CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE NUKU HIVA

CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE NUKU HIVA
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI

RAPPORT DU DELEGATAIRE DU SERVICE PUBLIC

Année 2023

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS 3
0.1 -Communs à toutes les concessions d'EDT 3
0.2 - Spécifiques aux concessions des iles 4
0.3 - Spécifiques à la concession de Nuku Hiva 4

1 - PRESENTATION 6
1.1 - Le système électrique polynésien 7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession 8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel 9

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE 10
2.1 - Mode de détermination des tarifs 11
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2023 11
2.3 - Chiffre d'affaires énergie 13
2.4 - Autres produits d'exploitation 14
2.5 - Statistiques de ventes 14
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva 17
2.7 - Gestion des impayés 19
2.8 - Dépenses de la Commune 19
2.9 - Services offerts à la clientèle 20
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie 23

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE 24
3.1 - Autorisation d'exploitation 25
3.2 - Effectifs de l'exploitation 25
3.3 - Détail des ouvrages de production 26
3.4 - Données de production englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa 26
3.5 - Qualité de service 28
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement 29
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants 29
3.8 - Raccordement solaire 32
3.9 - Unités d'œuvre 2023 de la concession 32

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES 33
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée 34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique 40
4.3 - Comptes de la concession 46
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 immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public 62
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements 68
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année 68
5.5 - Méthode relative aux charges calculées 70
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année 74
5.7 - Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22 74
5.8 - Plan de Renouvellement 76

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC 77

0 - FAITS MARQUANTS

0.1 Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Coût des produits pétroliers

Bien que légèrement inférieur à 2022, le prix moyen 2023 d'achat du gazole alimentant les centrales thermiques de Tahiti, était de 84,755 F/L toujours largement supérieur à la part répercutée dans les tarifs de vente de l'électricité (60 F/Litre).

De ce fait, sur la période du 1er janvier au 31 juillet 2023, la concession a dû faire une avance de trésorerie de 1.498 MF s'ajoutant aux 640 MF avancés au 31/12/2022.

A compter du 1er août 2023, la Polynésie française a adopté une mesure de hausse de la contribution du FRPH sur le prix du gasoil de Tahiti, ramenant le prix payé par la concession de 95 F/litre à son prix d'équilibre de 60 F/litre.

B) Débouclage des concessions arrivées à échéance

L'année 2023 a été une année d'échanges avec les communes de Huahine, Taputapuatea, Tumara'a, Taha'a et Rurutu, en vue de procéder au règlement des décomptes issus des contrats de concession terminés en 2022. Les négociations ont permis d'aboutir à la rédaction d'un accord permettant à EDT de recouvrer la majeure partie des sommes qui lui étaient dues.

Les mêmes négociations menées avec la commune de Moorea, n'ont pas abouti à ce jour.

C) Pertes de synergie

L'organisation mise en place avec le Pays en 1991 reposait sur une structure solide basée sur l'île de Tahiti et assurant le support à un maximum d'îles. Le regroupement des contrats et des moyens sur EDT a permis de se doter de compétences et de moyens qu'aucune des concessions ne pouvait se payer seule.

La sortie du périmètre géré par EDT des iles à échéance initiale 2020 a mis fin brutalement à ces synergies causant un préjudice récurrent proche de 800 MF condamnant l'entreprise à une restructuration.

En 2022, pour faciliter la comparaison avec les exercices passés, ces charges liées à la perte de synergie (quote part invendue des Services support technique aux îles, back office commercial, siège) n'ont pas été réparties sur les concessions restantes.

L'année 2023 a vu se terminer les dernières concessions dites « DSP 2020 » qui faisaient partie du périmètre général des concessions EDT rattachées économiquement à Tahiti Nord. Ainsi, le 31 décembre 2023, ont pris fin les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa, Ua Pou et Ua Huka (cette dernière ayant été écourtée de façon anticipée).
Les frais de support résiduels après économie ont été répartis sur l'ensemble des concessions bénéficiaires sur la base des clefs de répartition historiques lesquelles ont été adaptées aux modifications d'organisation.

D) Difficultés d'approvisionnement

Les difficultés d'approvisionnement apparues avec la crise sanitaire du COVID et renforcées par la guerre d'Ukraine sont moins importantes mais persistent avec des délais et des coûts en nette augmentation.

0.2 - Spécifiques aux concessions des iles

Le mécanisme de péréquation tarifaire mis en place au 1er janvier 2022 par la Polynésie au bénéfice de tous les systèmes électriques est basé sur un montant d'aide plafonné avec une contrainte de prix moyen

En raison le plus souvent de pourcentages de petits consommateurs très importants, certaines îles vont se retrouver dans l'obligation d'augmenter leurs tarifs pour pouvoir continuer à bénéficier des aides de péréquations lesquelles représentent très fréquemment plus de 50% des recettes des iles concernées.

0.3 - Spécifiques à la concession de Nuku Hiva

Fin de concession :

En 2023, la CODIM a récupéré la compétence du service public de production et de distribution électrique. Elle est devenue l'autorité concédante de la concession de Nuku Hiva, et a lancé un nouvel appel d'offres pour une concession unique aux 6 communes des Marquises. Comme indiqué ci-dessus, cette concession a été attribuée avec effet au 1er janvier 2024 à EDM.

La concession d'EDT a donc pris fin le 31 décembre 2023.

Principaux indicateurs

			NUKU HIVA			
			2023		2022	
CLIENTS	**Nombre de contrats clients**		**1 197**		**1 163**	
	BT		1 192	99,58%	1 158	99,57%
	MT		5	0,42%	5	0,43%
	Puissance souscrite au 31/12	**kVA**	**6 535**		**6 091**	
	BT		6 163	94,31%	5 749	94,39%
	MT		372	5,69%	342	5,61%
	Puissance maximale appelée (*)	**MW**	**1,12**		**1,07**	
	Nombre de kWh vendus total		**4 963 539**		**4 623 788**	
	BT		3 988 881	80,36%	3 760 480	81,33%
	MT		974 658	19,64%	863 308	18,67%
	Chiffre d'affaires énergie	**XPF**	**160 034 539**		**145 709 959**	
	BT : Total		129 276 794	80,78%	119 477 059	82,00%
	BT : par client		108 454		103 175	
	BT : par kVA de puissance souscrite		20 977		20 781	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		24 298 205	18,80%	23 655 711	19,80%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		104 978 589	81,20%	95 821 348	80,20%
	MT : Total		30 757 745	19,22%	26 232 900	18,00%
	MT : par client		6 151 549		5 246 580	
	MT : par kVA de puissance souscrite		82 682		76 704	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		7 413 648	24,10%	6 861 888	26,16%
	MT : part variable en XPF et % du CA total		23 344 097	75,90%	19 371 012	73,84%
	Prix moyen de vente par kWh vendu		**32,24**		**31,51**	
	BT		32,41		31,77	
	MT		31,56		30,39	
TECHNIQUES	**Rendement réseaux (s/production nette)**		**0,87**		**0,81**	
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	-9 402	-0,16%	107 741	1,89%
	Energie hydroélectrique	kWh	540 213	9,43%	1 179 358	20,69%
	Energie thermique	kWh	5 196 686	90,73%	4 413 303	77,42%
	Energie totale achetée		5 727 497		5 700 402	
	Temps moyen de coupure					
	global		2h36		11h53	
	origine production		1h12		0h47	
	origine transport		0		0	
	origine distribution		1h24		11h05	
FINANCIERS	**Patrimoine**					
	Longueur du réseaux hors branchement	**Km**	**87**		**87**	
	Valeur d'origine	**k XPF**	**1 043 939**		**1 017 328**	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	**k XPF**	**438 404**		**450 704**	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	**k XPF**	**27 554**		**1 397**	
	Dépenses d'améliorant	**k XPF**	**0**		**3 273**	
	Indemnité de fin de concession	**k XPF**	**75 630**		**41 175**	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1))	**k XPF**	**348 552**		**329 871**	
	Part revenant à la concession	k XPF	216 004		207 539	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	132 548		122 332	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	**k XPF**	**14 081**		**33 160**	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année (+) => à récuperer dans les tarifs N+1	**k XPF**	**22 953**		**21 050**	

(*) 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
- Organisation locale

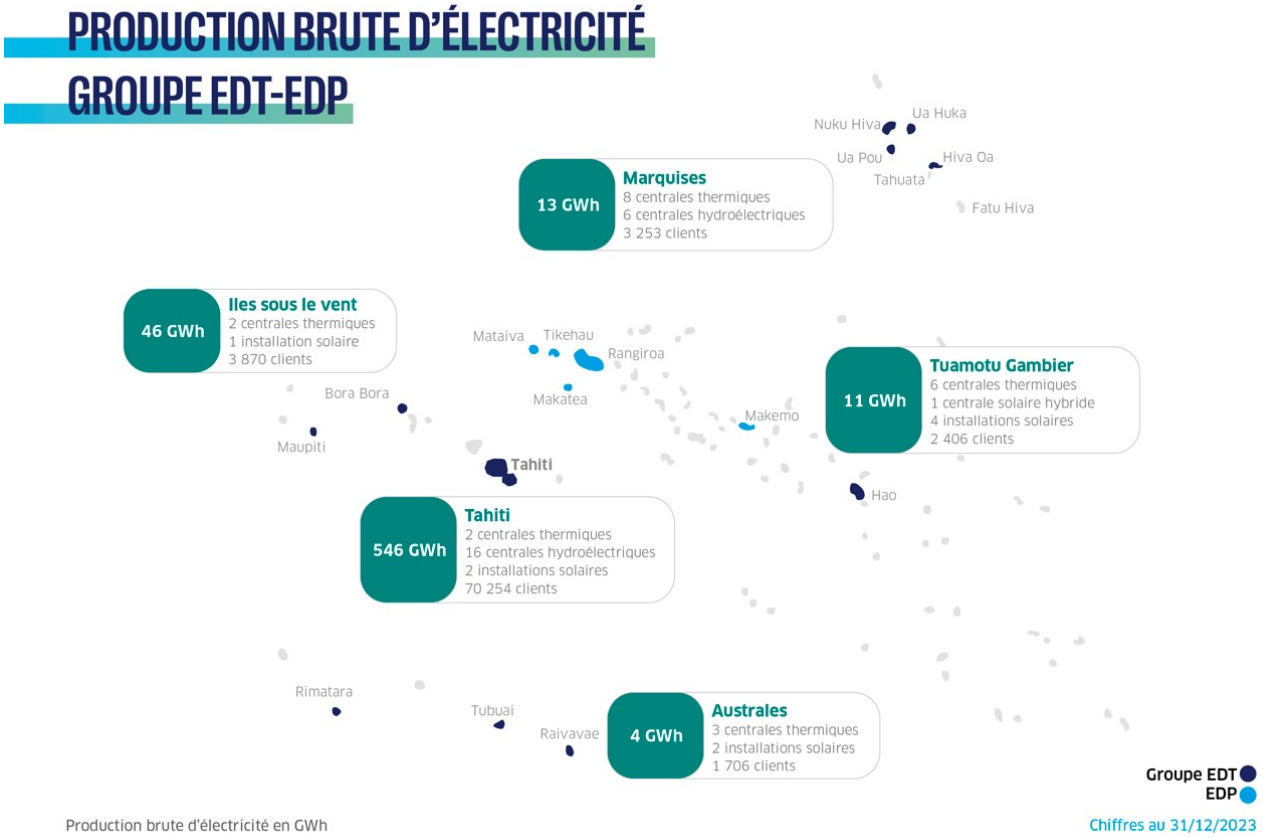
1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- La convention d'adhésion au régime de solidarité tarifaire
- 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



Ce système est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 iles (sur un total de 118) pour une superficie proche de l'Europe.
Les systèmes sont donc de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une ile 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 existantes, alliant sauf exception production et distribution, sont confiées à EDT et à ses filiales.

La production hydroélectrique, quant à elle, fait généralement l'objet de concessions ou d'autorisations de forces hydrauliques distinctes des concessions de distribution.

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

ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec ses 96 000 collaborateurs, ses clients, ses partenaires et ses parties prenantes, ENGIE s'engage chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement.

Guidés par sa raison d'être, ENGIE concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en s'appuyant sur ses métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à ses clients.

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

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

Le pôle énergie est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

A fin 2023, il est composé des sociétés suivantes :

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 11 concessions de Tahiti et des îles. La société est leader historique du secteur de l'énergie. Elle est concessionnaire du service public de l'électricité à Tahiti et dans 10 autres îles de Polynésie française ;
- MARAMA NUI assure depuis 1998, en concession, la production hydroélectrique dans 5 vallées de Tahiti avec 16 centrales. Elle est le premier producteur d'énergie renouvelable de Polynésie française ;
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti. Elle a été créée en 2017 ;
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques.
- ITO NUI a été créée pour développer de nouvelles installations de production d'énergie renouvelables, à commencer par des centrales photovoltaïques avec stockage dans le cadre des appels à projets du Pays.
- ELECTRICITE DE POLYNESIE (EDP), est dédiée à l'exercice de nouvelles délégations de service public de production et distribution d'électricité dans les îles.

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.

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Nuku Hiva** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 25 mai 1992, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

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

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

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

Le cahier des charges de la convention de concession de **Nuku Hiva** 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 **Nuku Hiva** a quant à lui été modifié par un avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 28 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).
- L'avenant n°2 du 4 mai 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
- L'avenant 3 du 1er octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
- L'avenant 4 du 1er janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans

1.3.2 Le contrat d'adhésion au régime de solidarité tarifaire dans le domaine de l'électricité.

EDT, la commune et la Polynésie française ont conclu le 7 janvier 2022 une convention tripartite d'adhésion au régime de solidarité dans le domaine de l'électricité. Cette adhésion permet au système électrique de bénéficier de la compensation de solidarité permettant de modérer les tarifs.

1.3.3 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 2023
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 Nuku hiva
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 des tarifs appliqués sur l'exercice 2023 a eu lieu le 1er octobre 2022, et a été appliquée sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022, 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 2023

Tranches tarifaires	**Réf**	**Seuils**	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 150 kWh/mois	22,00
BT Usage domestique 2nde tranche	P3	de 150 à 240 kWh/mois	23,30
BT Usage domestique 3ème tranche	P4	de 240 à 360 kWh/mois	40,64
BT Usage domestique 4ème tranche	P5	au -dessus de 360 kWh/mois	42,46
BT Eclairage public	P6		33,95
BT Usages professionnels et autres usages 1ère tranche	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
BT Usages professionnels et autres usages 2ème tranche	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
BT Usages professionnels et autres usages 3ème tranche	P9	au -dessus de 1000 kWh/mois	39,49
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	de 0 à 18 000 kWh/mois	24,63
MT Tarif jour 2ème tranche	P11	au -dessus de 18 000 kWh/mois	26,10
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	de 0 à 18 000 kWh/mois	21,67
MT Tarif nuit 2ème tranche	P13	au -dessus de 18 000 kWh/mois	23,15
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite	P14		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P15		20,90
Prépaiement supérieur à 3,3 kVA de puissance souscrite	P16		29,80

Taxes	Taux
Taxe municipale	Applicable dans chaque commune
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%
Autres	
- Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE)	6,30XPF/kWh
- Contribution pour la Solidarité (CPS) appliquée jusqu'au 30/09/2023	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	**Du 1er janvier au 31 décembre 2023**
	P=39,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puisssance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement (XPF)	Puisssance au 31/12/2023 (kVA)	Total kWh vendus 2022
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 562 017	18 425 780	32 308	8 483 305	2 728	1 452 361
BT Usage social 2ème tranche	P2	189 105	5 880 944				141 119
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	195 531	4 102 792	8 962	3 880 313	760	282 769
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	86 104	2 006 869				155 174
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	66 225	2 691 394				15 371
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	105 995	4 500 554				23 638
BT Eclairage public	P4	67 871	2 304 227	1 280	512 160	107	69 684
BT Usage professionnel	P5	599 937	21 717 716	28 556	11 422 427	2 568	1 375 341
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	291 696	10 792 752				60 806
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	824 400	32 555 561				184 217
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	473 894	11 672 010	4 434	7 413 648	372	550 785
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	184 800	4 823 280				278 626
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	314 704	6 819 638				33 897
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	1 260	29 169				0
Total		**4 963 539**	**128 322 686**	**75 540**	**31 711 853**	**6 535**	**4 623 788**

CHIFFRE D'AFFAIRES	**160 034 539**
Prix moyen	32,24

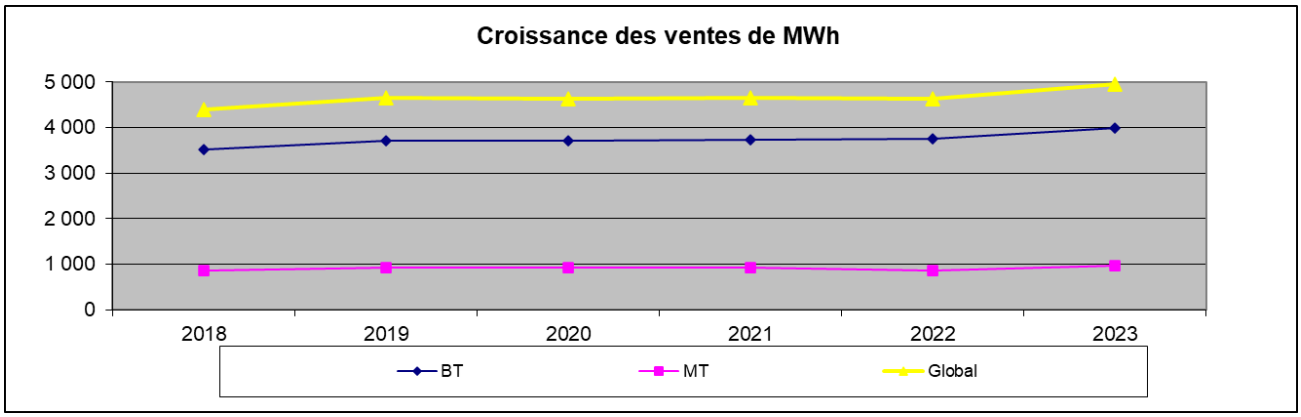
** Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2023.*
** Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.*

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

-	Frais de perception de taxe :	319 955 XPF
-	Frais de relance :	1 024 080 XPF
-	Total	1 344 035 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une légère baisse de 0,5% en 2022, les ventes d'électricité connaissent une hausse de 7,3% (soit +339,7 MWh) en 2023. Elles s'établissent ainsi à **4,9 GWh**.
Cette progression globale des ventes est liée à la hausse de 12,9% (soit +111,3 MWh) des ventes en moyenne tension qui représentent 19% des volumes et de la hausse des ventes en basse tension de 6,1% (+228,4 MWh).

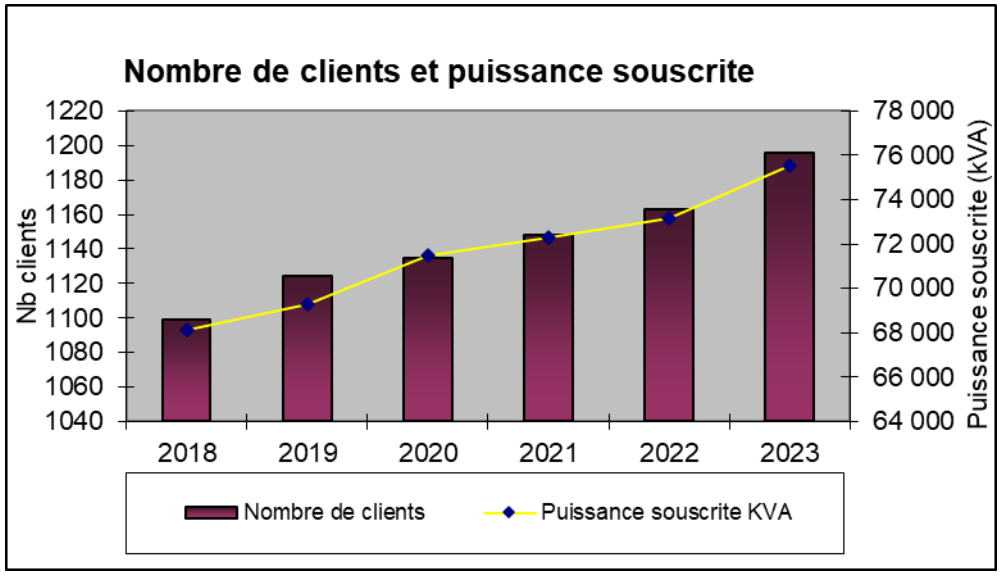
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et Usages domestiques « classique » basse tension usages domestiques) connaît une progression de 6,7%, soit 136,8 MWh. Cette progression se traduit par une croissance de 10,5% des volumes de ventes au tarif « petits consommateurs » (+163,5 MWh), en lien avec la hausse du nombre de contrats (+18) et une diminution des ventes au tarif Usages domestiques « classique » de 5,7%, soit -26,6 MWh.

