Commerciale en juillet 2021, le service Animation & réseaux proximité a été supprimé. Le coût de support du service Animation & réseaux proximité figurant dans le tableau ci-dessus correspond donc à la période Janvier à Juin 2021.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Ua Huka	
	2021	2020
Immobilisations concédées *	238 065 855	235 694 596
- Production	97 010 942	95 732 401
- Distribution	141 054 913	139 962 195
Immobilisations privées	22 657 603	22 775 728
Immobilisations en-cours	4 066 899	13 941 228
- Production	0	9 892 128
- Distribution	17 799	0
- Privées	4 049 100	4 049 100
Total immobilisations brutes	264 790 357	272 411 552
Amortissements et provisions **	-145 657 933	-143 208 622
- Production	-42 722 764	-46 920 896
- Distribution	-80 493 076	-73 913 041
- Privés	-22 442 093	-22 374 685
Immobilisations nettes	119 132 424	129 202 930
Stock	18 663 029	13 008 365
Créances clients	8 781 930	4 098 215
Autres créances	723 174	1 483 508
Provisions pour dépréciation	-1 187 006	-833 645
Stock et créances nets	26 981 127	17 756 442
TOTAL ACTIF	146 113 551	146 959 372

* Immobilisations concédées

	2020	2021
Production		
Concessionnaire	79 776 655	81 055 196
Total concessionnaire	79 776 655	81 055 196
Total Tiers et concédant	15 955 746	15 955 746
Total au bilan	95 732 401	97 010 942

** Amortissements et provisions

	2020	2021
Production		
Concessionnaire	-37 613 375	-32 750 421
Total concessionnaire	-37 613 375	-32 750 421
Tiers et concédant	-9 307 521	-9 972 343
Total au bilan	-46 920 896	-42 722 764

Distribution

	2020	2021
Concessionnaire	128 910 642	129 016 588
Total concessionnaire	128 910 642	129 016 588
Tiers et concédant	11 051 553	12 038 325
Total au bilan	139 962 195	141 054 913

Distribution

	2020	2021
Concessionnaire	-67 091 945	-73 281 761
Total concessionnaire	-67 091 945	-73 281 761
Tiers et concédant	-6 821 096	-7 211 315
Total au bilan	-73 913 041	-80 493 076

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	Ua Huka	
	2021	2020
Résultat	7 960 228	9 860 375
Capitaux propres	7 960 228	9 860 375
Droits des tiers et concédant apports gratuit	10 810 413	10 878 682
- Production	5 983 403	6 648 225
- Distribution	4 827 010	4 230 457
Droits du concédant exigible en nature	10 810 413	10 878 682
Autres provisions	3 483 891	3 014 876
- PIDR	3 483 891	2 740 765
- Autres provisions	0	274 112
Provision pour risques et charges	3 483 891	3 014 876
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	46 175 325	49 100 032
Clients - avances sur consommation	693 067	612 521
Fournisseurs	7 740 523	7 494 159
Dettes fiscales et sociales	5 688 988	5 905 853
Passif de renouvellement	60 152 889	60 092 872
- Production	39 983 212	39 971 091
- Distribution	20 169 677	20 121 781
Produits constatés d'avance	3 408 226	0
Emprunts et dettes	77 683 694	74 105 406
TOTAL PASSIF	146 113 551	146 959 372

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

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Ua huka 2020			Ua huka 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	49 598 288		49 598 288	49 755 917		49 755 917
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	292,00		292	292,00		292
	- Forfait FP1	169 857		169 857	171 063		171 063
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-29 861 154	-49 494	-29 910 648	-37 464 966	54 177	-37 410 789
	par UO : Puissance maximale majorée	-102 264		-102 434	-128 305		-128 119
	- Maintenance	-11 265 885		-11 265 885	-14 539 507		-14 539 507
	- AC	-89 998		-89 998	-167 677		-167 677
	- ACE	-804 525		-804 525	-1 296 086		-1 296 086
	- MO	-10 371 362		-10 371 362	-13 075 744		-13 075 744
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-864 523		-864 523	-522 714		-522 714
	- AC						
	- ACE	-85 757		-85 757	-110 592		-110 592
- MO				-65 736		-65 736	
- AUTRES	-778 766		-778 766	-346 386		-346 386	
- Amortissement des actifs de concession	-5 241 214		-5 241 214	-5 379 318		-5 379 318	
- Dotation amortissement biens au bilan	-4 216 328		-4 216 328	-5 367 197		-5 367 197	
- Dotation / reprise de lissage	-1 024 886		-1 024 886	-12 121		-12 121	
- Quote part des activités support affectées	-12 489 532	-49 494	-12 539 026	-17 023 427	54 177	-16 969 250	
- Fonctions supports	-9 415 018		-9 415 018	-13 735 265		-13 735 265	
- Frais de siège	-3 074 514	-49 494	-3 124 008	-3 288 162	54 177	-3 233 985	
P2	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	6 236 129		6 236 129	6 104 630		6 104 630
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	738 783		738 783	723 980		723 980
	- Forfait FP2	8,441		8,441	8,465		8,465
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-395 877	-428	-396 305	-1 162 841	352	-1 162 489
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-0,536		-0,536	-1,606		-1,606
	- Maintenance	-234 139		-234 139	-979 266		-979 266
	- AC	-91 697		-91 697	-540 217		-540 217
	- ACE				-320 073		-320 073
	- MO	-142 442		-142 442	-118 976		-118 976
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-161 738	-428	-162 166	-183 575	352	-183 223
	- Fonctions supports	-135 164		-135 164	-162 233		-162 233
- Frais de siège	-26 574	-428	-27 002	-21 342	352	-20 990	
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	16 321 199		16 321 199	15 029 909		15 029 909
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	22,09		22,09	20,76		20,76
	- Consommations	-16 321 199		-16 321 199	-15 088 656		-15 088 656
	- Gasoil	-16 150 426		-16 150 426	-14 894 605		-14 894 605
- Huile	-170 773		-170 773	-194 051		-194 051	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	9 892 128		9 892 128	1 616 564		1 616 564
	- Coûts directs	-9 892 128		-9 892 128	-1 615 056		-1 615 056
	- AC	-9 561 498		-9 561 498	-6 440		-6 440
- ACE	-330 630		-330 630	-1 583 925		-1 583 925	
- MO				-24 691		-24 691	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées				-11 993		-11 993	
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS	82 047 744		82 047 744	72 507 021		72 507 021	
MARGE AVANT IS	25 577 386	-49 922	25 527 464	17 163 509	54 529	17 218 038	
- I.S.	-11 965 853	23 355	-11 942 498	-7 483 169	-23 774	-7 506 943	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
MARGE NETTE CONCESSION	13 611 532	-26 567	13 584 966	9 680 340	30 755	9 711 094	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	11 569 803	-22 582	11 547 221	8 228 289	26 141	8 254 430	
En % des produits	-14%		-14%	-11%		-11%	

