



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE HIVA OA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE HIVA OA
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2022

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION.....	7
1.1 - Le système électrique polynésien.....	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	9
1.3 - Le cadre juridique et contractuel.....	12
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	14
➤ Aspects commerciaux.....	15
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	15
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022	15
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation.....	19
2.5 - Statistiques de ventes.....	19
2.6 – Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Hiva Oa.....	22
2.7 - Gestion des impayés.....	24
2.8 - Dépenses de la Commune	24
2.9 - Services offerts à la clientèle	25
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	29
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	31
➤ Bilan technique	32
3.1 - Autorisation d'exploitation.....	32
3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa.....	32
3.3 - Détail des ouvrages de production	33
3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe	33
3.5 - Qualité de service	36
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement.....	36
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	37
3.8 - Raccordement solaire	37
3.9 - Unités d'œuvres 2022 de la concession.....	38
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	39
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée.....	40
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique.....	46
4.3 - Comptes de la concession.....	50
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés.....	58
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	63
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	64
5.2 - Situation des immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	65
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	70
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année.....	70
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	72
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année.....	76
5.7 - Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22	76
5.8 - Plan de Renouvellement.....	77
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	78

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Péréquation inter îles :

Au 1er janvier 2022, la réglementation mettant en place une solidarité tarifaire inter-îles a été mise en œuvre.

Le mécanisme de péréquation repose d'une part sur la perception d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, d'un montant de 6,3 F/ kWh, applicable uniformément à tous les systèmes de distribution électrique de Polynésie française, et d'autre part sur le versement d'une « compensation de solidarité », dont la valeur ramenée au nombre de kWh vendus est inversement proportionnelle à la taille des exploitations.

Ce mécanisme destiné à l'ensemble des systèmes électriques de Polynésie se substitue à celui de la « péréquation interne » aux concessions gérées par EDT, en conséquence, le prix de vente hors taxe moyen de l'électricité a baissé de l'ordre de 6,30 F, prix sur lequel s'applique la nouvelle contribution d'un montant équivalent.

A titre d'illustration, Le rapport entre la contribution versée et la compensation reçue s'échelonne en 2022 de 1.39 pour les plus grosses exploitations à 15.04 pour les plus petites, la concession de Tahiti Nord ne recevant pour sa part aucune compensation.

Ce mécanisme de péréquation pèse significativement sur la trésorerie des concessions en raison d'un décalage proche de 3 mois entre le versement de la contribution au trésor public et l'encaissement de la subvention.

B) Forte augmentation du coût des produits pétroliers

Le gazole alimentant les centrales thermiques de Tahiti a vu son prix CAF augmenter de 88 % (de 63.4.F/L à 119.6 .F/L) entre janvier et juillet 2022 pour se stabiliser aux environs de 113 F/litre .

Cette hausse qui, toutes choses égales par ailleurs, aurait nécessité une augmentation du prix de vente de l'électricité de l'ordre de 7,5 F/kWh (soit 21% du prix CSE incluse) a pu être traitée temporairement, de la manière suivante :

- Limitation de la consommation du nouveau gazole du fait de l'importance des stocks de produits pétroliers à l'ancien prix et de la très forte production d'hydroélectricité sur le deuxième semestre
- Effort de la Polynésie par l'augmentation du FRPH pour 2,2 milliards CFP et du concessionnaire par avance de trésorerie pour 634 MF soit une aide globale de 5,5 F/kWh vendu
- Augmentation du prix moyen clients limité à 2 F/kWh environ soit 7% du prix CSE incluse

Il est à noter qu'à partir du 01/01/2023, l'avance prévisionnelle de trésorerie a été estimée à 200 MF/mois et que le réalisé à fin Avril est de 958 MF, soit 240 MF/mois

C) Concessions à « échéance 2020 »

Les concessions de Tumara'a, Taputapuatea, Taha'a et Huahine, ont pris fin le 31 mars 2022. Les concessions de Rurutu et Rangiroa ont pris fin le 30 septembre 2022. Enfin, la concession de Moorea s'est arrêtée le 31 décembre 2022. Parmi les "DSP 2020", seules les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa et Ua Pou se poursuivent, jusqu'au 31 décembre 2023.

La sortie de 7 concessions du périmètre EDT en 2022, :

- réduit d'autant le Revenu Autorisé du délégataire et sa marge.
- laisse en revanche à sa charge une masse importante de coûts de services partagés, (support technique, back office commercial, siège) lesquels étaient antérieurement justifiés par l'activité des concessions concernées.

A l'exception de la commune de Rangiroa qui a fait l'objet d'une nouvelle délégation de service public, les autres communes ont fait le choix d'une reprise en régie, au travers de l'EPIC Te Ito Rau No Moorea-Maiao pour la commune de Moorea et de la SPL Te uira api no te mau Motu pour les îles des Raromatai et Rurutu.

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.

E) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2022 écoulée :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 40 jours d'arrêt
 - o Taux de fréquence = 1.17
 - o Taux de gravité = 0.05
- 2 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 2 accidents de trajet avec arrêt = 102 jours d'arrêt

0 accident de trajet sans arrêt

Spécifiques aux concessions des îles

Le processus de renouvellement des concessions DSP 2020 s'est poursuivi en 2022 avec des développements significatifs sur le périmètre des îles :

Plusieurs communes ont mis en place des mesures pour gérer les services publics liés à l'électricité. Les communes des îles-sous-le-Vent (Taha'a, Taputapuatea, Tumara'a, Huahine) ont créé une société publique locale (SPL) "Te Uira Api no Raromatai", qui a remplacé EDT à partir du 1er avril 2022.

La commune de Moorea-Maiao a repris la gestion du service au travers d'un EPIC (établissement public à caractère industriel et commercial) et le transfert des opérations a été effectué au 31/12/2022.

La commune de Rangiroa a attribué à EDP, filiale du groupe ENGIE, la concession du service de l'électricité depuis le 1er octobre 2022. Dans le cadre de ce nouveau contrat, une convention d'assistance technique, administrative et financière a été mise en place entre EDT et EDP.

En 2022, une nouvelle procédure de DSP a été lancée pour la communauté de communes des Îles Marquises (CODIM), comprenant trois îles où EDT est concessionnaire jusqu'en décembre 2023 (Ua Pou, Nuku Hiva et Hiva Oa), deux régies communales (Fatu Hiva et Tahuata) et la commune de Ua Huka, qui a été ajoutée au périmètre de la délégation en comparaison à l'appel d'offres de 2021.

Cette procédure de DSP est la dernière remise en concurrence avant 2030, date d'échéance de la concession socle de notre présence en Polynésie française.

Spécifiques à la concession de Hiva Oa

Fin de concession :

En juillet 2021, en pleine procédure d'appel d'offre, le concédant s'interrogeait sur les avantages d'un éventuel regroupement avec les autres communes de la CODIM.