Les tarifs domestiques représentent 54% des volumes basse tension en 2023, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 43% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,7% des ventes en basse tension avec environ 67,8 MWh vendus sur 2023, diminuent légèrement de 2,6% par rapport à 2022, soit -1,8 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 43% des ventes basse tension enregistrent une augmentation de 5,9% en 2023, soit +95,6 MWh.

Après une baisse des ventes en moyenne tension de 6,1% en 2022, elles s'améliorent de 12,9%, soit +111,3 MWh, pour s'établir à 975 MWh.



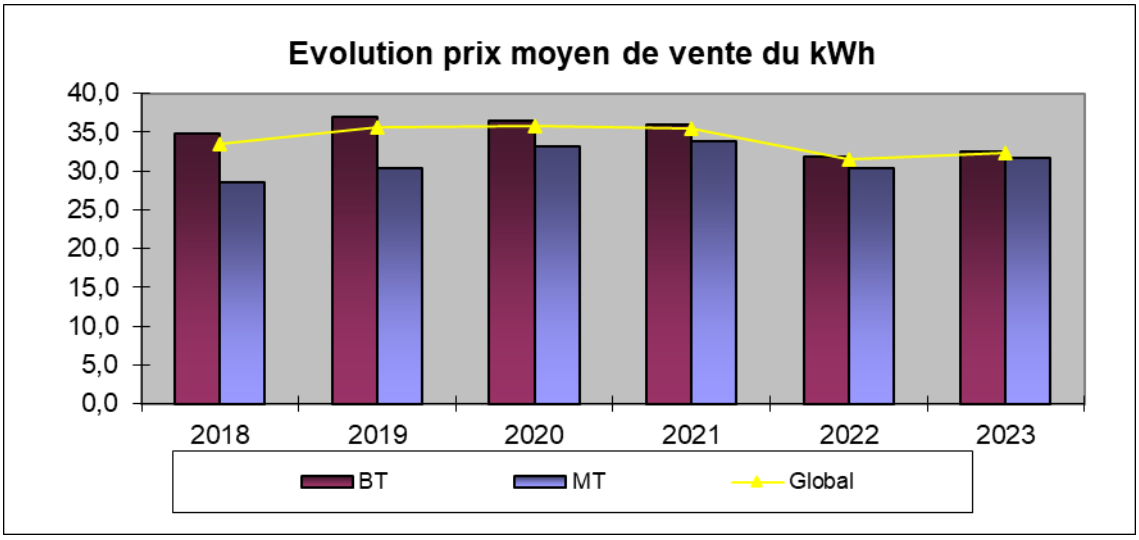
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2022 *(nombre de contrats)*
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	1 192	+2,9% *(+ 34 contrats)*
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	5	-
	1 197	+2,9% *(+ 34 contrats)*

La hausse du nombre de contrats souscrits aux tarifs basse tension concerne le tarif « petits consommateurs », avec 18 contrats supplémentaires par rapport à fin 2022.
Le nombre de contrats souscrits en tarif « usages domestiques classique » enregistre également une hausse de 9 nouveaux contrats par rapport à fin 2022.
Le tarif à « usage professionnel » enregistre 6 contrats de plus.

La répartition du nombre de clients par tarifs s'établit de la manière suivante à fin 2023 :

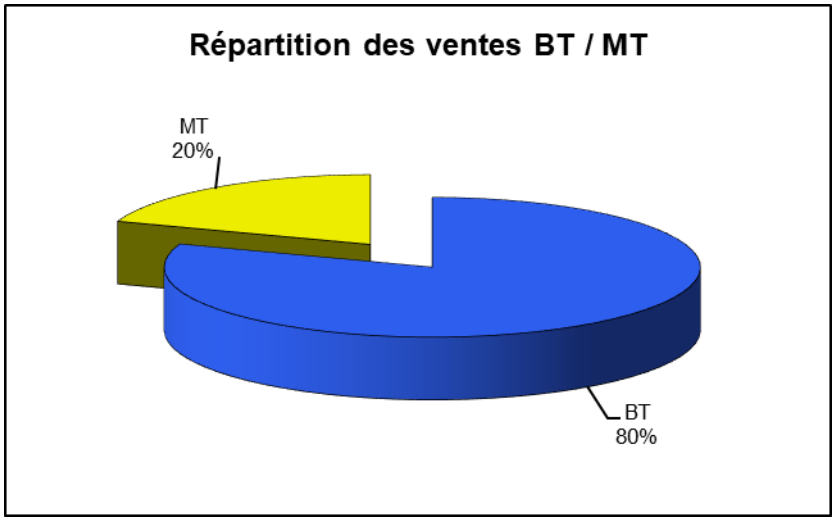
- Tarif « Petits Consommateurs » 71%
- Tarif Usages professionnels basse tension 16%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 10%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Moyenne tension <1%

La puissance souscrite facturée poursuit sa progression à la hausse (+3,2%) et s'élève à 75 540 kVA, en lien avec l'augmentation de la puissance souscrite facturée pour les tarifs « Petits Consommateurs ».



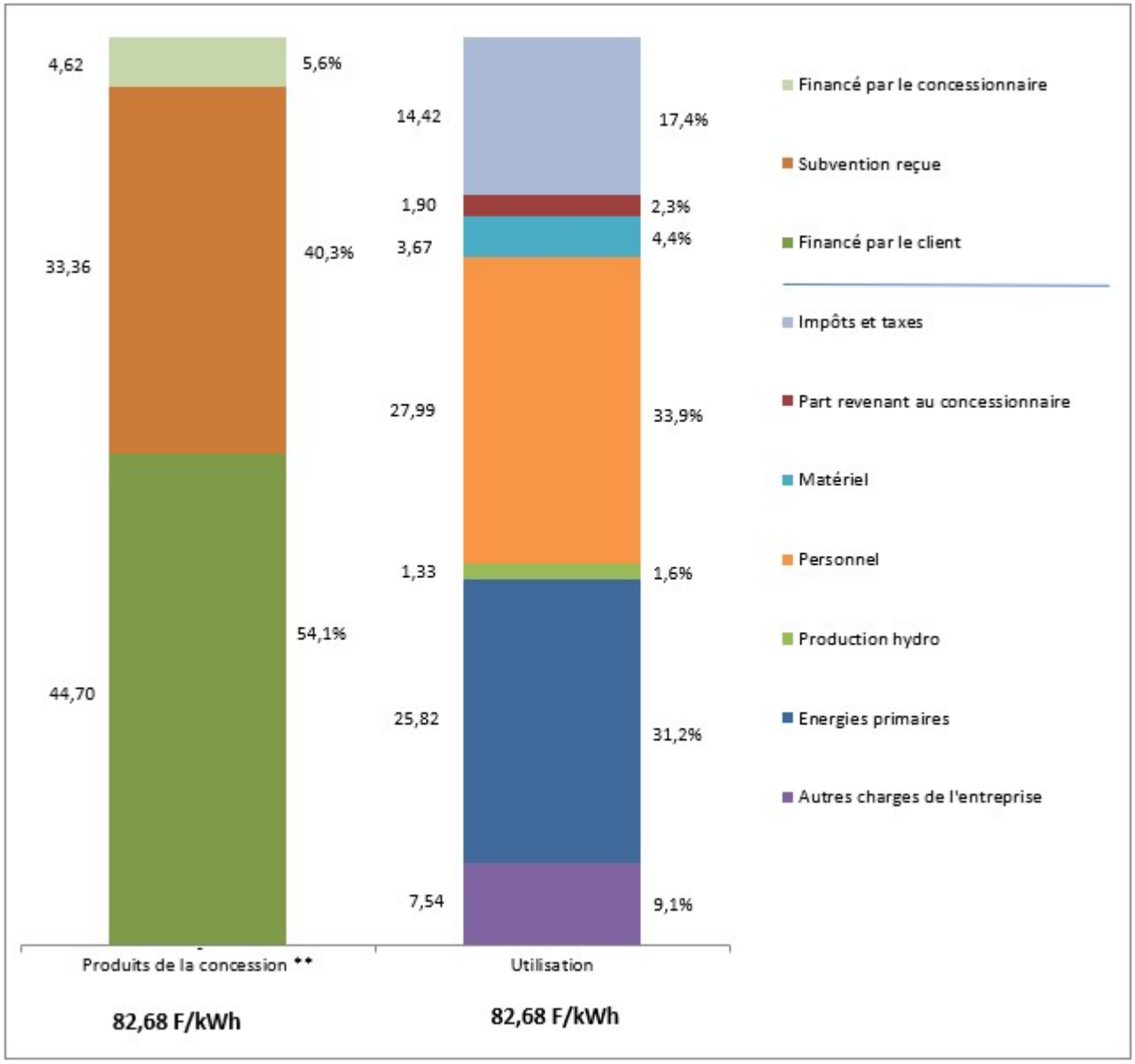
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2023
Tarifs basse tension	32,4 Fcp	+2,0%
Tarifs moyenne tension	31,6 Fcp	+4,0%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	32,3 Fcp	+2,3%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de +2,3% et s'établit à 32,3 Fcp/kWh, en raison de l'augmentation tarifaire ayant eu lieu au 1er octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 80% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 20% en tarif moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Nuku Hiva



**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 44,70 F/KWh (54,1%) de sommes facturées aux clients*

La colonne de droite « Utilisation » détaille par nature l'ensemble des dépenses de la concession.
Ces dépenses exprimées par kWh vendu s'élèvent à 82,68 F.

- Le poste impôts et taxes de 14,42 F/kWh représente 17,4% des dépenses de l'exercice, il inclut :
  - les taxes communales,
  - la TVA,
  - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE) d'une valeur de 6,30 F/kWh,
  - l'IS,
  - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes,
  - la Contribution pour la solidarité (CPS),

    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 gazole,
  - le coût d'achat des énergies renouvelables hydroélectricité et solaire,
  - le coûts des huiles.
- Charges calculées : voir en paragraphe 5.2, l'explication concernant la régularisation de TVA à reverser (diminution de la valeur de l'immobilisation et du reste à amortir)

La colonne de gauche « Produits de la concession » est d'un montant équivalent, ces produits ont trois origines :

- Les recettes clients de 44,70 F/kWh qui financent 54,1% des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 33,36 F/kWh qui prend en charge 40,3% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour 4,62 F/kWh pour la différence soit 5,6% des dépenses de la concession. Cette somme est une avance de trésorerie faite par le concessionnaire pour payer la part non répercutée du prix du gasoil dans les tarifs.

Détail des produits de la concession:	en F/kWh	en %
La part financée par le client comprend:		
- Les ventes d'énergie	32,24	39,0%
- Les produits accessoires	0,29	0,3%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,87	7,1%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	7,6%
	44,70	54,1%
Le montant brut des subventions reçues:		
- Subvention de péréquation	33,36	40,3%
	33,36	40,3%
La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	4,62	5,6%
	4,62	5,6%
Total Produits	82,68	F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2023, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Nuku Hiva, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/23, était de 59,8 Millions Fcp, ce qui représente 30,1% du chiffre d'affaires 2023, soit un délai de créances clients de 108 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 Nuku Hiva, en moyenne 156 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 13,0% 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 Nuku Hiva, en moyenne 7 clients, soit 0,6% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés en 2023.

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 2023, aucune créance irrécouvrable n'a été comptabilisée pour la concession de Nuku Hiva.

2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2023 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	1	298	17 841	59,9
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	18	68 949	3 644 162	52,9
07 - USAGE PROFESSIONNEL	44	168 082	11 455 466	68,2
Total	**63**	**237 329**	**15 117 469**	**63,7**

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT diminuent de 9,4% en 2023 et s'établit à 15,1 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 63 compteurs.

Les dépenses en éclairage public augmentent de 3,6%, avec 3,6 Millions Fcp TTC qui leur sont consacrés. Les dépenses au tarif professionnel diminuent de 13,0% et s'élèvent à 11,4 Millions Fcp TTC.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2023

Février :

- EDT partenaire avec la CCISM du label « Electricien Qualifié » : 12 électriciens ont décroché ce label permettant de garantir un service de qualité aux clients.

Août :

- Lancement de la e-facture permettant aux clients, ayant une adresse électronique associée à leur contrat d'énergie, de recevoir directement dans leur boite mail leur facture au format PDF sans avoir besoin de se connecter au site internet.

Novembre :

- Black-out sur Tahiti à la suite d'un incident survenu sur le réseau de transport de l'électricité.

Décembre :

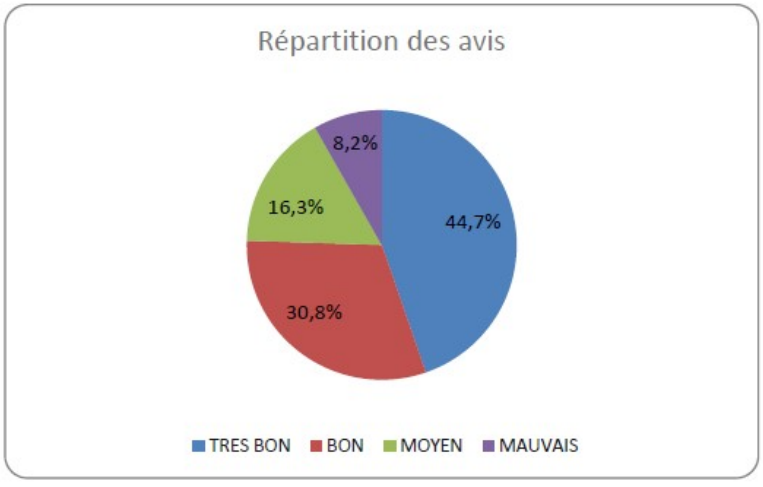
- Fin de concession pour les îles Marquises pour EDT.

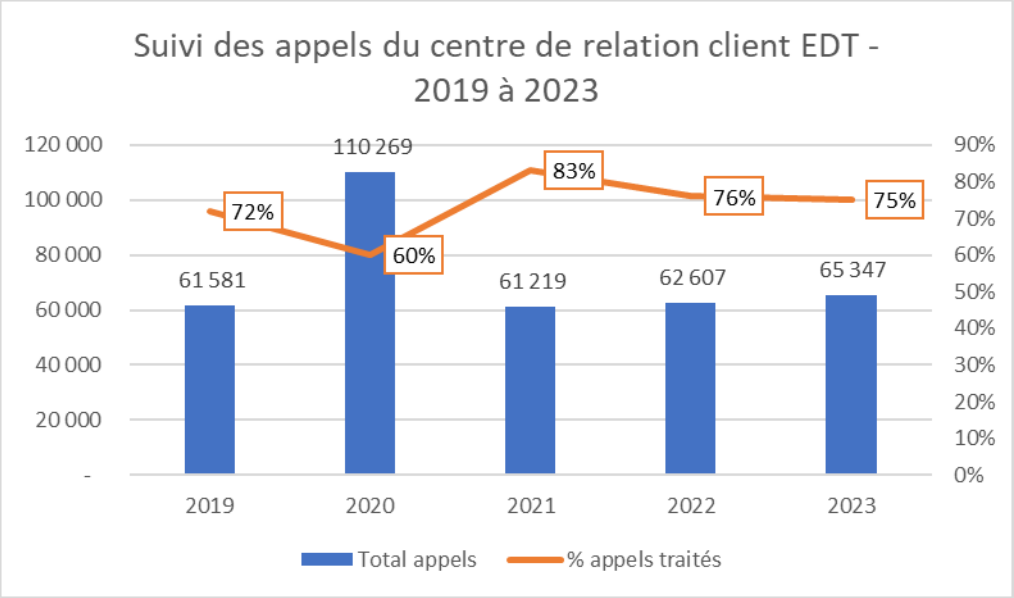
Centre de relation clients InfosConseils

Le nombre d'appels clients est en augmentation de + 4% positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.

Répartition générale des avis

TRES BON	BON	MOYEN	MAUVAIS
44,7%	30,8%	16,3%	8,2%
305	210	111	56





L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients :
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

A fin 2023, nous enregistrons + 10 000 nouveaux abonnés portant ainsi le nombre total d'abonnés à + 128 000 inscrits aux différents services SMS et + 2.9 millions de SMS envoyés, depuis la mise en place du service en 2010.

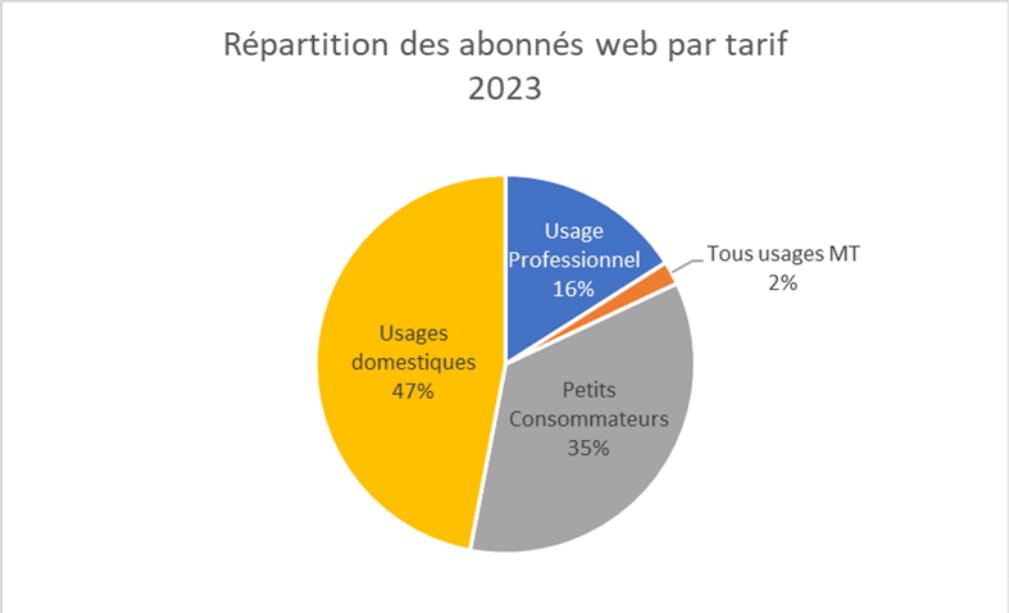
Nb contrats actifs avec service SMS en 2023

Service SMS	TAHITI	ILES	TSE	Total général
Auto-relève	9 952	986	2 301	13 239
Avis annulation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis confirmation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis coupure tvx	10 761	696	2 301	13 758
Avis passage releveur	8 743	694	1 858	11 295
Mnt fact mensuelle	9 086	914	2 124	12 124
Relance	9 101	898	2 060	12 059

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Nuku Hiva	463	38,7%

Répartition des abonnés par tarif



L'année 2023 a conforté l'importance des services clients avec des taux d'adhésion importants :

- 55% des clients ont un accès web au site edt.pf
- 78% des clients ont au moins un service SMS qui leur permet d'avoir les infos suivantes :
  - Montant facture, Passage du releveur, Coupures pour travaux, Impayés

Le dernier service créé en 2023 : la e-facture permet au client de recevoir directement sa facture dans sa boite mail et lui évite un déplacement à sa boite aux lettres ainsi qu'un archivage de ces dernières.
On arrive à un taux de souscription de 42% des contrats à ce nouveau service, ce taux augmentera sensiblement dans le futur grâce à des campagnes de placement marketing.

A Nuku Hiva, 487 contrats ont basculé en E-facture ce qui représente 40,7% des contrats actifs de l'île.