		Ua huka 2020			Ua huka 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	10 487 360		10 487 360	12 050 567		12 050 567
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	22		22	25		25
	- Forfait FD2	-474 477		-474 477	-475 556		-475 556
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-13 587 648	-33 651	-13 621 299	-10 610 929	30 490	-10 580 439
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-614 742		-616 265	-417 113		-415 914
	- Maintenance	-2 713 455		-2 713 455	-1 356 105		-1 356 105
	- AC	-159 024		-159 024	-20 293		-20 293
	- ACE	-580 851		-580 851	-359 023		-359 023
	- MO	-1 973 580		-1 973 580	-976 789		-976 789
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-62 195		-62 195	-121 493		-121 493
	- AC	-7 769		-7 769			
	- ACE	-118 544		-118 544	-119 246		-119 246
	- MO	-63 784		-63 784			
	- AUTRES	127 902		127 902	-2 247		-2 247
- Amortissement des actifs de concession	-6 822 288		-6 822 288	-6 237 712		-6 237 712	
- Dotation amortissement biens au bilan	-6 174 938		-6 174 938	-6 189 816		-6 189 816	
- Dotation / reprise de lissage	-647 350		-647 350	-47 896		-47 896	
- Quote part des activités support affectées	-3 989 710	-33 651	-4 023 361	-2 895 619	30 490	-2 865 129	
- Fonctions supports	-1 899 319		-1 899 319	-1 045 084		-1 045 084	
- Frais de siège	-2 090 391	-33 651	-2 124 042	-1 850 535	30 490	-1 820 045	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	591 675		591 675	630 499		630 499
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	6 523 604		6 523 604	1 174 055		1 174 055
	- Coûts directs	-5 003 062		-5 003 062	-231 548		-231 548
	- AC	30 927		30 927	-1 508 744		-1 508 744
	- ACE	-122 634		-122 634	-1 162 889		-1 162 889
	- MO	-393 484		-393 484	-203 628		-203 628
	- AUTRES	-4 517 871		-4 517 871	2 643 713		2 643 713
	- Quote part des activités support affectées	-528 874	-1 674	-530 548	-281 292	752	-280 540
	- Fonctions supports	-424 884		-424 884	-235 644		-235 644
	- Frais de siège	-103 990	-1 674	-105 664	-45 648	752	-44 896
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	8 144 553		8 144 553	123 745		123 745
	- Coûts directs	-8 065 301		-8 065 301	-85 613		-85 613
	- AC	-2 847 755		-2 847 755	-60 186		-60 186
	- ACE	-4 840 710		-4 840 710			
	- MO	-376 836		-376 836	-25 427		-25 427
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-161 787		-161 787	-37 187		-37 187	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	25 747 192		25 747 192	13 978 866		13 978 866	
MARGE AVANT IS	-1 599 479	-35 326	-1 634 805	2 732 297	31 242	2 763 539	
- I.S.	748 284	16 526	764 810	-1 191 262	-13 621	-1 204 884	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
MARGE NETTE CONCESSION	-851 196	-18 799	-869 995	1 541 035	17 621	1 558 656	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-723 517	-15 979	-739 496	1 309 880	14 978	1 324 857	
En % des produits	3%		3%	-9%		-9%	

		Ua huka 2020			Ua huka 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	72 155 616		72 155 616	70 890 457		70 890 457
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	72 155 616		72 155 616	70 890 457		70 890 457
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA) - Achat d'électricité d'origine solaire (RA) - Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*) - Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
COUTS D'ACHAT	COUTS D'ACHAT	-72 155 616		-72 155 616	-70 890 457		-70 890 457
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-72 155 616		-72 155 616	-70 890 457		-70 890 457
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**) - Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP - Achat d'électricité d'origine solaire (**)						
GESTION ADMINISTRATIVE	GESTION ADMINISTRATIVE						
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
ETUDES & RACCORDEMENTS	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- MO						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	1 297 327		1 297 327	1 347 609		1 347 609
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	257		257	266		266
	- Forfait FC	-5 047,96		-5 048	-5 086,00		-5 086
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	230 411		230 411	356 795		356 795
	- Frais de relance	204 470		204 470	330 216		330 216
	- Frais de perception de taxe	25 941		25 941	26 579		26 579
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-7 042 270	-9 253	-7 051 523	-8 177 836	8 829	-8 169 007
	par UO : Nombre d'abonnés	-27 402		-27 438	-30 744		-30 711
	- Affranchissements	-253 565		-253 565	-325 982		-325 982
	- Fonctionnement	-2 817 261		-2 817 261	-2 628 762		-2 628 762
	- AC	-30 164		-30 164	-70 310		-70 310
	- ACE	-20 360		-20 360	-18 100		-18 100
	- MO	-2 581 754		-2 581 754	-2 478 059		-2 478 059
- AUTRES	-184 983		-184 983	-62 293		-62 293	
- Quote part des activités support affectées	-3 971 444	-9 253	-3 980 697	-5 223 092	8 829	-5 214 263	
- Fonctions supports	-3 396 683		-3 396 683	-4 687 264		-4 687 264	
- Frais de siège	-574 761	-9 253	-584 014	-535 828	8 829	-526 999	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	12 000		12 000	180 000		180 000
	- Frais de coupure	12 000		12 000	180 000		180 000
	- Coûts directs				-37 043		-37 043
	- AC						
	- ACE						
	- MO				-37 043		-37 043
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées				-62 749	136	-62 613	
- Fonctions supports				-54 477		-54 477	
- Frais de siège				-8 272	136	-8 136	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	73 695 354		73 695 354	72 774 860		72 774 860	
MARGE AVANT IS	-5 502 532	-9 253	-5 511 785	-6 393 224	8 965	-6 384 259	
- I.S.	2 574 246	4 329	2 578 575	2 787 401	-3 909	2 783 492	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
MARGE NETTE CONCESSION	-2 928 286	-4 924	-2 933 210	-3 605 823	5 056	-3 600 767	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-2 489 043	-4 185	-2 493 228	-3 064 950	4 298	-3 060 652	
En % des produits	3%		3%	4%		4%	

		Ua huka 2020			Ua huka 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2019						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	147 725		147 725	519 335		519 335
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution							
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
RESULTAT FINANCIER							
PRODUIT AUTORISE		645 700		645 700	754 664		754 664
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		-645 700		-645 700	-757 614		-757 614
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière							
MARGE AVANT IS					-2 950		-2 950
TOTAL CONCESSION							
TOTAL DES PRODUITS (*)		110 128 099		110 128 099	89 644 290		89 644 290
TOTAL DES CHARGES (*)		-91 505 000	-94 500	-91 599 500	-75 625 323	94 736	-75 530 587
MARGE AVANT IS		18 623 099	-94 500	18 528 599	14 018 967	94 736	14 113 703
- I.S.		-8 712 433	44 210	-8 668 224	-6 112 171	-41 304	-6 153 475
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
MARGE NETTE CONCESSION		9 910 666	-50 290	9 860 376	7 906 796	53 432	7 960 228
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		8 424 066	-42 747	8 381 319	6 720 777	45 417	6 766 194
En % des produits		-7,6%		-7,6%	-7,5%		-7,5%