Dans cette logique, en fin d'année 2021, la commune déclarait l'appel d'offre infructueux, et signait un avenant de prolongation au 31 décembre 2023 de sorte à se laisser le temps d'étudier la meilleure façon de gérer dans l'avenir son service public de l'électricité.

Un nouvel appel d'offres a été lancé par la CODIM, disposant désormais de la compétence énergie de l'ensemble des communes des îles Marquises. Cet appel d'offres doit déterminer le gestionnaire amené à reprendre l'exploitation du service public de l'électricité des Marquises à compter du 1^{er} janvier 2024, pour 20 ans.

Avenant 3 du 15 juillet 2016 :

Dans le cadre des discussions relatives à la fin de concession, la commune a remis en cause l'avenant 3 du 15 juillet 2016.

Un accord transactionnel a été trouvé le 3 février 2022.

Principaux indicateurs

		HIVA OA				
		2022		2021		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	900		889		
	BT	897	99,67%	886	99,66%	
	MT	3	0,33%	3	0,34%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	4 815		4 788	
	BT	4 680	97,20%	4 653	97,18%	
	MT	135	2,80%	135	2,82%	
	Puissance maximale appelée (*)	MW	0,77		0,82	
	Nombre de kWh vendus total		3 495 267		3 514 453	
	BT		3 066 643	87,74%	3 116 641	88,68%
	MT		428 624	12,26%	397 812	11,32%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	113 751 148		127 326 345	
	BT : Total		101 395 507	89,14%	114 069 112	89,59%
	BT : par client		113 038		128 746	
	BT : par kVA de puissance souscrite		21 664		24 515	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		20 031 816	19,76%	19 607 705	17,19%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		81 363 691	80,24%	94 461 407	82,81%
	MT : Total		12 355 641	10,86%	13 257 233	10,41%
	MT : par client		4 118 547		4 419 078	
	MT : par kVA de puissance souscrite		91 523		98 202	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		2 708 640	21,92%	2 708 640	20,43%
MT : part variable en XPF et % du CA total		9 647 001	78,08%	10 548 593	79,57%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		32,54		36,23		
BT		33,06		36,60		
MT		28,83		33,33		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)		0,93		0,90	
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	8 121	0,22%	5 990	0,15%
	Energie hydroélectrique	kWh	501 351	13,32%	556 206	14,31%
	Energie thermique	kWh	3 254 878	86,47%	3 323 881	85,53%
	Energie totale achetée		3 764 350		3 886 076	
	Temps moyen de coupure					
	global		8h22		4h48	
	origine production		5h58		3h12	
origine transport		0		0		
origine distribution		2h24		1h36		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	75		75	
	Valeur d'origine	k XPF	850 291		861 942	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	k XPF	364 776		409 949	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	1 223		18 630	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	3 242		12 408	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	786		N/A	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)	k XPF	306 863		286 950	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	222 043		218 987	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	84 820		67 963	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	-33 788		-140 076	
Ecart RA - CA - péréquation de l'année	k XPF	39 493		159 624		

(+) => à récupérer dans les tarifs N+1

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

(**) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie. Elle est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

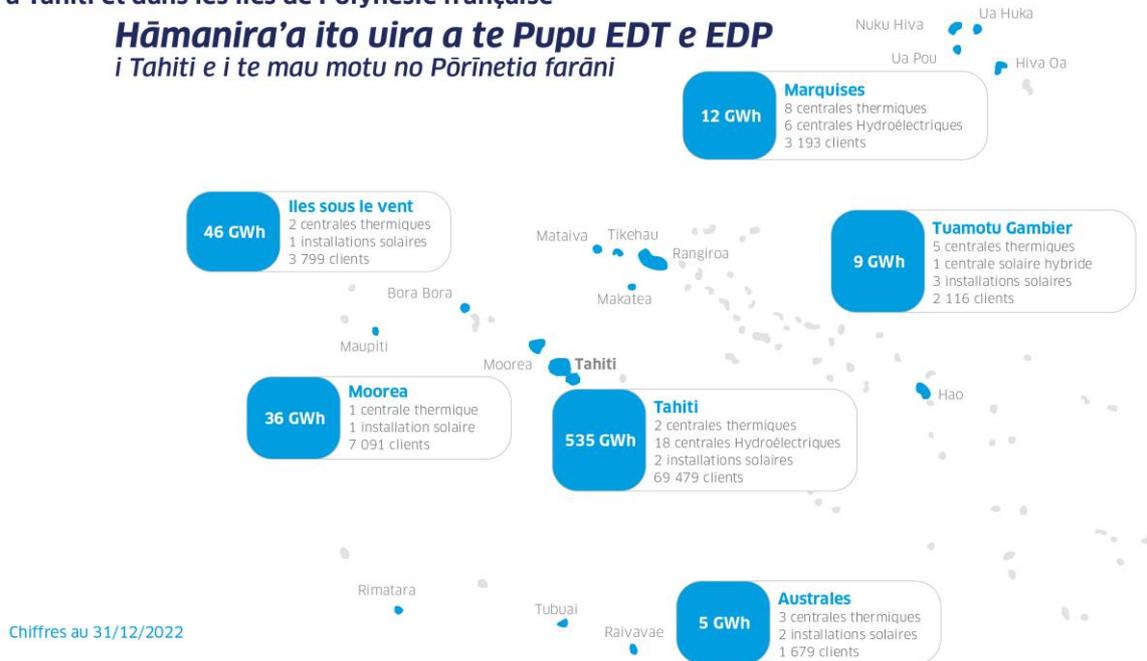
- La convention de concession
- La convention d'adhésion au régime de solidarité tarifaire
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

Production brute d'électricité Groupe EDT et EDP à Tahiti et dans les îles de Polynésie française

Hāmanira'a ito uira a te Pupu EDT e EDP
i Tahiti e i te mau motu no Pōrīnetia farāni



Ce système, est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de celle de l'Europe.

Les systèmes sont donc pour la plupart de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régions communales soit de petites installations privées.

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions en début d'année 2022, 13 à son terme).

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

Les enjeux à court terme sont :

En matière de Production :

- Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux

En matière de transport (Tahiti) :

Le bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV lancé par la TEP en vue :

- De fiabiliser l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- D'augmenter la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et de permettre le développement de nouveaux projets hydro-électriques

En matière de distribution :

- Dans les îles, le raccordement de familles isolées

En matière d'économie, de solidarité et d'indépendance :

- La mise en place par la Polynésie française d'un système de péréquation au bénéfice de toutes les exploitations indépendamment de leur mode de gestion (régie, délégation de service public).

1.1.2 Le système électrique dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport.

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

L'île de Makatea dispose quant à elle d'une centrale hybride solaire/gasoil.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe industriel énergétique français ENGIE a une raison d'être : agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Il mise, pour ce faire, sur des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Ce groupe, le 3^e plus grand dans le secteur de l'énergie hors pétrole, permet à 7 millions de bénéficiaires un accès à une énergie durable depuis 2018. En 2021, il a produit 426 TWh d'électricité et affiché un chiffre de 4,3 Mds€ d'investissement de croissance.

