



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

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE TUBUAI
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 au cours de l'année 2021	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	15
2.4 - Autres produits d'exploitation	16
2.5 - Statistiques de ventes	16
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai	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 - Effectifs	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	34
3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants	34
3.8 - Raccordement solaire	35
3.9 - Unités d'œuvre 2021 de la concession	36
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	71
5.4 - Dépenses de renouvellement	71
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	72
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	78
5.7 - Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22	78
5.8 - Plan de Renouvellement	78
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	79

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 prolongées 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

		TUBUAI				
		2021		2020		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	902		883		
	BT	895	99,22%	876	99,21%	
	MT	7	0,78%	7	0,79%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	4 564		4 346	
	BT	4 339	95,07%	4 096	94,25%	
	MT	225	4,93%	250	5,75%	
	Puissance maximale appelée (*)	MW	0,51		0,54	
	Nombre de kWh vendus total		2 628 090		2 501 706	
	BT	2 107 102	80,18%	1 999 788	79,94%	
	MT	520 988	19,82%	501 918	20,06%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	94 817 422		92 185 304	
	BT : Total		76 422 230	80,60%	73 886 464	80,15%
	BT : par client		85 388		84 345	
	BT : par kVA de puissance souscrite		17 611		18 038	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		18 380 974	24,05%	17 878 969	24,20%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		58 041 256	75,95%	56 007 495	75,80%
	MT : Total		18 395 192	19,40%	18 298 840	19,85%
	MT : par client		2 627 885		2 614 120	
	MT : par kVA de puissance souscrite		81 756		73 195	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		4 723 400	25,68%	5 094 027	27,84%
MT : part variable en XPF et % du CA total		13 671 792	74,32%	13 204 813	72,16%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		36,08		36,85		
BT		36,27		36,95		
MT		35,31		36,46		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,93		0,93		
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	101 191	3,58%	53 744	1,99%
	Energie hydroélectrique	kWh		0%	0	0%
	Energie thermique	kWh	2 726 189	96,42%	2 648 292	98,01%
	Energie totale achetée		2 827 380		2 702 036	
	Temps moyen de coupure					
	global		1h36		5h53	
origine production		1h32		2h11		
origine transport						
origine distribution		0h04		3h41		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	111		107	
	Valeur d'origine	k XPF	932 562		953 382	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	k XPF	444 294		486 191	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	1 472		10 344	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	2 509		3 705	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	N/A		N/A	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	194 438		191 133	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	142 726		140 512	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	51 712		50 621	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	10 359		9 250	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	99 620		98 948		

(*) 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

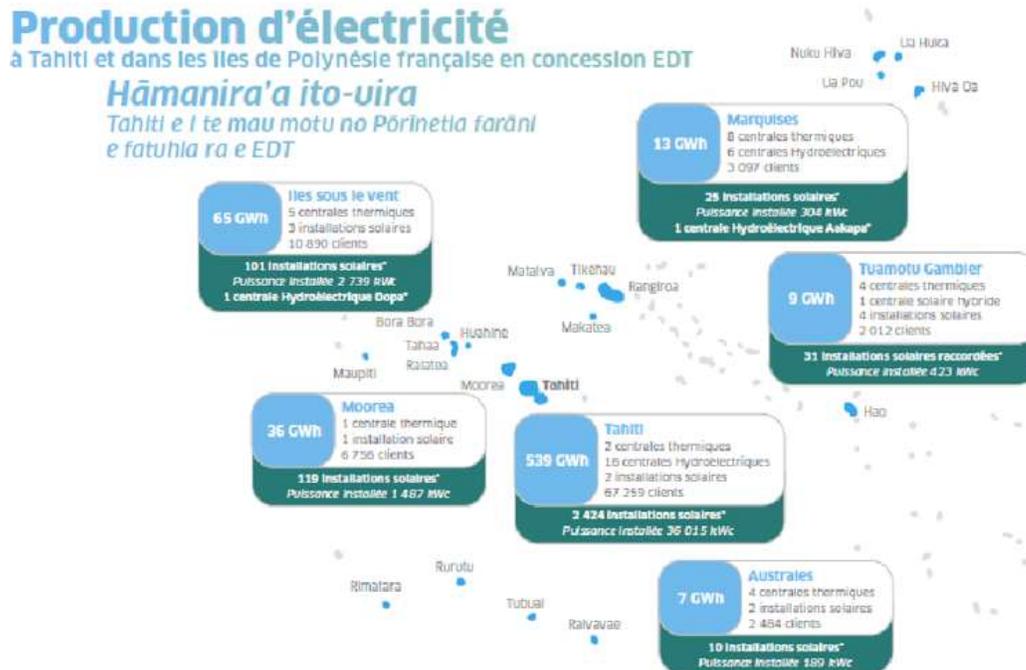
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

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

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



* Production brute d'électricité (en GWh – 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 Tubuai est de 4 :

- 1 Chef d'exploitation
- 3 agents d'exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production

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 ;
- 3 véhicules 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 Tubuai 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 Tubuai a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 24 septembre 1991, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ». A partir du 1er janvier 2022, un système de péréquation externalisé est mis en service, avec perception d'une « Contribution de Solidarité sur l'Electricité », et en contrepartie le versement d'une « compensation de péréquation ». La grille tarifaire reste toutefois la même dans toutes les concessions d'EDT, y compris Tahiti Nord, et le Revenu Autorisé reste global sur tout le périmètre.

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

Le cahier des charges spécifique de Tubuai a, quant à lui, été modifié par un avenant depuis son origine :

- L'avenant n°1, en date du 21 décembre 2007, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système de simple assistance à la maîtrise d'ouvrage).

Cet avenant a également validé les mises à jour intervenues sur le cahier des charges de Tahiti Nord depuis 1990, dont la prolongation de la durée du contrat de concession inscrite au cahier des charges, portée au 30 septembre 2030.

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. Principaux baux de la concession
- d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- f. 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 Tubuai
 - 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} aout 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 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	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 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	711 845	12 052 691	17 801	4 671 638	1 514	659 745
BT Usage social 2ème tranche	P1	49 127	1 686 790				37 733
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	647 483	16 741 016	18 921	8 332 338	1 587	641 668
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	132 626	5 452 860				138 772
BT Eclairage public	P4	62 546	2 220 437	1 016	406 560	85	65 733
BT Usage professionnel	P5	503 475	19 887 462	12 427	4 970 438	1 153	456 137
MT Tarif jour	P6	333 731	9 177 624	2 825	4 723 400	225	331 074
MT Tarif nuit	P7	187 257	4 494 168				170 844
Total		2 628 090	71 713 048	52 990	23 104 374	4 564	2 501 706

CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 94 817 422

Prix moyen 36,08

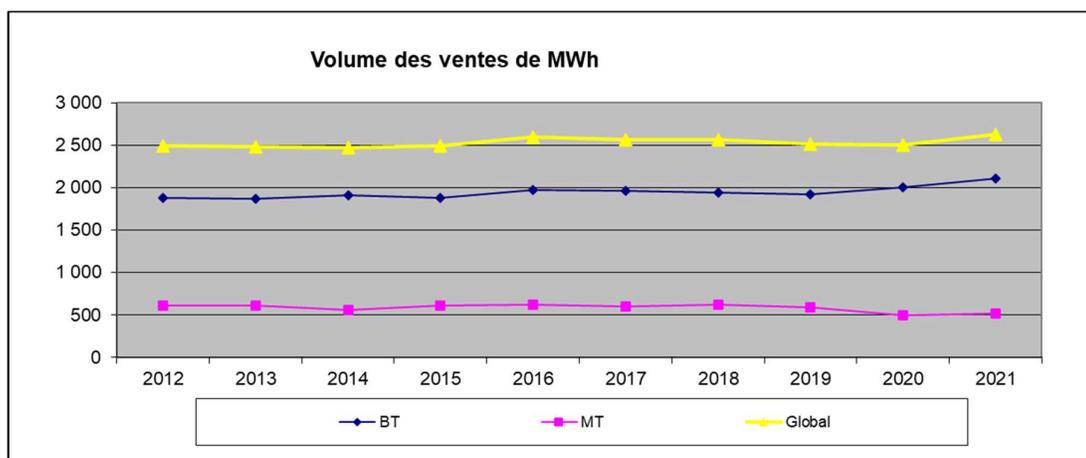
* Ce tableau inclut les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

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 :	182 107 XPF
- Frais de relance :	<u>595 044 XPF</u>
- Total	777 151 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de diminution en 2020, les ventes d'électricité augmentent pour la concession de Tubuai (+5,1%) et s'établissent à **2,6 GWh**.

La hausse concerne aussi bien les volumes des ventes en basse tension qu'en moyenne tension.

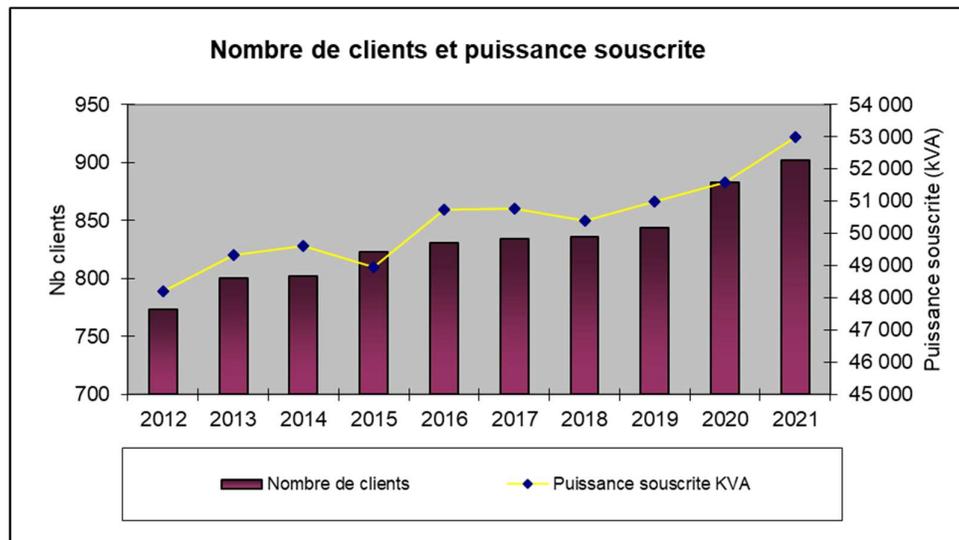
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui pèsent pour 72% des volumes basse tension, a connu une évolution à la hausse de 4,3% (+62 MWh).

Cette évolution reflète une accélération de la croissance des ventes en tarif « petits consommateurs » (+9,2% avec +64 MWh, comparée à une hausse de 8,6% en 2020), qui représentent près de 36% des volumes en basse tension.

Après une diminution de 5,1% en 2020, les ventes en tarif éclairage public diminuent de 4,8% en 2021 (-3,2 MWh) et représentent 3,0% des ventes en basse tension.

Les ventes aux clients professionnels comptent pour 24% des volumes en basse tension. Elles augmentent de 10,4% en 2021 (+47,3 MWh).

Après une baisse des ventes en moyenne tension en 2020 de 14,9%, les consommations MT enregistrent une hausse de 3,8%, soit +19 MWh.



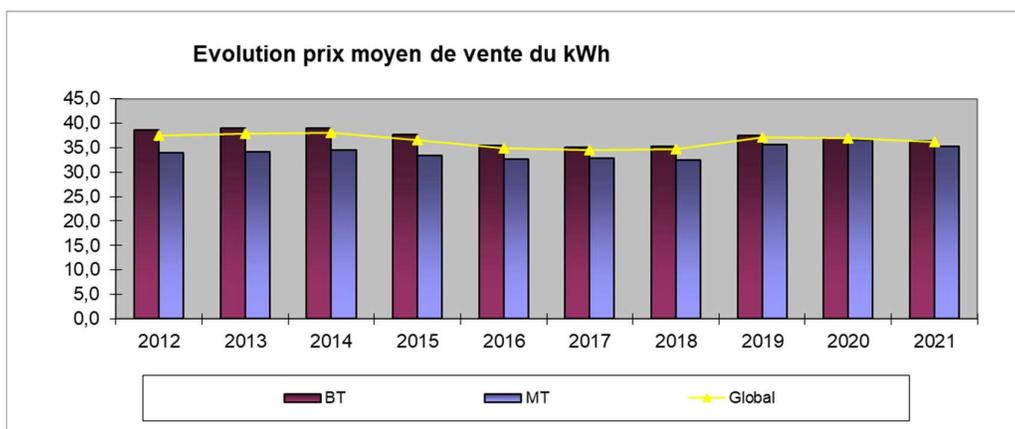
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2020 (nombre de contrats)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	895	+ 2,3% (+ 19 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>7</u>	<u>-</u> (-)
	902	+2,2% (+ 19 contrats)

La principale évolution concerne les contrats souscrits au tarif « petits consommateurs » (+4,2% avec 19 contrats supplémentaires par rapport à fin 2020).