(*) : 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

+ 0.1 MF lié à une provision pour risque (en frais de siège)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2020 et 2021 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : - 20 MF

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Revenu Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés. Ce poste augmente de + 1 MF.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 21 MF sont :

- **Production : - 8 MF**
 - - 8 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 8 MF au titre du renouvellement du groupe 1 en 2021
- **Distribution : - 13 MF**
 - - 8 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 8 MF au titre du renouvellement du réseau HTA et BT en 2020
 - - 5 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 3 MF au titre des extensions réseaux
 - - 2 MF au titre de travaux divers

Commentaires sur la variation des charges : - 16 MF

- **Production : – 1 MF**
 - – 8 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 8 MF au titre du renouvellement du groupe 1 en 2021
 - – 1 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - + 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 7 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la centrale dont :
 - + 4 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - + 3 MF sur la maintenance de la centrale

- **Distribution : - 16 MF**
 - – 8 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 8 MF au titre du renouvellement du réseau HTA et BT en 2020
 - – 5 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 3 MF au titre des extensions réseaux
 - - 2 MF au titre de travaux divers
 - – 3 MF au titre de la gestion du réseau dont :
 - - 1 MF au titre de la maintenance du réseau
 - - 1 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - - 1 MF au titre des charges calculées

- **Fourniture : + 1 MF**
 - + 1 MF sur les fonctions support

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : - 4 MF

La marge récurrente a été impactée par :

- Une hausse de 1 MF sur le revenu autorisé.
- Une baisse de 1 MF au titre des matières consommées.
- Une hausse de 8 MF sur la maintenance et fonctionnement de la Production.
- Une baisse de 2 MF sur la maintenance et fonctionnement de la Distribution.
- Une hausse de 1 MF sur les coûts de fonctionnement Clientèle
- Une baisse de 1 MF sur les charges calculées

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit 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.

Ce nouveau mode de rémunération n'a cependant été rendu applicable qu'à partir de l'exercice 2020 avec la signature de l'avenant 18b au contrat de concession lequel introduisait également un mécanisme de plafonnement du résultat global des concessions gérées par EDT, hors activités annexes et produits accessoires.

4.4.0 Plafonnement des résultats

Le mécanisme de plafonnement est décrit à l'article 2.5 de l'avenant 18b du 20 juillet 2020 :

« En l'attente de l'application des recommandations de la CRE prévues à l'article 6 du présent avenant, il est instauré un mécanisme temporaire de plafonnement du résultat des concessions du Périmètre du Concessionnaire.

Pour ce faire, le Revenu Autorisé prévisionnel du Concessionnaire est calculé en prenant comme hypothèse de calcul un résultat net après impôt du Périmètre du Concessionnaire. Ce « Résultat de Référence » est établi à hauteur de 720 000 000 FCFP (sept cent vingt millions de francs CFP), dans les conditions définies à l'annexe 2.

Les éventuels résultats qui excéderaient ce Résultat de Référence seront traités comme suit :

- Dans la limite de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) de dépassement du Résultat de Référence, 50% de ce dépassement sont conservés par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, les autres 50% étant déduits du « RA » de l'année suivante ;
- Au-delà d'un dépassement de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) du Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du « RA » de l'année suivante ; Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du « RA » de l'année suivante au prorata des « RA » de chaque concession. »

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

Le résultat excédentaire (retraité avant impôt) est décomposé entre la part conservée par l'entreprise au titre de l'intéressement à la performance et la part à restituer aux clients au titre du plafonnement des résultats.

Ces deux quotes-parts sont réparties par concession au prorata des RA de chaque concession de l'exercice considéré.

Celle conservée par l'entreprise est laissée dans les comptes de la concession.

Celle à restituer aux clients est comptabilisée en « produit constaté d'avance » plafonnant de la sorte les résultats de la concession de l'exercice considéré.

En matière de trésorerie, cette quote-part déduite du « RA » de l'année suivante diminuant d'autant les sommes à facturer aux clients.

L'extourne en N+1 des produits constatés d'avance neutralise en résultat l'impact de la réduction du RA de l'exercice N+1.

Calcul du plafonnement 2021

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 1.422.352.260 F CFP avant IS dont 73.685.815 F CFP conservés par l'entreprise et 73.685.815 F CFP à restituer aux clients.

En raison d'un RA de la concession représentant 0,45% du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 334.436 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 334.436 F CFP

4.4.1) Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de trois éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE), les « Coûts d'Energie » (CE) et le « Plafonnement N-1 ».

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE & - & \text{Plafonnement N-1} \\ \mathbf{85.897.067} & = & \mathbf{70.808.411} & + & \mathbf{15.088.656} & - & \mathbf{0} \end{array}$$

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	292	292		169 857	171 063	0,7%	49 598 290	49 950 396	0,7%
Nb de kWh produits	738 783	723 980	-2,0%	8,441	8,465	0,3%	6 236 127	6 128 491	-1,7%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	22,103	25,439	15,1%	474 477	475 556	0,2%	10 487 360	12 097 669	15,4%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	257	266	3,5%	5 048	5 086	0,8%	1 297 325	1 352 876	4,3%
RE - "Forfaits"							67 619 102	69 529 432	2,8%
Résultat financier							645 697	757 614	17,3%
Partage des gains de rendement							147 725	521 365	
RE (Revenu de l'exploitation)							68 412 524	70 808 411	3,5%

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2020			2021		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	240 171	67,25	16 150 426	237 853	62,62	14 894 605
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	617	276,78	170 773	729	266,19	194 051
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	-	-	-	-	-	-
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				16 321 199			15 088 656

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 01/2021	52,818	Arrêté 2465 CM 17 décembre 2020
Acpt 02/2021	56,403	Arrêté 73 CM 28 janvier 2021 modifié par arrêté 97 du 1er février 2021
Acpt 03/2021	59,579	Arrêté 199 CM 24 février 2021
Acpt 04/2021	64,392	Arrêté 452 CM 26 mars 2021
Acpt 05/2021	66,808	Arrêté 618 CM 20 avril 2021
Acpt 06/2021	66,222	Arrêté 900 CM 20 mai 2021
Acpt 07/2021	68,328	Arrêté 1154 CM 24 juin 2021
Acpt 08/2021	76,377	Arrêté 1868 CM 30 août 2021
Acpt 10/2021	71,63	Arrêté 2137 CM 22 septembre 2021
Acpt 11/2021	71,63	Arrêté 2308 CM 21 octobre 2021
Acpt 12/2021	84,916	Arrêté 2637 CM 1er décembre 2021

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

Depuis la signature de l'avenant 18 b les produits acquis au concessionnaire en raison de la vente d'énergie correspondent au Revenu Autorisé de l'exercice, comptablement ils sont constitués par le chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et par une écriture de régularisation (produits constatés d'avance ou facture à établir pour la différence).