Grâce à l'ensemble de ses collaborateurs à travers le monde (101 504 dont 28,9% de femmes dans le management), il s'est engagé pour une transition abordable, résiliente et durable. Cette transition repose sur 4 axes principaux :

- **Simplifier et recentrer son organisation** en se concentrant sur ses 4 métiers cœurs et sur une trentaine de pays d'ici 2023.
- **Adapter son organisation** avec une approche industrielle renforcée.
- **Accélérer ses investissements** dans les renouvelables et les infrastructures énergétiques locales.
- **Renforcer son engagement pour la transition énergétique** avec un objectif Net Zéro Carbone d'ici 2045.

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 2022, 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.

1.2.3 Les moyens affectés à la concession

L'effectif affecté à la concession de Hiva Oa est de 8 :

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

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

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

PRODUCTION (thermique et hydro)

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

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

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

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

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

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

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

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

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

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

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

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

Au plan des services techniques :

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

Au plan de la gestion commerciale :

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

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

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

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Hiva Oa** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 26 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 **Hiva Oa** 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 **Hiva Oa** a quant à lui été modifié par deux avenants depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 27 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°3 du 15 juillet 2016 (l'erreur de numérotation vient d'un projet d'avenant n°2 jamais signé), a eu pour objet d'ajouter des investissements nouveaux à la charge du concessionnaire, et d'introduire une Indemnité de Fin de Concession sur l'ensemble des biens de la concession.
- L'avenant n°4 du 6 juillet 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
- L'avenant 5 du 1^{er} octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
- L'avenant 6 du 1^{er} 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 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 2022
- 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 Hiva Oa
- 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.

Deux actualisations des tarifs ont été pratiquées au cours de l'année 2022 relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

La première actualisation applicable au 1^{er} janvier 2022, conformément à l'arrêté n° 2980 CM du 22 décembre 2021.

La seconde actualisation applicable au 1^{er} octobre 2022, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 30 septembre 2022
			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 240 kWh/mois	21,50
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	38,60
BT Eclairage public	P4		31,70
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,90
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	23,10
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	19,40
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		20,90
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		29,80

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er octobre au 31 Décembre 2022
			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	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
	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

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 30 septembre 2022
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er octobre au 31 décembre 2022
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%
Autres	
- Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE)	6,30 XPF/kWh
- Contribution pour la Solidarité (CPS)	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance	Du 1er janvier au 31 décembre 2022
	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	kWh vendus antérieur	kWh vendus postérieur	Total kWh vendus	Montant antérieur	Montant postérieur	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2022 (kVA)	Total kWh vendus 2021
BT Usage social 1ère tranche	P1	730 778	240 602	971 380	8 605 262	2 827 871	11 433 133	21 367	5 567 962	1 794	971 131
BT Usage social 2ème tranche	P2	78 899	23 276	102 175	2 365 541	685 328	3 050 869				116 616
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	292 112	64 164	356 276	6 158 561	1 378 344	7 536 905	13 215	5 783 750	1 085	420 983
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	117 561	25 018	142 579	4 356 854	601 534	4 958 388				171 251
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	0	16 259	16 259	0	625 161	625 161				
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	0	17 726	17 726	0	666 156	666 156				
BT Eclairage public	P4	32 192	9 927	42 119	1 023 763	337 020	1 360 783	673	269 280	56	47 549
BT Usage professionnel	P5	1 085 552	115 417	1 200 969	39 114 129	4 178 125	43 292 254	21 027	8 410 824	1 746	1 389 111
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	0	54 462	54 462	0	2 015 094	2 015 094				
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	0	162 698	162 698	0	6 424 948	6 424 948				
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	230 592	77 641	308 233	5 326 676	1 912 298	7 238 974	1 620	2 708 640	135	286 028
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	0	0	0	0	0	0				
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	88 478	31 913	120 391	1 716 472	691 555	2 408 027				111 784
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	0	0	0	0	0				
Total				3 495 267			91 010 692	57 902	22 740 456	4 815	3 514 453

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2022.

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

CHIFFRE D'AFFAIRES
Prix moyen

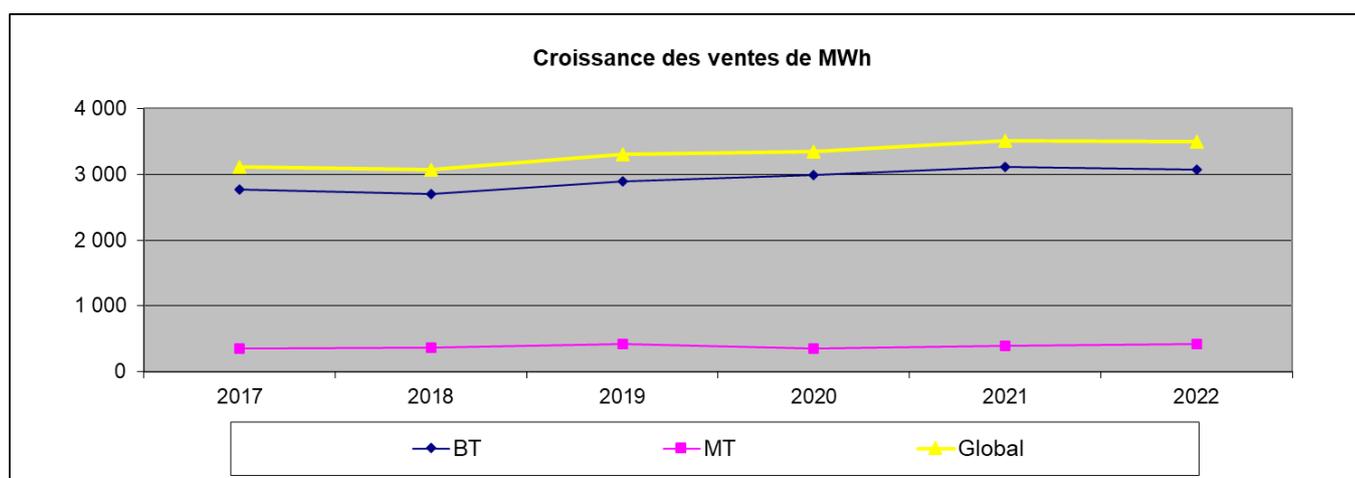
113 751 148
32,54

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 :	208 500 XPF
• Frais de relance :	<u>752 040 XPF</u>
• Total	960 540 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Après une année de hausse de 5,1% en 2021, les ventes d'électricité reculent légèrement de 0,5% sur la concession de Hiva Oa, soit -19 MWh, pour s'établir à **3,5 GWh** en 2022.

Cette évolution globale est liée à la baisse de -1,6% (-50 MWh) des volumes en basse tension (qui représentent 87% des volumes globaux), et des volumes en moyenne tension de +7,7% (+31 MWh).