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

- Tarif « Petits Consommateurs » 53%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 35%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Usages professionnels basse tension 9%
- Tarif Moyenne tension 1%

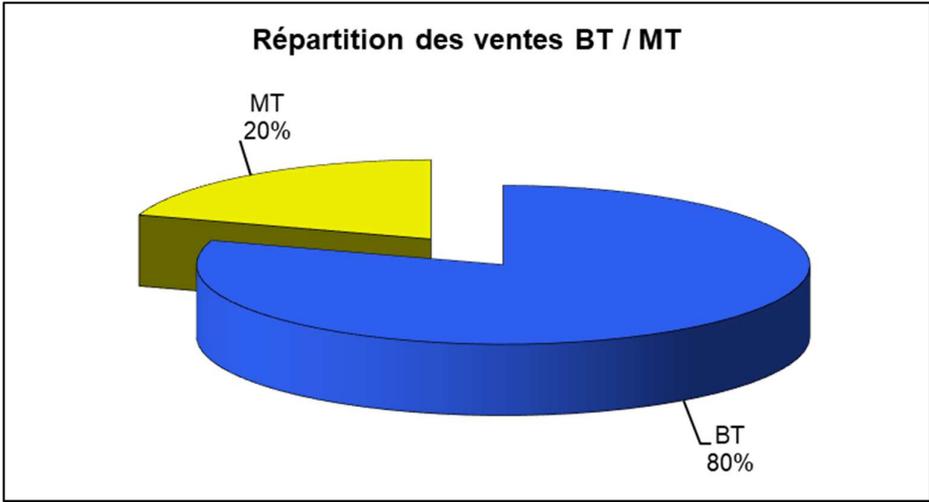
La puissance souscrite facturée s'élève à 52 990 kVA, augmente de 2,7% par rapport à 2020.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2020
Tarifs basse tension	36,3 Fcp	- 1,8%
Tarifs moyenne tension	<u>35,3 Fcp</u>	<u>- 3,2%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	36,0 Fcp	- 2,1%

Le prix moyen de vente du kWh diminue globalement de 2,1% par rapport à 2020.

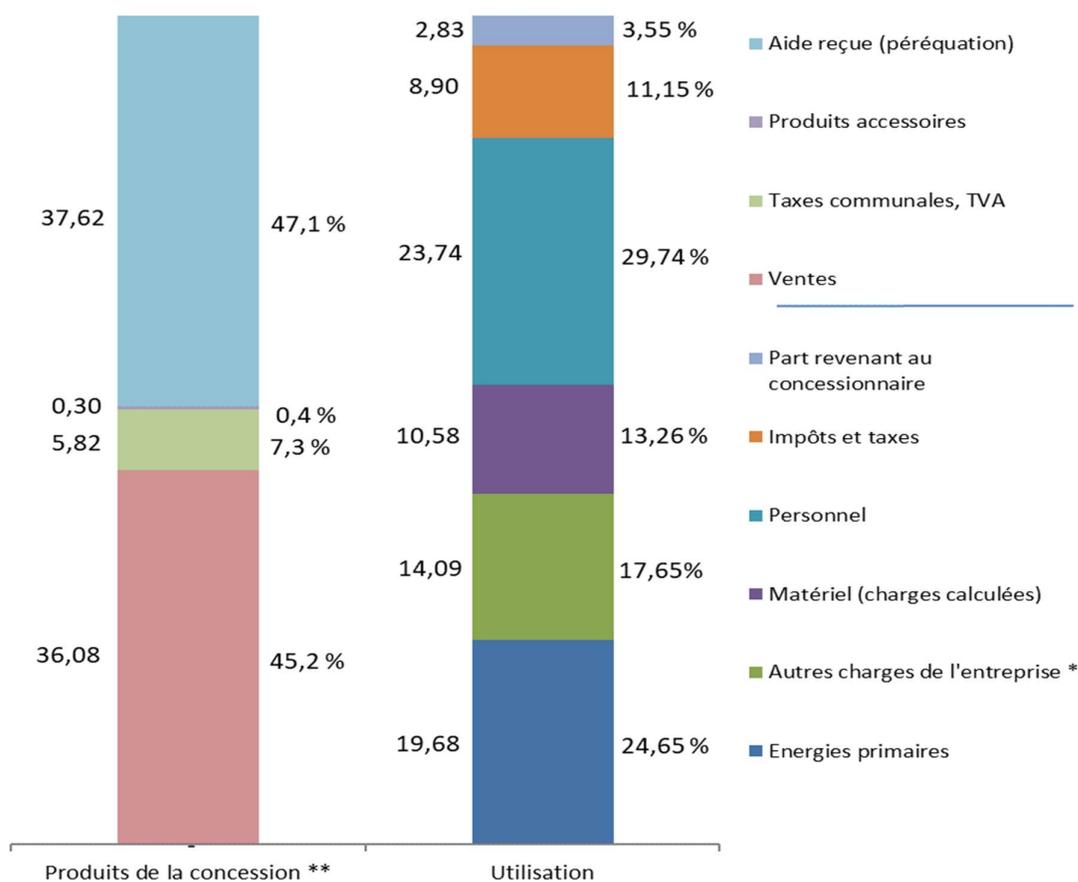
Il n'y a pas eu d'augmentation tarifaire au cours de l'année 2021.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable par rapport à l'année 2020. Avec 80% des volumes facturés en tarifs basse tension en 2021, et 20% en tarif moyenne.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tubuai

2021 (en F/KWh et en pourcentage) hors activités 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 41,9 F/KWh (52%) 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 et travaux souscrits dans la concession de Tubuai, 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 16,4 Millions Fcp, ce qui représente 16% du chiffre d'affaires énergie 2021, soit un délai de créances clients de 56 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 Tubuai, en moyenne 112 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 12% 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 Tubuai, en moyenne 5 clients, soit 0,5% 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, 110 307 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tubuai, soit moins de 0,2% des ventes d'énergie réalisées sur 2021.

2.8 - Dépenses de la Commune

Concession	40 - TUBUAI			
Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2021 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	1	533	20 446	38,36
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	21	62 491	2 756 299	44,11
07 - USAGE PROFESSIONNEL	18	116 568	6 112 935	52,44
55 - TOUS USAGES MT	3	177 208	6 129 190	34,59
Total général	43	356 800	15 018 870	42,09

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

A fin 2021 :

L'ensemble des dépenses de la commune pour les achats de kWh EDT augmente de 1,6% (+0,2 Millions F Cfp) et s'élève à 15,0 Millions XPF TTC, dont 2,8 Millions XPF TTC pour les dépenses en éclairage public, le tout réparti sur 43 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, Taiarapu 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



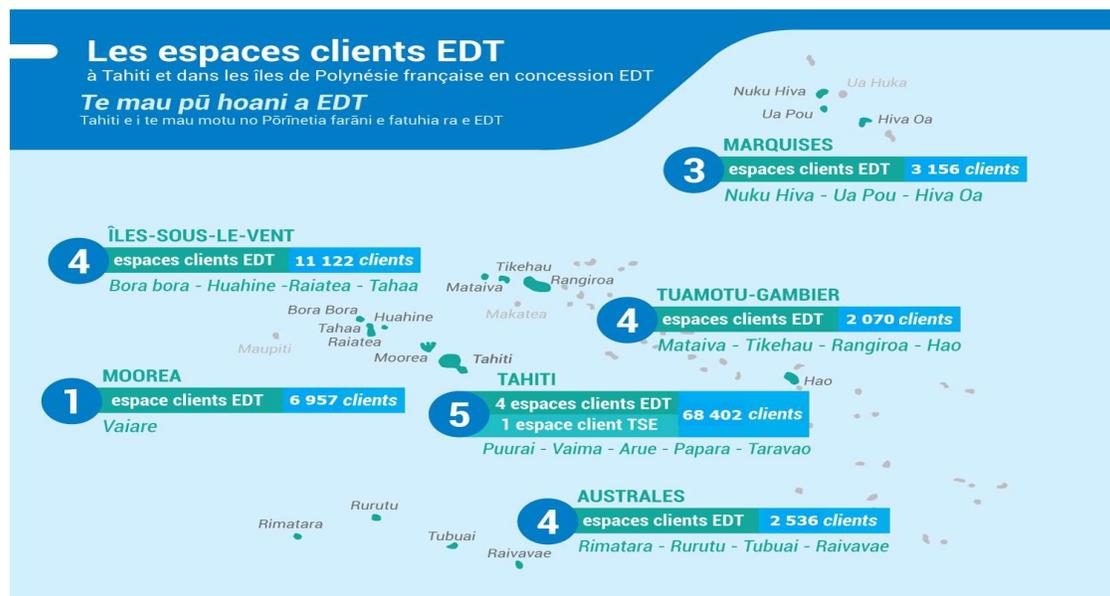
445 979 clients reçus en agences
Hōani i fa'ari'ihia i te tahi pū ravera'a 'ohipa

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 'Āparaura'a natirara
- **21 986** abonnés Facebook / Hōani Facebook
- **426 759** newsletters envoyées / Ratauira i ha'aponohia

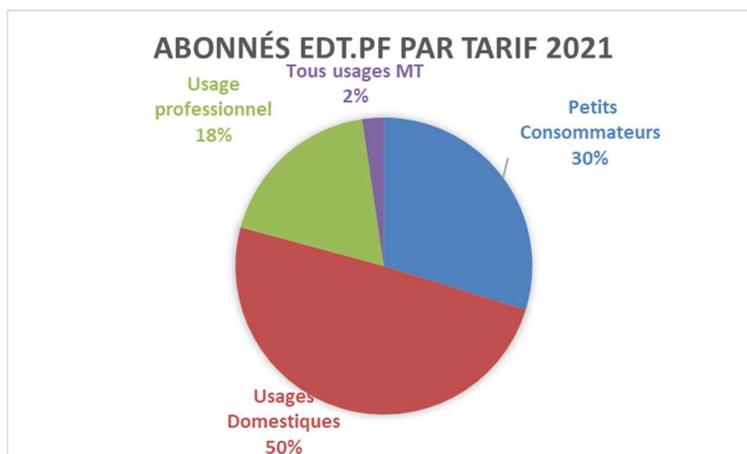


Le site client edt.pf

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	espace client edt.pf	%age clients connectés
Tubuai	115	13%

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-relevé 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.



Jun : 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 :

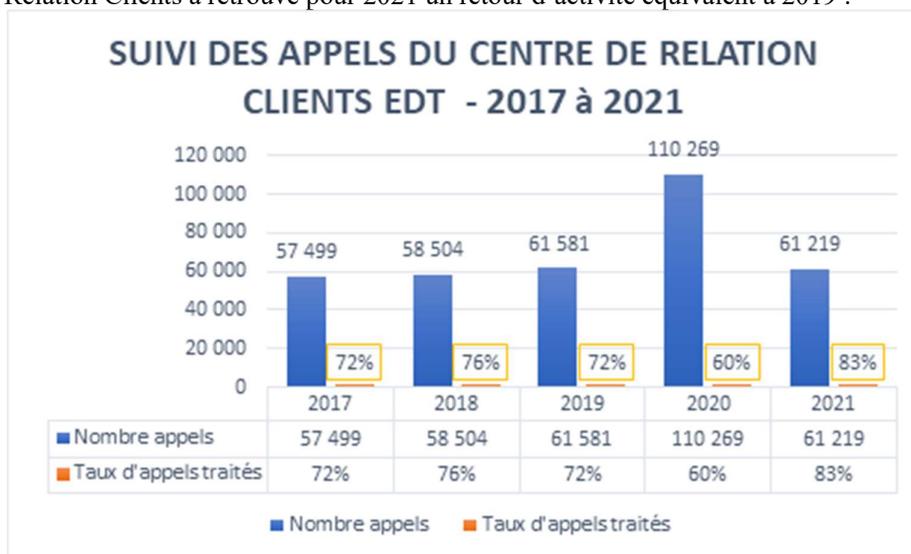
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puraï, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

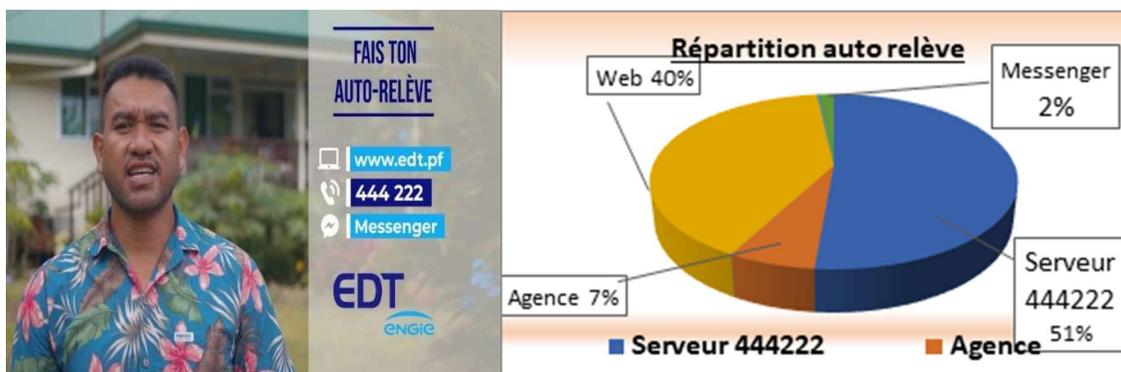
EDT déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés.

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.