Concession	Nb efacture	%age
Nuku Hiva	487	40,7%

Les indicateurs des réseaux sociaux montrent également une bonne progression de nos différentes communautés qui sont sensibles aux lignes éditoriales proposées.

Facebook +9%
Instagram +3%
Linkedin +23%

Le site client continue de progresser avec succès en offrant une gamme de fonctionnalités appréciées par ses utilisateurs, parmi lesquelles le paiement en ligne et l'auto-relève sont les plus populaires. Il est à noter que les transactions effectuées via l'agence en ligne ont représenté 14% de l'ensemble des paiements en 2023.

edt.pf

+11% création espaces client

+16 % paiements en ligne

+11% auto-relève

Les campagnes commerciales Facebook et Google Ads étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, auto-relève, espace client. Les performances Google Ads sont très bonnes avec un bon taux de conversion, il en est de même avec les campagnes lancées sur Facebook Ads.

2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

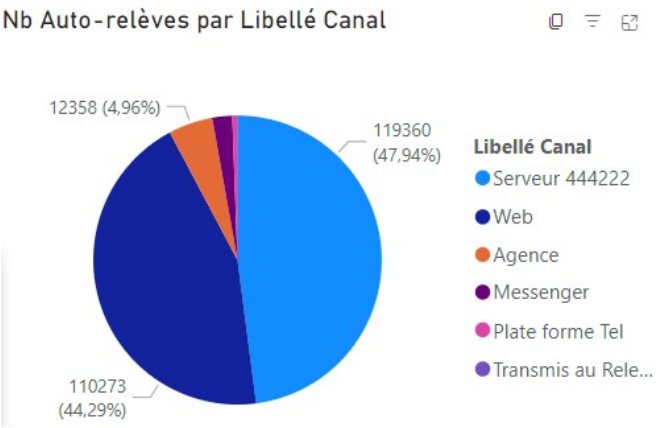
Les équipes clientèle sont formées pour accompagner le client dans la compréhension et la maîtrise de sa consommation.

L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec le chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée gracieusement mise à disposition des clients, reste le n°1 des canaux utilisés par nos clients pour ce service

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

Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandés 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…)



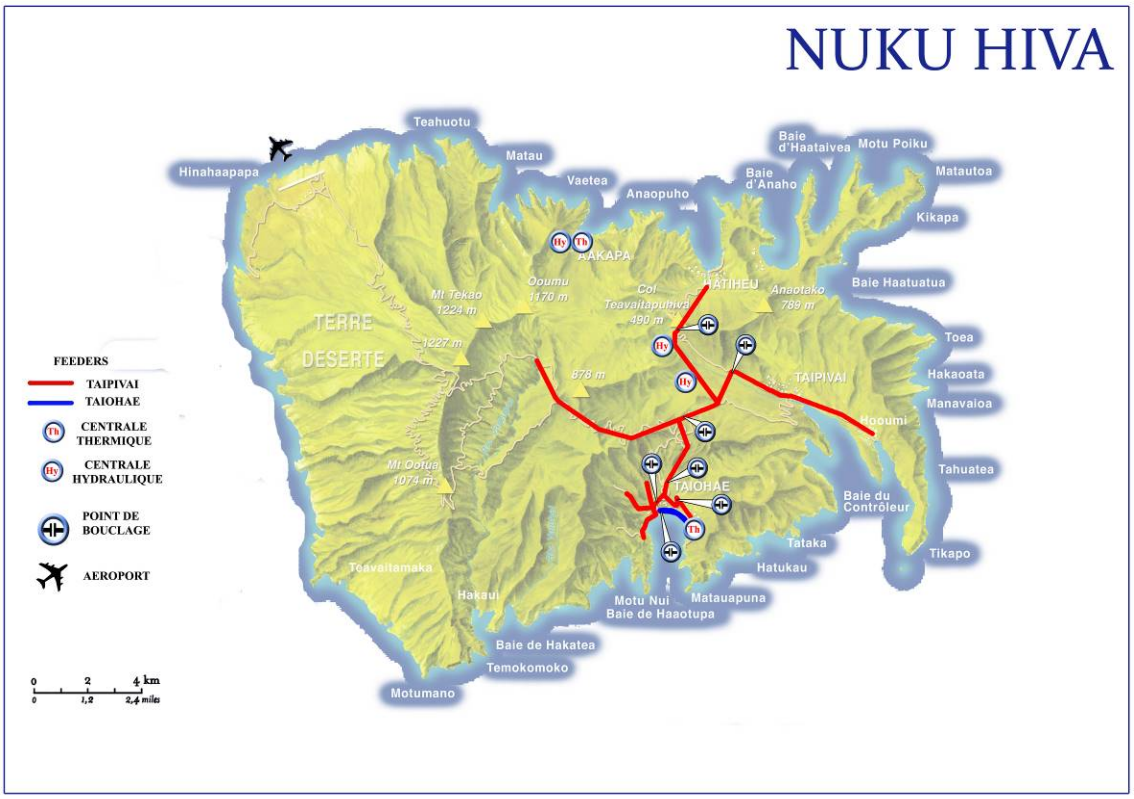
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

3.1 Autorisation d'exploitation
3.2 Effectifs de l'exploitation
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 2023 de la concession

➢ *Bilan technique*

Schéma du système électrique de Nuku Hiva



3.1 - Autorisation d'exploitation

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

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	1127	08/03/2010	TAIOHAE-NUKU HIVA	Modif. Nouveau
Arrêté	9027	07/12/2009	TAIOHAE-NUKU HIVA	Nouveau
Arrêté	1574	19/04/1994	TAIOHAE-NUKU HIVA	Initial et abrogé

3.2 - Effectifs de l'exploitation

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de Nuku Hiva est de 6 agents d'exploitation et un agent clientèle en 2023. Un agent est parti à la retraite, un autre a demandé sa mutation sur TAHITI et il s'est fait remplacer par un autre agent venant de UA POU. L'effectif en fin d'année 2023 se maintient à 06 techniciens et un agent clientèle.

3.3 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant : (englobant Taiohae, Aakapa et Taipivai)

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (KVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2023	HDM au 1er Janvier 2024	Nbre heure de fonctionnement 2023
G1 AAKAPA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G293	18/06/2017	27 922	32 726	4 804
G2 AAKAPA	FG WILSON	BASE	55	42	36	G324	19/12/2019	12 922	16 650	3 728
G1 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G192	01/12/2008	50 708	58 222	7 514
G2 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	635	508	406	G196	02/07/2009	65 652	68 616	2 964
G3 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G153	29/09/2006	50 546	55 051	4 505
G4 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	650	520	416	G330	06/03/2021	13 857	21 566	7 709
G6 TAIOHAE	FG WILSON	BASE	400	320	256	G169	16/04/2008	52 942	59 464	6 522
Turbine Taipivai 1	HYDROLEC	HYDRO	500	400	400	H001	01/01/1985	15 162	15 719	557
Turbine Taipivai 2	BOUVIER	HYDRO	275	220	220	H002	01/01/1997	72 536	78 483	5 947

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 englobant Taiohae, Taipivai et Aakapa

3.4.1 – NUKU HIVA

NUKU HIVA 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)
Janvier	419 866	414 865	36 060	114 203	271	423
Février	404 469	400 133	28 407	107 909	276	437
Mars	456 763	452 834	37 003	124 335	270	455
Avril	398 355	394 067	79 255	108 261	274	360
Mai	434 481	430 059	55 844	117 000	267	377
Juin	408 880	404 668	51 336	112 856	274	436
Juillet	408 139	404 167	55 361	109 909	269	347
Août	384 963	381 331	66 453	103 844	267	282
Septembre	428 494	424 677	27 149	116 632	269	392
Octobre	464 022	459 833	19 094	126 408	270	423
Novembre	486 896	482 398	4 790	132 700	270	501
Décembre	552 585	547 654	5 347	148 102	269	542
TOTAL	**5 247 913**	**5 196 686**	**466 099**	**1 422 159**	**271**	**4 975**

3.4.2 – Site de production de TAIOHAE-TAIPIVAI-HATIHEU

Production thermique brute 2023 de la centrale de Aakapa : 50 152 kWh en hausse de 36.4% par rapport à 2022 ;

Production thermique brute 2023 de la centrale de Taiohae : 5 197 761 kWh en hausse de 17.4% par rapport à 2022.

1 422 159 litres de gazole ont été consommés en 2023 pour ces deux centrales contre 1 213 632 litres en 2022, et 4 975 litres d'huile ont été consommés en 2023 contre 3 804 litres en 2022.

La puissance de pointe appelée est de 1 119 kW sur le mois de mars 2023 (1 099 kW pour Taiohae et Taipivai + 20 kW pour Aakapa). La puissance utile du groupe électrogène le plus puissant de la centrale de Taiohae est de 416 kW, celui de Aakapa est de 36 kW.

407 140 kWh ont été produits en 2023 dans les centrales hydroélectriques de Taipivai 1 et Taipivai 2 contre 1 053 190 kWh en 2022.

A noter également une production de 58 959 kWh en 2023 au niveau de la turbine hydroélectrique de AAKAPA contre 67 206 kWh en 2022.

TAIOHAE 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	416 022	411 136	30 840	111 853	269	400	903
Février	400 704	396 470	23 740	105 809	264	414	857
Mars	452 374	448 561	31 760	121 885	269	432	1 099
Avril	393 839	389 666	74 300	105 911	269	344	810
Mai	429 592	425 288	50 730	114 300	266	354	898
Juin	404 317	400 221	46 530	110 606	274	413	898
Juillet	403 108	399 253	50 700	107 259	266	331	815
Août	380 359	376 840	62 320	101 594	267	266	839
Septembre	425 059	421 381	22 090	114 332	269	376	976
Octobre	460 372	456 255	14 130	124 308	270	400	942
Novembre	483 268	478 880	0	130 400	270	478	981
Décembre	548 747	543 902	0	146 002	269	526	1 078
TOTAL	**5 197 761**	**5 147 853**	**407 140**	**1 394 259**	**268**	**4 734**	**1 099**

La production hydroélectrique provient des turbines de TAIPIVAI 1 (KUEENUI) et TAIPIVAI 2 (VAIAHU)

Sur novembre et décembre 2023 les deux turbines T1 et T2 étaient à l'arrêt par suite d'incident.

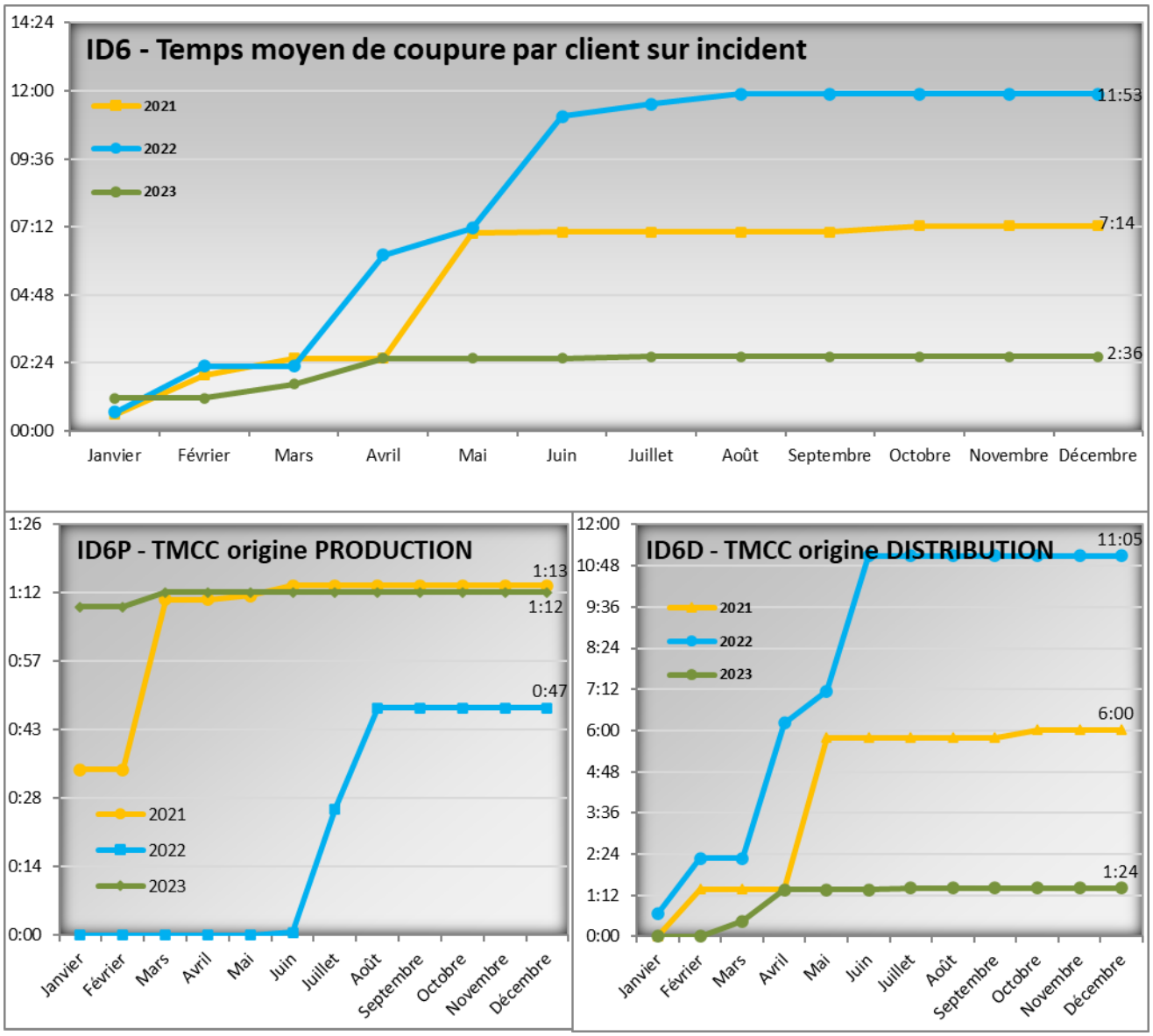
AAKAPA 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	3 844	3 729	5 220	2 350	611	23	23
Février	3 765	3 663	4 667	2 100	558	23	2
Mars	4 389	4 273	5 243	2 450	558	23	20
Avril	4 516	4 401	4 955	2 350	520	16	23
Mai	4 889	4 771	5 114	2 700	552	23	25
Juin	4 563	4 447	4 806	2 250	493	23	22
Juillet	5 031	4 914	4 661	2 650	527	16	22
Août	4 604	4 491	4 133	2 250	489	16	21
Septembre	3 435	3 296	5 059	2 300	670	16	16
Octobre	3 650	3 578	4 964	2 100	575	23	18
Novembre	3 628	3 518	4 790	2 300	634	23	16
Décembre	3 838	3 752	5 347	2 100	547	16	16
TOTAL	**50 152**	**48 833**	**58 959**	**27 900**	**561**	**241**	**25**

La production hydroélectrique provient de la turbine de la commune de NUKU HIVA

3.5 - Qualité de service

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

Le Temps Moyen de Coupure par Client de Nuku Hiva en 2023 est de 2h36mn, en forte amélioration par rapport à 2022 où nous étions à 11h53mn. Cela est le résultat d'un suivi régulier des opérations d'élagage et des disponibilités d'outil de production d'énergie.



3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution–incendie

L'exercice POI de l'année 2023 a été réalisé au début du mois de juillet avec l'ensemble des moyens de secours de l'île. Six sapeurs-pompiers étaient présents ainsi que 3 policiers municipaux accompagnés de l'ensemble des agents d'exploitation.

Debriefing avec les pompiers en présence du formateur POI au sein de la centrale de TAIOHAE.

En plus de cet exercice annuel, des contrôles mensuels et exercices internes à l'exploitation ont été réalisés, comprenant notamment le démarrage des groupes moto pompes et la vérification des équipements incendie.

Traitement des effluents

3000 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2023 contre 2080 litres en 2022.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Faits marquant dans le **domaine de la production hydroélectrique :**

- Perte de l'outil de production hydroélectrique TAIPIVAI 1 par suite de l'éboulement d'une partie du talus en amont du bassin de retenue d'eau, entrainant une rupture de la conduite d'amenée. Cet incident a été constaté à l'issue d'une forte dégradation des conditions météorologiques à la fin du 1er trimestre 2023. Un second éboulement celui constaté en septembre a été localisé sur la piste d'accès menant aux ouvrages hydroélectriques (Bassin de retenue, d'eau et captage).

Eboulement en amont du bassin de retenue entrainant une rupture de la conduite d'amenée

Glissement de terrain sur la piste d'accès menant aux ouvrages hydroélectriques de KUEENUI

Faits marquant dans le **domaine de la production thermique :**

- Perte de fiabilité de production du groupe GE4 entrainant la réalisation d'une révision R12000 + avec remplacement des chemises, piston et segmentation ; Constat du bloc moteur attaqué par la corrosion du circuit de refroidissement.

Bloc Moteur du GE4 avec présence de cavitation

Circuit de refroidissement moteur au niveau des chemises attaqué entrainant des fuites d'huile dans le circuit d'eau moteur

Faits marquant dans le **domaine de la Distribution électrique :**

- Travaux d'élagage à proximité des réseaux haute tension permettant d'améliorer la fiabilité de distribution d'énergie électrique (Longue portée, et zone ombragée)

3.8 - Raccordement solaire

	Total au 31/12/2023		Raccordements au cours de l'année 2023					
Concessions	**Nombre d'installations**	**Puissance raccordée (kWc)**	CATEGORIE <= 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE >= 36 & < 100 kWc	CATEGORIE >= 100 & < 400 kWc	CATEGORIE >= 400 kWc	Tarif de rachat
Nuku-Hiva	21	231,8	5,0	-	-	-	-	23,64

3.9 - Unités d'œuvre 2023 de la concession

Puissance maxi appelée en kW	**1124**
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	**452**
Puissance garantie en kW (PG2)	**1 084**
Nb de kWh vendus	**4 963 539**
Quantité en litre de combustible	**1 423 552**
Nb de kWh thermique sortis centrales thermiques	**5 196 686**
Nb de kWh hydro acheté par tarif	**466 099**
Nb de kwh hydro acheté Aakapa	**74 114**
Nb de kWh solaire acheté par tarif	**- 9 402**
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	**4 540**
Nombre d'abonnés (BT et HT)	**1 197**

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	**-**	**19 695**	**-**	**25 830**	**-**

Répartition des longueurs Réseau à fin 2023

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	*Souterrain*	*TOTAL*	*Aerien*	*Souterrain*	*TOTAL*	*Aerien*	*Souterrain*	*TOTAL*	*% Aérien*	*% Souterrain*
Nuku Hiva	33,17	2,86	36,03	37,18	13,84	51,02	70,35	16,70	87,05	80,8%	19,2%

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,
- L'élagage à proximité des réseaux avec le prestataire ETCLIPS.

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 :

- La séparation des activités
- La séparation des services délégués
- Le principe du coût réel constaté
- Le principe de la préé1minence de l'imputation directe
- La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- La justification du périmètre de charges
- La permanence des méthodes
- Le principe de détermination des charges économiques calculées
- Les opérations effectuées avec les parties liées
- L'identification des contrats à long terme
- Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

4.1.1 La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2 La séparation des services délégués

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur l'ile de Tahiti.

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 Nuku Hiva, en 2023 :

- les imputations directes concernent 78 % du total des dépenses de la concession de Nuku Hiva.
  Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 22 % 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.

NUKU HIVA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
ı la concession	72%	6%	**78%**
ı concession	7%	15%	22%
	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 :

Nuku Hiva		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Ventes matériels ou mise au rebut	-329 768	0
Production thermique - frais de siège*		-180 721	
Production thermique - fonction support*		-3 780 103	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège *		-39 196	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support *		-113 416	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	-375 656	115 545
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	-209 159	209 159
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation et neutralisation des travaux en cours	936 093	
Distribution d'électricité - frais de siège*		-118 933	
Distribution d'électricité - fonction support*		-761 217	
Fourniture - Etudes & raccordements - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	-231 715	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		-1 398	
Fourniture d'électricité - fonction support*		-5 701	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	-151 723	237 130
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	-29 823	
Clientèle - frais de siège*		-35 790	
Clientèle - fonction support*		-562 488	
Total		**-5 990 716**	**561 834**

* 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.