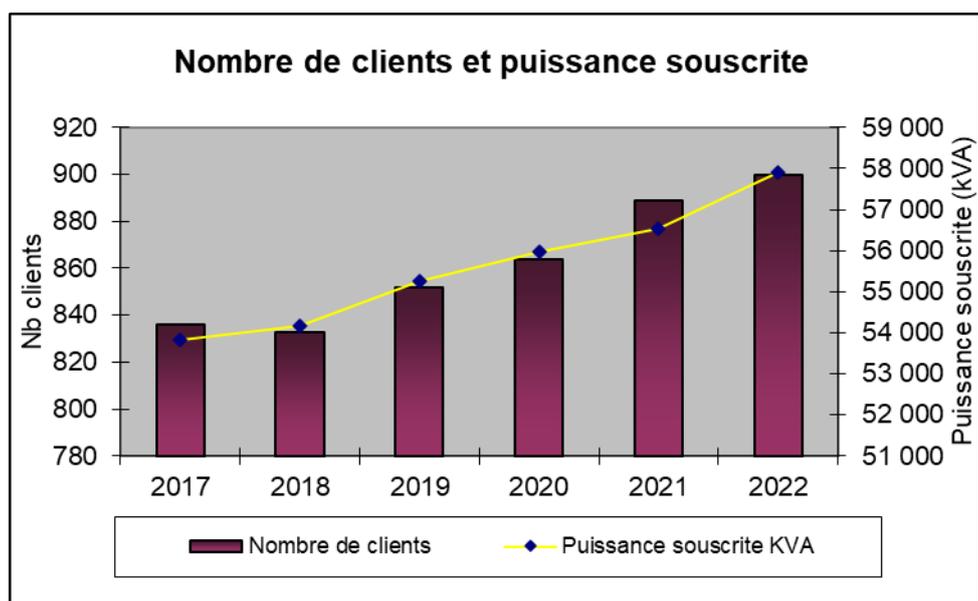
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) diminue de 4,4% en 2022 (-73,3 MWh), avec la baisse de la consommation dans les tarifs « classique » de 10,6% (-60,7 MWh) et dans les tarifs « petits consommateurs » de 1,2% (-12,6 MWh) et

Les tarifs domestiques représentent plus de 51% des volumes basse tension en 2022, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 35% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,4% des ventes en basse tension avec environ 42 MWh vendus en 2022, diminuent de 11,4%, soit -5,4 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 46% des ventes basse tension, augmentent de 2,1% en 2022, soit +29 MWh.

Les ventes en moyenne tension augmentent de 7,7% et s'établissent à 428 MWh.



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	897	+1,2% (+11 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>3</u>	—
	900	+1,2% (+11 contrats)

variation / 2021 (*nombre de contrats*)

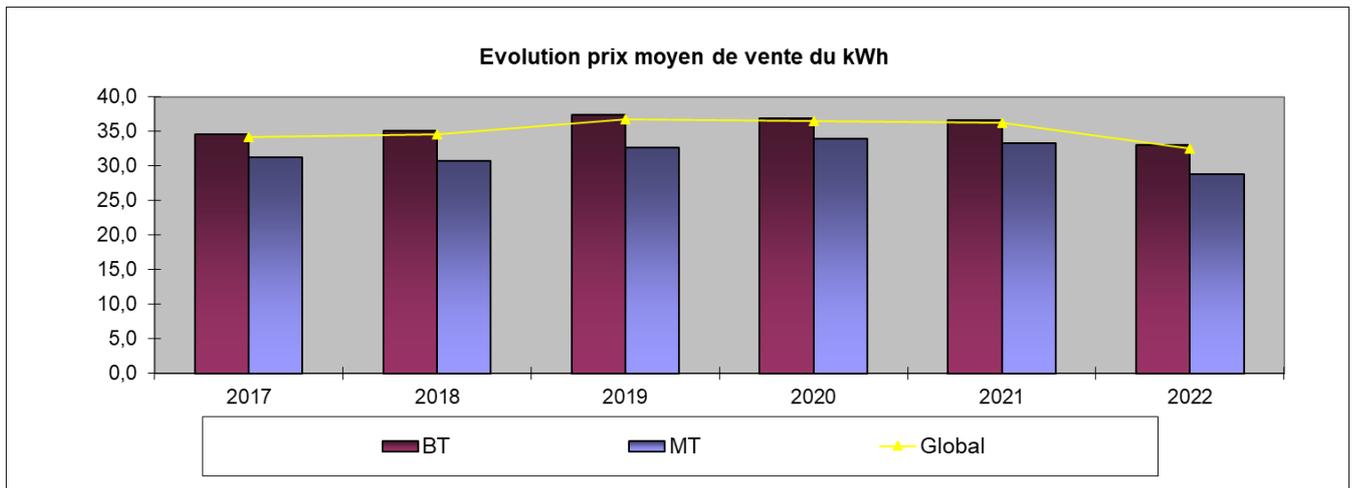
Les principales évolutions concernent :

- La diminution de 4 contrats en usages professionnels basse tension,
- La souscription de 27 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » usages domestiques, atténuée par la baisse de 12 contrats en 2022 pour le tarif « classique » en usages domestiques.

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2022 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 61%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 18%
- Tarif Usages professionnels basse tension 18%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Moyenne tension <1%

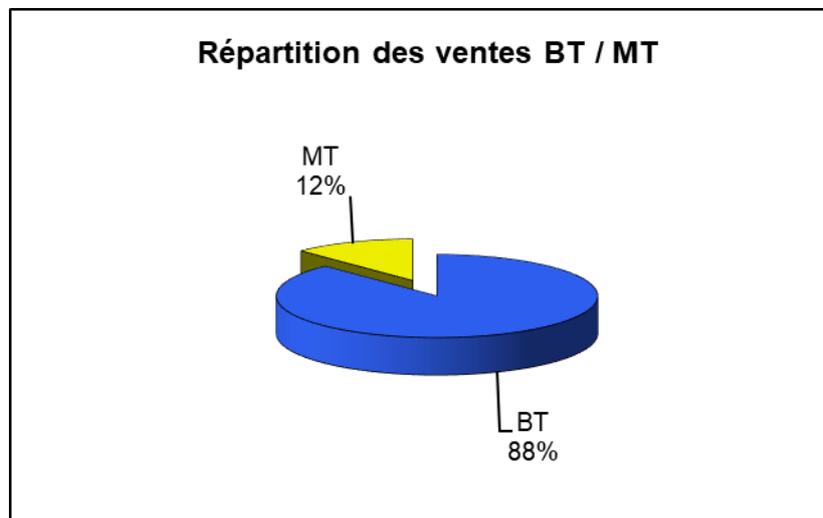
La puissance souscrite facturée s'élève à 57 902 kVA, soit une hausse de 2,4% par rapport à 2021, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