Ces écritures de régularisation sont globalisées au niveau de l'ensemble des concessions gérées par EDT et constituent soit une dette envers les clients lorsque le CA facturé est supérieur au Revenu Autorisé, soit une créance sur les clients dans le cas inverse.

Lorsque le résultat des concessions considérées dépasse le plafond fixé à l'avenant 18b, le concessionnaire réduit ses produits comptabilisés par le biais d'une écriture de « produits constatés d'avance ». Cette écriture est extournée l'exercice suivant, de sorte à ce que ses « Produits autorisés » soient égaux au RA de l'exercice réduit du dépassement de plafond.

Exercice	Dépassement plafond	RA (A)		écritures comptables (B)		A+B Produits autorisés
		RA hors plafond	Déduction plafond N-1	PCA plafond N	Extourne PCA plafond N-1	
N	50	1000	n/a	-50	n/a	950
N+1	80	1010	-50	-80	50	930
N+2	0	1020	-80	0	80	1020

Pour assurer une bonne transparence des comptes, cette réduction de produit est répartie par concession et processus dans les comptes des délégations.

L'impact sur les produits comptabilisés de la concession est :

	Revenu autorisé (A)	Plafonnement (B)	Produit autorisé (A)+(B)
Activité de production	56 078 887	-218 340	55 860 547
Activité de dispatching			0
Activité de distribution	12 097 669	-47 102	12 050 567
Activité de fourniture	1 352 876	-5 267	1 347 609
Résultat financier	757 614	-2 950	754 664
Partage des gains de rendement	521 365	-2 030	519 335
Sous total (1)	70 808 411	-275 689	70 532 722
Carburant : GO	14 894 605	-57 991	14 836 614
Carburant : Fuel			0
Urée			0
Huiles	194 051	-756	193 295
Energie achetée Hydro	0		0
Energie achetée Solaire	0	0	0
Prod ENR EDT	0	0	0
Transport			0
Sous total (2)	15 088 656	-58 747	15 029 909
Total (1)+(2)	85 897 067	-334 436	85 562 631

		Ua Huka						
		2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	22 952 193	22 099 708	23 210 680	22 020 575	20 911 901	20 930 086	21 682 734
Péréquation	B	n/a	n/a	63 419 252	55 923 443	59 491 782	n/a	64 254 101
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	86 629 932	77 944 018	80 403 683	n/a	85 936 835
Ecart RA/CA		62 944 874	62 634 015	n/a	n/a	3 673 820	61 339 757	n/a
Revenu autorisé		85 897 067	84 733 723	88 369 152	85 288 264	84 077 502	82 269 843	85 936 835
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	-3 673 820	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	2 371 716	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA		-334 436						
Produits comptabilisés		85 562 631	84 733 723	86 629 932	77 944 018	82 775 399	82 269 843	85 936 835

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément aux l'avenant 17b et 18b est détaillé au § 4.4.1

4.4.3) Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2021	Réalisé 2020
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	670 867	645 727
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	86,7%	87,7%
Production Photovoltaïque		
Production Total EnR		
Production brute thermique à produire	773 620	736 028
Production Nette thermique à produire	761 406	723 980
Total production (EDT et Autres)	773 620	736 028
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,307	0,326
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	38 589	36 510
Achat Matière première	235 600	242 250
Stock Final	36 336	38 589
Consommation Matière 1ère	237 853	240 171
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,307	0,326
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	62,62 F	67,25 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 de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	266,19 F	276,78 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	1 943 535	2 748 696
Achat Matière première	15 957 712	15 345 265
Stock Final	3 006 642	1 943 535
Consommation Matière 1ère	14 894 605	16 150 426
Huile	194 051	170 773
(CUHPF) Combustible urée, huiles...	15 088 656	16 321 199
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF		
(CE) TOTAL achat de matières premières	15 088 656	16 321 199

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

	2020	Acquisition	Cession	Total bilan 2021
Production	95 732 401	11 508 692 (1)	-10 230 151 (2)	97 010 942
Distribution	139 962 195	1 119 202 (3)	-26 484 (4)	141 054 913
Total	235 694 596	12 627 894	-10 256 635	238 065 855

Détail Production :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
G54200	TRAVAUX GROUPE CUMMINS C250	11 508 692	12%	1 381 043	10 127 649
(1)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION UA HUKA	11 508 692		1 381 043	10 127 649
	SORTIE GROUPE	(10 230 151)			
(2)	TOTAL CESSION PRODUCTION UA HUKA	(10 230 151)			

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
CP 2021	BRCHT/COMPTAGES UA HUKA CP 2021	105 946	69%	73 324	32 622
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	105 946		73 324	32 622
BRT12/20	COMPTAGE TIERS UAH 2021 FINANCEMENT UA HUKA	1 013 256	100%	1 013 256	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA	1 013 256		1 013 256	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION UA HUKA	1 119 202		1 086 580	32 622
	COMPTAGES UA HUKA	(26 484)			
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA	(26 484)			
(4)	TOTAL CESSION DISTRIBUTION UA HUKA	(26 484)			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0.02 MF contre 9.8 MF fin 2020 soit une diminution de 9.78 MF.

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

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
BATIMENT UA HUKA		01/01/2000	35	0	0	0	0	0
APPORT CONCEDANT UA HUKA		01/01/2007	24	0	15 955 746	0	9 977 806	5 977 940
REAMENAG BAT CENTRALE		01/03/2009	26	6 491 218	0	3 227 725	0	3 263 493
ARMOIRE SECURITE UA HUKA		01/08/2013	21	395 848	0	155 712	0	240 136
MOTEUR FG WILSON P250 UAH		01/01/2017	7	4 896 096	0	3 497 211	0	1 398 885
MOTEUR CUMMINS C250 UAHUK		16/09/2019	7	6 290 746	0	2 060 804	0	4 229 942
ALTERNAT FG WILS P250 UAH		18/04/2008	7	1 657 889	0	1 657 889	0	0
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH		16/09/2019	7	2 022 026	0	662 401	0	1 359 625
ACCESSOIRE WILS P250 UAHU		18/04/2008	7	4 859 939	0	4 859 939	0	0
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU		16/09/2019	7	2 920 703	0	956 802	0	1 963 901
FILIERE UA HUKA		01/01/2002	25	0	0	0	0	0
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL		01/08/2013	21	13 110 153	0	5 157 059	0	7 953 094
F&P SONDE CUVE GO UA HUKA		01/05/2016	19	401 124	0	121 911	0	279 213
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM		01/03/2009	25	13 546 582	0	6 959 603	0	6 586 979
FOURN BLOC 24V POUR ALIM		01/02/2015	20	160 954	0	55 924	0	105 030
ISNTAL COFFRET COMPTAGE		01/04/2015	20	2 413 318	0	825 558	0	1 587 760
AIR DEPOTAGE UA HUKA		01/04/2007	25	6 054 335	0	3 574 877	0	2 479 458
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA		18/04/2008	25	602 000	0	330 193	0	271 807
SYST EXTINC INCENDIE HUKA		01/01/2011	24	3 468 573	0	1 590 555	0	1 878 018
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES		01/10/2015	19	255 000	0	82 856	0	172 144
MOTEUR CUMMINS C250D6 UAH		30/07/2021	7	4 603 477	0	277 470	0	4 326 007
ALTERNAT CUMMINS C250 UAH		30/07/2021	7	3 452 608	0	208 102	0	3 244 506
ACCESSOIRE CUMM C250 UAHU		30/07/2021	7	3 452 607	0	208 102	0	3 244 505
TOTAL PRODUCTION UA HUKA				81 055 196	15 955 746	36 470 695	9 977 806	50 562 442
TRANSFO UA HUKA 2003	2003	01/01/2003	25	227 161	0	172 742	0	54 419
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	51907	01/07/2005	25	633 142	0	418 186	0	214 956
POSTE CP UA HUKA 20070	CP	01/07/2007	25	1 518 215	0	881 313	0	636 902
TRANSFO VAIPAE UA HUKA	645490	23/07/2008	25	1 065 000	0	572 941	0	492 059
MEP COFFRET RELESTAGE DP	212830	01/01/2013	25	498 156	0	179 391	0	318 765
MEP COFFRET RELESTAGE DP	212830	01/01/2013	25	498 156	0	179 391	0	318 765
MEP COFFRET RELESTAGE DP	212830	01/01/2013	25	498 156	0	179 391	0	318 765