En complément de ces produits, des reprises de PIDR ont été comptabilisées sur la cellule "SEI Siège" pour 40,3MF et réparties sur les concessions et processus des iles selon les règles suivantes :

- Dans un 1er temps, le SEI siège est réparti sur les services dont il a la responsabilité à Puurai (sécurité, exploitation, maintenance distribution, …) au prorata des effectifs de ces services
- Puis ces services sont répartis sur les concessions selon les règles décrites en 4.2.2.8

4.1.6 La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique correspond 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, 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 iles / 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 ile en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation, sauf pour les cellules exploitation et expédition qui sont réparties à part égale sur chaque ile
- 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 différentiés.

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, 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 iles / 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 ile 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 où 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 iles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites iles pour l'accueil clients voient leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) La permanence des méthodes

Aucun changement de méthode n'a été opéré sur l'exercice.

Adaptation des clefs de répartition à l'organisation :

L'arrivée à échéance d'une dizaine de concessions a obligé l'entreprise à modifier son organisation et à adapter en conséquence les clefs de répartition de certaines charges indirectes.
L'adaptation des clefs de répartition à l'organisation ne constitue pas un changement de méthode comptable (avenant 18b).

En 2022, l'impact de la réduction du périmètre d'activité géré sur le montant des services supports (siège et SEI) réparties sur les différentes concessions a été neutralisé, de sorte à permettre un suivi de l'évolution de la performance économique de chaque concession prise individuellement "toutes choses égales par ailleurs".
Sur 2023, les services supports du siège et du SEI sont répartis sur les concessions bénéficiaires, (la neutralisation de l'impact du périmètre géré opérée en 2022 n'a pas été maintenue – rentabilité 2023 directement comparable à celle de 2021).

Autres adaptations

- SEI (service support technique aux îles) : des clés représentatives de l'activité de chacune des cellules du SEI ont été mises en place à compter de 2023 en remplacement d'une clef globale
- Services antérieurement repartis au travers des frais de siège
  - Service général : dédié au site de Puurai, ses coûts sont désormais imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées
  - Service Formation : désormais reparti sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation
  - Service Facturation et Prépaiement : désormais intégrés dans le processus clientèle et répartis dans les concessions au prorata du nombre d'abonnés

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 « susceptible de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

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

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

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

4.1.9 - Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable. Les coûts sont hors contribution pour la solidarité.

Engie

Libellé	Description	XPF
	Mise à disposition personnel	416 738
Convention d'assistance	La société ENGIE SA 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	3 046 748
Assurance	EDT bénéficie de couvertures d'assurance multirisques et Responsabilité Civile souscrites par le groupe ENGIE. Chaque année, ENGIE refacture à EDT sa quote-part, à hauteur des risques assurés	2 010 905

Autres parties liées

Libellé	Description	XPF
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	2 145 329
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	5 787 637

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 forfaits avaient été arrêtés de sorte à ce que le revenu autorisé de l'année de référence, soit 2015, soit équivalent aux facturations émises sur la même période au titre de l'énergie.
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 connaitre 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

Cf paragraphe 4.3 Comptes de la concession.

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

4.2.1 Méthodologie d'établissement des comptes

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 82 % 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 18 % 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 approprié. 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.

- *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 5,492% (+ 3,492 % + 2 %)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de + 3,492 % (0% de superformance financière)

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

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

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

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

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

4.2.2. Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.2.1 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.

4.2.2.2 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.

4.2.2.3 Les coûts de production :

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception de Tahiti qui possède des centrales communes pour 2 concessions.
Les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.
La refacturation des kWh produits mesurés au travers de : .

- La rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- Des autres charges de production : P2
- Des matières consommées

est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession.

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.2.5 Les coûts informatiques :

Regroupés au sein du service ad hoc ces coûts, lorsqu'ils ne sont pas directement affectés à un ou plusieurs services, sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

4.2.2.6 Les services généraux :

Dédié au site de Puurai, ses coûts sont imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées.

4.2.2.7 Le service Formation :

Ses coûts sont repartis sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation.

4.2.2.8 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées selon les clés suivantes :

- Le service Sécurité : pointage des agents de la cellule
- Le service Exploitation : réparti à part égale sur chaque ile
- Le service Maintenance distribution : pointage des agents de la cellule
- Le service Maintenance Production : pointage des agents de la cellule
- Le service Expédition : réparti à part égale sur chaque ile

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

4.2.2.9 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 passé ;
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le Service Facturation et Prépaiement : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.2.10 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

<u>Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires :</u>

- Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE, services généraux, cellule Formation) 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'ile sont ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'ile et diverses charges de fonctionnement non affectées 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 2023

Nuku Hiva

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Nuku Hiva en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Nuku Hiva
Frais de siege	1 446,4	1 194,7			28,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des iles - Securité	34,8	34,8	4,5	0,0	4,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	12	1,6
Exploitation des iles - Exploitation	79,4	79,4	7,9	0,2	8,1	Réparti à part égale sur chaque ile	10	1,0
Exploitation des iles - Maintenance distribution	42,4	42,4	3,4	0,0	3,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21	1,6
Exploitation des iles - Maintenance production	62,2	62,2	4,5	0,0	4,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	28	2,0
Exploitation des iles - Expédition	28,1	28,1	2,8	0,0	2,8	Réparti à part égale sur chaque ile	10	1,0
Centre Marquises	23,5	23,5	7,1	0,0	7,2	Réparti au prorata des effectifs	23	7,0
Centre hors concession	35,8	21,9	3,7	0,0	3,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	17	3,0
Clientèle iles	23,7	23,7	3,0	-0,5	2,5	Nombre d'abonnés iles	9 357	1 197
Gestion des énergies	71,1	70,9	0,5	0,1	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	100,8	0,7
Suivi et developpement	61,6	54,6	0,5	-0,2	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	40,4	0,3
Suivi du patrimoine	55,4	44,9	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,9	0,0
Relève Intervention Branchement	357,2	348,7	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule	237,4	0,1
Gestion administrative du solaire	31,3	28,2	0,2	0,0	0,2	Contrats solaires	3 840	21
Service Grand compte	78,5	54,3	1,5	0,3	1,7	Contrats grands comptes	5 395	146
Marketing & E-services	96,1	79,2	1,4	0,0	1,4	Nombre d'abonnés	65 657	1 197
Facturation & Prépaiement	39,0	32,4	0,6	0,0	0,6	Nombre d'abonnés	65 657	1 197
Formation	84,5	84,5	0,6	0,0	0,6	Dépenses de formation (valorisées en MF)	70,1	0,5
Informatique	268,5	268,5	3,2	0,0	3,2	Nombre de PC	595	7
Total support externe					**45,6**			
Support interne de l'ile					32,0			
Total Support					**77,5**			

(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)

- Ces montants comprennent les quote-part de support et frais de siège associées à la refacturation du P1/P2 à TSE.
- Jusqu'en 2022, la quote-part de couts informatiques imputée aux iles en fonction du nombre de PC présents dans chaque service transitait par le SEI qui était ensuite reventilé sur les différentes iles. Ces couts informatiques sont maintenant directement imputés aux iles concernées.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Nuku Hiva	
	2023	2022
Immobilisations concédées *	1 043 938 573	1 017 328 420
- Production	529 223 348	502 613 195
- Distribution	514 715 225	514 715 225
Immobilisations privées	50 056 867	50 056 867
Immobilisations en-cours	27 514 916	8 508 274
- Production	3 448 290	8 472 666
- Distribution	3 714 906	35 608
- Privées	20 351 720	0
Avances et acomptes	0	
Total immobilisations brutes	1 121 510 356	1 075 893 561
Amortissements et provisions **	-987 999 874	-964 716 352
- Production	-510 442 763	-485 538 553
- Distribution	-427 830 012	-429 793 554
- Privés	-49 727 099	-49 384 246
Immobilisations nettes	**133 510 482**	**111 177 209**
Stock	11 819 562	13 598 741
Avances et acomptes	1 663 112	0
Créances clients	58 923 846	30 126 333
Autres créances	40 747 342	43 336 680
Provisions pour dépréciation	-1 314 551	-4 235 072
Stock et créances nets	**111 839 310**	**82 826 682**
Compte courant du concessionnaire	**36 419 479**	**15 075 270**
TOTAL ACTIF	**281 769 270**	**209 079 161**

* **Immobilisations concédées**

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	*490 100 103*	*462 545 794*
Total concessionnaire	**490 100 103**	**462 545 794**
Total Tiers et concédant	**39 123 245**	**40 067 401**
Total au bilan	**529 223 348**	**502 613 195**
Distribution		
Concessionnaire	*416 531 168*	*416 531 168*
Total concessionnaire	**416 531 168**	**416 531 168**
Tiers et concédant	**98 184 057**	**98 184 057**
Total au bilan	**514 715 225**	**514 715 225**

** **Amortissements et provisions**

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	*-473 899 596*	*-450 093 692*
Total concessionnaire	**-473 899 596**	**-450 093 692**
Tiers et concédant	**-36 543 167**	**-35 444 861**
Total au bilan	**-510 442 763**	**-485 538 553**
Distribution		
Concessionnaire	*-387 560 347*	*-393 126 227*
Total concessionnaire	**-387 560 347**	**-393 126 227**
Tiers et concédant	**-40 269 665**	**-36 667 327**
Total au bilan	**-427 830 012**	**-429 793 554**

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	Nuku Hiva	
	2023	2022
Résultat	14 080 596	33 160 127
Capitaux propres	**14 080 596**	**33 160 127**
Droits des tiers et concédant apports gratuit	60 494 470	66 139 270
- Production	2 580 078	4 622 540
- Distribution	57 914 392	61 516 730
Provisions devenues sans objet	95 893 933	19 615 977
- PR devenues sans objet	179 193	0
- PR non utilisées en fin de concession	95 714 740	19 615 977
Droits du concédant exigible en nature	**156 388 403**	**85 755 247**
Autres provisions	18 733 338	18 014 774
- PIDR	18 733 338	18 014 774
Provision pour risques et charges	**18 733 338**	**18 014 774**
Clients - avances sur consommation	5 418 750	4 801 421
Fournisseurs	44 305 917	31 921 874
Dettes fiscales et sociales	40 566 634	34 775 933
Autres dettes	1 280 060	475 872
Produits constatés d'avance	995 573	173 913
Emprunts et dettes	**92 566 934**	**72 149 013**
TOTAL PASSIF	**281 769 270**	**209 079 161**

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Nuku Hiva 2022			Nuku Hiva 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	**PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée**	**134 957 116**		**134 957 116**	**138 556 376**		**138 556 376**
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	1 316,00		1 316	1 316,00		1 316
	- Forfait FP1	102 551		102 551	-105 286		-105 286
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	**-75 959 750**	**162 639**	**-75 797 111**	**-131 527 324**	**65 510**	**-131 461 814**
	par UO : Puissance maximale majorée	-57 720		-57 597	-99 945		-99 895
	- Maintenance	**-43 716 744**		**-43 716 744**	**-48 113 567**		**-48 113 567**
	- AC	-1 568 722		-1 568 722	-3 806 389		-3 806 389
	- ACE	-2 033 598		-2 033 598	-3 783 879		-3 783 879
	- MO	-40 093 349		-40 093 349	-40 488 407		-40 488 407
	- AUTRES	-21 075		-21 075	-34 892		-34 892
	- Conduite et Fonctionnement	**-2 044 001**		**-2 044 001**	**-858 505**		**-858 505**
	- AC	-4 406		-4 406	4 406		4 406
	- ACE	-1 001 947		-1 001 947	-520 972		-520 972
	- MO	-64 968		-64 968	-60 226		-60 226
	- AUTRES	-972 680		-972 680	-281 713		-281 713
	- Amortissement des actifs de concession	**16 861 198**		**16 861 198**	**-23 805 905**		**-23 805 905**
	- Dotation amortissement biens au bilan	3 748 404		3 748 404	-23 805 905		-23 805 905
	- Dotation / reprise de lissage						
	- Quote part des activités support affectées	**-47 060 203**	**162 639**	**-46 897 564**	**-58 749 348**	**65 510**	**-58 683 838**
	- Fonctions supports	-35 463 564		-35 463 564	-45 619 721		-45 619 721
	- Frais de siège	-11 596 639	162 639	-11 434 000	-13 129 626	65 510	-13 064 117
P2 Charges variables de production	**PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production**	**8 531 073**		**8 531 073**	**9 338 549**		**9 338 549**
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	4 173 715		4 173 715	4 413 303		4 413 303
	- Forfait FP2	2,044		2,044	2,116		2,116
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	**-5 915 222**	**6 700**	**-5 908 522**	**-8 484 510**	**2 526**	**-8 481 984**
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 1,417		- 1,416	- 1,922		- 1,922
	- Maintenance	**-3 981 453**		**-3 981 453**	**-5 463 973**		**-5 463 973**
	- AC	-1 921 131		-1 921 131	-2 538 733		-2 538 733
	- ACE	-37 295		-37 295	-577 038		-577 038
	- MO	-2 019 073		-2 019 073	-2 343 730		-2 343 730
	- AUTRES (provision rév groupes…)	-3 954		-3 954	-4 472		-4 472
	- Traitement des effluents						
	- Quote part des activités support affectées	**-1 933 769**	**6 700**	**-1 927 069**	**-3 020 537**	**2 526**	**-3 018 011**
	- Fonctions supports	-1 456 070		-1 456 070	-2 514 177		-2 514 177
	- Frais de siège	-477 699	6 700	-470 999	-506 360	2 526	-503 834
Matières consommées	**PRODUIT AUTORISE : Matières consommées**	**104 762 613**		**104 762 613**	**125 163 319**		**125 163 319**
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	25,10		25,10	28,36		28,36
	- Consommations	**-104 762 613**		**-104 762 613**	**-125 163 319**		**-125 163 319**
	- Fioul						
	- Gasoil	-103 147 977		-103 147 977	-123 201 597		-123 201 597
	- Huile	-1 614 636		-1 614 636	-1 961 722		-1 961 722
	- Urée						
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**						
	- Couts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Couts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	**8 472 666**		**8 472 666**	**22 529 933**		**22 529 933**
	- Couts directs	**-8 465 288**		**-8 465 288**	**-22 490 144**		**-22 490 144**
	- Quote part des activités support affectées	**-36 807**		**-36 807**	**-92 192**		**-92 192**
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	**256 723 468**		**256 723 468**	**295 588 177**		**295 588 177**
	MARGE AVANT IS	**61 583 789**	**169 339**	**61 753 127**	**7 830 688**	**68 036**	**7 898 724**
	- I.S.	-23 758 807	-65 330	-23 824 138	-3 604 706	-31 319	-3 636 025
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	**37 824 981**	**104 009**	**37 928 990**	**4 225 982**	**36 717**	**4 262 699**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**32 151 234**	**88 407**	**32 239 641**	**3 592 085**	**31 209**	**3 623 294**
	En % des produits	13%		13%	1%		1%

		Nuku Hiva 2022			Nuku Hiva 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
Prod ENR EDT	**PRODUIT AUTORISE**	**12 262 546**		**12 262 546**	**4 371 724**		**4 371 724**
	- UO kWh produits sortie de centrale	1 120 396		1 120 396	-466 099		-466 099
	- Tarif	12,06		12,06	12,06		12,06
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	**-8 993 342**	**41 435**	**-8 951 907**	**-6 621 590**	**14 756**	**-6 606 833**
	par UO : kWh produits sortie de centrale	8,03		7,99	14,21		14,17
	- Maintenance	**-2 993 284**		**-2 993 284**	**-1 966 597**		**-1 966 597**
	- AC	-61 253		-61 253	-352 779		-352 779
	- ACE	-972 321		-972 321	-556 170		-556 170
	- MO	-1 952 503		-1 952 503	-1 055 991		-1 055 991
	- AUTRES	-7 207		-7 207	-1 657		-1 657
	- Conduite et Fonctionnement	**-936 425**		**-936 425**	**-603 472**		**-603 472**
	- AC						
	- ACE	-936 425		-936 425	-603 472		-603 472
	- MO						
	- Amortissement des actifs de concession						
	- Dot. Amortissement Technique						
	- Dot. Amortissement Caducité						
	- Dot. Provision pour Renouvellement						
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles						
	- Dotation amortissement biens au bilan						
	- Quote part des activités support affectées	**-5 063 633**	**41 435**	**-5 022 198**	**-4 051 520**	**14 756**	**-4 036 764**
	- Fonctions supports	-2 109 201		-2 109 201	-1 094 032		-1 094 032
	- Frais de siège	-2 954 432	41 435	-2 912 997	-2 957 488	14 756	-2 942 732
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**						
	- Couts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	MARGE AVANT IS						
	En % des produits						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES						
	- Couts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	**12 262 546**		**12 262 546**	**4 371 724**		**4 371 724**
	MARGE AVANT IS	**3 269 204**	**41 435**	**3 310 639**	**-2 249 866**	**14 756**	**-2 235 109**
	- I.S.	-1 261 247	-15 985	-1 277 233	1 035 682	-6 793	1 028 889
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	**2 007 957**	**25 450**	**2 033 406**	**-1 214 183**	**7 963**	**-1 206 220**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**1 706 763**	**21 632**	**1 728 395**	**-1 032 056**	**6 769**	**-1 025 287**
	En % des produits	-14%		-14%	-24%		-23%

		Nuku Hiva 2022			Nuku Hiva 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	**PRODUIT AUTORISE**	**51 788 244**		**51 788 244**	**54 688 458**		**54 688 458**
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	85		85	87		87
	- Forfait FD2	-611 166		-611 166	630 550		630 550
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	**-51 544 218**	**110 538**	**-51 433 681**	**-22 764 436**	**40 304**	**-22 724 132**
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-608 286		-606 982	-262 471		-262 006
	- Maintenance	**-16 769 729**		**-16 769 729**	**-13 989 426**		**-13 989 426**
	- AC	-755 870		-755 870	-640 223		-640 223
	- ACE	-7 914 780		-7 914 780	-6 923 084		-6 923 084
	- MO	-8 038 943		-8 038 943	-6 380 856		-6 380 856
	- AUTRES	-60 136		-60 136	-45 263		-45 263
	- Conduite et Fonctionnement	**-1 675 474**		**-1 675 474**	**79 890**		**79 890**
	- AC						
	- ACE	-405 984		-405 984	-443 532		-443 532
	- MO	-55 963		-55 963			
	- AUTRES	-1 213 527		-1 213 527	523 422		523 422
	- Amortissement des actifs de concession	**-17 867 728**		**-17 867 728**	**5 565 879**		**5 565 879**
	- Reprise Provision pour Renouvellement						
	- Dotation provision pour risque						
	- Reprise lissée caducité						
	- Dotation amortissement biens au bilan	1 569 057		1 569 057	5 565 879		5 565 879
	- Dotation / reprise de lissage						
	- Reprise provision pour risque						
	- Quote part des activités support affectées	**-15 231 288**	**110 538**	**-15 120 750**	**-14 420 779**	**40 304**	**-14 380 475**
	- Fonctions supports	-7 349 650		-7 349 650	-6 342 872		-6 342 872
	- Frais de siège	-7 881 638	110 538	-7 771 100	-8 077 907	40 304	-8 037 603
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...**	**1 625 593**		**1 625 593**	**1 699 852**		**1 699 852**
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	**3 262 571**		**3 262 571**	**23 443 164**		**23 443 164**
	- Couts directs	**-1 226 614**		**-1 226 614**	**-15 605 110**		**-15 605 110**
	- AC	-1 306 746		-1 306 746	-7 390 722		-7 390 722
	- ACE	-534 587		-534 587	-5 891 124		-5 891 124
	- MO	-573 564		-573 564	-3 110 818		-3 110 818
	- AUTRES	1 188 283		1 188 283	787 554		787 554
	- Quote part des activités support affectées	**-892 383**	**2 744**	**-889 639**	**-4 990 498**	**4 470**	**-4 986 028**
	- Fonctions supports	-696 711		-696 711	-4 094 562		-4 094 562
	- Frais de siège	-195 672	2 744	-192 928	-895 936	4 470	-891 466
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	**1 858 432**		**1 858 432**	**3 679 298**		**3 679 298**
	- Couts directs	**-1 710 610**		**-1 710 610**	**-3 589 213**		**-3 589 213**
	- AC	-960 485		-960 485	-1 627 403		-1 627 403
	- ACE	-555 542		-555 542			
	- MO	-194 583		-194 583	-206 448		-206 448
	- AUTRES				-1 755 362		-1 755 362
	- Quote part des activités support affectées	**-223 557**		**-223 557**	**-219 713**		**-219 713**
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
	TOTAL DES PRODUITS	**58 534 840**		**58 534 840**	**83 510 772**		**83 510 772**
	MARGE AVANT IS	**2 937 458**	**113 282**	**3 050 740**	**36 341 802**	**44 775**	**36 386 576**
	- I.S.	-1 133 261	-43 704	-1 176 964	-16 729 246	-20 611	-16 749 857
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	**1 804 197**	**69 578**	**1 873 775**	**19 612 556**	**24 163**	**19 636 720**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**1 533 567**	**59 141**	**1 592 709**	**19 612 556**	**24 163**	**19 636 720**
	En % des produits	3%		3%	23%		24%