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

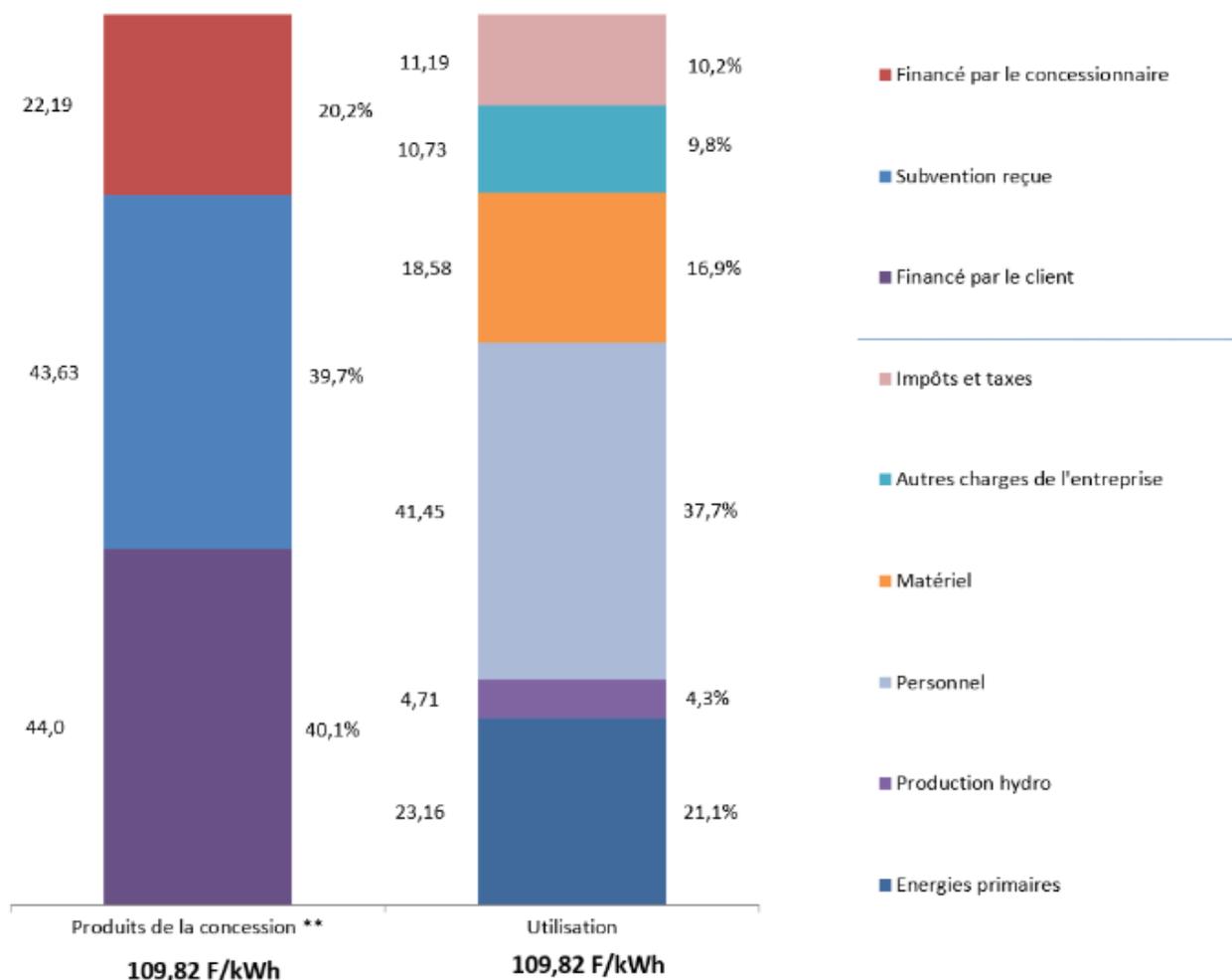
		variation / 2021
Tarifs basse tension	33,1 Fcp	-9,7%
Tarifs moyenne tension	<u>28,8 Fcp</u>	<u>-13,5%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	32,5 Fcp	-10,2%

Le prix moyen de vente du kWh diminue de 10,2% et s'établit à 32,5 Fcp/kWh, en raison de la baisse des tarifs applicables au 1^{er} janvier du fait de la mise en place de la CSE (Contribution de solidarité sur l'électricité de 6,3 xpf/kWh). Malgré une augmentation ayant eu lieu au 1^{er} octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.



Les ventes en moyenne tension représentent 12% des volumes globaux. Les ventes en basse tension représentent 88% des volumes facturés.

2.6 – Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Hiva Oa 2022 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

**Dont 44 F/KWh (40%) 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 109,82 F.

- Le poste impôts et taxes de 11,19 F/kWh représente 10.2% des dépenses de l'exercice, il inclut :
 - les taxes communales,
 - la TVA,
 - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE),
 - l'IS,
 - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.
 - la Contribution pour la solidarité (CPS) d'une valeur de 6,30 F/kWh
 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.

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

- Les recettes clients de 44 F/kWh qui financent 40.1% des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 43,63 F/kWh qui prend en charge 39.7% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour 22,19 F/kWh pour la différence soit 20.2% 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	32,54	29,6%
- Les produits accessoires	0,27	0,3%
- Les taxes communales, TVA, CPS	4,89	4,5%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	5,7%
	<hr/> 44,0	40,1%
Le montant brut des subventions reçues:		
- Subvention de péréquation	43,63	39,7%
	<hr/> 43,63	39,7%
La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	22,19	20,2%
	<hr/> 22,19	20,2%
Total Produits	109,82	F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2022, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Hiva Oa, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/22, était de 22,4 Millions Fcp, ce qui représente 18% du chiffre d'affaires énergie 2022, soit un délai de créances clients de 64 jours.

Dans le cadre du processus 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 Hiva Oa, en moyenne 128 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 14% 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 Hiva Oa, en moyenne 6 clients, soit 0,6% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

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

En 2022, 697 885 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Hiva Oa, soit moins de 0,5% du chiffre d'affaires réalisées sur 2022.

2.8 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2022 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	14	42 022	2 089 315	49,7
07 - USAGE PROFESSIONNEL	45	214 815	11 978 019	55,8
Total	59	256 837	14 067 334	54,8

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

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 14,6% en 2022 en raison de la hausse de consommation en tarif professionnel (+28 MWh), et s'établit à 14,1 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 59 compteurs.

Les consommations en éclairage public diminuent (-13,9 % en volume). 2,1 Millions Fcp TTC leur sont consacrés.

2.9 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2022

Avril :

- Fin de concession qui a entraîné la fermeture des agences des îles sous le vent Huahine, Taha'a, Taputapuataea, Tumaraa'a.

Juin :

- Agence Vaima met à disposition de ses clients un espace selfcare offrant ainsi aux clients dépourvus d'un ordinateur à domicile et donc un accès à internet pour créer et accéder aux compte web EDT.

Septembre :

- une nouvelle concession avec Electricité de Polynésie (EDP) pour Rangiroa, Tikehau et Mataiva.