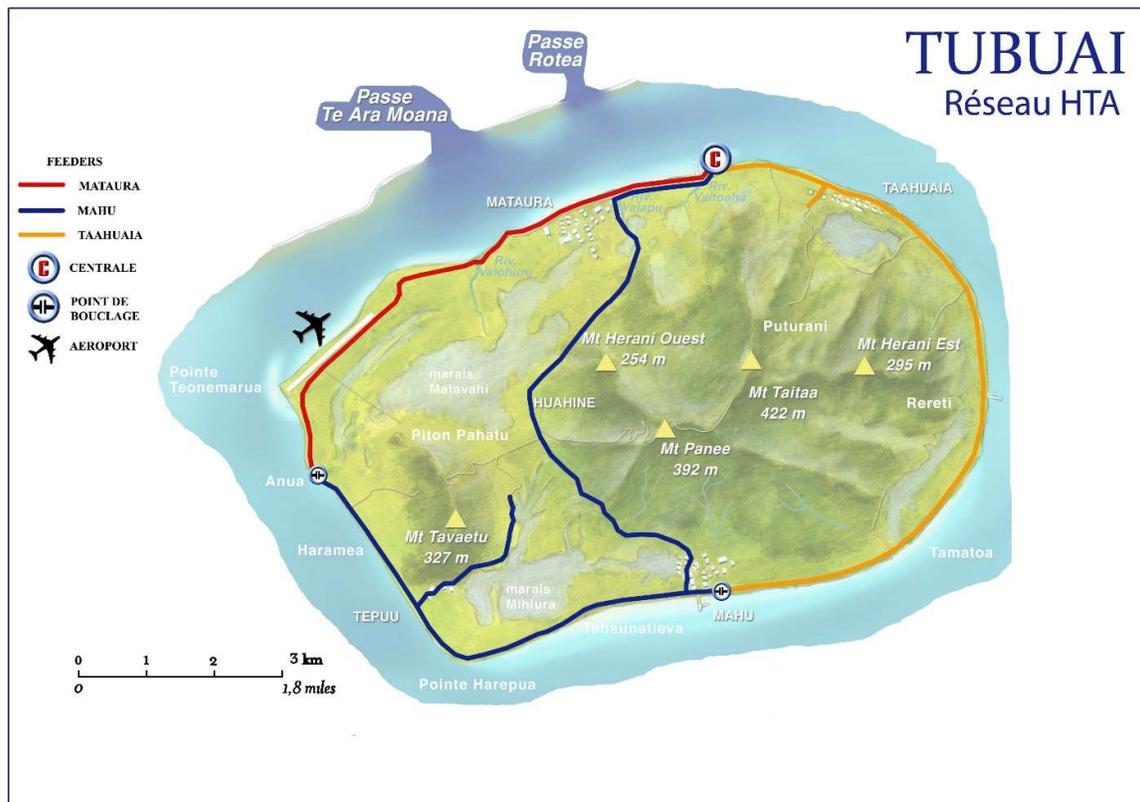
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Tubuai
- 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 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvres 2021 de la concession

➤ *Bilan technique*

Schéma du système électrique de Tubuai



3.1 - Autorisation d'exploitation

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

Type de text	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1126	08/03/2010	MATAURA-TUBUAI	Modif. Nouveau
Arrêté	9028	07/12/2009	MATAURA-TUBUAI	Nouveau

3.2 - Effectifs

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation en 2021 de Tubuai est de 4 agents.

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 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G311	26/06/2018	12824	16757	3 933
G2 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G312	26/06/2018	12087	16308	4 221
G3 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G258	15/11/2013	26022	30846	4 824
G4 TUBUAI	FG WILSON	BASE	400	320	256	G259	15/11/2013	31111	35733	4 622

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

Sortie de centrale, 2 726 MWh ont été produits en 2021 contre 2 648 MWh en 2020.

768 487 litres de gazole ont été consommés en 2021 contre 753 081 litres en 2020, et 2 582 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 2 414 litres en 2020.

La puissance de pointe appelée est de 507 kW pour 2021, en baisse par rapport à l'année 2020 qui était de 544 kW. La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

TUBUAI 2021	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	Solaire Electra	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	250 111	246 938	1 234	1 234	68 404	273	151	507
Février	224 374	221 676	891	891	62 179	277	177	472
Mars	251 308	248 429	966	966	69 796	278	169	477
Avril	219 242	216 879	835	835	62 751	286	229	467
Mai	224 812	222 800	658	658	62 525	278	156	474
Juin	212 837	211 053	585	585	60 100	282	252	481
Juillet	225 012	223 072	704	704	63 579	283	209	460
Août	220 108	217 939	760	760	60 908	277	274	468
Septembre	220 208	218 077	843	843	61 351	279	167	498
Octobre	237 805	235 268	876	876	66 404	279	279	500
Novembre	226 120	223 469	904	904	63 095	279	282	467
Décembre	243 751	240 589	926	926	67 395	276	237	460
TOTAL	2 755 688	2 726 189	10 182	10 182	768 487	279	2 582	507

3.5 - Qualité de service

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

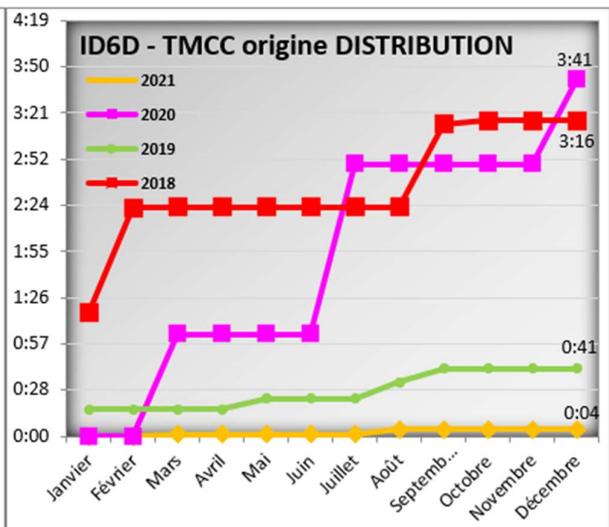
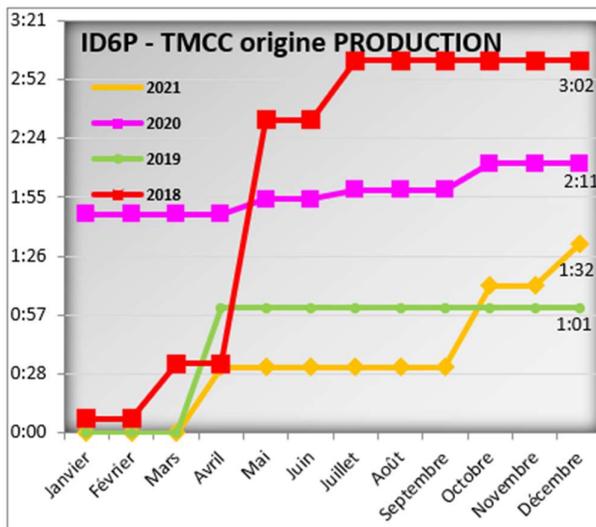
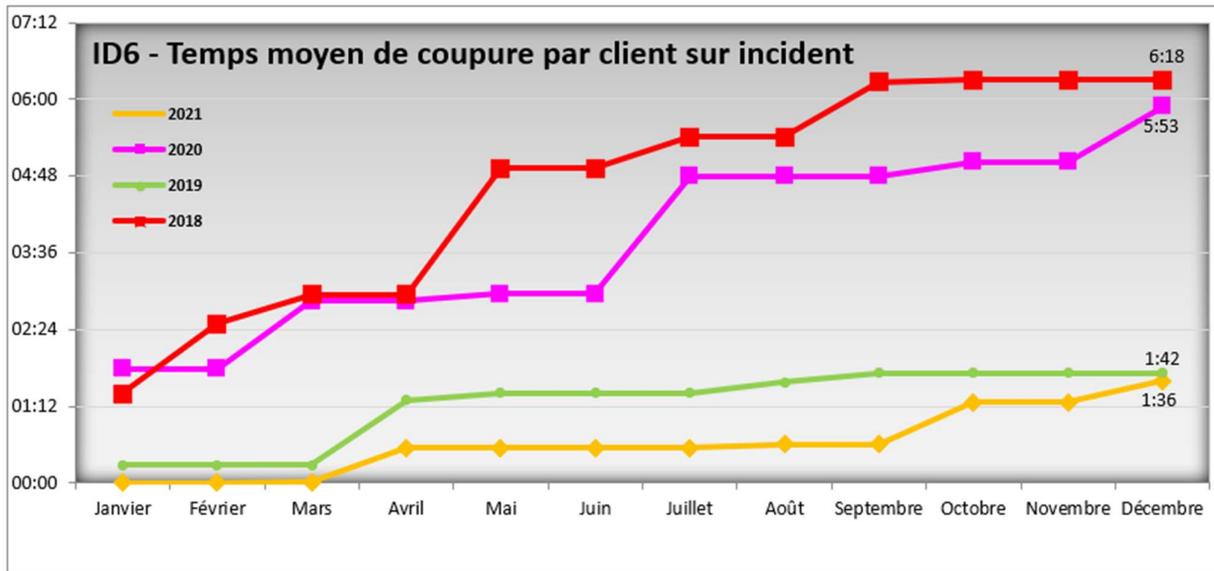
Le TMCC est en baisse en 2021 : 1h36 contre 05h53 en 2020.

En production :

1h32 de TMCC : 1 Black-Out d'origine production, suite à un défaut du GE3 et 2 déclenchements de départ suite à des défauts arrêt brutal du GE4 et le GE1 en alarme niveau bas liquide radiateur.

En Distribution :

TMCC de 0h04 lié à 2 incidents d'origine distribution, Bloc déclencheur HS du Poste T2201 et surtension du poste T1032.



3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution–incendie

Pas de POI « Plan d'Opération Interne » pollution–incendie en 2021, dû au COVID-19.

Le 04/08/2022, recensement et mise à jour des extincteurs, DM, Détecteur de fumé, numéro extincteur pour reprise sur plan POI.

Contrôle et mise à jour du circuit incendie SSI.

Traitement des effluents

1 248 litres d'huile de vidange et des filtres usagés ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2021.

3.7 - Travaux significatifs - Faits marquants

Production :

- Remplacement de la culasse du GE1 en novembre, suite à la présence d'eau dans l'huile moteur
- Remplacement de la culasse du GE2 en décembre, suite à la présence d'eau dans l'huile moteur



- Renforcement joints réfrigérant huiles des 4 GE
- Remplacement standard des radiateurs Eau/Air GE1 et GE2



- Dépannage connexion des GE via supervision
- Traitement anti-rouille du circuit gasoil du stockage.



Distribution :

- Divers Extension BT réalisé en partenariat avec la Mairie
- Elagage avec notre sous-traitant
- DCIT avec la commune de Tubuai, service de l'équipement et l'entreprise OPARU.
- 1 transformateur DP fuyant remplacé



- Dépannage BT au poste T1032 suite fusion du câbles Neutre et de deux phases
- Renforcement réseau BT au poste T1021
- Déclenchement gardy poste T2201 : problème déclencheur HS, il a été remplacé.
- Dépannage au poste T1032 suite mauvais temps : dépannage d'un poteau cassé et 3 portés de câble 70 à terre.
- Mission pour la mise à jour du SIG en juin 2021

Exploitation :

- Beaucoup de problème sur les outils informatique, au niveau de la vitesse de communication du réseau informatique (suite à l'évolution de la sécurité informatique et la vétusté du réseau OPT).
- PETROPOL a changé son prestataire pour la livraison du gasoil à la centrale.

3.8 - Raccordement solaire

Concessions	TOTAL au 31/12/2021		Raccordements au cours de l'année 2021							Changements 2021	
	Nombre d'installations	Somme puissance installée (kWc)	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée (kWc)	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat	Nombre d'installations	Puissance
Tubuai	4	94,2	-						23,64	-	-

3.9 - 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	507
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	2 628 090
Quantité en litre de combustible	768 487
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	2 726 189
Nb de kWh solaire acheté par tarif	101 191
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	3 080
Nombre d'abonnés (BT et HT)	902

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	-	-	-	91 009	10 182

Répartition des longueurs Réseau 2021 :

Concession	RESEAU HT				SEAU BT (sans branchemen			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Tubuai	26,15	14,79	-	40,94	58,36	11,42	69,78	84,50	26,21	110,72	76,3%	23,7%

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 moto pompe incendie avec ENGIE SERVICES,
- la visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES,
- la mise à disposition de toiture ou de terrain à ELECTRA.

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 Taputapuata et Tumarāa.

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 Tubuai, en 2021 :

- les imputations directes concernent 80 % du total des dépenses de la concession de Tubuai. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 20 % 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.

TUBUAI	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	69%	11%	80%
Frais répartis sur la concession	9%	11%	20%
Total	79%	21%	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 :

Tubuai		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	14 476	-279 540
Production thermique - frais de siège*		864 769	
Production thermique - fonction support*		170 951	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	48 924	-833 279
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		108	
Distribution d'électricité - frais de siège*		787 708	
Distribution d'électricité - fonction support*		70 792	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		278	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	47 554	
Clientèle - frais de siège*		249 403	
Clientèle - fonction support*		56 849	
Total		2 311 812	-1 112 819

* 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	40
	Mise à disposition personnel	301 369
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	1 974 592
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	749 699
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	360 305

Electra

Libellé	Description	40
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	407 280
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	60 000
Contrat de mandat d'exploitation et maintenance	Il s'agit d'un contrat de mandat relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	0

Autres parties liées

Libellé	Description	40
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	613 067
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	561 796

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'Energie « 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 93 % 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 7 % 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 Taputapuatea et Tumaraa, la répartition se faisait au prorata du nombre de kWh vendu-solaire.

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées.

4.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et donc imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées en fonction de la destination des pièces concernées

4.2.5 Les coûts informatiques :

Regroupés au sein du service ad hoc ces coûts sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

4.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées au prorata des temps passés.