		Nuku Hiva 2022			Nuku Hiva 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	**PRODUIT AUTORISE et redevance solaire**	**265 820 482**		**265 820 482**	**280 442 514**		**280 442 514**
	- Achat d'electricité d'origine thermique	248 250 802		248 250 802	273 058 244		273 058 244
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique (RA)	14 621 031		14 621 031	7 336 273		7 336 273
	- Achat d'electricité d'origine solaire (RA)	2 948 649		2 948 649	47 997		47 997
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	COUTS D'ACHAT	**-265 820 482**		**-265 820 482**	**-280 442 514**		**-280 442 514**
	- Achat d'electricité d'origine thermique	-248 250 802		-248 250 802	-273 058 244		-273 058 244
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique Marama Nui	-12 262 546		-12 262 546	-4 371 724		-4 371 724
	- Achat d'electricité d'origine hydraulique CHPP	-2 358 485		-2 358 485	-2 964 549		-2 964 549
	- Achat d'electricité d'origine solaire	-2 948 649		-2 948 649	-47 997		-47 997
	GESTION ADMINISTRATIVE	**-241 816**		**-241 816**	**-321 432**	**91**	**-321 341**
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Couts de Fonctionnement	**-115 249**		**-115 249**	**-124 099**		**-124 099**
	- AC						
	- ACE	-130 584		-130 584	-124 099		-124 099
	- MO						
	- AUTRES	15 335		15 335			
	- Quote part des activités support affectées	**-126 567**		**-126 567**	**-197 333**	**91**	**-197 242**
	- Fonctions supports	-126 567		-126 567	-179 054		-179 054
	- Frais de siège				-18 279	91	-18 188
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**				**623 032**		**623 032**
	- Couts directs				**-18 833**		**-18 833**
	- MO				-250 548		-250 548
	- Quote part des activités support affectées				**-206 744**	**360**	**-206 384**
	- Fonctions supports				-134 584		-134 584
	- Frais de siège				-72 160	360	-71 799
GESTION DE CLIENTELE	**PRODUIT AUTORISE**	**12 397 252**		**12 397 252**	**13 030 252**		**13 030 252**
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	1 148		1 148	1 163		1 163
	- Forfait FC	-10 799,00		-10 799	11 204,00		11 204
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	**1 362 130**		**1 362 130**	**1 417 476**		**1 417 476**
	- Frais de relance	995 796		995 796	1 024 080		1 024 080
	- Frais de perception de taxe	366 334		366 334	393 396		393 396
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	**-29 293 251**	**24 409**	**-29 268 842**	**-31 994 328**	**13 474**	**-31 980 854**
	par UO : Nombre d'abonnés	-25 517		-25 496	-27 510		-27 499
	- Affranchissements	**-1 547 294**		**-1 547 294**	**-1 540 491**		**-1 540 491**
	- Fonctionnement	**-8 795 300**		**-8 795 300**	**-10 541 193**		**-10 541 193**
	- AC	-27 170		-27 170	-49 068		-49 068
	- ACE	-882 286		-882 286	-981 382		-981 382
	- MO	-8 329 569		-8 329 569	-9 049 927		-9 049 927
	- AUTRES	443 725		443 725	-460 816		-460 816
	- Quote part des activités support affectées	**-18 950 657**	**24 409**	**-18 926 248**	**-19 912 644**	**13 474**	**-19 899 170**
	- Fonctions supports	-17 210 260		-17 210 260	-17 212 147		-17 212 147
	- Frais de siège	-1 740 397	24 409	-1 715 988	-2 700 497	13 474	-2 687 023
ACTIVITES ANNEXES	**PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS**	**582 102**		**582 102**	**737 748**		**737 748**
	- Frais de coupure	582 102		582 102	737 748		737 748
	- Couts directs	**-135 090**		**-135 090**	**-89 589**		**-89 589**
	- AC				-37 479		-37 479
	- ACE	-15 110		-15 110			
	- MO	-119 980		-119 980	-52 110		-52 110
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	**-167 088**	**574**	**-166 514**	**-67 855**	**75**	**-67 780**
	- Fonctions supports	-126 163		-126 163	-52 847		-52 847
	- Frais de siège	-40 925	574	-40 351	-15 008	75	-14 933
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
	TOTAL DES PRODUITS	**280 161 966**		**280 161 966**	**296 251 022**		**296 251 022**
	MARGE AVANT IS	**-15 495 760**	**24 982**	**-15 470 778**	**-16 890 273**	**14 000**	**-16 876 272**
	- I.S.	5 978 209	-9 638	5 968 571	7 775 110	-6 445	7 768 666
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	**-9 517 551**	**15 344**	**-9 502 207**	**-9 115 162**	**7 555**	**-9 107 607**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**-8 089 918**	**13 043**	**-8 076 876**	**-7 747 888**	**6 422**	**-7 741 466**
	En % des produits	-3%		-3%	-3%		-3%

		Nuku Hiva 2022			Nuku Hiva 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	1 345 096		1 345 096	757 648		757 648
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution				159 588		159 588
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS	**1 345 096**		**1 345 096**	**917 236**		**917 236**
	- I.S.	*-518 933*		-518 933	*-422 232*		-422 232
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	**826 163**		**826 163**	**495 004**		**495 004**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**702 238**		**702 238**	**420 754**		**420 754**
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	**-1 479 885**		**-1 479 885**	**-526 454**		**-526 454**
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	1 365 207		1 365 207	526 454		526 454
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	114 678		114 678			
	MARGE AVANT IS						
	- I.S.				*0*		0
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION						
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE						
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	**347 034 683**		**347 034 683**	**402 682 509**		**402 682 509**
	TOTAL DES CHARGES (*)	**-293 394 897**	**349 038**	**-293 045 859**	**-376 732 922**	**141 567**	**-376 591 355**
	MARGE AVANT IS	**53 639 786**	**349 038**	**53 988 824**	**25 949 587**	**141 567**	**26 091 154**
	- I.S.	-20 694 039	-134 658	-20 828 697	-11 945 391	-65 168	-12 010 558
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	**32 945 747**	**214 381**	**33 160 127**	**14 004 196**	**76 399**	**14 080 596**
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	**28 003 885**	**182 223**	**28 186 108**	**11 903 567**	**64 939**	**11 968 506**
	En % des produits	8%		8%	3%		3%

(*) : 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

Des reprises de provisions pour risques de redressements CPS sur indemnités forfaitaires non soumises à cotisation (en frais de siège) ont été constatées en production, en distribution et fournitures.

Le montant total de ces reprises s'élève à 142 KF.

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2022 et 2023 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : **+ 56 MF**

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Produit Autorisé »** sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.

Ce poste augmente de + **19 MF.**

Les explications relatives aux autres produits augmentent de : **+ 37 MF**

- **Production : + 14 MF**
  - + 14 MF au titre des travaux immobilisés dont :
    - + 9 MF relatif au remplacement du G2 de Taiohae
    - + 3 MF au titre du remplacement du GE3 P500 de Nuku hiva
    - + 2 MF au titre du remplacement du G1 de Aakapa

- **Distribution : + 22 MF**
  - + 20 MF au titre des travaux vendus dont :
    - + 10 MF au titre de l'extension du réseau HT/BT de Tapivai
    - + 4 MF au titre d'autres travaux d'extension du réseau
    - + 1 MF au titre des travaux de branchement
    - + 5 MF au titre des travaux de déplacement du réseau de Pikivehine
  - + 2 MF au titre des travaux immobilisés

- **Fourniture : + 1 MF**

Commentaires sur la variation des charges : **+ 83 MF**

- **Production thermique : + 92 MF**
  - + 55 MF au titre de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
    - + 3 MF au titre de la conduite et maintenance de la centrale
    - + 40 MF au titre des charges calculées
    - + 12 MF sur les fonctions support et frais de siège
  - + 3 MF au titre de la maintenance des moteurs
  - + 20 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
  - + 14 MF au titre des travaux immobilisés dont :
    - + 9 MF relatif au remplacement du G2 de Taiohae
    - + 3 MF au titre du remplacement du GE3 P500 de Nuku hiva
    - + 2 MF au titre du remplacement du G1 de Aakapa

- **Production hydraulique : - 2 MF**

- **Distribution : - 9 MF**

    - - 29 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
        - - 5 MF au titre de la maintenance du réseau
        - - 23 MF au titre des charges calculées
        - - 1 MF sur les fonctions support et frais de siège
    - + 18 MF au titre des travaux vendus
        - + 7 MF au titre de l'extension du réseau HT/BT de Tapivai
        - + 3 MF au titre des autres travaux d'extension du réseau
        - + 1 MF relatif aux travaux de branchement
        - + 4 MF au titre des travaux de déplacement du réseau de Pikivehine
        - + 3 MF sur les fonctions support et frais de siège
    - + 2 MF au titre de la réalisation d'immobilisations

- **Fourniture : + 3 MF**

- **Achat des énergies renouvelables : - 2 MF**

- **Financier : + 1 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : **- 27 MF**

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 19 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 20 MF sur les matières consommées
- Une hausse de 15 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Production
- Une baisse de 5 MF sur les coûts de maintenance et fonctionnement de la Distribution
- Une hausse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement du service clientèle
- Une hausse de 17 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 2 MF sur la marge des activités annexes
- Une hausse de 2 MF sur la marge des autres produits et revente des énergies
- Une perte de 1 MF sur le résultat financier

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 Autorise 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.

Ce résultat dépend de l'activité de l'entreprise, et varie avec le nombre de contrats de concession inclus au Périmètre du Concessionnaire :

- La sortie d'une concession fait diminuer le résultat de référence au prorata du « RE » perdu sur le « RE » total géré antérieurement ;
- Les éventuels nouveaux contrats de délégation conclus par le Concessionnaire ne sont pas concernés.

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 2023

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2023 est de 570 773 800 F CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 490 723 556 F CFP après IS, il est donc inférieur au plafond.

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 ».

Revenu Autorisé	=	*RE*	+	*CE*	-	*Plafonnement N-1*
348.552.007	=	**216.004.418**	+	**132.547.589**	-	**0**

4.4.1.1 Revenu d'Exploitation (RE)

La composante RE est calculée par application de forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres, lesquelles sont représentatives du service rendu.

A titre d'intéressement à la bonne gestion, la rémunération du concessionnaire intègre :

- un terme RF au titre de la surperformance des placements des excédents de trésorerie
- un terme PGR au titre de l'amélioration des rendements

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

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	1 316	1 316		102 551	105 286	2,7%	134 957 116	138 556 376	2,7%
Nb de kWh produits	4 173 715	4 413 303	5,7%	2,044	2,116	3,5%	8 531 073	9 338 549	9,5%
Ajustement TAC Avenant 18b									
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements	84,7	86,731	2,4%	611 166	630 550	3,2%	51 788 244	54 688 458	5,6%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	1 148,0	1 163	1,3%	10 799	11 204	3,8%	12 397 252	13 030 252	5,1%
RE - "Forfaits"							**207 673 686**	**215 613 636**	**3,8%**
Résultat financier							-1 479 885	-526 454	**-64,4%**
Partage des gains de rendement							1 345 096	917 236	
RE (Revenu de l'exploitation)							**207 538 897**	**216 004 418**	**4,1%**

4.4.1.2 Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2022			2023		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	1 213 632	84,99	103 147 977	1 422 159	86,63	123 201 597
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 804	424,46	1 614 636	4 975	394,32	1 961 722
Energie achetée Hydro	E			2 358 485			2 964 549
Energie achetée Solaire	E	107 741	27,37	2 948 649	-9 402	-5,11	47 997
Prod ENR EDT		1 120 396	10,94	12 262 546	466 099	9,38	4 371 724
Transport	T						
CE Total				**122 332 293**			**132 547 589**

Achat de l'énergie solaire injectée dans le réseau de distribution par les centrales photovoltaïques des tiers

Le contrat d'achat donne l'obligation aux bénéficiaires de panneaux photovoltaïques de facturer au distributeur l'énergie injectée avec une périodicité mensuelle. Il a été décidé d'appliquer la prescription quinquennale en rejetant toute facturation établie avec un retard supérieur à 5 années.

Les charges d'énergie étant répercutées au franc le franc dans le prix de vente de l'électricité, cette modification est sans impact sur le résultat de la concession.

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 02/2023	86,63	Arrêté 93 CM 26 janvier 2023
Acpt 03/2023	86,63	Arrêté 261 CM 23 février 2023
Acpt 04/2023	86,63	Arrêté 522 CM 29 mars 2023
Acpt 05/2023	86,63	Arrêté 751 CM 26 avril 2023
Acpt 06/2023	86,63	Arrêté 831 CM 10 mai 2023
Acpt 07/2023	86,63	Arrêté 935 CM 28 juin 2023
Acpt 08/2023	86,63	Arrêté 1265 CM 26 juillet 2023
Acpt 09/2023	86,63	Arrêté 1475 CM 30 août 2023
Acpt 10/2023	86,63	Arrêté 1712 CM 27 septembre 2023
Acpt 11/2023	86,63	Arrêté 1922 CM 26 octobre 2023
Acpt 12/2023	86,63	Arrêté 2149 CM 29 novembre 2023

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.

		RA (A)		écritures comptables (B)		A+B
Exercice	Dépassement plafond	RA hors plafond	Déduction plafond N-1	PCA plafond N	Extourne PCA plafond N-1	Produits autorisés
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.

		Nuku Hiva								
		2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	**160 034 539**	**145 709 959**	**165 066 941**	**165 955 030**	**165 748 985**	**147 093 520**	**146 048 133**	**146 493 375**	**150 447 191**
Péréquation	B	165 564 783	161 945 610	n/a	n/a	160 039 455	152 956 997	152 046 932	n/a	152 808 409
CA péréqué	C=A+B	**n/a**	**n/a**	**n/a**	**n/a**	**325 788 440**	**300 050 517**	**298 095 065**	**n/a**	**303 255 600**
Ecart RA/(CA+péréquation)		22 952 684	21 049 974	134 320 414	127 340 330	n/a	n/a	13 620 614	149 809 644	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		**348 552 006**	**329 871 189**	**299 387 355**	**293 295 360**	**332 329 111**	**328 322 665**	**311 715 679**	**296 303 019**	**303 255 600**
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1			**328 705 543**							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-13 620 614	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8 793 091	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA				-1 165 646						
Produits comptabilisés		**348 552 006**	**329 871 189**	**298 221 709**	**293 295 360**	**325 788 440**	**300 050 517**	**306 888 157**	**296 303 019**	**303 255 600**

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 2023	Réalisé 2022
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	**4 963 539**	**4 623 788**
Rendement electrique (kWh) Energie vendue/Energie produite et achetée	85,9%	80,4%
Nombre de kWh à produire ou acheter		
Production Hydro Hakapa	74 114	58 962
Achat Photovoltaique à 40 F/kWh	19 695	23 287
Achat Photovoltaique à 23,64 F/kWh	-29 097	84 454
Total Production Photovoltaique	-9 402	107 741
Production hydro	466 099	1 120 396
Production Total EnR	**530 811**	**1 287 099**
Production brute thermique à produire	5 247 913	4 464 783
Production Nette thermique à produire	5 196 686	4 413 303
Total production (EDT et Autres)	**5 778 724**	**5 751 882**
Consommation spécificique L/KWh		
Gasoil Centrale thermique	0,271	0,272
Stock Matières Premières en volume (l)		
Stock Initial	36 150	41 650
Achat Matière premiere	1 411 852	1 208 132
Stock Final	25 843	36 150
Consommation Matière 1iere	**1 422 159**	**1 213 632**
Consommation spécificique compta L/KWh	0,271	0,272
Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)		
Prix du gasoil îles	86,63 F	84,99 F
Production Photovoltaique à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaique à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaique à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaique à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	394,32 F	424,46 F
Stock Matières Premières en XPF		
Stock Initial	3 131 675	3 536 751
Achat Matière premiere	122 308 739	102 742 900
Stock Final	2 238 816	3 131 675
Consommation Matière 1iere	**123 201 597**	**103 147 977**
Huile	**1 961 722**	**1 614 636**
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	**125 163 320**	**104 762 614**
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%	**47 997**	**2 948 649**
	1 042	829
(CE) TOTAL achat de matières premières	**128 175 866**	**110 070 577**

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 Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22
5.8 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2022	Acquisition	Cession	2023
VB concessionnaire	462 545 794	27 554 309		490 100 103
VB tiers & concédant	40 067 401	0	-944 156	39 123 245
Immo incorporelles	0			0
Production	502 613 195	27 554 309	-944 156	529 223 348
VB concessionnaire	416 531 168			416 531 168
VB tiers & concédant	98 184 057			98 184 057
Immo incorporelles	0			0
Distribution	514 715 225	0	0	514 715 225
Total	**1 017 328 420**	**27 554 309**	**-944 156**	**1 043 938 573**

Détail Production :

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
G52220 - RENV MOTEUR INCENDIE NUKU HIVA	400000116301	1 327 549	0,00%	-	1 327 549
G52232 - RENV CLIMATISATION SPLIT GREE 24000 BTU	400000116306	170 379	0,00%	-	170 379
G52212 - RENV GE88 AAKAPA (RPLCT G1)	400000116536	5 015 700	0,00%		5 015 700
G52211-BLOC MOTEUR G344	400000116550	11 782 781	0,00%		11 782 781
G52211-ALTERNATEUR	400000116551	3 366 509	0,00%		3 366 509
G52211-ACCESSOIRES GROUPE	400000116552	5 891 391	0,00%		5 891 391
TOTAL FINANCEMENT CONCESSION		27 554 309	-	-	27 554 309
TOTAL ACQUISITION PRODUCTION		**27 554 309**		**-**	**27 554 309**

AN CONST CONCEDANT NUKUAPPORT CENTRALE TAIOHAE	400000000635	107 391			
AN FILIERE CONCED NUKUAPPORT CENTRALE TAIOHAE	400000000661	836 765			
TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT		944 156			
TOTAL CESSION DISTRIBUTION NUKU HIVA		**944 156**			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 7,1 MF.