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO SOCLE UA HUKA	225780	01/01/2013	25	1 855 951	0	668 346	0	1 187 605
POSTE UA HUKA 2000	2000	01/01/2000	25	5 062 637	0	4 457 895	0	604 742
RENV 2 IACM PAR 2 IAM UA	601310	01/10/2017	15	4 823 956	0	1 367 448	0	3 456 508
RES.AERIEN UA HUKA 2002	2002	01/01/2002	25	2 671 684	0	2 138 518	0	533 166
RES.AERIEN UA HUKA 2003	2003	01/01/2003	25	30 999	0	23 573	0	7 426
RESEAUX UA HUKA 2003	2003	01/01/2003	25	0	262 613	0	199 701	62 912
RESEAUX UA HUKA 2003	2003	01/01/2003	25	0	592 818	0	450 802	142 016
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	41 906	01/07/2004	25	87 035	0	60 967	0	26 068
RESEAUX UA HUKA 2004	2004	01/07/2004	25	0	591 344	0	414 232	177 112
RENF QTIER TEIKIHUANAKA	429 450	01/01/2005	25	3 727 358	0	2 535 829	0	1 191 529
RESEAUX UA HUKA 2005	2005	01/06/2005	25	0	449 010	0	298 044	150 966
RENF RES BTA CP UA HUKA	CP	01/07/2006	25	116 877	0	72 521	0	44 356
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	655640	31/05/2007	25	1 683 437	0	982 943	0	700 494
EXT BTA QTIER TEATIU UA	655650	31/05/2007	25	1 050 584	0	613 426	0	437 158
RESEAUX CP UA HUKA 2007	CP	01/07/2007	25	3 110 097	0	1 805 390	0	1 304 707
RESEAUX UA HUKA 2007	TIERS	01/07/2007	25	0	317 785	0	184 472	133 313
RESEAUX UA HUKA 2007	CONCED	01/07/2007	25	0	97 468	0	56 580	40 888
RESEAUX CP UA HUKA 2008	CP	01/07/2008	25	2 148 084	0	1 160 789	0	987 295
EXT BTA VAIPAEE UA HUKA	645490	23/07/2008	25	7 891 809	0	4 245 577	0	3 646 232
EXT BTA QT PAUTEHEA	819870	18/08/2008	25	528 798	0	282 972	0	245 826
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	734800	01/01/2009	25	367 819	0	191 346	0	176 473
RESEAUX CP UA HUKA 2009	CP	01/07/2009	25	14 567 855	0	7 289 515	0	7 278 340
RESEAU CP UA HUKA 2010	CP 10/10	01/07/2010	25	1 909 547	0	879 124	0	1 030 423
RESEAUX CP UA HUKA 2011	CP	01/07/2011	25	10 713 209	0	4 503 657	0	6 209 552
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	BRCH2011	01/07/2011	25	0	62 032	0	26 077	35 955
RESEAUX CP UA HUKA 2012	CP	01/07/2012	25	7 852 081	0	2 985 942	0	4 866 139
ELECT RESEAU AERIEN FESTI	225780	01/01/2013	25	2 908 182	0	1 047 264	0	1 860 918
RESEAUX CP UA HUKA 2013	CP 03/13	01/07/2013	25	14 403 564	0	4 901 158	0	9 502 406
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	BRT07/13	01/07/2013	25	0	36 733	0	12 499	24 234
RESEAUX 2015 CONCED UAH	BRT11/15	01/07/2015	25	0	65 406	0	17 023	48 383
14A1 LC059/2018/NO/IT UAH	734200	01/01/2020	25	1 065 662	0	85 253	0	980 409
RENV RSX HT/BT UA HUKA	825400	31/08/2020	25	10 546 300	0	562 855	0	9 983 445
EXTENSION BTSOUT VAIPAEE	645490	23/07/2008	35	7 817 357	0	3 003 946	0	4 813 411
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	225780	01/01/2013	35	13 150 658	0	3 382 627	0	9 768 031
COMPTAGE UA HUKA 2001	2001	01/01/2001	20	0	150 348	0	150 348	0