Les dépenses de ce service engagées pour le compte des îles/concessions sont imputées directement sur les îles/concessions bénéficiaires de ces dépenses

4.2.7 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passés
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.
- 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 Tubuai

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tubuai en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tubuai
Frais de siège	1 324,0	1 116,1			13,7	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	390,7	388,8	17,3	-2,0	15,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 088,8	48,5
Clientèle îles	44,1	44,1	1,5	0,0	1,5	Nombre d'abonnés îles	25 841	902
Suivi et développement	58,4	56,2	0,5	0,1	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	42,1	0,4
Suivi du patrimoine	64,6	64,1	1,3	0,1	1,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	41,3	0,8
Travaux réseau	83,4	83,4	0,8	-0,1	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	95,5	0,9
Relève Intervention Branchement	290,9	283,6	0,3	0,1	0,3	Temps pointé par la cellule	165,4	0,2
Gestion administrative du solaire	22,5	20,9	0,0	0,0	0,03	Contrats solaires	2 892	4
Service Grand compte	41,4	36,9	0,6	0,0	0,6	Contrats grands comptes	5 333	84
Marketing & E-services	70,8	60,8	0,7	0,0	0,7	Nombre d'abonnés	80 935	902
Animation & réseaux proximité	16,5	14,2	0,2	0,0	0,2	Nombre d'abonnés	80 935	902
Comptabilité client et recouvrement	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	Nombre d'abonnés	80 935	902
Magasins	-11,8	-11,2	0,0	0,0	0,0	Sorties de stock valorisées	1 227 096	5 412
Total support externe					21,4			
Support interne de l'île					21,4			
Total Support					42,7			

(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	Tubuai	
	2021	2020
Immobilisations concédées *	932 562 004	953 382 021
- Production	287 840 453	298 526 868
- Distribution	644 721 551	654 855 153
Immobilisations privées	36 328 799	35 702 256
Immobilisations en-cours	1 163 808	577 693
- Distribution	1 163 808	90 348
- Privées	0	487 345
Total immobilisations brutes	970 054 611	989 661 970
Amortissements et provisions **	-618 353 814	-608 546 899
- Production	-177 587 628	-175 928 227
- Distribution	-409 913 244	-404 896 251
- Privés	-30 852 942	-27 722 421
Immobilisations nettes	351 700 797	381 115 071
Stock	25 402 432	23 384 475
Créances clients	16 423 921	16 337 099
Autres créances	1 598 491	3 079 581
Provisions pour dépréciation	-4 736 399	-3 695 359
Stock et créances nets	38 688 445	39 105 796
Compte courant du concessionnaire	128 572 076	95 562 819
TOTAL ACTIF	518 961 319	515 783 686

* Immobilisations concédées

	2020	2021
Production		
Concessionnaire	291 952 122	281 265 707
Total concessionnaire	291 952 122	281 265 707
Tiers et concédant	6 574 746	6 574 746
Total au bilan	298 526 868	287 840 453

** Amortissements et provisions

	2020	2021
Production		
Concessionnaire	-170 213 003	-171 700 500
Total concessionnaire	-170 213 003	-171 700 500
Tiers et concédant	-5 715 224	-5 887 128
Total au bilan	-175 928 227	-177 587 628

Distribution

Concessionnaire	382 328 287	371 032 097
Total concessionnaire	382 328 287	371 032 097
Tiers et concédant	272 526 866	273 689 454
Total au bilan	654 855 153	644 721 551

Distribution

Concessionnaire	-286 262 796	-282 781 106
Total concessionnaire	-286 262 796	-282 781 106
Tiers et concédant	-118 633 455	-127 132 138
Total au bilan	-404 896 251	-409 913 244

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	Tubuai	
	2021	2020
Résultat	10 359 191	9 249 679
Capitaux propres	10 359 191	9 249 679
Droits des tiers et concédant apports gratuit	147 244 934	154 752 933
- Production	687 618	859 522
- Distribution	146 557 316	153 893 411
Provisions devenues sans objet	456 868	456 868
- Autres PR devenues sans objet	456 868	456 868
Droits du concédant exigible en nature	147 701 802	155 209 801
Autres provisions	10 490 349	9 999 214
- PIDR	10 490 349	9 306 788
- Autres provisions	0	692 425
Provision pour risques et charges	10 490 349	9 999 214
Clients - avances sur consommation	4 592 868	4 456 144
Fournisseurs	17 109 503	14 598 061
Dettes fiscales et sociales	17 554 894	17 809 853
Passif de renouvellement	310 043 334	304 108 587
- Production	68 500 771	65 139 789
- Distribution	241 542 564	238 968 799
Autres dettes	244 216	244 216
Produits constatés d'avance	865 161	108 130
Emprunts et dettes	350 409 976	341 324 992
TOTAL PASSIF	518 961 319	515 783 686

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

		Tubuai 2020			Tubuai 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	PRODUIT AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	88 588 276		88 588 276	88 789 343		88 789 343
	- UO UP1 : Pissance maximale majorée -1	735,00		735	735,00		735
	- Forfait FP1	120 528		120 528	121 274		121 274
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-61 706 376	-93 713	-61 800 089	-64 655 132	100 162	-64 554 970
	par UO : Pissance maximale majorée	-83 954		-84 082	-87 966		-87 830
	- Maintenance	-17 547 532		-17 547 532	-19 746 959		-19 746 959
	- AC	-1 879 432		-1 879 432	-1 956 553		-1 956 553
	- ACE	-2 227 881		-2 227 881	-2 690 537		-2 690 537
	- MD	-13 440 219		-13 440 219	-15 099 869		-15 099 869
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-2 667 849		-2 667 849	-2 482 754		-2 482 754
	- AC	-43 077		-43 077	-112 136		-112 136
	- ACE	-362 251		-362 251	-472 576		-472 576
- MD	-33 448		-33 448				
- AUTRES	-2 229 073		-2 229 073	-1 898 042		-1 898 042	
- Amortissement des actifs de concession	-15 513 315		-15 513 315	-15 534 894		-15 534 894	
- Dotation amortissement biens au bilan	-12 173 912		-12 173 912	-12 173 912		-12 173 912	
- Dotation / reprise de lissage	-3 339 403		-3 339 403	-3 360 982		-3 360 982	
- Quote part des activités support affectées	-25 977 680	-93 713	-26 071 393	-26 890 525	100 162	-26 790 363	
- Fonctions supports	-20 156 364		-20 156 364	-20 811 411		-20 811 411	
- Frais de siège	-5 821 316	-93 713	-5 915 029	-6 079 114	100 162	-5 978 952	
P2	PRODUIT AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	5 491 116		5 491 116	5 552 950		5 552 950
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 627 028		2 627 028	2 648 292		2 648 292
	- Forfait FP2	2,090		2,090	2,105		2,105
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-4 461 520	-4 737	-4 466 257	-3 853 270	4 088	-3 849 182
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1 698		-1 700	-1 455		-1 453
	- Maintenance	-2 717 186		-2 717 186	-2 201 119		-2 201 119
	- AC	-678 702		-678 702	-701 504		-701 504
	- ACE	-746 490		-746 490	-524 820		-524 820
	- MD	-1 291 994		-1 291 994	-974 795		-974 795
	- AUTRES (provision rév groupes...)						
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	-1 744 334	-4 737	-1 749 071	-1 652 151	4 088	-1 648 063
	- Fonctions supports	-1 450 072		-1 450 072	-1 404 067		-1 404 067
- Frais de siège	-294 262	-4 737	-298 999	-248 084	4 088	-243 996	
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE: Matières consommées	49 162 991		49 162 991	48 962 049		48 962 049
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	18,71		18,71	18,49		18,49
	- Consommations	-49 162 991		-49 162 991	-49 153 425		-49 153 425
- Gasoil	-48 490 886		-48 490 886	-48 327 978		-48 327 978	
- Huile	-672 105		-672 105	-825 447		-825 447	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	60 000		60 000	60 000		60 000
	- 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	2 484 484		2 484 484			
	- Coûts directs	-1 914 008		-1 914 008			
	- AC						
- ACE	-596 571		-596 571				
- MD	-1 317 437		-1 317 437				
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-1 080 169		-1 080 169				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	145 786 867		145 786 867	143 364 343		143 364 343
	MARGE AVANT IS	27 461 803	-98 450	27 363 353	25 702 516	104 250	25 806 766
	- I.S.	-12 847 439	46 058	-12 801 381	-11 206 116	-45 452	-11 251 568
	- IS report déficitaire 2020 / 2021						
	MARGE NETTE CONCESSION	14 614 364	-52 392	14 561 972	14 496 400	58 798	14 555 197
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	12 422 209	-44 533	12 377 676	12 321 940	49 978	12 371 918
	En % des produits	-9%		-8%	-9%		-9%

		Tubuai 2020			Tubuai 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	34 556 400		34 556 400	35 300 615		35 300 615
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	100		100	102		102
	- Forfait FD2	-344 706		-344 706	-346 151		-346 151
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-36 902 724	-98 657	-37 001 381	-37 696 051	93 949	-37 602 102
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-368 111		-369 095	-368 201		-367 283
	- Maintenance	-10 516 255		-10 516 255	-12 979 038		-12 979 038
	- AC	-382 279		-382 279	-894 428		-894 428
	- ACE	-6 467 338		-6 467 338	-8 206 379		-8 206 379
	- MO	-3 666 638		-3 666 638	-3 878 231		-3 878 231
	- AUTRES						
	- Conduite et Fonctionnement	-842 032		-842 032	-1 302 417		-1 302 417
	- AC						
- ACE	-498 654		-498 654	-518 170		-518 170	
- MO							
- AUTRES	-343 378		-343 378	-784 247		-784 247	
- Amortissement des actifs de concession	-12 234 469		-12 234 469	-12 276 000		-12 276 000	
- Dotation amortissement biens au bilan	-9 550 809		-9 550 809	-9 702 235		-9 702 235	
- Dotation / reprise de lisage	-2 683 660		-2 683 660	-2 573 765		-2 573 765	
- Quote part des activités support affectées	-13 309 968	-98 657	-13 408 625	-11 138 596	93 949	-11 044 647	
- Fonctions supports	-7 181 502		-7 181 502	-5 436 583		-5 436 583	
- Frais de siège	-6 128 466	-98 657	-6 227 123	-5 702 013	93 949	-5 608 064	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 167 760		2 167 760	2 336 662		2 336 662
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	8 274 261		8 274 261	1 777 298		1 777 298
	- Coûts directs	-5 451 868		-5 451 868	-997 891		-997 891
	- AC	-875 705		-875 705	-661 973		-661 973
	- ACE	-30 975		-30 975	-50 000		-50 000
	- MO	-1 518 532		-1 518 532	-285 918		-285 918
	- AUTRES	-3 026 656		-3 026 656			
	- Quote part des activités support affectées	-2 711 857	-6 334	-2 718 191	-556 472	1 026	-555 446
	- Fonctions supports	-2 318 389		-2 318 389	-494 210		-494 210
	- Frais de siège	-393 468	-6 334	-399 802	-62 262	1 026	-61 236
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 302 064		1 302 064	2 961 195		2 961 195
	- Coûts directs	-977 858		-977 858	-1 965 989		-1 965 989
- AC	-645 932		-645 932	-1 179 714		-1 179 714	
- ACE							
- MO	-259 479		-259 479	-30 859		-30 859	
- AUTRES	-72 447		-72 447	-755 416		-755 416	
- Quote part des activités support affectées	-390 458		-390 458	-973 687		-973 687	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	46 300 485		46 300 485	42 375 770		42 375 770	
MARGE AVANT IS	-134 280	-104 991	-239 271	185 680	94 975	280 655	
- IS.	62 820	49 118	111 938	-80 955	-41 408	-122 364	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
MARGE NETTE CONCESSION	-71 460	-55 873	-127 333	104 725	53 566	158 291	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-60 741	-47 492	-108 233	89 016	45 531	134 548	
En % des produits	0%		0%	0%		0%	

		Tubuai 2020			Tubuai 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	144 700 196		144 700 196	145 853 095		145 853 095
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	143 242 383		143 242 383	143 304 343		143 304 343
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 457 813		1 457 813	2 548 753		2 548 753
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa (*)						
	COUTS D'ACHAT	-144 700 196		-144 700 196	-145 863 058		-145 863 058
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-143 242 383		-143 242 383	-143 304 343		-143 304 343
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-1 457 813		-1 457 813	-2 558 715		-2 558 715	
GESTION ADMINISTRATIVE	-50 772	-47	-50 819	-30 864	33	-30 831	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement	-22 486		-22 486				
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES	-22 486		-22 486				
- Quote part des activités support affectées	-28 286	-47	-28 333	-30 864	33	-30 831	
- Fonctions supports	-25 347		-25 347	-28 854		-28 854	
- Frais de siège	-2 939	-47	-2 986	-2 010	33	-1 977	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
- Fonctions supports							
- Frais de siège							
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	13 568 244		13 568 244	14 265 618		14 265 618
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	844		844	883		883
	- Forfait FC	-16 076,12		-16 076	-16 219,00		-16 219
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	526 768		526 768	777 151		777 151
	- Frais de relance	353 798		353 798	595 044		595 044
	- Frais de perception de taxe	172 970		172 970	182 107		182 107
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-23 595 187	-34 570	-23 629 757	-22 727 378	29 450	-22 697 928
	par UO : Nombre d'abonnés	-27 956		-27 997	-25 739		-25 705
	- Affranchissements	-841 740		-841 740	-1 065 337		-1 065 337
	- Fonctionnement	-6 642 819		-6 642 819	-6 593 246		-6 593 246
	- AC	-39 017		-39 017	-126 588		-126 588
	- ACE	-525 482		-525 482	-790 908		-790 908
	- MO	-6 138 501		-6 138 501	-5 514 902		-5 514 902
- AUTRES	60 181		60 181	-160 848		-160 848	
- Quote part des activités support affectées	-16 110 628	-34 570	-16 145 198	-15 068 795	29 450	-15 039 345	
- Fonctions supports	-13 963 197		-13 963 197	-13 281 371		-13 281 371	
- Frais de siège	-2 147 431	-34 570	-2 182 001	-1 787 424	29 450	-1 757 974	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	344 020		344 020	452 204		452 204
	- Frais de coupure	344 020		344 020	452 204		452 204
	- Coûts directs	-260 131		-260 131	-171 480		-171 480
	- AC	-92 329		-92 329	-3 273		-3 273
	- ACE	-4 424		-4 424			
	- MO	-163 378		-163 378	-168 207		-168 207
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-240 710	-655	-241 365	-312 472	615	-311 857
- Fonctions supports	-200 042		-200 042	-275 132		-275 132	
- Frais de siège	-40 668	-655	-41 323	-37 340	615	-36 725	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	159 139 228		159 139 228	161 348 068		161 348 068	
MARGE AVANT IS	-9 707 768	-35 272	-9 743 040	-7 757 184	30 099	-7 727 086	
- IS	4 541 580	16 501	4 558 081	3 382 078	-13 123	3 368 955	
- IS report déficitaire 2020 / 2021							
MARGE NETTE CONCESSION	-5 166 189	-18 771	-5 184 959	-4 375 106	16 976	-4 358 131	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-4 391 260	-15 955	-4 407 215	-3 718 841	14 430	-3 704 411	
En % des produits	3%		3%	2%		2%	