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

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
A.N CONSTRUCTION AAKAPA	500000006	01/01/1985	35	4 423 827	-	4 423 827	-	4 423 827	-	-
A.N FILIERE AAKAPA	2500000006	01/01/1985	25	127 374	-	127 374	-	127 374	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	500000074	01/01/1992	35	-	-	-	6 077 582	-	5 559 977	517 605
AN FILIERE CONCED NUKU	2500000071	01/01/1992	25	-	-	-	610 011	-	610 011	-
FG WILSON P50 G293 AAKAPA	1000000315	01/11/2016	5	-	3 892 755	3 892 755	-	3 892 755	-	-
CPLT FG WILSON P50 AAKAPA	1000000315	01/05/2017	5	-	404 000	404 000	-	404 000	-	-
FG WILSON P55-3 AAKAPA	1000000347	01/01/2020	5	-	5 368 289	5 368 289	-	4 294 631	-	1 073 658
RNV TVX TOITURE AAKAPA NU	500000167	15/12/2021	35	-	3 318 611	3 318 611	-	193 791	-	3 124 820
G52220 - RENV MOTEUR INCENDIE NUKU HIVA	400000116301	31/12/2023	25		1 327 549	1 327 549		-	-	1 327 549
G52232 - RENV CLIMATISATION SPLIT GREE 24000 BTU	400000116306	31/12/2023	10		170 379	170 379		-	-	170 379
G52212 - RENV GE88 AAKAPA (RPLCT G1)	400000116536	31/12/2023	5		5 015 700	5 015 700		-	-	5 015 700
TOTAL CENTRALE AAKAPA				***4 551 201***	***19 497 283***	***24 048 484***	***6 687 593***	***13 336 378***	***6 169 988***	***11 229 711***
AN CONST CONCEDANT NUKU	500000074	01/01/1992	35	-	-	-	15 680 509	-	14 345 057	1 335 452
AN FILIERE CONCED NUKU	2500000071	01/01/1992	25	-	-	-	179 921	-	179 921	-
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	500000005	01/01/1994	35	-	78 289 881	78 289 881	-	67 142 382	-	11 147 499
A.N CONSTRUCTION TAIOHAE	500000005	01/01/1994	24,08	5 209 313	-	5 209 313	-	5 209 313	-	-
A.N FILIERE TAIOHAE	2500000005	01/01/1994	27	-	1 830 034	1 830 034	-	1 830 034	-	-
SECURITE INCENDIE NUKU HI	3100000013	30/06/2005	23,5	-	12 638 561	12 638 561	-	9 957 609	-	2 680 952
EXT BATIMENT TAIOHAE CENT	500000083	29/09/2006	22,33	-	1 608 340	1 608 340	-	1 243 583	-	364 757
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	1400000022	29/09/2006	11,33	5 042 390	-	5 042 390	-	5 042 390	-	-
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	2600000008	29/09/2006	22,33	-	140 240	140 240	-	108 435	-	31 805
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	3000000009	29/09/2006	22,33	-	320 570	320 570	-	247 868	-	72 702
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	3100000017	29/09/2006	22,33	-	49 020	49 020	-	37 903	-	11 117
INSTALL 1GRPE NUKU HIVA	4000000002	29/09/2006	22,33	-	870 423	870 423	-	673 019	-	197 404
INSTALLATION CONDENSATEUR	2800000019	15/10/2007	21,25	-	4 268 852	4 268 852	-	3 258 775	-	1 010 077
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	1300000032	16/04/2008	14,5	-	2 477 824	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 NUKU	1400000032	16/04/2008	12,5	-	7 022 261	7 022 261	-	7 022 261	-	-
CELLULE HTA CENT TAIOHAE	2800000024	16/04/2008	20,66	-	1 249 123	1 249 123	-	950 313	-	298 810
ARROSAGE MOUSSE CUVE	3100000027	01/08/2008	20,41	-	1 800 551	1 800 551	-	1 360 749	-	439 802
ALTERNAT FG WILS P450 NUK	1300000033	01/12/2008	15,33	-	2 477 824	2 477 824	-	2 439 099	-	38 725
ACCESSOIRE WILS P450 NUKU	1400000033	01/12/2008	11,83	-	3 506 206	3 506 206	-	3 506 206	-	-
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	2600000018	01/06/2009	19,58	-	1 998 909	1 998 909	-	1 489 665	-	509 244
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	1300000048	02/07/2009	9,5	2 953 971	-	2 953 971	-	2 953 971	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	1400000048	02/07/2009	9,5	8 510 727	-	8 510 727	-	8 510 727	-	-
ETUDES DDAE CENTR.TAIOHAE	3000000028	01/10/2009	19,25	-	1 686 794	1 686 794	-	1 249 326	-	437 468
ALTERNAT FG WILS P635 NUK	1300000061	01/11/2010	10,16	-	2 998 281	2 998 281	-	2 998 281	-	-
ACCESSOIRE WILS P635 NUKU	1400000061	01/11/2010	10,16	-	7 773 166	7 773 166	-	7 773 166	-	-
MOTEUR FG WILSON P635 NUK	1200000061	01/11/2010	10,16	-	10 368 668	10 368 668	-	10 368 668	-	-
COMB F&P GRPE P635 TAIOHA	2600000030	08/11/2010	18,16	-	544 832	544 832	-	394 626	-	150 206

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
FIL.EAU GRPE P635 TAIOHAE	2700000011	08/11/2010	18,16	-	847 819	847 819	-	614 082	-	233 737
F.ENER GRPE P635 TAIOHAE	2800000055	08/11/2010	18,16	-	1 234 579	1 234 579	-	894 215	-	340 364
ENVT F&P GRPE P635 TAIOHA	3000000038	08/11/2010	18,16	-	111 083	111 083	-	80 458	-	30 625
AIRE DEPOTAGE TAIOHAE NUK	2600000035	01/01/2011	18	-	3 753 708	3 753 708	-	2 712 154	-	1 041 554
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	3100000067	01/05/2011	17,66	-	10 281 962	10 281 962	-	7 380 604	-	2 901 358
INST EVENTS TAIOHAE NUKU	3100000082	01/04/2012	16,75	-	215 870	215 870	-	151 511	-	64 359
COFFRETS COMPTAGES TAIOHA	2800000108	01/08/2013	15,41	-	1 805 812	1 805 812	-	1 221 286	-	584 526
RENOVAT° CLOTURE TAIOHAE	200000039	01/01/2014	37	-	2 709 977	2 709 977	-	732 627	-	1 977 350
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	500000146	01/07/2014	14,5	-	370 500	370 500	-	242 916	-	127 584
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	2800000138	01/02/2015	13,91	-	160 954	160 954	-	103 189	-	57 765
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	2800000145	01/08/2015	13,41	-	4 295 141	4 295 141	-	2 697 489	-	1 597 652
MOTEUR PERKINS P750 TAIOH	1200000096	01/05/2016	2,66	11 051 333	- 280 053	10 771 280	-	10 771 280	-	-
RENV SEPAMS CENT TAIOHAE	2800000161	01/08/2018	10,41	-	8 475 024	8 475 024	-	4 411 879	-	4 063 145
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000133	01/01/2020	7	-	4 403 366	4 403 366	-	2 516 209	-	1 887 157
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000135	01/01/2020	7	-	4 334 670	4 334 670	-	2 476 954	-	1 857 716
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000134	01/01/2020	7	-	4 354 823	4 354 823	-	2 488 470	-	1 866 353
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	1300000109	01/01/2020	7	-	1 568 533	1 568 533	-	896 305	-	672 228
MOTEUR PERKINS P715 TAIOH	1200000149	23/03/2021	7	-	11 215 304	11 215 304	-	4 446 616	-	6 768 688
ALTERNAT FG WILS P715 TAI	1300000120	23/03/2021	7	-	8 411 478	8 411 478	-	3 334 962	-	5 076 516
ACCESS FG WILS P715 TAIOH	1400000115	23/03/2021	7	-	8 282 762	8 282 762	-	3 283 929	-	4 998 833
G52211-BLOC MOTEUR G344	400000116550	31/12/2023	7	-	11 782 781	11 782 781	-	-	-	11 782 781
G52211-ALTERNATEUR	400000116551	31/12/2023	7	-	3 366 509	3 366 509	-	-	-	3 366 509
G52211-ACCESSOIRES GROUPE	400000116552	31/12/2023	7	-	5 891 391	5 891 391	-	-	-	5 891 391
TOTAL CENTRALE TAIOHAE				***32 767 734***	***241 514 353***	***274 282 087***	***15 860 430***	***199 703 327***	***14 524 978***	***75 914 211***
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	500000007	01/01/1985	36	-	14 891 412	14 891 412	-	14 891 412	-	-
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 1	500000007	01/01/1985	34	3 295 765	-	3 295 765	-	3 295 765	-	-
HYDROLEC TAIPIVAI	1000000067	01/01/1985	40	-	19 527 781	19 527 781	-	19 050 287	-	477 494
A.N FILIERE TAIPIVAI 1	2500000007	01/01/1985	31,5	363 927	-	363 927	-	363 927	-	-
AN CONST CONCEDANT NUKU	500000074	01/01/1992	35	-	-	-	16 575 222	-	15 163 571	1 411 651
CONDUITE FORCEE TAIPIVAI1	4000000013	01/01/2011	25	-	121 886 575	121 886 575	-	63 407 734	-	58 478 841
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000091	01/01/2013	8	-	413 000	413 000	-	413 000	-	-
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	100000015	03/05/2013	37,66	-	3 823 025	3 823 025	-	1 083 004	-	2 740 021
F&P GARDE CORPS BASSIN	3100000101	01/01/2014	7	-	391 800	391 800	-	391 800	-	-
PROTECTION CENTRALE TAIP1	2800000140	01/07/2015	5,5	-	3 312 667	3 312 667	-	3 312 667	-	-
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	2800000139	01/08/2015	5,41	-	2 725 437	2 725 437	-	2 725 437	-	-
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 1				***3 659 692***	***166 971 697***	***170 631 389***	***16 575 222***	***108 935 032***	***15 163 571***	***63 108 008***
A.N CONSTRUCT.TAIPIVAI 2	500000008	01/01/1997	35	-	7 534 687	7 534 687	-	5 815 422	-	1 719 265
BOUVIER HYDROLEC TAIPIVAI	1000000069	01/01/1997	40	-	3 972 591	3 972 591	-	2 682 859	-	1 289 732
A.N FILIERE TAIPIVAI 2	2500000008	01/01/1997	25	-	150 770	150 770	-	150 770	-	-
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	600000048	01/01/2013	19	-	804 400	804 400	-	465 821	-	338 579
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000092	01/01/2013	19	-	375 000	375 000	-	217 159	-	157 841
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	600000059	01/01/2014	18	-	422 754	422 754	-	234 928	-	187 826
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	2800000124	01/06/2014	17,58	-	3 019 037	3 019 037	-	1 646 739	-	1 372 298
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	2800000123	01/08/2014	17,41	-	1 841 216	1 841 216	-	996 427	-	844 789
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	2800000150	01/06/2016	15,58	-	3 017 688	3 017 688	-	1 469 390	-	1 548 298
TOTAL CENTRALE TAIPIVAI 2				***-***	***21 138 143***	***21 138 143***	***-***	***13 679 515***	***-***	***7 458 628***
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA				**40 978 627**	**449 121 476**	**490 100 103**	**39 123 245**	**335 654 252**	**35 858 537**	**157 710 559**

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
COMPTAGE NUKU HIVA 1992	9500000342	01/01/1992	20	-	-	-	3 513 398	-	3 513 398	-
EQUIP CELLULES NUKU 1995	9600000003	01/01/1995	25	18 247 995	-	18 247 995	-	18 247 995	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 96	9500000129	01/01/1996	20	520 299	-	520 299	-	520 299	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 97	9500000130	01/01/1997	24	-	660 000	660 000	-	660 000	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 98	9500000131	01/01/1998	23	-	1 019 999	1 019 999	-	1 019 999	-	-
TRANSFO NUKU HIVA 99	6500000068	01/01/1999	25	-	164 978	164 978	-	164 978	-	-
TRANSFO NUKU HIVA 2000	6500000069	01/01/2000	25	-	4 372 098	4 372 098	-	4 199 610	-	172 488
COMPTAGE NUKU HIVA 2000	9500000132	01/01/2000	21	-	580 664	580 664	-	580 664	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2001	9500000343	01/01/2001	20	-	-	-	2 559 426	-	2 559 426	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	9500000133	01/01/2002	20	-	414 546	414 546	-	414 546	-	-
COMPTAGE NUKU HIVA 2002	9500000344	01/01/2002	20	-	-	-	1 081 466	-	1 081 466	-
TRANSFO NUKU HIVA 2003	6500000100	01/01/2003	25	-	1 032 448	1 032 448	-	867 709	-	164 739
RES.AERIEN NUKU HIVA 2003	9000000190	01/01/2003	25	-	100 452	100 452	-	84 424	-	16 028
COMPTAGE NUKU HIVA 2003	9500000345	01/01/2003	20	-	-	-	1 780 403	-	1 780 403	-
POSE COMPTEUR 2004 NUKU	9500000374	01/07/2004	20	-	487 564	487 564	-	475 675	-	11 889
BRANCHEMENT NUKU 2004	9500000392	01/07/2004	20	-	-	-	1 198 366	-	1 169 146	29 220
TRANSFO ELEVATEUR NUKU	6500000107	01/11/2004	25	-	1 484 046	1 484 046	-	1 138 284	-	345 762
POSTE PROTECT° CENT NUKU	6600000071	01/11/2004	25	-	7 614 826	7 614 826	-	5 840 676	-	1 774 150
EXT BTA AER QTIER TEIKIHA	9000000554	30/05/2005	25	-	469 466	469 466	-	349 283	-	120 183
RESEAUX NUKU HIVA 2005	9000000590	01/06/2005	25	-	-	-	91 656	-	68 172	23 484
RESEAUX CP 51906 2005NUKU	9000000619	01/06/2005	25	-	692 060	692 060	-	514 741	-	177 319
COMPATGE NUKU HIVA 2005	9500000413	01/06/2005	20	-	-	-	1 777 995	-	1 653 048	124 947
POSE COMPTEURS NUKU 2005	9500000431	01/07/2005	20	-	60 580	60 580	-	56 074	-	4 506
COMPTAGES CP NUKU HIVA 05	9500000432	01/07/2005	20	-	243 609	243 609	-	225 488	-	18 121
RESEAUX HTA/BTA NUKU HIVA	9000000558	12/07/2005	25	-	2 204 103	2 204 103	-	1 629 466	-	574 637
EXT BTA QTIER KIMITETE	9000000578	13/12/2005	25	-	516 898	516 898	-	373 413	-	143 485
EP VILL HOOUMI NUKU HIVA	9000000685	01/01/2006	25	-	684 233	684 233	-	492 873	-	191 360
BRCHT AERIEN PUHETINI A	9500000468	01/06/2006	20	-	48 150	48 150	-	42 359	-	5 791
TRANSFO POSTE CP DP NUKU	6500000141	01/07/2006	25	-	97 816	97 816	-	68 519	-	29 297
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000623	01/07/2006	25	-	-	-	31 458	-	22 036	9 422
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000625	01/07/2006	25	-	-	-	409 948	-	287 166	122 782
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000657	01/07/2006	25	-	-	-	739 384	-	517 933	221 451
RESEAUX NUKU HIVA 2006	9000000693	01/07/2006	25	-	-	-	2 983 591	-	2 089 985	893 606
RESEAU 15% EXT NUKU 06	9000000713	01/07/2006	25	-	441 198	441 198	-	309 056	-	132 142
RENF RES BTA CP NUKUHIVA	9000000717	01/07/2006	25	-	5 200 250	5 200 250	-	3 642 740	-	1 557 510
BRCHT NUKU HIVA 2006	9500000458	01/07/2006	20	-	-	-	547 080	-	479 032	68 048
NVEAUX CPTAGES NUKU HIVA	9500000463	01/07/2006	20	-	799 714	799 714	-	700 243	-	99 471
EXT RES BTA VILL AAKAPA	9000000728	01/01/2007	25	-	1 204 444	1 204 444	-	819 418	-	385 026
EXT BTA TEKOHUOTETUA MROS	9000000772	01/01/2007	25	-	202 230	202 230	-	137 583	-	64 647
RESEAUX CP NUKU HIVA 2007	9000000737	01/07/2007	25	-	8 987 186	8 987 186	-	5 935 975	-	3 051 211
RESEAUX NUKUHIVA 2007	9000000751	01/07/2007	25	-	-	-	307 437	-	203 060	104 377
RESEAUX NUKUHIVA 2007	9000000755	01/07/2007	25	-	-	-	467 440	-	308 741	158 699
RESEAUX NUKU HIVA 2007	9000000800	01/07/2007	25	-	-	-	1 776 749	-	1 173 531	603 218
15% QUOTE PART EDT 2007	9000000868	01/07/2007	25	-	195 161	195 161	-	128 903	-	66 258
BRCHT NUKUHIVA 2007	9500000498	01/07/2007	20	-	-	-	2 356 017	-	1 945 166	410 851
BRCHT/CPTAGES CP NUKUHIVA	9500000505	01/07/2007	20	-	905 741	905 741	-	747 795	-	157 946

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
RESEAU 2008 CONCEDANT	9000000954	01/01/2008	25	-	-	-	1 063 828	-	681 200	382 628
EXT SOUT 14A BTAS HANGAR	9000000882	30/04/2008	25	-	547 670	547 670	-	343 487	-	204 183
EXT BTA QT AHSHA NUKU HIV	9000000918	28/05/2008	25	-	209 171	209 171	-	130 546	-	78 625
RESEAUX CP NUKU HIVA 2008	9000000909	01/07/2008	25	-	14 847 351	14 847 351	-	9 211 052	-	5 636 299
RESEAUX 2008 TIERS	9000000968	01/07/2008	25	-	-	-	991 776	-	615 282	376 494
BRCHT/CPTAGE CP NUKU HIVA	9500000735	01/07/2008	20	-	916 516	916 516	-	710 739	-	205 777
BRCHT 2008 FINANC TIERS	9500000756	01/07/2008	20	-	-	-	1 741 957	-	1 350 852	391 105
EXT BTA QT TEIHIHEEKUA	9000000926	13/08/2008	25	-	53 370	53 370	-	32 858	-	20 512
EXT BTSOU QT TAATA NUKU	9300000250	31/12/2008	35	-	538 698	538 698	-	230 997	-	307 701
RESEAUX CP NUKU HIVA 2009	9000000995	01/07/2009	25	-	2 872 197	2 872 197	-	1 666 976	-	1 205 221
BRCHT/CPTAG.NUKU HIVA2009	9500000772	01/07/2009	20	-	1 821 555	1 821 555	-	1 321 501	-	500 054
RESEAUX 2009 CONCEDANT	9000001034	01/12/2009	25	-	-	-	495 420	-	279 227	216 193
RESEAUX 2009 TIERS	9000001043	01/12/2009	25	-	-	-	1 096 599	-	618 061	478 538
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	9500000793	01/12/2009	20	-	-	-	894 437	-	630 149	264 288
EXT BTA QTIER PIRIOTUA M	9000001086	01/01/2010	25	-	591 072	591 072	-	331 130	-	259 942
EXT BTA QTIER AUGEREAU J	9000001115	30/06/2010	25	-	821 785	821 785	-	444 169	-	377 616
RESEAUX CP NUKU HIVA 2010	9000001064	01/07/2010	25	-	11 969 459	11 969 459	-	6 468 099	-	5 501 360
RESEAUX 2010 CONCED NUKU	9000001131	01/07/2010	25	-	-	-	177 111	-	95 708	81 403
BRCHT/CPTAGE NUKU HIV2010	9500000808	01/07/2010	20	-	1 339 213	1 339 213	-	904 611	-	434 602
COMPTAGE TIERS NUK 2010	9500000826	01/07/2010	20	-	-	-	1 238 863	-	836 827	402 036
TRANSF N1011 TAIOHAE NUKU	6500000207	01/01/2011	25	-	819 062	819 062	-	426 092	-	392 970
POSTE N1011 TAIOHAE NUKU	6600000135	01/01/2011	25	-	1 956 526	1 956 526	-	1 017 822	-	938 704
AUT COMPOS N1011 TAIOHAE	6600000136	01/01/2011	25	-	4 597 063	4 597 063	-	2 391 480	-	2 205 583
MIS CONFORM. BTA TAIOHAE	9000001143	01/01/2011	25	-	2 411 812	2 411 812	-	1 254 671	-	1 157 141
MEC RESEAU SOUT TAIOHAE	9300000364	01/01/2011	35	-	29 973 475	29 973 475	-	11 137 698	-	18 835 777
MEC BT QT SALMON TAIOHAE	9000001188	11/04/2011	25	-	946 170	946 170	-	481 847	-	464 323
MEC BT QT SALMON TAIOHAE	9300000363	11/04/2011	35	-	2 558 164	2 558 164	-	930 551	-	1 627 613
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	9000001164	01/07/2011	25	-	81 443 414	81 443 414	-	40 752 946	-	40 690 468
RESEAUX 2011 CONCED NUKU	9000001204	01/07/2011	25	-	-	-	2 878 575	-	1 440 392	1 438 183
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	9500000852	01/07/2011	20	-	1 649 414	1 649 414	-	1 031 675	-	617 739
COMPTAGE TIERS NUKU 2011	9500000872	01/07/2011	20	-	-	-	1 820 439	-	1 138 647	681 792
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	9000001170	19/07/2011	25	-	1 918 765	1 918 765	-	956 334	-	962 431
MISE CONFORM BTA TAIOHAE	9000001234	01/01/2012	25	-	1 187 812	1 187 812	-	570 410	-	617 402
RESEAU STAT° CONCASSAGE	9000001242	01/01/2012	25	-	6 493 798	6 493 798	-	3 118 446	-	3 375 352
MIS CONFORM BTS TAIOHAE	9300000380	01/01/2012	35	-	2 205 936	2 205 936	-	756 666	-	1 449 270
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	9000001259	01/07/2012	25	-	39 205 099	39 205 099	-	18 045 087	-	21 160 012
RESEAUX 2012 CONCED NUKU	9000001296	01/07/2012	25	-	-	-	594 196	-	273 493	320 703
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	9500000894	01/07/2012	20	-	1 098 125	1 098 125	-	631 798	-	466 327
COMPTAGE TIERS NUKU 2012	9500000912	01/07/2012	20	-	-	-	1 432 291	-	824 058	608 233
CPTEURS SOLAIRE NUK 2012	9500001035	01/07/2012	20	-	-	-	73 245	-	42 141	31 104
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	9000001281	28/08/2012	25	-	185 349	185 349	-	84 133	-	101 216
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	9000001309	01/01/2013	25	-	1 630 987	1 630 987	-	717 813	-	913 174
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	9000001310	01/01/2013	25	-	74 327	74 327	-	32 712	-	41 615
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	9000001325	01/07/2013	25	-	20 873 029	20 873 029	-	8 772 391	-	12 100 638
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	9000001330	01/07/2013	25	-	355 921	355 921	-	149 584	-	206 337
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	9000001333	01/07/2013	25	-	-	-	685 075	-	287 919	397 156