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
TRANSFO SOCLE UA HUKA	225780	01/01/2013	25	1 855 951	0	668 346	0	1 187 605
COMPTAGE UA HUKA 2002	2002	01/01/2002	20	154 801	0	154 801	0	0
COMPTAGE UA HUKA 2002	2002	01/01/2002	20	0	558 094	0	558 094	0
COMPTAGE UA HUKA 2003	2003	01/01/2003	20	0	306 378	0	291 227	15 151
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	41 906	01/07/2004	20	95 148	0	83 313	0	11 835
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	2004	01/07/2004	20	0	124 700	0	109 189	15 511
BRCHT UA HUKA 2006	TIERS	01/07/2006	20	0	653 727	0	507 041	146 686
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	CP	01/07/2006	20	296 260	0	229 784	0	66 476
APPORT CONCEDANT UA HUKA	CONCED	01/01/2007	1	0	2 552 212	0	2 552 212	0
BRCHT UAHUKA 2007	TIERS	01/07/2007	20	0	658 452	0	477 784	180 668
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	CP	01/07/2007	20	1 238 449	0	898 639	0	339 810
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	CP	01/07/2008	20	753 793	0	509 172	0	244 621
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	BRCHT12	01/12/2009	20	0	98 743	0	59 692	39 051
COMPTAGE TIERS UAH 2010	2010	01/07/2010	20	0	246 533	0	141 875	104 658
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	CP 10/10	01/07/2010	20	156 589	0	90 114	0	66 475
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	CP	01/07/2011	20	137 361	0	72 180	0	65 181
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	2011	01/07/2011	20	0	158 745	0	83 417	75 328
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	BRCH2012	01/07/2012	20	0	52 915	0	25 153	27 762
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	BRT09/13	01/07/2013	20	0	291 195	0	123 858	167 337
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	BRT06/14	01/07/2014	20	0	185 690	0	69 697	115 993
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	CP2015	01/07/2015	20	182 556	0	59 393	0	123 163
COMPTAGE TIERS UAH 2015	BRT11/15	01/07/2015	20	0	134 511	0	43 762	90 749
COMPTAGE TIERS UAH 2016	BRT12/15	01/07/2016	20	0	181 235	0	49 877	131 358
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	CP2016	01/07/2016	20	72 866	0	20 053	0	52 813
COMPTAGE TIERS UAH 2017	BRT12/16	01/07/2017	20	0	434 888	0	97 939	336 949
BRCHT/COMPTAGE UA HUKA	CP2017	01/07/2017	20	97 387	0	21 932	0	75 455
COMPTAGE TIERS UAH 2018	BRT11/18	01/07/2018	20	0	365 264	0	63 996	301 268
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	CP2019	01/07/2019	20	332 663	0	41 651	0	291 012
COMPTAGE TIERS UAH 2019	BRT11/19	01/07/2019	20	0	390 249	0	48 861	341 388
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	CP2020	01/07/2020	20	363 243	0	27 268	0	335 975
COMPTAGE TIERS UAH 2020	BRT12/19	01/07/2020	20	0	1 005 981	0	75 517	930 464
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	CP2021	01/07/2021	20	105 946	0	2 656	0	103 290
COMPTAGE TIERS UAH 2021	BRT12/20	01/07/2021	20	0	1 013 256	0	25 401	987 855
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA				129 016 588	12 038 325	54 043 193	7 214 372	79 797 348
TOTAL UA HUKA				210 071 784	27 994 071	90 513 888	17 192 177	130 359 790

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire*	81 055 196	129 016 588	210 071 784
Valeur Brute Tiers	15 955 746	12 038 325	27 994 071
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	97 010 942	141 054 913	238 065 855

* Ces valeurs intègrent la TVA à régulariser en fin de concession (articles 345-17 et 345-18 du code des impôts) dont l'application a été confirmée par un courrier de la DICP en date du 9 février 2021, dans le cadre d'une procédure de rescrit fiscal.

La loi fiscale applicable en Polynésie exigeait que la TVA sur immobilisations initialement déduite fasse l'objet d'une régularisation en fin de concession.

Cette régularisation consistait à reverser au trésor le montant de la TVA initialement déduite sur acquisition d'immobilisation sous déduction de un 10ème par année ou fraction d'année de détention.

Le 9 février 2022, à l'issue d'analyses juridiques poussées et d'une nouvelle procédure de rescrit, l'administration a modifié sa doctrine en reconsidérant le principe de régularisation mentionné ci-dessus.

Cette modification – applicable à compter du 9 février 2022 - prévoit qu'à partir de cette date les biens de retour qui reviendront au concédant sont dispensés de régularisation de TVA.

Les conséquences comptables de l'évolution de cette doctrine fiscale seront appréhendées dans les comptes de l'exercice 2022 avec en particulier la valeur la correction de la valeur des immobilisations mises en services dans les 10 dernières années de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Distribution :

Dotation de l'article 14 A1 :

Pas de travaux réalisés en 2021

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2024	2025	2027	Total
G1	10 505 960		11 659 986		22 165 946
G2	6 148 108	4 836 540	6 823 446		17 808 094
G3	10 505 960		11 659 986		22 165 946
S/T Groupes	27 160 028	4 836 540	30 143 418	-	62 139 986
Filières				3 025 762	3 025 762
Bâtiments					
Total	27 160 028	4 836 540	30 143 418	3 025 762	65 165 748

Distribution

	Autres composants	Transfo	Réseaux BT	Réseaux HT	Compteurs	Total
Quantité		1	33	8	87	
Montant	794 298	1 150 160	14 539 307	5 402 220	9 683 979	31 569 964

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	-	-	-
2019	14 945 797	332 663	15 278 460
2020	-	10 630 419	10 630 419
2021	10 127 649	32 622	10 160 271
Cumul	25 073 446	10 995 704	36 069 150

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	65 165 748	31 569 964	96 735 712
- Réalisé	(25 073 446)	(10 995 704)	(36 069 150)
Reste à faire	40 092 302	20 574 260	60 666 562

Remarque : la valorisation de ces plans pourrait être sérieusement remise en cause au cas où l'envolée des prix des matériels consécutive aux crises Covid et guerre d'Ukraine viendrait à se maintenir.

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.