		Tubuai 2020			Tubuai 2021		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2019						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS						
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2020 / 2021						
	MARGE NETTE CONCESSION						
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE						
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-1 691 990		-1 691 990	-1 738 659		-1 738 659
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	536 710		536 710	518 906		518 906
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	1 155 280		1 155 280	1 226 549		1 226 549
	MARGE AVANT IS				6 796		6 796
	- I.S.				-2 963		-2 963
	- IS report déficitaire 2020 / 2021						
	MARGE NETTE CONCESSION				3 833		3 833
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE				3 258		3 258
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	206 292 207		206 292 207	202 045 179		202 045 179
	TOTAL DES CHARGES (*)	-188 672 452	-238 713	-188 911 165	-183 907 371	229 323	-183 678 048
	MARGE AVANT IS	17 619 755	-238 713	17 381 042	18 137 808	229 323	18 367 131
	- I.S.	-8 243 039	111 677	-8 131 363	-7 907 957	-99 983	-8 007 940
	- IS report déficitaire 2020 / 2021						
	MARGE NETTE CONCESSION	9 376 715	-127 036	9 249 679	10 229 851	129 340	10 359 191
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 970 208	-107 980	7 862 227	8 695 373	109 939	8 805 312
	En % des produits	-3.9%		-3.8%	-4.3%		-4.4%

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

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+0.2 MF lié à une provision pour risque (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 : - 4 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 + 3 MF.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - 7 MF sont :

- **Production : - 2 MF**
 - - 2 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 2 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du groupe 3 et 4 en 2020

- **Distribution : - 5 MF**
 - - 6 MF au titre des travaux vendus
 - + 1 MF au titre des travaux immobilisés

Commentaires sur la variation des charges : - 5 MF

- **Production : - 1 MF**
 - - 3 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 2 MF au titre du renouvellement du bloc moteur du groupe 3 et 4 en 2020
 - - 1 MF au titre d'autres investissements de renouvellement
 - - 1 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 3 MF au titre de la maintenance et du fonctionnement de la centrale
- **Distribution : - 4 MF**
 - - 6 MF au titre des travaux vendus dont :
 - - 3 MF liés aux travaux de l'article 14A2 réalisés en 2020
 - - 1 MF au titre des branchements neufs
 - - 2 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - + 1 MF au titre de la gestion des réseaux
 - + 1 MF sur les travaux immobilisés
- **Fourniture : - 1 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - - 1 MF au titre de la gestion de clientèle
- **Achat des énergies renouvelables : + 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 1 MF

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

- La hausse de 3 MF sur le revenu autorisé
- La hausse de 2 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- La hausse de 1 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- La baisse de 1 MF sur les coûts de fonctionnement de la Clientèle
- La hausse de 1 MF sur la marge des activités annexes
- La baisse de 1 MF sur les autres produits

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 excèderaient 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 1,03 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 757.031 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 757.031 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 ».

$$\begin{array}{rclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE & - \text{Plafonnement N-1} \\ 194.437.700 & = & 142.725.560 & + & 51.712.140 & - 0 \end{array}$$

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	735	735		120 528	121 274	0,6%	88 588 272	89 136 390	0,6%
Nb de kWh produits	2 627 028	2 648 292	0,8%	2,090	2,105	0,7%	5 491 118	5 574 655	1,5%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	100,249	102,379	2,1%	344 706	346 151	0,4%	34 556 404	35 438 593	2,6%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	844	883	4,6%	16 076	16 219	0,9%	13 568 244	14 321 377	5,6%
RE - "Forfaits"							142 204 039	144 471 015	1,6%
Résultat financier							-1 691 992	-1 745 455	3,2%
Partage des gains de rendement									
RE (Revenu de l'exploitation)							140 512 047	142 725 560	1,6%

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	753 081	64,39	48 490 886	768 487	62,89	48 327 978
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 414	278,42	672 105	2 582	319,69	825 448
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	53 744	27,13	1 457 813	101 191	25,29	2 558 715
Prod ENR EDT							
Transport	T						
CE Total				50 620 804			51 712 140

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	94 711 045	-368 752	94 342 293
Activité de dispatching			0
Activité de distribution	35 438 593	-137 978	35 300 615
Activité de fourniture	14 321 377	-55 759	14 265 618
Résultat financier	-1 745 455	6 796	-1 738 659
Partage des gains de rendement	0	0	0
Sous total (1)	142 725 560	-555 693	142 169 867
Carburant : GO	48 327 978	-188 162	48 139 816
Carburant : Fuel			0
Urée			0
Huiles	825 448	-3 214	822 234
Energie achetée Hydro	0		0
Energie achetée Solaire	2 558 715	-9 962	2 548 753
Prod ENR EDT	0	0	0
Transport			0
Sous total (2)	51 712 140	-201 338	51 510 802
Total (1)+(2)	194 437 700	-757 031	193 680 669

		Tubuai						
		2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	94 817 422	92 185 304	93 040 106	88 656 138	88 623 822	90 306 489	91 391 821
Péréquation	B	n/a	n/a	112 207 396	100 580 573	103 949 669	n/a	111 190 927
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	205 247 502	189 236 711	192 573 491	n/a	202 582 748
Ecart RA/CA		99 620 278	98 947 546	n/a	n/a	8 799 103	105 944 601	n/a
Revenu autorisé		194 437 700	191 132 850	209 368 140	207 067 470	201 372 594	196 251 090	202 582 748
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	-8 799 103	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	5 680 457	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA		-757 031						
Produits comptabilisés		193 680 669	191 132 850	205 247 502	189 236 711	198 253 948	196 251 090	202 582 748

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)	2 628 090	2 501 706
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	92,0%	91,9%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	91 009	42 295
Achat Electra 40F/kWh	10 182	11 449
Total Production Photovoltaïque	101 191	53 744
Production Total EnR	101 191	53 744
Production brute thermique à produire	2 755 688	2 669 455
Production Nette thermique à produire	2 726 189	2 648 292
Total production (EDT et Autres)	2 856 879	2 723 199
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,279	0,282
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	72 864	87 179
Achat Matière première	769 831	738 766
Stock Final	74 208	72 864
Consommation Matière 1iere	768 487	753 081
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,279	0,282
<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	62,89 F	64,39 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	319,69 F	278,42 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 593 288	6 453 650
Achat Matière première	50 883 691	45 630 525
Stock Final	6 149 002	3 593 288
Consommation Matière 1iere	48 327 978	48 490 886
Huile	825 448	672 105
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	49 153 425	49 162 991
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF	2 558 715	1 457 813
(CE) TOTAL achat de matières premières	51 712 140	50 620 804

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	298 526 868	0 (1)	-10 686 415 (2)	287 840 453
Distribution	654 855 153	3 981 203 (3)	-14 114 805 (4)	644 721 551
Total	953 382 021	3 981 203	-24 801 220	932 562 004

Dont droit incorporel

Détail Production :

- (1) Pas de mouvement en 2021
- (2) Cession sur droit incorporel

Détail Distribution :

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
CP2021	BRCHT/COMPTAGES TUBUAI CP 2021	1 887 735	22%	415 302	1 472 433
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	1 887 735		415 302	1 472 433
BRT12/20	COMPTAGE TIERS TUB 2021 FINANCEMENT TUBUAI	2 093 468	100%	2 093 468	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS TUBUAI	2 093 468		2 093 468	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION TUBUAI	3 981 203		2 508 770	1 472 433
	COMPTAGES TUBUAI	(930 880)			
	TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT	(930 880)			
(4)	TOTAL CESSION DISTRIBUTION TUBUAI	(930 880)			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent 1,2 MF contre 0,09 MF fin 2020 soit une augmentation de 1,11 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
AN TERRAIN CENT TUBUAI		01/01/1991	60	15 730 081	-	8 132 236	-	7 597 845
AN TERRAIN CENT TUBUAI		01/01/1991	60	530 000	-	274 003	-	255 997
AMNGT INSTAL GRPE G3 & G4	R40600	09/06/2006	45	2 200 000	-	768 500	-	1 431 500
BITUMAGE PARKING CENTRALE	R40102	01/07/2011	40	4 289 760	-	1 141 357	-	3 148 403
AMENAG TERRAIN,CLOTURE,	R40205	01/07/2013	38	3 911 834	-	887 397	-	3 024 437
AN CONST CONCEDANT TUBUAI	1991	01/01/1991	35	-	6 574 746	-	5 826 949	747 797
A.N CONSTRUCTION TUBUAI	1	01/01/1999	35	91 103 975	-	59 903 984	-	31 199 991
BATIMENT TUBUAI		01/01/1999	35	-	-	-	-	-
BATIMENT CENTRALE TUBUAI	R40600	09/06/2006	28	2 327 390	-	1 314 123	-	1 013 267
HANGAR DE STOCKAGE TUBUAI	R40205	01/07/2013	21	8 047 780	-	3 339 573	-	4 708 207
ABRI NACELLE CENT. TUBUAI	R40205	01/07/2013	21	4 148 942	-	1 721 679	-	2 427 263
ABRIS TOURETS CENT.TUBUAI	R40205	01/07/2013	21	2 074 471	-	860 840	-	1 213 631
RENFORCMT.CENTRALE TUBUAI	R40801	01/02/2009	25	445 320	-	230 983	-	214 337
AMENAG BUREAU CENT.TUBUAI	R40205	01/07/2013	21	5 592 770	-	2 320 822	-	3 271 948
ARMOIRE SECURITE TUBUAI	R40302	01/08/2013	20	393 442	-	162 349	-	231 093
AMENAG CENTRALE TUBUAI	R40301	01/09/2013	20	8 544 963	-	3 504 144	-	5 040 819
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	R40800	01/07/2018	7	6 201 219	-	3 104 250	-	3 096 969
MOTEUR FG WILSON P438 TUB	R40800	01/07/2018	7	6 201 219	-	3 104 250	-	3 096 969
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	R40900	12/03/2020	7	4 950 074	-	1 276 751	-	3 673 323
MOTEUR PERKINS P450 TUBUA	R40901	12/06/2020	7	4 522 286	-	1 003 576	-	3 518 710
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	R40800	01/07/2018	7	2 756 097	-	1 379 667	-	1 376 430
ALTERNAT FG WILS P438 TUB	R40800	01/07/2018	7	2 756 097	-	1 379 667	-	1 376 430
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	R40300	15/11/2013	7	2 669 320	-	2 669 320	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 TUB	R40300	15/11/2013	7	2 669 320	-	2 669 320	-	-
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	R40800	01/07/2018	7	4 823 170	-	2 414 417	-	2 408 753
ACCESSOIRE WILS P438 TUBU	R40800	01/07/2018	7	4 823 170	-	2 414 417	-	2 408 753
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	R40300	15/11/2013	7	6 109 376	-	6 109 376	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 TUBU	R40300	15/11/2013	7	6 109 376	-	6 109 376	-	-
FILIERE TUBUAI		01/01/1999	25	-	-	-	-	-
INSTALL 2GRPES TUBUAI	R40600	09/06/2006	25	342 663	-	213 446	-	129 217