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	9000001344	01/07/2013	25	-	-	-	829 621	-	348 668	480 953
RESEAUX 2013 TIERS NUKU	9300000441	01/07/2013	35	-	-	-	1 927 791	-	578 715	1 349 076
RESEAUX 2013 CONCED NUKU	9300000459	01/07/2013	35	-	-	-	374 113	-	112 307	261 806
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000929	01/07/2013	20	-	1 478 068	1 478 068	-	776 492	-	701 576
COMPTAGE TIERS NUKU 2013	9500000946	01/07/2013	20	-	-	-	1 117 214	-	586 920	530 294
CPTEURS SOLAIRE NUK 2013	9500001043	01/07/2013	20	-	-	-	53 909	-	28 321	25 588
EXT 14A/112/13/NK/BT	9300000485	04/04/2014	35	-	628 860	628 860	-	175 146	-	453 714
TRANSFO N2012 TAIOHAE NUK	5300001582	01/07/2014	25	-	-	-	1 143 042	-	434 669	708 373
RESEAUX 2014 CONCED NUKU	9000001412	01/07/2014	25	-	-	-	4 071 237	-	1 548 185	2 523 052
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	9000001423	01/07/2014	25	-	447 020	447 020	-	169 990	-	277 030
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	9000001475	01/07/2014	25	-	722 904	722 904	-	274 902	-	448 002
RESEAUX SOUT TIERS NUKU H	9300000512	01/07/2014	35	-	-	-	3 755 826	-	1 020 173	2 735 653
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000977	01/07/2014	20	-	183 044	183 044	-	87 009	-	96 035
COMPTAGE TIERS NUKU 2014	9500000999	01/07/2014	20	-	-	-	1 720 953	-	818 042	902 911
ART14A/N°051/14/BM/NT	9000001451	01/11/2014	25	-	737 625	737 625	-	270 557	-	467 068
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIO	9000001503	05/02/2015	25	-	953 898	953 898	-	339 849	-	614 049
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	9000001504	12/05/2015	25	-	151 203	151 203	-	52 279	-	98 924
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9000001486	01/07/2015	25	-	4 400 894	4 400 894	-	1 497 510	-	2 903 384
RESEAUX 2015 CONCED NUK	9000001519	01/07/2015	25	-	-	-	1 266 259	-	430 875	835 384
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9300000546	01/07/2015	35	-	90 153	90 153	-	21 912	-	68 241
RSX SOUT TIERS NUK 2015	9300000553	01/07/2015	35	-	-	-	1 131 147	-	274 928	856 219
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001029	01/07/2015	20	-	4 321 208	4 321 208	-	1 837 993	-	2 483 215
COMPTAGE TIERS NUK 2015	9500001069	01/07/2015	20	-	-	-	1 357 135	-	577 247	779 888
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	9000001550	18/02/2016	25	-	9 224 159	9 224 159	-	2 904 220	-	6 319 939
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	9000001551	06/04/2016	25	-	218 520	218 520	-	67 651	-	150 869
RESEAUX 2016 CONCED NUKU	9000001548	01/07/2016	25	-	-	-	129 252	-	38 797	90 455
RESEAUX CP NUKU HIVA 2016	9000001555	01/07/2016	25	-	139 226	139 226	-	41 791	-	97 435
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001088	01/07/2016	20	-	2 047 473	2 047 473	-	768 223	-	1 279 250
COMPTAGE TIERS NUKU 2016	9500001101	01/07/2016	20	-	-	-	734 965	-	275 763	459 202
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000586	01/10/2016	35	-	16 548 296	16 548 296	-	3 428 833	-	13 119 463
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	9000001582	01/01/2017	25	-	959 554	959 554	-	268 675	-	690 879
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000623	01/01/2017	35	-	5 981 845	5 981 845	-	1 196 369	-	4 785 476
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	9000001581	27/01/2017	25	-	867 147	867 147	-	240 330	-	626 817
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	9000001594	01/07/2017	25	-	473 100	473 100	-	123 084	-	350 016
RSX AERIEN TIERS NUK 2017	9000001611	01/07/2017	25	-	-	-	340 585	-	88 608	251 977
COMPTAGE TIERS NUKU 2017	9500001119	01/07/2017	20	-	-	-	1 762 366	-	573 131	1 189 235
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	9500001139	01/07/2017	20	-	1 941 605	1 941 605	-	631 421	-	1 310 184
RENV 5 IACM PAR 5 IAM NUK	8100000064	01/10/2017	15	-	10 540 081	10 540 081	-	4 393 144	-	6 146 937
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	9000001625	01/03/2018	25	-	8 732 929	8 732 929	-	2 039 438	-	6 693 491
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	9000001622	01/07/2018	25	-	256 321	256 321	-	56 433	-	199 888
RSX SOUT TIERS NUKU 2018	9300000703	01/07/2018	35	-	-	-	1 885 156	-	296 460	1 588 696
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001156	01/07/2018	20	-	1 419 227	1 419 227	-	390 579	-	1 028 648
COMPTAGE TIERS NUKU 2018	9500001175	01/07/2018	20	-	-	-	1 346 401	-	370 537	975 864
RENV RSX HT/BT PMT 2019	9000001652	30/06/2019	25	-	10 080 371	10 080 371	-	1 817 229	-	8 263 142
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019	9000001668	01/07/2019	25	-	693 054	693 054	-	124 864	-	568 190
RSX SOUT TIERS NUK 2019	9300000744	01/07/2019	35	-	-	-	4 596 423	-	591 508	4 004 915

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine				Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire			Concédant			
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total	& Tiers			
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001192	01/07/2019	20	-	635 921	635 921	-	143 213	-	492 708
COMPTAGE TIERS NUK 2019	9500001210	01/07/2019	20	-	-	-	1 961 808	-	441 810	1 519 998
14A1 LC357/19/BK/BT NUKU	9000001673	01/01/2020	25	-	1 210 953	1 210 953	-	193 752	-	1 017 201
14A1 LC453/19/BK/BT NUKU	9000001689	16/02/2020	25	-	1 216 903	1 216 903	-	188 570	-	1 028 333
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9000001688	01/05/2020	25	-	851 041	851 041	-	124 882	-	726 159
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9300000774	01/05/2020	35	-	92 419	92 419	-	9 687	-	82 732
RESEAUX CP NUKU H 2020	9000001698	01/07/2020	25	-	226 990	226 990	-	31 791	-	195 199
RSX AERIEN TIERS NUK 2020	9000001702	01/07/2020	25	-	-	-	943 513	-	132 144	811 369
RSX SOUT TIERS NUK 2020	9300000796	01/07/2020	35	-	-	-	687 966	-	68 824	619 142
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001228	01/07/2020	20	-	758 823	758 823	-	132 846	-	625 977
COMPTAGE TIERS NUK 2020	9500001246	01/07/2020	20	-	-	-	1 562 189	-	273 490	1 288 699
RENV RSX HT/BT NUKU HIVA	9000001690	30/10/2020	25	-	22 830 275	22 830 275	-	2 894 754	-	19 935 521
POSTE N1005 HAKAPEHI NUKU	5000000434	01/07/2021	25	-	-	-	2 016 214	-	201 732	1 814 482
POSTE N2002 VAIOTEANA NUK	5000000435	01/07/2021	25	-	-	-	2 016 214	-	201 732	1 814 482
AUT COMP N1005 HAKAPEHI	5200000846	01/07/2021	25	-	-	-	1 835 997	-	183 700	1 652 297
AUT COMP N2002 VAIOTEANA	5200000847	01/07/2021	25	-	-	-	1 900 487	-	190 153	1 710 334
TRANSFO N1005 HAKAPEHI NU	5300001766	01/07/2021	25	-	-	-	927 470	-	92 798	834 672
TRANSFO N2002 VAIOTEANA	5300001767	01/07/2021	25	-	-	-	807 247	-	80 769	726 478
RSX SOUT TIERS NUK 2021	9300000885	01/07/2021	35	-	-	-	10 372 905	-	741 328	9 631 577
RESEAUX CP NUKU HIVA 2021	9300000894	01/07/2021	35	-	2 977 539	2 977 539	-	212 798	-	2 764 741
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001265	01/07/2021	20	-	1 617 450	1 617 450	-	202 292	-	1 415 158
COMPTAGE TIERS NUK 2021	9500001280	01/07/2021	20	-	-	-	4 243 171	-	530 687	3 712 484
RNV RSX HTA TOOVI PLATEAU	9000001750	30/03/2022	25	-	726 931	726 931	-	51 064	-	675 867
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001305	01/07/2022	20	-	1 383 079	1 383 079	-	103 826	-	1 279 253
COMPTAGE TIERS NUK 2022	9500001318	01/07/2022	20	-	-	-	2 559 855	-	192 164	2 367 691
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA				**18 768 294**	**397 762 874**	**416 531 168**	**98 184 057**	**193 730 500**	**40 290 849**	**280 693 876**
TOTAL NUKU HIVA				**59 746 921**	**846 884 350**	**906 631 271**	**137 307 302**	**529 384 753**	**76 149 386**	**438 404 434**

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire	490 100 103	416 531 168	906 631 271
Valeur Brute Tiers	39 123 245	98 184 057	137 307 302
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	529 223 348	514 715 225	1 043 938 573

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 les10 dernières années de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Cf. 5.1 – Variation du patrimoine immobilier.

5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
G1 TAIOHAE	6 490 418			6 490 418
G2 AAKAPA	5 151 125			5 151 125
G2 TAIOHAE		21 312 002		21 312 002
G3 TAIOHAE	14 805 758			14 805 758
G4 TAIOHAE		21 312 002		21 312 002
G6 TAIOHAE	6 490 418			6 490 418
S/T Groupes	32 937 719	42 624 004	-	75 561 723
Filières	13 303 091			13 303 091
Bâtiments	15 454 636	5 228 818	4 060 331	24 743 785
Total	96 882 824	47 852 822	4 060 331	**113 608 599**

Distribution

	Transfo.	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau-souterrain	Total
Quantité		90	36	105		
Montant	3 068 518	56 141 521	14 904 833	10 603 821	1 111 801	**85 830 494**

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	8 475 024	9 758 321	18 233 345
2019	-	10 407 362	10 407 362
2020	43 584 402	23 065 510	66 649 912
2021	3 318 611	3 718 088	7 036 699
2022	-	1 397 033	1 397 033
2023	27 554 309		27 554 309
Cumul	**82 932 346**	**48 346 313**	**131 278 659**

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	113 608 599	85 830 494	199 439 093
- Réalisé	(82 932 346)	(48 346 313)	(131 278 659)
Reste à faire	**30 676 253**	**37 484 181**	**68 160 434**

(-) = dépassement du plan par le réalisé

(+) = réalisé inférieur au plan / dette envers le concédant

Détail des dépenses de renouvellement

Production Nuku Hiva chantiers de renouvellement	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	**Taux d'améliorant**	**Montant Renouvellement**
RENV SEPAMS CENT TAIOHAE	2800000161	01/08/2018	8 475 024	0,00%	8 475 024
sous total 2018					**8 475 024**
sous total 2019					-
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000133	01/01/2020	4 403 366	0,00%	4 403 366
MOTEUR PERKINS P450 NUKU	1200000135	01/01/2020	4 334 670	0,00%	4 334 670
ALTERNAT FG WILS P400 NUK	1300000109	01/01/2020	1 568 533	0,00%	1 568 533
MOTEUR PERKINS P715 TAIOH	1200000149	23/03/2021	11 215 304	0,00%	11 215 304
ALTERNAT FG WILS P715 TAI	1300000120	23/03/2021	8 411 478	0,00%	8 411 478
ACCESS FG WILS P715 TAIOH	1400000115	23/03/2021	8 282 762	0,00%	8 282 762
FG WILSON P55-3 AAKAPA	1000000347	01/01/2020	5 368 289	0,00%	5 368 289
sous total 2020					**43 584 402**
RNV TVX TOITURE AAKAPA NU	500000167	15/12/2021	3 318 611	0,00%	3 318 611
sous total 2021					**3 318 611**
sous total 2022					-
G52220 - RENV MOTEUR INCENDIE NUKU HIVA	400000116301	31/12/2023	1 327 549	0,00%	1 327 549
G52232 - RENV CLIMATISATION SPLIT GREE 24000 BTU	400000116306	31/12/2023	170 379	0,00%	170 379
G52212 - RENV GE88 AAKAPA (RPLCT G1)	400000116536	31/12/2023	5 015 700	0,00%	5 015 700
G52211-BLOC MOTEUR G344	400000116550	31/12/2023	11 782 781	0,00%	11 782 781
G52211-ALTERNATEUR	400000116551	31/12/2023	3 366 509	0,00%	3 366 509
G52211-ACCESSOIRES GROUPE	400000116552	31/12/2023	5 891 391	0,00%	5 891 391
sous total		**2 023**	**27 554 309**		**27 554 309**
Total					**82 932 346**

Distribution Nuku Hiva chantiers de renouvellement	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	**Taux d'améliorant**	**Montant Renouvellement**
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001156	01/07/2018	1 419 227	27,75%	1 025 392
RENV RESEAU HTA/BTA NUKU	9000001625	01/03/2018	8 732 929	0,00%	8 732 929
sous total 2018					9 758 321
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001192	01/07/2019	635 921	48,58%	326 991
RENV RSX HT/BT PMT 2019	9000001652	30/06/2019	10 080 371	0,00%	10 080 371
sous total 2019					10 407 362
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001228	01/07/2020	758 823	69,00%	235 235
RENV RSX HT/BT NUKU HIVA	9000001690	30/10/2020	22 830 275	0,00%	22 830 275
sous total 2020					23 065 510
RESEAUX CP NUKU HIVA 2021	9300000894	01/07/2021	2 977 539	0,00%	2 977 539
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001265	01/07/2021	1 617 450	54,22%	740 549
sous total 2021					3 718 088
RNV RSX HTA TOOVI PLATEAU	9000001750	30/03/2022	726 931	0,00%	726 931
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001305	01/07/2022	1 383 079	51,55%	670 102
sous total 2022					1 397 033
Total					**48 346 313**

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 1er 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 :

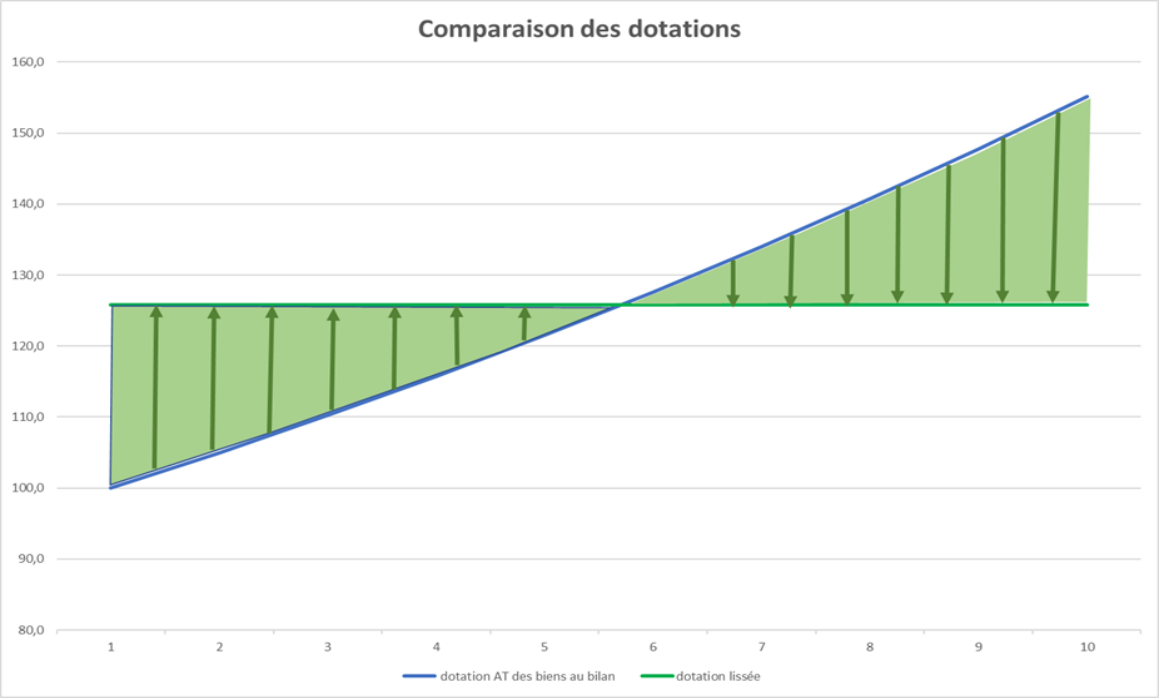
- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante 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 surcouts 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	506 883 189	504 536 574	510 030 191	510 030 191	510 180 363	505 891 958	500 435 274
VO Ouverture incorporel	-	23 584 984	23 584 984	23 584 984	23 584 984	-	-
Acquisitions (dont TVA à reverser)	404 000	11 422 269	-	22 633 540	31 228 155		27 554 309
Régul TVA à reverser					(2 272 341)	(7 633 586)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(2 750 615)	(5 928 652)	-	(22 483 368)	(56 829 203)	2 176 902	
- origine financement tiers	-	-	-	-			(944 156)
VO Clôture	**504 536 574**	**533 615 175**	**533 615 175**	**533 765 347**	**505 891 958**	**500 435 274**	**527 045 427**
- Financements tiers cumul	(40 067 401)	(40 067 401)	(40 067 401)	(40 067 401)	(40 067 401)	(40 067 401)	(39 123 245)
- IFC biens au bilan clôture	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	(16 337 284)	(16 200 507)	(16 200 507)
- IFC renouvellnt 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	(25 353 227)	(26 550 907)	(26 550 907)	(21 266 610)	(16 337 284)	(16 200 507)	(16 200 507)
Base amortissable	**439 115 946**	**466 996 867**	**466 996 867**	**472 431 336**	**449 487 273**	**444 167 366**	**471 721 675**
Cumul doté à l'ouverture	390 727 987	402 824 977	430 578 167	449 075 590	449 511 779	449 487 273	447 915 771
Réintégration AT sur incorporel		13 840 119			-	-	-
Sortie AT sur sortie immo		(8 679 267)	-	(22 483 368)	(56 829 203)	2 176 902	-
Reste à amortir	48 387 959	59 011 038	36 418 700	45 839 114	56 804 697	(7 496 809)	23 805 905
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation P1	6 516 960	17 012 308	10 612 810	13 937 135			
Dotation hydro	5 580 030	5 580 030	7 884 612	8 982 422			
Dotation exercice P2 + hydro	**12 096 990**	**22 592 338**	**18 497 422**	**22 919 557**	**56 804 697**	**(3 748 405)**	**23 805 905**
Dotations cumulées	**402 824 977**	**430 578 167**	**449 075 590**	**449 511 779**	**449 487 273**	**447 915 771**	**471 721 675**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	36 290 969	36 418 700	17 921 277	22 919 557	-	(3 748 405)	-