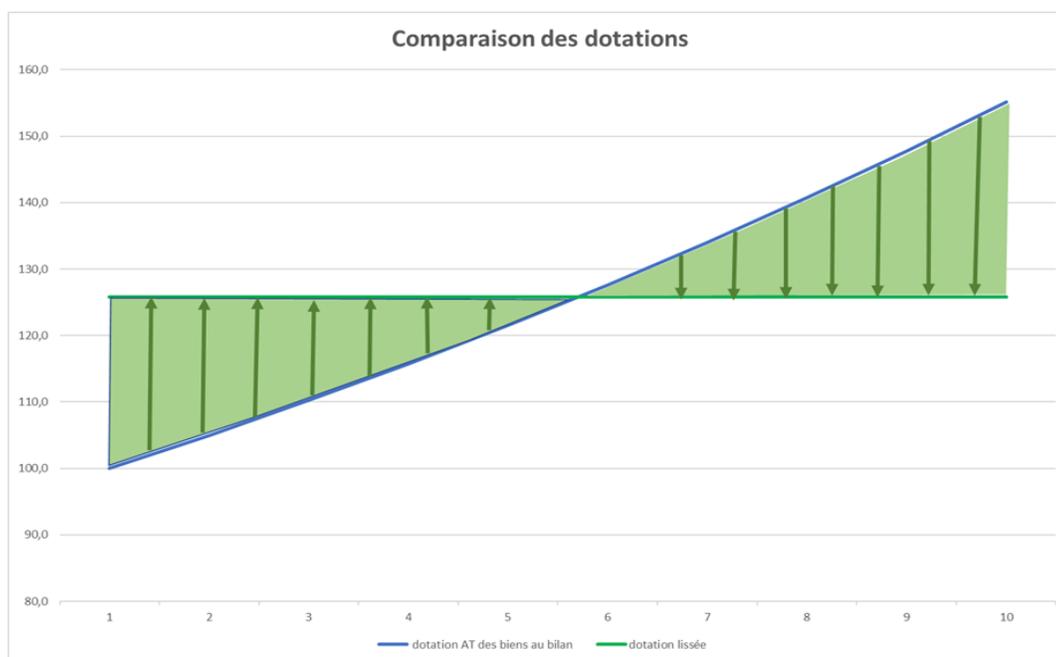
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
VO Ouverture corporel	93 842 365	94 927 118	94 927 118	95 732 401	95 732 401	95 629 899	100 084 599
VO Ouverture incorporel	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions	4 896 096	-	14 945 797	-	10 127 649	4 454 700	4 454 700
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(3 811 343)	-	(14 140 514)	-	(10 230 151)	-	-
					0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers		-	-	-			
VO Clôture	94 927 118	94 927 118	95 732 401	95 732 401	95 629 899	100 084 599	104 539 299
- Financements tiers cumul	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	78 971 372	78 971 372	79 776 655	79 776 655	79 674 153	84 128 853	88 583 553
cumul doté à l'ouverture	41 190 886	43 889 492	43 321 233	33 397 047	37 613 375	32 612 317	38 336 376
réintégration AT sur incorporel		-	-	-	-	-	-
sortie AT sur sortie immo		(3 811 343)	(14 140 514)	-	(10 230 151)	-	-
reste à amortir	37 780 486	38 893 223	50 595 936	46 379 608	52 290 929	51 516 536	50 247 177
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	2 698 606	3 243 084	4 216 328	4 216 328	5 229 093	5 724 060	6 280 897
dotations cumulées	43 889 492	43 321 233	33 397 047	37 613 375	32 612 317	38 336 376	44 617 274
Vo - fin tiers - IFC - dotations	35 081 880	35 650 139	46 379 608	42 163 280	47 061 836	45 792 477	43 966 280
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(33 062 968)	(35 628 263)	(37 921 319)	(38 946 205)	(39 971 091)	(39 983 212)	(39 500 367)
dotations/reprisesB	(2 565 295)	(2 293 056)	(1 024 886)	(1 024 886)	(12 121)	482 846	1 039 683
Actif/Passif de renouvellement clôture	(35 628 263)	(37 921 319)	(38 946 205)	(39 971 091)	(39 983 212)	(39 500 367)	(38 460 683)
dotation aux amortissements A	(2 698 606)	(3 243 084)	(4 216 328)	(4 216 328)	(5 229 093)	(5 724 060)	(6 280 897)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(5 263 901)	(5 536 140)	(5 241 214)				
moyenne des dotations	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)
écart sur moyenne exercice	(0)	(272 239)	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687
écart sur moyenne en cumulé	(0)	(272 240)	(249 553)	(226 866)	(204 180)	(181 493)	(158 807)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	-	0	0	0	1 381 043	1 381 043
acquisitions financement concession	-	-	-	-	1 381 043		
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-			
VO Clôture	-	-	-	-	1 381 043	1 381 043	1 381 043
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice							
				0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
					0%	0%	0%
base amortissable	-	-	-	-	1 381 043	1 381 043	1 381 043
cumul dot à l'ouverture	0	-	-	-	-	(138 104)	(276 209)
reste à amortir	-	-	-	-	1 381 043	1 242 939	1 104 834
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	-	-	-	-	(138 104)	(138 104)	(138 104)
dotations cumulées	-	-	-	-	(138 104)	(276 209)	(414 313)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	1 242 939	1 104 834	966 730
Caducité : reprise lissée							
impact exercice(+) = produit	(5 263 901)	(5 536 140)	(5 241 214)	(5 241 214)	(5 379 318)	(5 379 318)	(5 379 318)

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	104 539 299	108 994 000	113 448 700	117 903 400	122 358 100	126 812 801	131 267 501
VO Ouverture incorporel	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions	4 454 700	4 454 700	4 454 700	4 454 700	4 454 700	4 454 700	4 454 700
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers							
VO Clôture	108 994 000	113 448 700	117 903 400	122 358 100	126 812 801	131 267 501	135 722 201
- Financements tiers cumul	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)	(15 955 746)
- IFC biens au bilan clôture	n/a						
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelé exercice	n/a						
- IFC hors biens améliorants	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
base amortissable	93 038 254	97 492 954	101 947 654	106 402 354	110 857 055	115 311 755	119 766 455
cumul doté à l'ouverture	44 617 274	51 534 556	59 194 289	67 744 962	77 409 310	88 558 558	101 935 157
réintégration AT sur incorporel	-	-	-	-	-	-	-
sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-	-
reste à amortir	48 420 980	45 958 397	42 753 365	38 657 392	33 447 744	26 753 196	17 831 298
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	6 917 283	7 659 733	8 550 673	9 664 348	11 149 248	13 376 598	17 831 298
dotations cumulées	51 534 556	59 194 289	67 744 962	77 409 310	88 558 558	101 935 157	119 766 455
Vo - fin tiers - IFC - dotations	41 503 697	38 298 665	34 202 692	28 993 044	22 298 496	13 376 598	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(38 460 683)	(36 784 615)	(34 366 096)	(31 056 637)	(26 633 503)	(20 725 469)	(12 590 084)
dotations/reprisesB	1 676 069	2 418 519	3 309 459	4 423 134	5 908 034	8 135 384	12 590 084
Actif/Passif de renouvellement clôture	(36 784 615)	(34 366 096)	(31 056 637)	(26 633 503)	(20 725 469)	(12 590 084)	-
dotation aux amortissements A	(6 917 283)	(7 659 733)	(8 550 673)	(9 664 348)	(11 149 248)	(13 376 598)	(17 831 298)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(5 241 214)						
moyenne des dotations	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)	(5 263 901)
écart sur moyenne exercice	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687	22 687
écart sur moyenne en cumulé	(136 120)	(113 433)	(90 747)	(68 060)	(45 373)	(22 687)	(0)
Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	1 381 043						
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	1 381 043						
Financements tiers cumul							
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	1 381 043						
cumul dot à l'ouverture	(414 313)	(552 417)	(690 522)	(828 626)	(966 730)	(1 104 834)	(1 242 939)
reste à amortir	966 730	828 626	690 522	552 417	414 313	276 209	138 104
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(138 104)						
dotations cumulées	(552 417)	(690 522)	(828 626)	(966 730)	(1 104 834)	(1 242 939)	(1 381 043)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	828 626	690 522	552 417	414 313	276 209	138 104	-
Caducité : reprise lissée				-	-	-	-
impact exercice(+) = produit	(5 379 318)						