Octobre :

- Déménagement de l'agence Puurai à Carrefour Plaza.
- L'agence de Puurai est désormais fermée, mais la caisse drive reste ouverte aux horaires habituels.
- L'agence Plaza, une nouvelle agence ouverte du lundi au samedi sur une plage horaire plus étendue 08h00 - 17h00, samedi 08h00 11h30, offrant une facilité d'accès avec un parking couvert et gratuit, accessible aux usagers des transports en commun et accessibles et aux personnes à mobilité réduite. Les équipes clientèles poursuivent les mêmes missions : paiement des factures, ouverture de contrats, résiliation, changement de noms...
- Une borne de paiement positionnée à l'extérieur de l'agence plaza permettant l'encaissement des factures en espèces et cartes bancaires sur une plage horaire étendue aux horaires d'ouverture de la galerie, les weeks end et les jours fériés, une borne au sein de l'agence du Vaima.

31 décembre :

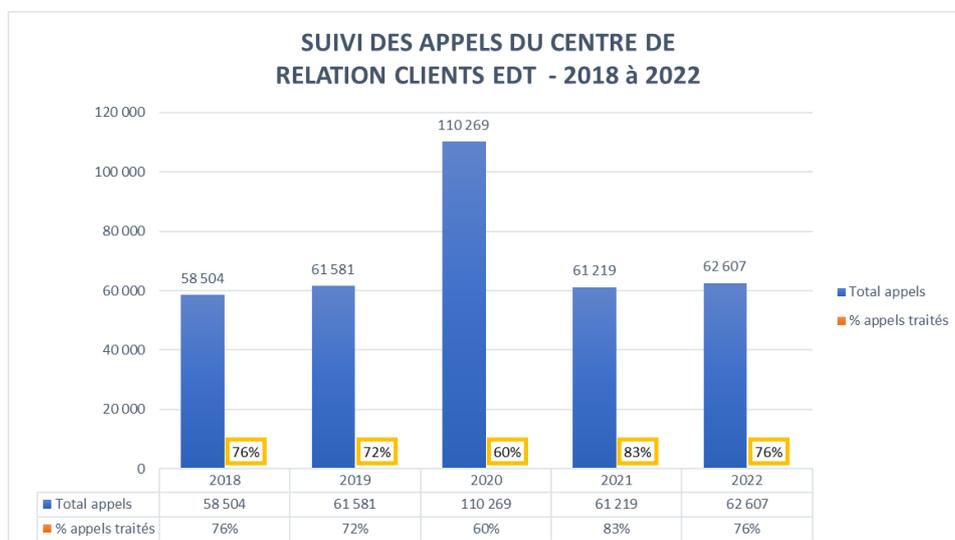
- Fin de la concession de Moorea, avec la fermeture de l'agence commerciale.

Mesures de la satisfaction clients

En 2022, deux enquêtes de satisfaction menées auprès des clients de EDT (particuliers et professionnels) affichent une note de satisfaction de :

- Satisfaction globale des clients
Particuliers donnent une note de 7.5/10
Professionnels donnent une note de 8.6/10
- Satisfaction de la qualité fourniture énergie
Particuliers donnent une note de 8,4/10
Professionnels donnent une note de 8/10
- Les agences
Particuliers : note de 8,6/10
Professionnels : note de 7,6/10
- Infos conseils :
Particuliers : note de 8,4/10
Professionnels : note de 7,8/10
- Agents releveurs
Particuliers : note de 8,3/10
- Service dépannage :
Particuliers : 8,2/10
- Agence en ligne :
Particuliers : note de 8,7/10
Professionnels : note de 8,6/10
- La satisfaction client sur le service dépannage EDT
72% des clients ayant contactés le Centre de Relation Clients sont satisfaits à 90% de l'accueil téléphonique et de l'intervention des équipes techniques.

Le nombre d'appels clients est en augmentation de + 2% positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.



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 2022, près de 50 585 contrats sont inscrits aux différents services SMS pour Tahiti et les îles.

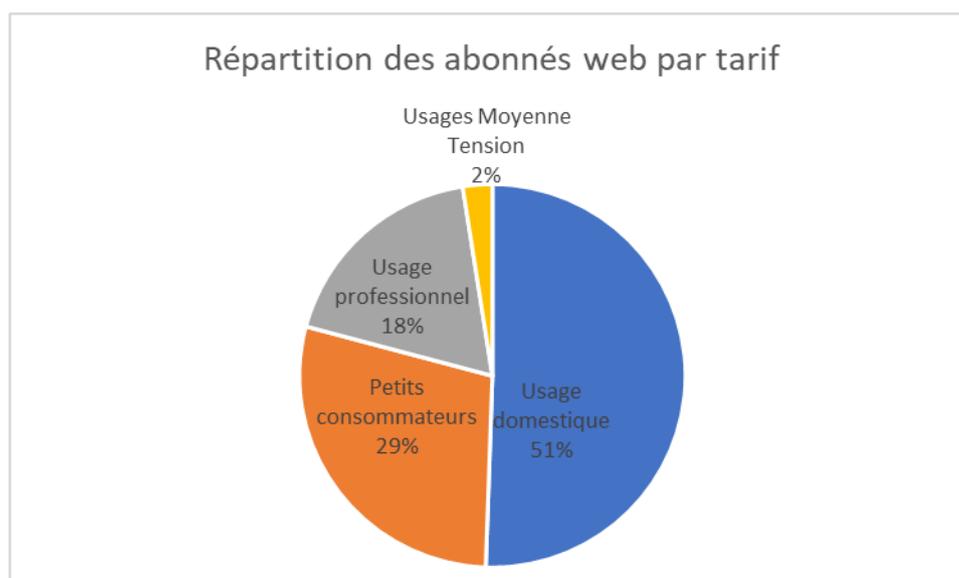
Nb contrats actifs avec service SMS en 2022

Service SMS	TAHITI	TSE	ILES	Total général
Auto-relève	5 918	1 382	781	8 081
Avis annulation coupure tvx	5 302	1 357	433	7 092
Avis confirmation coupure tvx	5 302	1 357	433	7 092
Avis coupure tvx	5 313	1 361	433	7 107
Avis passage releveur	4 356	964	422	5 742
Mnt fact mensuelle	5 799	1 367	680	7 846
Relance	5 739	1 224	662	7 625
Total général	37 729	9 012	3 844	50 585

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Hiva Oa	109	12,1%

Répartition des abonnés par tarif



L'année 2022 a conforté la progression des indicateurs de l'e-reputation d'EDT autant sur ses outils digitaux que sur ses communautés des réseaux sociaux.

L'impulsion de la crise Covid sur le digital s'est maintenue, le recours aux deux services phares du site que sont le paiement en ligne et l'auto-relève a même progressé.

L'annonce des fins de concession de Raiatea, Huahine, Tahaa, Rurutu et Moorea ont suscité beaucoup de réactions de compassion et de gratitude pour les années passées au service de la population.

Un partenariat avec une influenceuse locale a permis de donner une grande visibilité à la communication digitale sur le réseau Facebook sur des thématiques importantes : économies d'énergie, l'agence en ligne, l'auto-relève, le tarif petits consommateurs.