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
RENFORCMT CENTRALE TUBUAI	R40801	01/02/2009	25	493 720	-	256 087	-	237 633
F&P RESEAU GO/HUILE IR3	R40104	01/02/2012	22	3 984 733	-	1 804 233	-	2 180 500
REFECTION CIRCUIT GASOIL	R40200	01/08/2013	20	6 660 176	-	2 748 234	-	3 911 942
PASSERELLE ACCES CUVES GO	R40206	01/08/2013	20	2 268 591	-	936 104	-	1 332 487
INSTAL 2GRPES TUBUAI	R40600	09/06/2006	25	284 761	-	177 379	-	107 382
RENFORCMT CENTR.TUBUAI	R40801	01/02/2009	25	4 208 749	-	2 183 033	-	2 025 716
REMPLE TRANSFO 800KVA TUBU	R40105	13/08/2012	21	1 874 507	-	822 038	-	1 052 469
COFFRETS COMPTAGES TUBUAI	R40201	01/09/2013	20	948 476	-	388 954	-	559 522
FIL ENER-TABLEAU HTA TUBU	R40301	01/09/2013	20	18 050 115	-	7 402 044	-	10 648 071
AUTOMATISAT°/SUPERVIS°TUB	R40304	01/06/2014	20	3 668 968	-	1 422 061	-	2 246 907
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	R14007	01/02/2015	19	160 954	-	58 881	-	102 073
ETUDES DDAE CENTR.TUBUAI	R40800	01/10/2009	24	1 562 515	-	789 797	-	772 718
FIL ENVT BAC SEREP TUBUAI	R40205	01/07/2013	21	2 855 430	-	1 184 913	-	1 670 517
ENS DESHUILAGE TUBUAI	R40303	01/01/2015	19	4 336 445	-	1 598 263	-	2 738 182
PROTECTION INCENDIE TUBUA	R40014	01/01/2003	25	7 460 299	-	5 673 098	-	1 787 201
EXTENS°EXTINCT°INCENDIE	R40700	01/01/2009	25	959 702	-	499 255	-	460 447
RENF.SECU.INCENDIE TUBUAI	R40101	01/10/2010	23	8 457 773	-	4 095 212	-	4 362 561
INST EVENTS CENT TUBUAI	R40203	01/03/2012	22	214 926	-	96 890	-	118 036
FIL SECU-TABLEAU HTA TUBU	R40301	01/09/2013	20	2 196 167	-	900 611	-	1 295 556
RENOUV STATION INCENDIE	R40600	01/09/2016	17	4 187 310	-	1 288 872	-	2 898 438
INSTAL 2GRPES TUBUAI	R40600	09/06/2006	25	2 157 275	-	1 343 775	-	813 500
TOTAL PRODUCTION TUBUAI				281 265 707	6 574 746	154 079 553	5 826 949	127 933 951
POSTE T1002 CONCED TUBUAI		06/01/2012	35	-	754 231	-	215 317	538 914
POSTE T3021 CONCED TUBUAI		06/01/2012	35	-	754 231	-	215 317	538 914
POSTE T1012 CONCED TUBUAI		06/01/2012	35	-	754 231	-	215 317	538 914
POSTE T1042 CONCED TUBUAI		06/01/2012	35	-	754 231	-	215 317	538 914
AUT.COMP T1002 CONCED TUB		06/01/2012	25	-	3 223 435	-	1 288 314	1 935 121
AUT.COMP T3021 CONCED TUB		06/01/2012	25	-	3 223 435	-	1 288 314	1 935 121
AUT.COMP T1012 CONCED TUB		06/01/2012	25	-	3 520 991	-	1 407 239	2 113 752
AUT.COMP T1042 CONCED TUB		06/01/2012	25	-	3 367 099	-	1 345 733	2 021 366

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
AUT.COMP T1021 CONCED TUB		06/01/2012	25	-	1 704 074	-	681 069	1 023 005
AUT.COMP T1032 CONCED TUB		06/01/2012	25	-	1 704 074	-	681 069	1 023 005
TRANSFO T1001 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	2 367 824	-	946 351	1 421 473
TRANSFO T3011 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	2 367 824	-	946 351	1 421 473
TRANSFO T1002 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	577 963	-	230 995	346 968
TRANSFO T3021 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	893 038	-	356 922	536 116
TRANSFO T1012 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	736 723	-	294 447	442 276
TRANSFO T1042 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	577 963	-	230 995	346 968
TRANSFO T1021 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	893 038	-	356 922	536 116
TRANSFO T1032 CONCED TUBU		06/01/2012	25	-	577 963	-	230 995	346 968
TRANSFO T1061 RTE TRA VER- TRANSFO TUBUAI 97		01/07/2015 01/01/1997	25 25	- 353 056	1 685 263 -	- 353 056	438 630 -	1 246 633 -
TRANSFO TUBUAI 2003		01/01/2003	25	656 287	-	499 066	-	157 221
REPL TRANSFOS H61 TUBUAI		06/06/2005	25	3 512 870	-	2 329 851	-	1 183 019
TRANSFO POSTE CP DP TUBUA		01/07/2006	25	21 777	-	13 512	-	8 265
POSTE DP H61 TUBUAI		10/07/2006	25	2 108 638	-	1 306 316	-	802 322
POSTE AERIEN TUBUAI		01/01/2007	25	297 664	-	178 696	-	118 968
POSTE AERIEN TUBUAI		01/01/2007	25	346 204	-	207 836	-	138 368
POSTE AERIEN TUBUAI		01/01/2007	25	587 145	-	352 480	-	234 665
POSTE AERIEN TUBUAI		01/01/2007	25	5 408 378	-	3 246 805	-	2 161 573
TRANSFO T4110 MAHU TUBUAI		01/01/2011	25	1 043 525	-	459 380	-	584 145
TRANSFO T3031 TEMPLE TUB		01/02/2011	25	668 666	-	292 088	-	376 578
POSTE TUBUAI 95		01/01/1995	25	14 815	-	14 815	-	-
POSTE TUBUAI 96		01/01/1996	25	54 572	-	54 572	-	-
POSTE TUBUAI 97		01/01/1997	25	1 094	-	1 094	-	-
POSTE TUBUAI 2000		01/01/2000	25	57 483	-	50 617	-	6 866
POSTE H61 TUBUAI 2004		01/12/2004	25	1 912 850	-	1 307 865	-	604 985
POSTE DP TUBUAI 2008		01/07/2008	25	1 866 146	-	1 008 435	-	857 711
CREAT POSTE T4110 TUBUAI		01/01/2011	25	935 404	-	411 783	-	523 621
MEC H61 T3031 TEMPLE TUB		01/02/2011	25	653 968	-	285 668	-	368 300
POSE IACM TUBUAI 2004		01/12/2004	15	467 336	-	467 336	-	-

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
TELECOM IAT RESEAU TUBUAI		01/02/2011	15	1 606 739	-	1 169 765	-	436 974
MEP IACM T102 PAR IAM TRA		01/02/2012	15	2 098 784	-	1 388 072	-	710 712
IACM PAR IAM T412A TUBUAI		02/02/2016	15	3 007 791	-	1 186 086	-	1 821 705
IACM PAR IAM T414A TUBUAI		02/02/2016	15	3 007 791	-	1 186 086	-	1 821 705
RENV IAM DEFECTUEUX TUBUA		01/09/2017	15	1 244 881	-	359 708	-	885 173
RES.AERIEN TUBUAI 93		01/01/1993	25	37 481 676	-	37 481 676	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 94		01/01/1994	25	4 286 974	-	4 286 974	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 95		01/01/1995	25	4 281 513	-	4 281 513	-	-
RES.AERIEN TUBUAI 96		01/01/1996	25	21 240 132	-	21 240 132	-	-
RESEAUX TUBUAI 1996		01/01/1996	25	-	1 667 485	-	1 667 485	-
RES.AERIEN TUBUAI 97		01/01/1997	25	11 192 658	-	11 192 658	-	-
RESEAUX TUBUAI 1997		01/01/1997	25	-	2 123 411	-	2 123 411	-
RESEAUX TUBUAI 1997		01/01/1997	25	-	10 313 922	-	10 313 922	-
RES.AERIEN TUBUAI 98		01/01/1998	25	12 063 617	-	11 587 683	-	475 934
RESEAUX TUBUAI 1998		01/01/1998	25	-	1 358 474	-	1 304 879	53 595
RES.AERIEN TUBUAI 99		01/01/1999	25	1 867 752	-	1 719 355	-	148 397
RESEAUX TUBUAI 1999		01/01/1999	25	-	1 692 177	-	1 557 730	134 447
RES.AERIEN TUBUAI 2000		01/01/2000	25	1 945 676	-	1 713 261	-	232 415
RESEAUX TUBUAI 2000		01/01/2000	25	-	1 137 230	-	1 001 386	135 844
RES.AERIEN TUBUAI 2001		01/01/2001	25	1 555 455	-	1 307 264	-	248 191
RES.AERIEN TUBUAI 2002		01/01/2002	25	683 550	-	547 140	-	136 410
RESEAUX TUBUAI 2002		01/01/2002	25	-	3 121 585	-	2 498 636	622 949
RESEAUX TUBUAI 2002		01/01/2002	25	-	130 792	-	104 691	26 101
RES.AERIEN TUBUAI 2003		01/01/2003	25	605 391	-	460 363	-	145 028
RESEAUX TUBUAI 2003		01/01/2003	25	-	2 655 630	-	2 019 443	636 187
RESEAUX TUBUAI 2003		01/01/2003	25	-	233 926	-	177 886	56 040
RESEAU CP 41906 2004 TUB		01/07/2004	25	161 566	-	113 176	-	48 390
RESEAUX TUBUAI 2004		01/07/2004	25	-	103 469	-	72 479	30 990
RESEAUX TUBUAI 2004		01/07/2004	25	-	1 293 275	-	905 930	387 345
RESEAU BTA PUPURE TUBUAI		02/12/2004	25	167 980	-	114 834	-	53 146
EXT BONNET TUBUAI 2005		01/01/2005	25	155 629	-	105 879	-	49 750

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
RESEAUX TUBUAI 2005		01/06/2005	25	-	348 335	-	231 218	117 117
RESEAUX TUBUAI 2005		01/06/2005	25	-	2 500 794	-	1 659 979	840 815
RESEAUX TUBUAI 2005		01/06/2005	25	-	593 650	-	394 053	199 597
RESEAUX CP 51906 2005TUBU		01/06/2005	25	343 244	-	227 839	-	115 405
RESEAUX TUBUAI 2006		01/07/2006	25	-	280 565	-	174 089	106 476
RESEAUX TUBUAI 2007		01/07/2007	25	-	607 295	-	352 531	254 764
RES AERIEN CP TUBUAI 2007		01/07/2007	25	1 298 620	-	753 840	-	544 780
RESEAUX TUBUAI 2007		01/07/2007	25	-	31 653	-	18 374	13 279
15% QUOTE PART EDT 2007		01/07/2007	25	62 045	-	36 017	-	26 028
EXT BTA QTIER TANERPAU TUB		06/09/2007	25	293 279	-	168 093	-	125 186
RESEAUX CP TUBUAI 2008		01/07/2008	25	12 162 786	-	6 572 570	-	5 590 216
RESEAUX 2008 TIERS		01/07/2008	25	-	2 202 791	-	1 190 352	1 012 439
RENF.BTA MATAURA QTIER HA		01/01/2009	25	1 029 004	-	535 308	-	493 696
RESEAUX CP TUBUAI 2009		01/07/2009	25	1 247 849	-	624 403	-	623 446
RESEAUX 2009 CONCEDANT		01/12/2009	25	-	121 064	-	58 549	62 515
RESEAUX 2009 TIERS		01/12/2009	25	-	1 878 167	-	908 312	969 855
RESEAUX CP TUBUAI 2010		01/07/2010	25	4 173 995	-	1 921 639	-	2 252 356
RESEAUX 2010 TIERS TUBUAI		01/07/2010	25	-	2 230 075	-	1 026 690	1 203 385
RESEAUX 2010 CONCED TUBUA		01/07/2010	25	-	239 285	-	110 163	129 122
MEC HT/BTA TEMPLE TUBUAI		01/02/2011	25	65 195 458	-	28 478 805	-	36 716 653
RESEAUX CP TUBUAI 2011		01/07/2011	25	2 127 693	-	894 447	-	1 233 246
RESEAUX 2011 CONCED TUBUA		01/07/2011	25	-	52 915	-	22 245	30 670
RESEAUX 2011 TIERS TUBUAI		01/07/2011	25	-	1 010 867	-	424 952	585 915
EXT 14A1 QT TEINAURI TUB		01/01/2012	25	892 588	-	357 231	-	535 357
RES AERIENS CONCED TUBUAI		06/01/2012	25	-	43 027 463	-	17 196 839	25 830 624
EXT 14A1 QT NAHEI TUBUAI		18/06/2012	25	1 160 240	-	442 862	-	717 378
RESEAUX CP TUBUAI 2012		01/07/2012	25	44 198 103	-	16 807 388	-	27 390 715
RESEAUX 2012 CONCED TUBUA		01/07/2012	25	-	684 652	-	260 355	424 297
RESEAUX 2012 TIERS TUBUAI		01/07/2012	25	-	33 909	-	12 895	21 014
RESEAUX CP TUBUAI 2013		01/07/2013	25	4 724 580	-	1 607 652	-	3 116 928
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA		01/07/2013	25	-	362 823	-	123 459	239 364