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant					
VO Ouverture corporel	120 904 137	125 764 245	125 764 245	125 845 671	136 406 774	136 412 912	138 698 941
VO Ouverture incorporel	-	0	0	0	0	0	0
acquisitions	4 907 090	-	332 663	10 630 419	32 622	2 286 029	2 286 029
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(20 752)	-	-	-	-	-	-
- origine financement tiers	(26 230)	-	(251 237)	(69 316)	(26 484)	0,0%	0,0%
VO Clôture	125 764 245	125 764 245	125 845 671	136 406 774	136 412 912	138 698 941	140 984 970
- Financements tiers cumul	(9 201 954)	(9 175 724)	(9 175 724)	(8 924 487)	(8 855 171)	(8 828 687)	(8 828 687)
- IFC biens au bilan clôture	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
base amortissable	116 562 291	116 588 521	116 669 947	127 482 287	127 557 741	129 870 254	132 156 283
cumul doté à l'ouverture	45 715 449	50 777 811	55 822 386	60 913 953	66 965 620	73 024 832	79 340 990
réintégration AT sur incorporel		-	-	-	-	-	-
sortie AT sur sortie immo		(20 752)	-	-	-	-	-
reste à amortir	70 846 842	65 831 462	60 847 561	66 568 334	60 592 121	56 845 422	52 815 293
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	5 062 362	5 065 327	5 091 567	6 051 667	6 059 212	6 316 158	6 601 912
dotations cumulées	50 777 811	55 822 386	60 913 953	66 965 620	73 024 832	79 340 990	85 942 901
Vo - fin tiers - IFC - dotations	65 784 480	60 766 135	55 755 994	60 516 667	54 532 909	50 529 264	46 213 381
mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(16 209 044)	(17 307 735)	(18 404 944)	(19 474 431)	(20 121 781)	(20 169 677)	(19 960 628)
dotations/reprises B	(1 098 691)	(1 097 209)	(1 069 487)	(647 350)	(47 896)	209 050	494 803
Actif/Passif de renouvellement clôture	(17 307 735)	(18 404 944)	(19 474 431)	(20 121 781)	(20 169 677)	(19 960 628)	(19 465 825)
dotation aux amortissements A	(5 062 362)	(5 065 327)	(5 091 567)	(6 051 667)	(6 059 212)	(6 316 158)	(6 601 912)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(6 161 053)	(6 162 536)	(6 161 054)	(6 699 017)	(6 107 108)	(6 107 108)	(6 107 108)
moyenne des dotations	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)
écart sur moyenne exercice	0	(1 483)	(1)	(537 964)	53 945	53 945	53 945
écart sur moyenne en cumulé	0	(1 483)	(1 483)	(539 447)	(485 502)	(431 558)	(377 613)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	449 141	814 405	1 204 654	3 555 421	4 642 001	4 642 001
acquisitions financement concession	14 253	-	-	1 344 786	73 324		
acquisitions autres financement Tiers	434 888	365 264	390 249	1 005 981	1 013 256		
VO Clôture	449 141	814 405	1 204 654	3 555 421	4 642 001	4 642 001	4 642 001
Financements tiers cumul	(434 888)	(800 152)	(1 190 401)	(2 196 382)	(3 209 638)	(3 209 638)	(3 209 638)
- IFC améliorant exercice							
	0%	#DIV/0!	#DIV/0!	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	14 253	14 253	14 253	1 359 039	1 432 363	1 432 363	1 432 363
cumul doté à l'ouverture	0	(1 018)	(2 036)	(3 054)	(126 326)	(256 929)	(387 533)
reste à amortir	14 253	13 235	12 217	1 355 985	1 306 037	1 175 434	1 044 830
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(1 018)	(1 018)	(1 018)	(123 271)	(130 604)	(130 604)	(130 604)
dotations cumulées	(1 018)	(2 036)	(3 054)	(126 326)	(256 929)	(387 533)	(518 137)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	13 235	12 217	11 199	1 232 713	1 175 434	1 044 830	914 226
impact exercice(+) = produit	(6 162 071)	(6 163 554)	(6 162 072)	(6 822 288)	(6 237 712)	(6 237 712)	(6 237 712)

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	140 984 970	143 270 999	145 557 028	147 843 056	150 129 085	152 415 114	154 701 143
VO Ouverture incorporel	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions	2 286 029	2 286 029	2 286 029	2 286 029	2 286 029	2 286 029	2 286 029
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers							
VO Clôture	143 270 999	145 557 028	147 843 056	150 129 085	152 415 114	154 701 143	156 987 172
- Financements tiers cumul	(8 828 687)	(8 828 687)	(8 828 687)	(8 828 687)	(8 828 687)	(8 828 687)	(8 828 687)
- IFC biens au bilan clôture	n/a						
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvelint exercice	n/a						
- IFC hors biens améliorants	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	134 442 312	136 728 341	139 014 369	141 300 398	143 586 427	145 872 456	148 158 485
cumul doté à l'ouverture	85 942 901	92 871 389	100 180 881	107 947 578	116 285 783	125 385 998	135 629 227
réintégration AT sur incorporel							
sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-	-
reste à amortir	48 499 410	43 856 952	38 833 489	33 352 820	27 300 644	20 486 458	12 529 258
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	6 928 487	7 309 492	7 766 698	8 338 205	9 100 215	10 243 229	12 529 258
dotations cumulées	92 871 389	100 180 881	107 947 578	116 285 783	125 385 998	135 629 227	148 158 485
Vo - fin tiers - IFC - dotations	41 570 923	36 547 460	31 066 791	25 014 615	18 200 429	10 243 229	-

mécanisme de lissage des AT

Actif/Passif de renouvellement ouverture	(19 465 825)	(18 644 446)	(17 442 062)	(15 782 473)	(13 551 376)	(10 558 270)	(6 422 150)
dotations/reprises B	821 379	1 202 384	1 659 589	2 231 097	2 993 106	4 136 121	6 422 150
Actif/Passif de renouvellement clôture	(18 644 446)	(17 442 062)	(15 782 473)	(13 551 376)	(10 558 270)	(6 422 150)	-
dotation aux amortissements A	(6 928 487)	(7 309 492)	(7 766 698)	(8 338 205)	(9 100 215)	(10 243 229)	(12 529 258)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(6 107 108)						
moyenne des dotations	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)	(6 161 053)
écart sur moyenne exercice	53 945	53 945	53 945	53 945	53 945	53 945	53 945
écart sur moyenne en cumulé	(323 668)	(269 723)	(215 779)	(161 834)	(107 889)	(53 945)	-

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	4 642 001						
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	4 642 001						
Financements tiers cumul	(3 209 638)	(3 209 638)	(3 209 638)	(3 209 638)	(3 209 638)	(3 209 638)	(3 209 638)
- IFC améliorant exercice	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	1 432 363						
cumul doté à l'ouverture	(518 137)	(648 741)	(779 344)	(909 948)	(1 040 552)	(1 171 156)	(1 301 759)
reste à amortir	914 226	783 622	653 019	522 415	391 811	261 207	130 604
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(130 604)						
dotations cumulées	(648 741)	(779 344)	(909 948)	(1 040 552)	(1 171 156)	(1 301 759)	(1 432 363)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	783 622	653 019	522 415	391 811	261 207	130 604	-
impact exercice(+) = produit	(6 237 712)						

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

N/A

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 CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

- Durée : 1^{er} décembre 2014 au 31 décembre 2020 prolongé jusqu'au 30 septembre 2021 par avenant signé le 24 novembre 2020.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 1,25 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.

- A compter du 1er octobre 2021 : contrat 2021-2026, signé le 27 septembre 2021, pour une durée maximum de 5 ans. Possibilité de résiliation anticipée par le successeur d'EDT dans les concessions qui changeraient d'exploitant en cours de contrat.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf sur tarifs préférentiels suivants : premium de 2,50\$/bbl et prestations locales de 11,5 F/l.

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) 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.

d) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

e) 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.

Durée : 1^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020. La période 2021 est toujours en cours de né