Cette année a été marquée par la mise en place des bornes de paiement dans 2 agences, ce produit est un hybride entre le digital et le présentiel, il nous permettra d'orienter notre clientèle vers une autonomie et fera diminuer progressivement les encaissements par les agents.

Un partenariat avec des communes a permis d'organiser des opérations de proximité sur les économies d'énergie : Pirae, Faa'a ; très bien appréciées de la population, ces opérations perdureront en 2023 avec d'autres communes.



Facebook +12%



Instagram +4%



Linkedin +46%

edt.pf

-2% d'utilisateurs

+13% création espaces client

+18 % paiements en ligne

+6% 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.

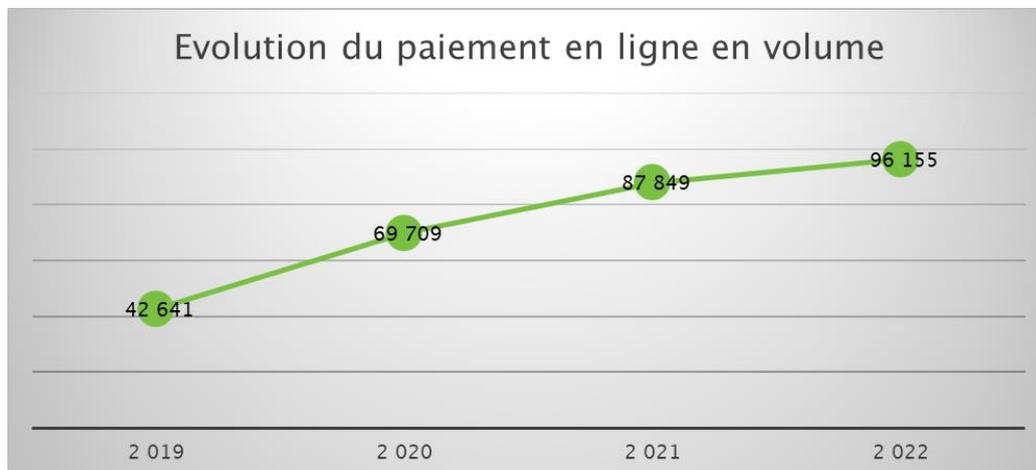


Borne à l'agence Plaza à Faa'a

Agence en ligne

L'agence en ligne est de plus en plus appréciée avec une hausse de +13% de clients qui ont créé leurs espaces clients, ce qui montre l'intérêt des clients pour les fonctionnalités proposées par le site.

Concernant les paiements en ligne, l'étude sur les 4 dernières années montre une augmentation de 125% du paiement en ligne.



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.

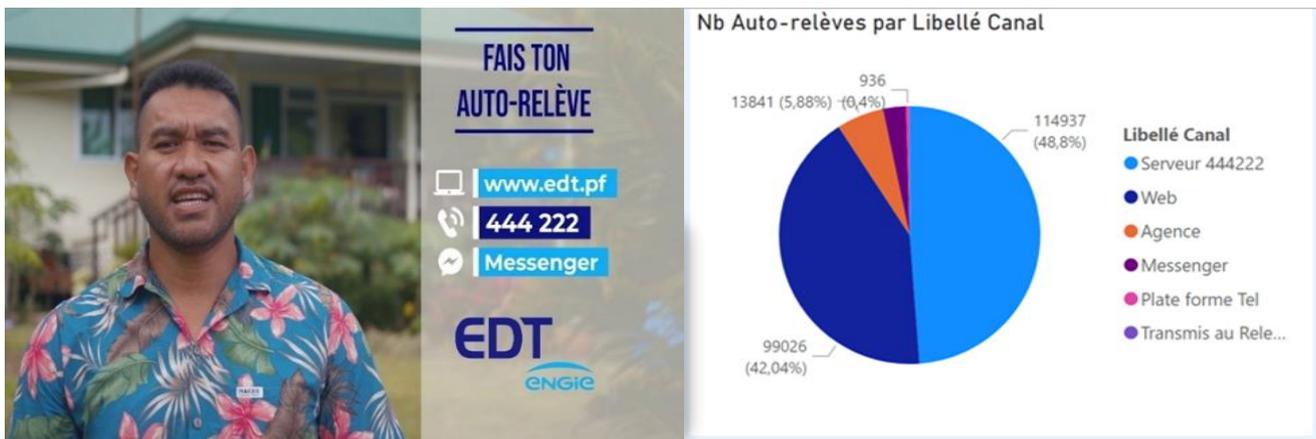
L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec la chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée gracieusement mise à disposition 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 demandé par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation.

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





Continuité des actions de pédagogie sur les économies d'énergie auprès des communes.

Communication également via les médias : radios, TV (décembre, janvier, février), dans le réseau de bus RTCT et dans les agences commerciales de Fare Rata (OPT).

En ces temps de hausse des prix à la consommation et d'énergie, il semble plus important que jamais d'informer les usagers sur les méthodes simples et efficaces d'économiser de l'énergie, et donc de tenter de réduire leur facture.

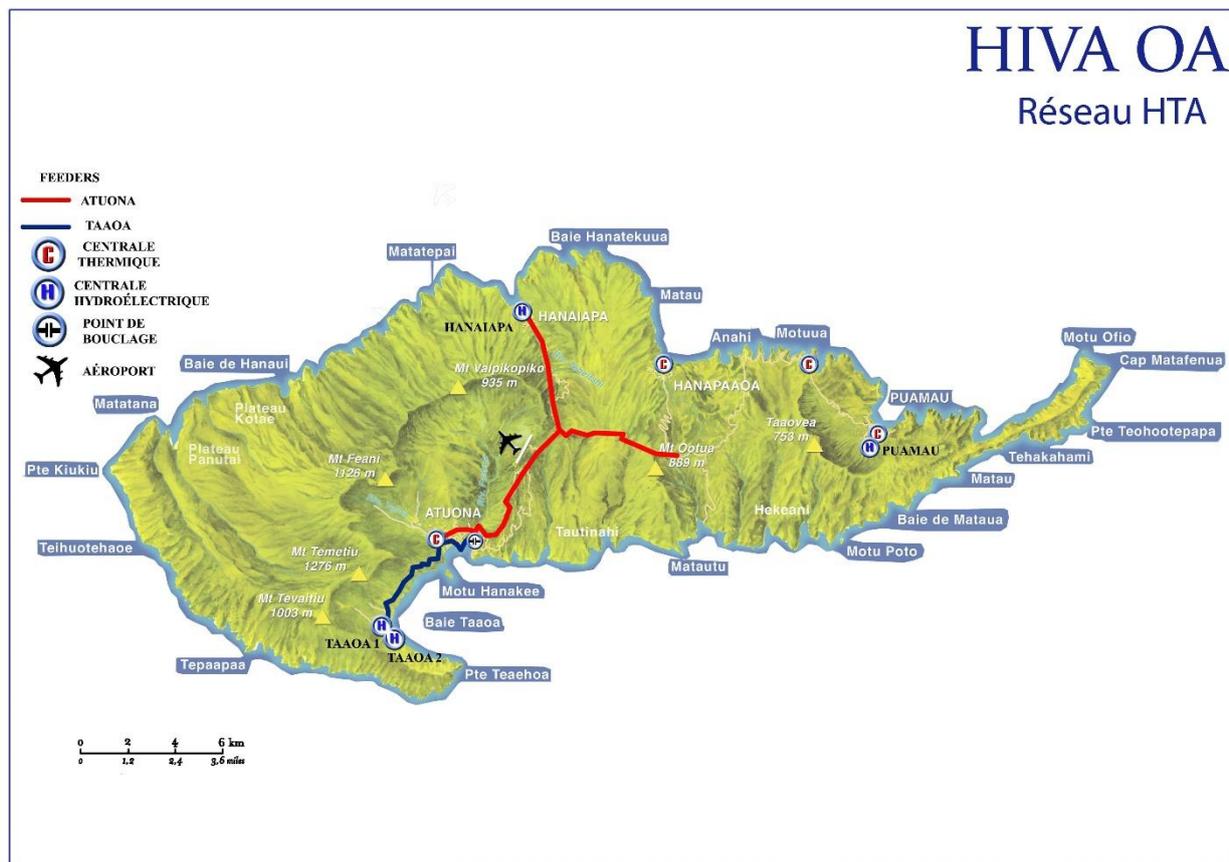
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa
- 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'œuvre 2022 de la concession