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
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA		01/07/2013	25	-	11 866 331	-	4 037 804	7 828 527
RESEAUX 2013 TIERS TUBUAI		01/07/2013	25	-	624 435	-	212 479	411 956
RESEAUX CP TUBUAI 2013		01/07/2013	25	448 404	-	152 580	-	295 824
ART 14A/321/CT/2012/SEC/D		01/01/2014	25	135 614	-	43 411	-	92 203
ART14A/207/CT/2014/RAA/DR		24/04/2014	25	411 012	-	126 479	-	284 533
RESEAUX CP TUBUAI 2014		01/07/2014	25	2 207 868	-	662 965	-	1 544 903
RESEAUX 2014 CONCED TUBUA		01/07/2014	25	-	109 296	-	32 819	76 477
RESEAUX 2014 TIERS TUBUAI		01/07/2014	25	-	177 421	-	53 275	124 146
RESEAU AERIEN CONCED TUBU		01/07/2014	25	-	10 207 152	-	3 064 942	7 142 210
RESEAU AERIEN CONCED TUBU		01/07/2014	25	-	17 589 546	-	5 281 683	12 307 863
RESEAUX CP TUBUAI 2014		01/07/2014	25	197 846	-	59 408	-	138 438
RESEAUX CP TUBUAI 2015		01/07/2015	25	2 161 938	-	562 696	-	1 599 242
RESEAUX 2015 CONCED TUB		01/07/2015	25	-	48 389	-	12 594	35 795
RESEAUX 2015 TIERS TUB		01/07/2015	25	-	507 548	-	132 102	375 446
RESEAUX CP TUBUAI 2016		01/07/2016	25	4 399 142	-	968 534	-	3 430 608
RESEAUX CP TUBUAI 2017		01/07/2017	25	6 622 216	-	1 193 087	-	5 429 129
14A1 LC18/CT/2019/RAA/DR		16/01/2019	25	1 713 551	-	202 809	-	1 510 742
14A1 LC JJ/MT2018/620		22/01/2019	25	1 308 223	-	153 976	-	1 154 247
14A1 LC JJ/MT2018/620		24/01/2019	25	460 063	-	54 048	-	406 015
RENV RSX HT/BT PMT 2018		01/05/2019	25	29 211 747	-	3 121 255	-	26 090 492
RESEAUX CP TUBUAI 2019		01/07/2019	25	3 004 491	-	300 943	-	2 703 548
RSX AERIEN TIERS TUB 2019		01/07/2019	25	-	1 464 584	-	146 699	1 317 885
14A1 LC JJ/MT2018/620		17/07/2019	25	1 667 090	-	164 060	-	1 503 030
RESEAUX CP TUBUAI 2020		01/07/2020	25	72 447	-	4 351	-	68 096
RSX AERIEN TIERS TUB 2020		01/07/2020	25	-	463 763	-	27 851	435 912
EXT BTA ALEX TAUTU TUBUAI		01/08/2005	35	243 440	-	114 260	-	129 180
EXT.BTS QTIER YIENG KOW		01/07/2010	35	247 002	-	81 225	-	165 777
MEC BTS QT THIEN TUBUAI		01/01/2011	35	3 239 731	-	1 018 708	-	2 221 023
MEC HT/BTS TEMPLE TUBUAI		01/02/2011	35	2 556 100	-	797 543	-	1 758 557
RESEAUX SOUT CONCED TUBUA		06/01/2012	35	-	47 852 687	-	13 660 959	34 191 728
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA		01/07/2013	35	-	4 354 016	-	1 058 256	3 295 760

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
RESEAUX 2013 CONCED TUBUA		01/07/2013	35	-	1 256 943	-	305 504	951 439
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI		01/07/2014	35	-	896 163	-	192 210	703 953
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI		01/07/2014	35	-	6 089 519	-	1 306 089	4 783 430
RESEAU SOUT CONCED TUBUAI		01/07/2014	35	-	760 544	-	163 123	597 421
MEC RES HT/BTS AEROP TUBU		11/09/2014	35	9 600 153	-	2 004 948	-	7 595 205
ART14A/441/CT/2014/RAA/DR		11/09/2014	35	343 916	-	71 825	-	272 091
RESEAUX CP TUBUAI 2015		01/07/2015	35	720 629	-	133 972	-	586 657
RSX SOUT TIERS TUB 2015		01/07/2015	35	-	2 334 396	-	433 988	1 900 408
14A1 548.CT/2016/RAA/DR		01/01/2017	35	263 031	-	37 576	-	225 455
14A1 638/CT/2016 HARAMEA		28/03/2017	35	1 258 365	-	171 295	-	1 087 070
RSX SOUT TIERS TUB 2017		01/07/2017	35	-	773 496	-	99 540	673 956
RESEAU CP TUBUAI 2017		01/07/2017	35	209 958	-	27 019	-	182 939
COMPTAGE TUBUAI 1990		01/01/1990	20	-	563 005	-	563 005	-
COMPTAGE TUBUAI 1991		01/01/1991	20	-	786 395	-	786 395	-
COMPTAGE TUBUAI 92		01/01/1992	20	842 967	-	842 967	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1992		01/01/1992	20	-	2 453 381	-	2 453 381	-
COMPTAGE TUBUAI 93		01/01/1993	20	685 757	-	685 757	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1993		01/01/1993	20	-	2 993 711	-	2 993 711	-
COMPTAGE TUBUAI 94		01/01/1994	20	260 729	-	260 729	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1994		01/01/1994	20	-	1 617 204	-	1 617 204	-
COMPTAGE TUBUAI 95		01/01/1995	20	776 431	-	776 431	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1995		01/01/1995	20	-	3 237 661	-	3 237 661	-
COMPTAGE TUBUAI 96		01/01/1996	20	1 124 131	-	1 124 131	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1996		01/01/1996	20	-	2 166 758	-	2 166 758	-
COMPTAGE TUBUAI 97		01/01/1997	20	396 420	-	396 420	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1997		01/01/1997	20	-	1 169 770	-	1 169 770	-
COMPTAGE TUBUAI 98		01/01/1998	20	481 225	-	481 225	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1998		01/01/1998	20	-	3 783 904	-	3 783 904	-
COMPTAGE TUBUAI 99		01/01/1999	20	682 504	-	682 504	-	-
COMPTAGE TUBUAI 1999		01/01/1999	20	-	1 588 006	-	1 588 006	-
COMPTAGE TUBUAI 2000		01/01/2000	20	107 379	-	107 379	-	-

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
COMPTAGE TUBUAI 2000		01/01/2000	20	-	1 004 016	-	1 004 016	-
COMPTAGE TUBUAI 2001		01/01/2001	20	62 028	-	62 028	-	-
COMPTAGE TUBUAI 2001		01/01/2001	20	-	1 305 199	-	1 305 199	-
COMPTAGE TUBUAI 2002		01/01/2002	20	358 874	-	358 874	-	-
COMPTAGE TUBUAI 2002		01/01/2002	20	-	1 513 275	-	1 513 275	-
COMPTAGE TUBUAI 2003		01/01/2003	20	-	1 132 103	-	1 076 118	55 985
POSE COMPTEUR 2004 TUBUAI		01/07/2004	20	308 727	-	270 326	-	38 401
BRANCHEMENT TUBUAI 2004		01/07/2004	20	-	1 397 854	-	1 223 984	173 870
POSE COMPTEURS TUBUAI 05		01/01/2005	20	323 180	-	274 836	-	48 344
COMPATGE TUBUAI 2005		01/06/2005	20	-	1 494 303	-	1 239 862	254 441
BRCHT TUBUAI 2006		01/07/2006	20	-	1 172 108	-	909 106	263 002
NVEAUX CPTAGES TUBUAI		01/07/2006	20	601 809	-	466 773	-	135 036
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI		01/07/2007	20	541 538	-	392 949	-	148 589
BRCHT TUBUAI 2007		01/07/2007	20	-	1 504 032	-	1 091 350	412 682
BRCHT/CPTAGES CP TUBUAI		01/07/2008	20	720 191	-	486 474	-	233 717
BRCHT 2008 FINANC TIERS		01/07/2008	20	-	1 410 111	-	952 501	457 610
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2009		01/07/2009	20	984 255	-	615 631	-	368 624
BRCHT 2009 FINANC.TIERS		01/12/2009	20	-	1 647 004	-	995 648	651 356
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2010		01/07/2010	20	1 147 205	-	660 193	-	487 012
COMPTAGE TIERS TUB 2010		01/07/2010	20	-	1 595 669	-	918 275	677 394
BRCHT/CPTAGE TUBUAI 2011		01/01/2011	20	797 188	-	438 672	-	358 516
COMPTAGE TIERS TUBUAI2011		01/07/2011	20	-	1 887 079	-	991 621	895 458
BRCHT/CPTAGES TUBUAI		01/07/2012	20	2 451 074	-	1 165 100	-	1 285 974
COMPTAGE TIERS TUB 2012		01/07/2012	20	-	1 754 433	-	833 957	920 476
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2013	20	2 359 686	-	1 003 675	-	1 356 011
COMPTAGE TIERS TUBU 2013		01/07/2013	20	-	2 169 104	-	922 612	1 246 492
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2014	20	2 150 024	-	806 995	-	1 343 029
COMPTAGE TIERS TUBUAI2014		01/07/2014	20	-	1 071 315	-	402 110	669 205
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2015	20	1 376 450	-	447 818	-	928 632
COMPTAGE TIERS TUB 2015		01/07/2015	20	-	1 211 527	-	394 161	817 366
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2016	20	1 738 248	-	478 375	-	1 259 873

Composants	N° chantier	Date de mise en service	Durée de vie en année	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Concessionnaire	Valeur Brute Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
COMPTAGE TIERS TUB 2016		01/07/2016	20	-	-	999 859	-	275 167	724 692
COMPTAGE TIERS TUB 2017		01/07/2017	20	-	-	896 968	-	202 002	694 966
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2017	20	1 355 824	1 355 824	-	305 339	-	1 050 485
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2018	20	916 151	916 151	-	160 515	-	755 636
COMPTAGE TIERS TUB 2018		01/07/2018	20	-	-	1 585 498	-	277 788	1 307 710
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2019	20	1 641 351	1 641 351	-	205 506	-	1 435 845
COMPTAGE TIERS TUB 2019		01/07/2019	20	-	-	1 991 629	-	249 363	1 742 266
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2020	20	1 398 554	1 398 554	-	104 987	-	1 293 567
COMPTAGE TIERS TUB 2020		01/07/2020	20	-	-	2 641 566	-	198 298	2 443 268
EQUIP CELLULES TUBUAI 99		01/01/1999	25	1 068 128	1 068 128	-	983 263	-	84 865
EQUIP CELLULE TUBUAI 2000		01/01/2000	25	249 440	249 440	-	219 644	-	29 796
BRCHT/COMPTAGES TUBUAI		01/07/2021	20	1 887 735	1 887 735	-	47 323	-	1 840 412
COMPTAGE TIERS TUB 2021		01/07/2021	20	-	-	2 093 468	-	52 480	2 040 988
TOTAL DISTRIBUTION TUBUAI				371 032 097	371 032 097	273 689 454	201 252 801	127 109 154	316 359 596
TOTAL TUBUAI				652 297 804	652 297 804	280 264 200	355 332 354	132 936 103	444 293 547

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire*	281 265 707	371 032 097	652 297 804
Valeur Brute Tiers	6 574 746	273 689 454	280 264 200
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	287 840 453	644 721 551	932 562 004

* 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

N/A - Aucun travaux réalisé sur 2021

5.4 - Dépenses de renouvellement

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2020	2024	2025	2027	Total
G1	14 371 383			15 950 006		30 321 389
G2	14 371 383			15 950 006		30 321 389
G3		15 253 263			16 928 756	32 182 019
G4		15 253 263			16 928 756	32 182 019
S/T Groupes	28 742 766	30 506 526	-	31 900 012	33 857 512	125 006 816
Filières			10 776 122			10 776 122
Bâtiments						
Total	28 742 766	30 506 526	10 776 122	31 900 012	33 857 512	135 782 938

Distribution

	Transfo.	IAT	Compteurs	Réseaux BT	Réseaux HT	Total
Quantité	6	1	367	204	236	
Montant	6 978 129	4 501 349	40 991 039	90 337 195	157 395 520	300 203 232

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.

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	27 560 972	764 742	28 325 714
2019	-	33 319 234	33 319 234
2020	9 472 360	871 255	10 343 615
2021	0	1 472 433	1 472 433
Cumul	37 033 332	36 427 664	73 460 996

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	135 782 938	300 203 232	435 986 170
- Réalisé	(37 033 332)	(36 427 664)	(73 460 996)
Reste à faire	98 749 606	263 775 568	362 525 174

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

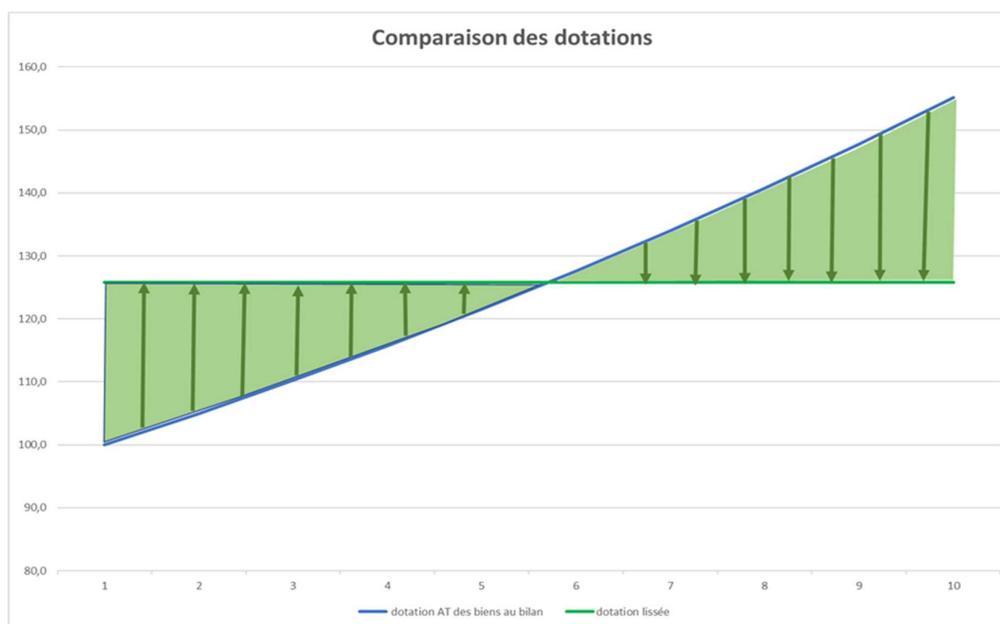
La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