Mécanique de lissage des AT

Actif/Passif de renouvellement ouverture	(106 401 604)	(108 891 006)	(107 721 949)	(106 552 892)	(94 656 655)	-	-
Dotation P1	(2 357 584)	1 300 875	1 300 872	7 233 973			
Dotation hydro	(131 818)	(131 818)	(131 815)	4 662 264			
Dotations/reprises B	(2 489 402)	1 169 057	1 169 057	11 896 237	94 656 655		
Actif/Passif de renouvellement cloture	(108 891 006)	(107 721 949)	(106 552 892)	(94 656 655)	-	-	-
Dotation aux amortissements A	(12 096 990)	(22 592 338)	(18 497 422)	(22 919 557)	(56 804 697)	3 748 405	(23 805 905)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	**(14 586 392)**	**(21 423 281)**	**(17 328 365)**	**(11 023 320)**	**37 851 958**	**3 748 405**	**(23 805 905)**
moyenne des dotations	(3 793 499)	(3 793 499)	(3 793 499)	(3 793 499)	(3 793 499)	(3 793 499)	(3 793 499)
écart sur moyenne exercice	(10 792 893)	(17 629 782)	(13 534 866)	(7 229 821)	41 645 457	7 541 904	(20 012 405)
écart sur moyenne en cumulé	(10 792 893)	(28 422 675)	(41 957 540)	(49 187 361)	(7 541 904)	(0)	(20 012 405)

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	0	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921	2 177 921
Acquisitions financement concession	-	2 177 921	-	-	0	0	0
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
VO Clôture	**-**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice				-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
Base amortissable	**-**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**	**2 177 921**
Cumul doté à l'ouverture	0	-	(725 974)	(1 451 947)	(1 814 934)	(2 177 921)	(2 177 921)
Reste à amortir	-	2 177 921	1 451 947	725 974	362 987	0	0
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	**-**	**(725 974)**	**(725 974)**	**(362 987)**	**(362 987)**	**(0)**	**(0)**
Dotations cumulées	**-**	**(725 974)**	**(1 451 947)**	**(1 814 934)**	**(2 177 921)**	**(2 177 921)**	**(2 177 921)**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 451 947	725 974	362 987	-	0	-

Impact exercice (+) = produit	**(14 586 392)**	**(22 149 255)**	**(18 054 339)**	**(11 386 307)**	**37 488 971**	**3 748 404**	**(23 805 905)**

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	400 862 365	414 965 950	431 602 563	443 008 835	469 453 660	460 451 732	455 927 134
VO Ouverture incorporel	-	6 481 100	6 481 100	6 481 100	6 481 100		-
Acquisitions (dont TVA à reverser)	16 510 609	17 332 875	11 625 027	26 599 860	740 550	1 397 033	
Acquisitions financement Tiers							
Régularisations					(9 261 595)	(87 437)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(2 407 024)	-	-	-	(6 481 100)	(5 405 488)	
- origine financement tiers	-	(696 262)	(218 755)	(155 035)	(480 883)	(428 706)	
VO Clôture	**414 965 950**	**438 083 663**	**449 489 935**	**475 934 760**	**460 451 732**	**455 927 134**	**455 927 134**
- Financements tiers cumul	(58 397 731)	(57 701 469)	(57 482 714)	(57 327 679)	(56 846 796)	(56 418 090)	(56 418 090)
- IFC biens au bilan clôture	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(8 364 673)	(24 368 007)	(28 970 821)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(11 791 679)	(10 940 885)	(14 937 708)
- IFC renouvellnt 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	(21 842 384)	(23 925 749)	(25 044 961)	(8 364 673)	(11 791 679)	(10 940 885)	(14 937 708)
Base amortissable	**334 725 835**	**356 456 445**	**366 962 260**	**410 242 408**	**391 813 257**	**388 568 159**	**384 571 336**
Cumul doté à l'ouverture	292 444 878	303 015 117	323 946 114	345 454 187	377 848 298	391 813 257	390 190 708
Réintégration AT sur incorporel		6 481 100					
Sortie AT sur sortie immo		(2 407 024)	-	-	(6 481 100)		-
Reste à amortir	42 280 957	49 367 252	43 016 146	64 788 221	20 446 059	(3 245 098)	(5 619 372)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	**10 570 239**	**16 856 921**	**21 508 073**	**32 394 111**	**20 446 059**	**(1 622 549)**	**(5 619 372)**
Dotations cumulées	**303 015 117**	**323 946 114**	**345 454 187**	**377 848 298**	**391 813 257**	**390 190 708**	**384 571 336**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	31 710 718	32 510 331	21 508 073	32 394 111	-	(1 622 549)	-
Mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(62 883 626)	(69 222 098)	(69 354 804)	(63 674 996)	(47 241 786)		
Dotations/reprises B	(6 338 472)	(132 706)	5 679 808	16 433 210	47 241 786		
Actif/Passif de renouvellement cloture	(69 222 098)	(69 354 804)	(63 674 996)	(47 241 786)	-		
Dotation aux amortissements A	(10 570 239)	(16 856 921)	(21 508 073)	(32 394 111)	(20 446 059)	1 622 549	5 619 372
Dotation hors améliorant, lissée A+B	**(16 908 711)**	**(16 989 627)**	**(15 828 265)**	**(15 960 901)**	**26 795 727**	**1 622 549**	**5 619 372**
moyenne des dotations	(6 211 538)	(6 211 538)	(6 211 538)	(6 211 538)	(6 211 538)	(6 211 538)	(6 211 538)
écart sur moyenne exercice	(10 697 173)	(10 778 089)	(9 616 727)	(9 749 363)	33 007 265	7 834 087	11 830 910
écart sur moyenne en cumulé	(10 697 173)	(21 475 262)	(31 091 989)	(40 841 352)	(7 834 087)	0	

Traitement de l'améliorant	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	6 355 674	12 548 097	20 225 540	27 541 115	55 515 259	58 788 091
Acquisitions financement concession	4 252 723	2 960 866	1 119 212	4 121 907	3 854 439	712 977	
Acquisitions autres financement Tiers	2 102 951	3 231 557	6 558 231	3 193 668	24 119 705	2 559 855	
VO Clôture	**6 355 674**	**12 548 097**	**20 225 540**	**27 541 115**	**55 515 259**	**58 788 091**	**58 788 091**
Financements tiers cumul	(2 102 951)	(5 334 508)	(11 892 739)	(15 086 407)	(39 206 112)	(41 765 967)	(41 765 967)
- IFC améliorant exercice				(9 572 682)	(3 854 439)	(605 992)	-
	0%	0%	0	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(9 572 682)	(13 427 121)	(14 033 113)	(14 033 113)
	0%	0%	0%	77%	82%	82%	82%
Base amortissable	**4 252 723**	**7 213 589**	**8 332 801**	**2 882 026**	**2 882 026**	**2 989 011**	**2 989 011**
Cumul doté à l'ouverture	0	(1 063 181)	(3 113 317)	(5 723 059)	(4 302 542)	(2 882 026)	(2 935 518)
Reste à amortir	4 252 723	6 150 408	5 219 484	(2 841 033)	(1 420 516)	106 985	53 493
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	**(1 063 181)**	**(2 050 136)**	**(2 609 742)**	**1 420 516**	**1 420 516**	**(53 493)**	**(53 493)**
Dotations cumulées	**(1 063 181)**	**(3 113 317)**	**(5 723 059)**	**(4 302 542)**	**(2 882 026)**	**(2 935 518)**	**(2 989 011)**
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 189 542	4 100 272	2 609 742	(1 420 516)	-	53 493	-

Impact exercice (+) = produit	**(17 971 892)**	**(19 039 763)**	**(18 438 007)**	**(14 540 384)**	**28 216 243**	**1 569 057**	**5 565 879**

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

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

L'IFC est régie par l'article 22 du cahier des charges de la concession :

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

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

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

- Application de la formule

Pour un contrat prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2011 au 30/09/2020 donneront lieu à
L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10ème de la valeur d'origine égal à :
10 – (2020 – (année de mise en service)).

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

L'avenant 4 du 01/01/2022 revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession.

Article 5. - Montant de l'indemnité de fin de concession

Au titre de la durée initiale de la concession l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges, au 30 septembre 2020, dont le montant est fixé à 39.200.000 XPF

Au titre des deux premières prolongations de 15 mois au total, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions de l'article 4 de l'avenant 3 du 1er octobre 2021.
Au titre de cette nouvelle prolongation de 24 mois, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indémnité de fin de concession égale à la valeur d'origine des investissements financés par le concessionnaire, diminuée d'un amortissement technique calculé linéairement sur une durée de 10 ans, dont le montant prévisionnel est estimé à 52.800.000 XPF.

En résumé les biens améliorants ou de 1er établissements établis à partir du 1er janvier 2011 feront l'objet d'une indemnité de fin de concession dont le calcul variera en fonction de leur date de mise en service :

du 01/01/2011 au 30/09/2020 : IFC conventionnelle de 39 millions XPF

du 01/10/2021 au 31/12/2021 : ajout IFC conventionnelle de 29 millions XPF

du 01/01/2022 au 31/12/2023 : IFC correspondant à la Vo des biens mis en service sous déduction d'un amortissement linéaire calculé sur une durée de 10 ans à compter de leur date de mise en service

Actifs Immobilisés	N° immobilisation	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Nb de 10ème à déduire	Total IFC
SYST EXTINC INCENDIE NUKU	3100000067	01/05/2011	10 281 962	100,00%	10 281 962	8	2 056 392
INST EVENTS TAIOHAE NUKU	3100000082	01/04/2012	215 870	100,00%	215 870	7	64 761
COFFRETS COMPTAGES TAIOHA	2800000108	01/08/2013	1 805 812	100,00%	1 805 812	6	722 325
F&P CLOTURE STOCKAGE GO	500000146	01/07/2014	370 500	100,00%	370 500	5	185 250
FILIERE NRJ FOURN BLOC24V	2800000138	01/02/2015	160 954	100,00%	160 954	4	96 572
NRJ TABLEAU HTA NUKU-HIVA	2800000145	01/08/2015	4 295 141	100,00%	4 295 141	4	2 577 085
TOTAL SITE TAIO1 - TAIOHAE			*17 130 239*		*17 130 239*		*5 702 385*
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000091	01/01/2013	413 000	100,00%	413 000	7	123 900
TERRAIN TAIPIVAI 1 NUKU	100000015	03/05/2013	3 823 025	100,00%	3 823 025	6	1 529 210
F&P GARDE CORPS BASSIN	3100000101	01/01/2014	391 800	100,00%	391 800	6	156 720
PROTECTION CENTRALE TAIP1	2800000140	01/07/2015	3 312 667	100,00%	3 312 667	4	1 987 600
SUPERVIS° GE-SEPAM-HYDRO	2800000139	01/08/2015	2 725 437	100,00%	2 725 437	4	1 635 262
TOTAL SITE TAIP1 - TAIPIVAI 1			*10 665 929*		*10 665 929*		*5 432 692*
F&P SAS ARMOIRE CTRL TAIP	600000048	01/01/2013	804 400	100,00%	804 400	7	241 320
TVX SECU CANAL DEVERSEUR	3100000092	01/01/2013	375 000	100,00%	375 000	7	112 500
F&P VENTILAT° FORCEE TAIP	600000059	01/01/2014	422 754	100,00%	422 754	6	169 102
ARMOIRE AUTOMATE TAIP 2	2800000124	01/06/2014	3 019 037	100,00%	3 019 037	5	1 509 519
COMMUNICAT°CPL TAIPIVAI 2	2800000123	01/08/2014	1 841 216	100,00%	1 841 216	5	920 608
PROTEC CENTRALE TAIPIVAI2	2800000150	01/06/2016	3 017 688	100,00%	3 017 688	3	2 112 382
TOTAL SITE TAIP2 - TAIPIVAI 2			*9 480 095*		*9 480 095*		*5 065 430*
TOTAL PRODUCTION NUKU HIVA			**37 276 263**		**37 276 263**		**16 200 507**
BRCHT/CPTAGE NUKU HIVA	9500000852	01/07/2011	1 649 414	69,76%	1 150 631	8	230 126
RESEAUX CP NUKU HIVA 2011	9000001164	01/07/2011	81 443 414	0,22%	179 176	8	35 835
EXT 14A1 BTA QT ARAI NUKU	9000001170	19/07/2011	1 918 765	100,00%	1 918 765	8	383 753
MIS CONFORM BTS TAIOHAE	9300000380	01/01/2012	2 205 936	17,00%	375 009	8	75 002
MISE CONFORM BTA TAIOHAE	9000001234	01/01/2012	1 187 812	6,00%	71 269	8	14 254
BRCHT/CPTAGES NUKU HIVA	9500000894	01/07/2012	1 098 125	15,07%	165 487	7	49 646
RESEAUX CP NUKU HIVA 2012	9000001259	01/07/2012	39 205 099	0,39%	152 900	7	45 870
EXT 14A1 QT TEIKIHAA NUKU	9000001281	28/08/2012	185 349	100,00%	185 349	7	55 605
EXT 14A1 QT FIU NUKU HIVA	9000001309	01/01/2013	1 630 987	100,00%	1 630 987	7	489 296
EXT 14A1 QT TEAHU NUKU HI	9000001310	01/01/2013	74 327	100,00%	74 327	7	22 298
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000929	01/07/2013	1 478 068	5,92%	87 502	6	35 001
RESEAUX CP NUKU HIVA 2013	9000001330	01/07/2013	355 921	100,00%	355 921	6	142 368
EXT 14A/112/13/NK/BT	9300000485	04/04/2014	628 860	100,00%	628 860	5	314 430
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500000977	01/07/2014	183 044	76,74%	140 468	5	70 234
RESEAUX CP NUKU HIVA 2014	9000001475	01/07/2014	722 904	100,00%	722 904	5	361 452
ART14A/N°051/14/BM/NT	9000001451	01/11/2014	737 625	100,00%	737 625	5	368 813
EXT 14A1 QT HIRIGA À TAIO	9000001503	05/02/2015	953 898	100,00%	953 898	4	572 339
ELEC 14A 1924/14/TAIPIVAI	9000001504	12/05/2015	151 203	100,00%	151 203	4	90 722
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001029	01/07/2015	4 321 208	32,32%	1 396 614	4	837 969
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9300000546	01/07/2015	90 153	100,00%	90 153	4	54 092
RESEAUX CP NUKU HIVA 2015	9000001486	01/07/2015	4 400 894	4,09%	179 997	4	107 998
RSX AERIEN 2016 NUKU HIVA	9000001550	18/02/2016	9 224 159	100,00%	9 224 159	3	6 456 911
14A1 039/16/BK/BT NUKU HI	9000001551	06/04/2016	218 520	100,00%	218 520	3	152 964
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001088	01/07/2016	2 047 473	37,73%	772 512	3	540 758
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000586	01/10/2016	16 548 296	35,00%	5 791 904	3	4 054 333
14A1 299/16/BT/BK NUKUHIV	9000001582	01/01/2017	959 554	100,00%	959 554	3	671 688
MISE SOUT RESEAUX HT/BT	9300000623	01/01/2017	5 981 845	35,00%	2 093 646	3	1 465 552
14A1 370/16/BK/BT NUKUHIV	9000001581	27/01/2017	867 147	100,00%	867 147	2	693 718
BRCHT/COMPTAGE NUKU HIVA	9500001139	01/07/2017	1 941 605	14,05%	272 796	2	218 236
RESEAUX CP NUKU HIVA 2017	9000001594	01/07/2017	473 100	12,61%	59 658	2	47 726
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001156	01/07/2018	1 419 227	27,75%	393 835	1	354 452
RESEAUX CP NUKU HIVA 2018	9000001622	01/07/2018	256 321	100,00%	256 321	1	230 689
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001192	01/07/2019	635 921	48,58%	308 930	-	308 930
RESEAUX CP NUKU HIVA 2019	9000001668	01/07/2019	693 054	100,00%	693 054	-	693 054
14A1 LC357/19/BK/BT NUKU	9000001673	01/01/2020	1 210 953	100,00%	1 210 953	-	1 210 953
14A1 LC453/19/BK/BT NUKU	9000001689	16/02/2020	1 216 903	100,00%	1 216 903	-	1 216 903
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9300000774	01/05/2020	92 419	100,00%	92 419	-	92 419
14A1 LC400/20/BK/BT NUKU	9000001688	01/05/2020	851 041	100,00%	851 041	-	851 041
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA	9500001228	01/07/2020	758 823	69,00%	523 588	-	523 588
RESEAUX CP NUKU H 2020	9000001698	01/07/2020	226 990	100,00%	226 990	-	226 990
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA*	91912	01/07/2021	2 977 539	100,00%	2 977 539		2 977 539
DISTRIBUTION NUKU HIVA	CP2021	01/07/2021	1 617 450	54,21%	876 900		876 900
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA*	9500001305	01/07/2022	1 383 079	51,55%	712 977	2	605 992
BRCHT/COMPTAGES NUKU HIVA*	E4900	23/01/2023	157 095	100,00%	157 095	1	142 383
TOTAL DISTRIBUTION NUKU HIVA			**196 381 520**		**42 107 485**		**28 970 821**
TOTAL NUKU HIVA			**233 657 783**		**79 383 748**		**45 171 328**

Le montant du au titre de l'améliorant des 10 dernieres années s'élève à 45.171.328 FCFP

A cette somme s'ajoute la valeur des travaux en-cours qui sont au 31 décembre de :	45 171 328
- le groupe P 500 prévu à l'avenant 4; prestation de pose et dépose restant à effectuer pour 24.000.000 F CFP	24 000 000
- les chantiers de distribution encours au 31 décembre 2023 pour 3.714.906 F CFP	3 714 906
- les frais de pose des groupes G1 AAKAPA et G2 TAIOHAE pour 2.743.619 F. CFP	2 743 619
Le montant total de l'IFC de fin de concession s'élève donc à 75.629.853 F CFP	**75 629 853**

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 chapitre 4 "Renouvellement".

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

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

Durée : du 1er octobre 2021 au 30 septembre 2026.
Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf tarifs préférentiels suivants : prestations locales de 11,50 F/l., et Premium de 2,50$/bbl.
Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.
La commune, ou le nouveau délégataire de la concession, se voit transférer de plein droit le bénéfice du contrat, avec possibilité d'en demander la résiliation au cours d'un délai de 6 mois après la fin de la concession d'EDT.

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.
Conformément à la réglementation, les contrats sont transférés de plein droit au nouveau gestionnaire du service public, à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

c) Baux

Bailleur	Objet du Bail	Date de fin
TERRITOIRE PF	LOC. TERRAIN 1200 M² CENTRALE THERMIQUE TAIOHAE (HAKAPEHI)	30.06.2020 Plusieurs demandes de renouvellement effectuées auprès de la DAF, sans action à ce jour.
TERRITOIRE PF	LOC. TERRAIN 4535 M² CENTRALE HYDRO TAIPIVAI	24.10.2026
TERRITOIRE PF	LOC. AGENCE COMMERCIALE TAIOHAE	30.08.2023. Demande de prolongation jusqu'au 31.12.2023.
COMMUNE NUKU HIVA	MISE A DISPOSITION GRATUITE CENTRALE THERMIQUE AAKAPA	31.12.2023

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 : 1er janvier 2021 – 30 septembre 2030 (convention signée en août 2022). La convention prend fin de plein droit pour chaque concession quittant le périmètre EDT.ss