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	290 379 561	290 379 561	290 598 431	290 598 431	287 840 453	277 154 038	291 138 038
VO Ouverture incorporel	0	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415
acquisitions	-	27 560 972	-	9 472 360	-	13 984 000	215 790
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	-	(27 342 102)	-	(12 230 338)	(10 686 415)	-	-
					0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers		-	-	-			
VO Clôture	290 379 561	301 284 846	301 284 846	298 526 868	287 840 453	301 824 453	302 040 243
- Financements tiers cumul	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)
- 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 renouvelnt 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	283 804 815	294 710 100	294 710 100	291 952 122	281 265 707	295 249 707	295 465 497
cumul doté à l'ouverture	155 888 713	165 025 577	158 193 370	170 269 429	170 213 003	171 700 500	185 428 190
réintégration AT sur incorporel		8 433 836					
sortie AT sur sortie immo		(27 342 102)		(12 230 338)	(10 686 415)		
reste à amortir	127 916 102	148 592 789	136 516 730	133 913 031	121 739 119	123 549 207	110 037 307
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	9 136 864	12 076 059	12 076 059	12 173 912	12 173 912	13 727 690	13 754 663
dotations cumulées	165 025 577	158 193 370	170 269 429	170 213 003	171 700 500	185 428 190	199 182 853
Vo - fin tiers - IFC - dotations	118 779 238	136 516 730	124 440 671	121 739 119	109 565 207	109 821 517	96 282 644
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(47 059 114)	(53 396 530)	(57 598 458)	(61 800 386)	(65 139 789)	(68 500 771)	(70 307 975)
dotations/reprisesB	(6 337 416)	(4 201 928)	(4 201 928)	(3 339 403)	(3 360 982)	(1 807 204)	(1 780 230)
Actif/Passif de renouvellement cloture	(53 396 530)	(57 598 458)	(61 800 386)	(65 139 789)	(68 500 771)	(70 307 975)	(72 088 205)
dotation aux amortissements A	(9 136 864)	(12 076 059)	(12 076 059)	(12 173 912)	(12 173 912)	(13 727 690)	(13 754 663)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(15 474 280)	(16 277 987)	(16 277 987)	(15 513 315)	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 894)
moyenne des dotations	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)
écart sur moyenne exercice	160 899	(642 808)	(642 808)	121 864	100 285	100 285	100 285
écart sur moyenne en cumulé	160 899	(481 909)	(1 124 717)	(1 002 853)	(902 568)	(802 283)	(701 997)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	-	0	0	0	0	0
acquisitions financement concession	-	-	-	-	0		
acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-			
VO Clôture	-	-	-	-	0	0	0
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-		
- IFC améliorant exercice							
	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	0%	0%	0%
base amortissable	-	-	-	-	0	0	0
cumul doté à l'ouverture	0	-	-	-	-	(0)	(0)
reste à amortir	-	-	-	-	0	0	0
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	-	-	-	-	(0)	(0)	(0)
dotations cumulées	-	-	-	-	(0)	(0)	(0)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	-	-	-	0	0	0
impact exercice(+) = produit	(15 474 280)	(16 277 987)	(16 277 987)	(15 513 315)	(15 534 894)	(15 534 894)	(15 534 894)

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	291 353 828	291 353 828	291 353 828	327 353 828	327 353 828	363 353 828	363 353 828
VO Ouverture incorporel	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415	10 686 415
acquisitions	-	-	36 000 000	-	36 000 000	-	12 549 816
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	302 040 243	302 040 243	338 040 243	338 040 243	374 040 243	374 040 243	386 590 059
- Financements tiers cumul	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)	(6 574 746)
- IFC biens au bilan clôture	n/a						
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvellement 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	295 465 497	295 465 497	331 465 497	331 465 497	367 465 497	367 465 497	380 015 313
cumul doté à l'ouverture	199 182 853	212 937 516	226 692 180	247 646 843	268 601 507	301 556 170	334 510 834
réintégration AT sur incorporel	-	-	-	-	-	-	-
sortie AT sur sortie immo	-	-	-	-	-	-	-
reste à amortir	96 282 644	82 527 981	104 773 317	83 818 654	98 863 990	65 909 327	45 504 479
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	13 754 663	13 754 663	20 954 663	20 954 663	32 954 663	32 954 663	45 504 479
dotations cumulées	212 937 516	226 692 180	247 646 843	268 601 507	301 556 170	334 510 834	380 015 313
Vo - fin tiers - IFC - dotations	82 527 981	68 773 317	83 818 654	62 863 990	65 909 327	32 954 663	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(72 088 205)	(73 868 435)	(75 648 665)	(70 228 895)	(64 809 125)	(47 389 356)	(29 969 586)
dotations/reprises B	(1 780 230)	(1 780 230)	5 419 770	5 419 770	17 419 770	17 419 770	29 969 586
Actif/Passif de renouvellement clôture	(73 868 435)	(75 648 665)	(70 228 895)	(64 809 125)	(47 389 356)	(29 969 586)	-
dotation aux amortissements A	(13 754 663)	(13 754 663)	(20 954 663)	(20 954 663)	(32 954 663)	(32 954 663)	(45 504 479)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(15 534 894)						
moyenne des dotations	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)	(15 635 179)
écart sur moyenne exercice	100 285	100 285	100 285	100 285	100 285	100 285	100 285
écart sur moyenne en cumulé	(601 712)	(501 427)	(401 141)	(300 856)	(200 571)	(100 285)	-

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	0	0	0	0	0	0	0
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	0						
Financements tiers cumul							
- IFC améliorant exercice	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	0						
cumul doté à l'ouverture	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
reste à amortir	0	0	0	0	0	0	0
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(0)						
dotations cumulées	(0)						
Vo - fin tiers - IFC - dotations	0	0	0	0	0	0	-
impact exercice(+) = produit	(15 534 894)						

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	609 728 377	612 184 572	612 445 273	623 178 886	623 492 745	610 850 373	623 937 469
VO Ouverture incorporel	-	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925
acquisitions	9 031 733	764 742	33 319 234	871 255	1 472 433	29 308 396	29 308 396
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser		-	-	-			
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(5 422 049)	-	(21 735 703)	-	(13 183 925)	(16 221 300)	(16 221 300)
				55,3%	55,3%	55,3%	55,3%
- origine financement tiers	(1 153 489)	(504 041)	(849 918)	(557 396)	(930 880)		
VO Clôture	612 184 572	625 629 198	636 362 811	636 676 670	624 034 298	637 121 394	650 208 491
- Financements tiers cumul	(265 774 206)	(264 620 717)	(264 116 676)	(263 266 758)	(262 709 362)	(261 778 482)	(261 778 482)
- 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	346 410 366	361 008 481	372 246 135	373 409 912	361 324 936	375 342 912	388 430 009
cumul doté à l'ouverture	269 818 732	275 371 956	287 751 986	275 802 780	284 676 156	280 475 501	276 597 391
réintégration AT sur incorporel		10 404 897					
sortie AT sur sortie immo		(5 422 049)	(21 735 703)	-	(13 183 925)	(16 221 300)	(16 221 300)
reste à amortir	76 591 634	80 653 677	106 229 852	97 607 132	89 832 705	111 088 711	128 053 918
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	5 553 224	7 397 183	9 786 497	8 873 376	8 983 271	12 343 190	16 006 740
dotations cumulées	275 371 956	287 751 986	275 802 780	284 676 156	280 475 501	276 597 391	276 382 831
Vo - fin tiers - IFC - dotations	71 038 410	73 256 495	96 443 355	88 733 756	80 849 435	98 745 521	112 047 178
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(222 043 615)	(228 013 734)	(233 537 738)	(236 285 139)	(238 968 799)	(241 542 564)	(240 756 409)
dotations/reprises B	(5 970 119)	(5 524 004)	(2 747 401)	(2 683 660)	(2 573 765)	786 155	4 449 704
Actif/Passif de renouvellement clôture	(228 013 734)	(233 537 738)	(236 285 139)	(238 968 799)	(241 542 564)	(240 756 409)	(236 306 705)
dotation aux amortissements A	(5 553 224)	(7 397 183)	(9 786 497)	(8 873 376)	(8 983 271)	(12 343 190)	(16 006 740)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(11 523 343)	(12 921 187)	(12 533 898)	(11 557 035)	(11 557 035)	(11 557 035)	(11 557 035)
moyenne des dotations	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)
écart sur moyenne exercice	198 501	(1 199 343)	(812 053)	164 809	164 809	164 809	164 809
écart sur moyenne en cumulé	198 501	(1 000 841)	(1 812 895)	(1 648 086)	(1 483 277)	(1 318 469)	(1 153 660)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	3 593 006	5 329 913	14 473 408	18 178 483	20 687 253	20 687 253
acquisitions financement concession	1 922 542	151 409	5 687 282	599 746	415 302		
acquisitions autres financement Tiers	1 670 464	1 585 498	3 456 213	3 105 329	2 093 468		
VO Clôture	3 593 006	5 329 913	14 473 408	18 178 483	20 687 253	20 687 253	20 687 253
Financements tiers cumul	(1 670 464)	(3 255 962)	(6 712 175)	(9 817 504)	(11 910 972)	(11 910 972)	(11 910 972)
- IFC améliorant exercice				-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	1 922 542	2 073 951	7 761 233	8 360 979	8 776 281	8 776 281	8 776 281
cumul doté à l'ouverture	0	(137 324)	(286 296)	(909 207)	(1 586 641)	(2 305 605)	(3 024 569)
reste à amortir	1 922 542	1 936 627	7 474 937	7 451 772	7 189 640	6 470 676	5 751 712
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(137 324)	(148 971)	(622 911)	(677 434)	(718 964)	(718 964)	(718 964)
dotations cumulées	(137 324)	(286 296)	(909 207)	(1 586 641)	(2 305 605)	(3 024 569)	(3 743 533)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 785 218	1 787 655	6 852 026	6 774 338	6 470 676	5 751 712	5 032 748
impact exercice(+) = produit	(11 660 667)	(13 070 158)	(13 156 809)	(12 234 469)	(12 275 999)	(12 275 999)	(12 275 999)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture corporel	637 024 566	650 111 662	663 198 758	676 285 854	689 372 951	702 460 047	715 547 143
VO Ouverture incorporel	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925	13 183 925
acquisitions	29 308 396	29 308 396	29 308 396	29 308 396	29 308 396	29 308 396	29 308 396
acquisitions financement Tiers							
transferts et TVA à reverser							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)
- origine financement tiers	55,3%	55,3%	55,3%	55,3%	55,3%	55,3%	55,3%
VO Clôture	663 295 587	676 382 683	689 469 779	702 556 876	715 643 972	728 731 068	741 818 164
- Financements tiers cumul	(261 778 482)	(261 778 482)	(261 778 482)	(261 778 482)	(261 778 482)	(261 778 482)	(261 778 482)
- IFC biens au bilan clôture	n/a						
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
- IFC renouvellement exercice	n/a						
- IFC hors biens améliorants	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
base amortissable	401 517 105	414 604 201	427 691 297	440 778 394	453 865 490	466 952 586	480 039 682
cumul doté à l'ouverture	276 382 831	280 355 184	289 212 270	303 931 035	325 976 900	357 792 230	404 261 758
réintégration AT sur incorporel							
sortie AT sur sortie immo	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)	(16 221 300)
reste à amortir	141 355 574	150 470 317	154 700 328	153 068 659	144 109 890	125 381 657	91 999 225
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	20 193 653	25 078 386	30 940 066	38 267 165	48 036 630	62 690 828	91 999 225
dotations cumulées	280 355 184	289 212 270	303 931 035	325 976 900	357 792 230	404 261 758	480 039 682
Vo - fin tiers - IFC - dotations	121 161 921	125 391 931	123 760 262	114 801 494	96 073 260	62 690 828	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(236 306 705)	(227 670 087)	(214 148 736)	(194 765 706)	(168 055 577)	(131 575 982)	(80 442 189)
dotations/reprises B	8 636 618	13 521 351	19 383 030	26 710 129	36 479 595	51 133 793	80 442 189
Actif/Passif de renouvellement clôture	(227 670 087)	(214 148 736)	(194 765 706)	(168 055 577)	(131 575 982)	(80 442 189)	-
dotation aux amortissements A	(20 193 653)	(25 078 386)	(30 940 066)	(38 267 165)	(48 036 630)	(62 690 828)	(91 999 225)
dotation hors améliorant, lissée A+B	(11 557 035)						
moyenne des dotations	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)	(11 721 844)
écart sur moyenne exercice	164 809	164 809	164 809	164 809	164 809	164 809	164 809
écart sur moyenne en cumulé	(988 852)	(824 043)	(659 234)	(494 426)	(329 617)	(164 809)	(0)
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	20 687 253						
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	20 687 253						
Financements tiers cumul	(11 910 972)	(11 910 972)	(11 910 972)	(11 910 972)	(11 910 972)	(11 910 972)	(11 910 972)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	8 776 281						
cumul doté à l'ouverture	(3 743 533)	(4 462 497)	(5 181 461)	(5 900 425)	(6 619 389)	(7 338 353)	(8 057 317)
reste à amortir	5 032 748	4 313 784	3 594 820	2 875 856	2 156 892	1 437 928	718 964
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(718 964)						
dotations cumulées	(4 462 497)	(5 181 461)	(5 900 425)	(6 619 389)	(7 338 353)	(8 057 317)	(8 776 281)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	4 313 784	3 594 820	2 875 856	2 156 892	1 437 928	718 964	-
impact exercice(+) = produit	(12 275 999)						

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 CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

- Durée : 1^{er} décembre 2014 au 31 décembre 2020 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 11,3 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) Baux

Bailleur	Objet du bail
CHUNG TIEN VERONIQUE	AGENCE TUBUAI

d) 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.

e) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

f) 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 négociation.