➤ Bilan technique

Schéma du système électrique de Hiva Oa



3.1 - Autorisation d'exploitation

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	7513	14/05/2017	ATUONA-HIVA OA	Nouveau

3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de HIVA OA est de 8 agents en 2022, soit 7 agents d'exploitations et un agent clientèle.

Ces agents gèrent l'exploitation des centrales d'Atuona, Hanapaaoa, Nahoe, Puamau et les centrales hydroélectriques de Taaoa et Hanaiapa ainsi que l'ensemble des réseaux de distribution HT et/ou BT associés.

Cela représente 7 centrales et 4 réseaux de distribution distincts dont 3 en basse tension.

3.3 - Détail des ouvrages de production

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2022	HDM au 1er Janvier 2023	Nbre heure de fonctionnement
G1 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G291	22/05/2017	24 343	26 955	2 612
G2 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G309	01/04/2021	7 015	14 116	7 101
G3 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G292	22/05/2017	28 638	33 601	4 963
G4 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G233	01/01/2010	33 811	37 477	3 666
G1 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G321	30/10/2019	9 901	14 694	4 793
G2 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	50	40	32	G322	30/10/2019	9 945	13 894	3 949
G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G294	15/03/2016	26 458	30 861	4 403
G2 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G323	30/10/2019	10 306	13 965	3 659
G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	G305	01/11/2016	29 180	34 493	5 313
G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	G306	01/11/2016	29 529	37 140	7 611
Turbine Puamau	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H006	07/07/1988			0
Turbine Taaoa 1	BOUVIER	HYDRO	115	105	105	H003	01/01/1982	12 541	20 141	7 600
Turbine Taaoa 2	BIWATER	HYDRO		320	320	H004	01/01/1988	848	848	0
Turbine Hanaiapa	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H005	01/01/1982	31 229	39 703	8 474

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 Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe

3.4.1 - Hiva Oa

HIVA OA 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)
Janvier	283 091	277 950	49 719	78 300	277	346
Février	265 119	260 303	40 266	78 129	295	403
Mars	301 063	295 134	44 619	84 199	280	398
Avril	298 111	293 490	4 189	83 600	280	308
Mai	284 700	277 171	73 659	80 130	281	408
Juin	270 848	265 376	44 480	76 027	281	345
Juillet	276 186	270 556	44 635	78 862	286	270
Août	267 817	261 815	46 677	77 028	288	370
Septembre	254 596	248 951	46 652	71 975	283	337
Octobre	273 853	268 067	49 006	76 563	280	310
Novembre	268 370	262 475	12 479	76 110	284	218
Décembre	279 585	273 589	44 970	76 382	273	277
TOTAL	3 323 339	3 254 878	501 351	937 305	282	3 990

3.4.2 – Atuona

La centrale thermique de Atuona a produit 3 012 094 kWh en 2022 contre 3 086 180 kWh en 2021.

814 669 litres de gazole ont été consommés en 2022 contre 820 457 litres en 2021.

3 004 litres d'huile ont été consommés en 2022 contre 2 967 litres en 2021.

La puissance de pointe appelée est de 692 kW.

La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

ATUONA 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommatio n spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	256 742	252 836	49 719	68 300	266	269	589
Février	241 136	237 449	40 266	67 402	280	298	666
Mars	275 203	270 442	44 619	74 976	272	310	628
Avril	271 612	268 191	4 189	73 200	270	234	616
Mai	258 984	252 699	73 659	70 080	271	320	586
Juin	245 095	240 897	44 480	66 197	270	265	610
Juillet	247 569	243 224	44 635	67 977	275	198	570
Août	240 892	236 123	46 677	66 243	275	278	584
Septembre	229 885	225 378	46 652	62 710	273	254	576
Octobre	248 473	243 970	49 006	65 778	265	245	595
Novembre	242 864	238 241	12 479	65 010	268	145	692
Décembre	253 639	248 896	44 970	66 796	263	188	492
TOTAL	3 012 094	2 958 346	501 351	814 669	270	3 004	692

Remarque : L'énergie renouvelable (hydro) provient des centrales Taaoa 1&2 et Hanaiapa

3.4.3 – Nahoe

La centrale thermique de Nahoe a produit 72 360 kWh en 2022 contre 75 514 kWh h en 2021.

31 286 litres de gazole ont été consommés en 2022 contre 32 500 litres en 2021. Il y a eu 313 litres d'huile consommés en 2022 contre 279 litres en 2021.

La puissance de pointe appelée est de 19 kW.

La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36kW.

NAHOE 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommatio n spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	6 053	5 842	2 500	413	25	15
Février	5 651	5 444	2 493	441	28	15
Mars	6 227	6 075	2 607	419	32	17
Avril	5 978	5 807	2 500	418	17	17
Mai	5 999	5 785	2 600	433	32	17
Juin	5 778	5 557	2 500	433	16	15
Juillet	6 628	6 466	2 800	422	24	12
Août	6 331	6 164	2 750	434	24	19
Septembre	5 608	5 449	2 450	437	35	12
Octobre	5 802	5 525	2 750	474	24	16
Novembre	6 066	5 758	2 550	420	24	16
Décembre	6 239	5 982	2 786	447	32	13
TOTAL	72 360	69 854	31 286	432	313	19

3.4.4 – Puamau

La centrale thermique de Puamau a produit 194 550 kWh en 2022 contre 179 439 kWh en 2021.

66 100 litres de gazole ont été consommés en 2022 contre 69 200 litres en 2021.

393 litres d'huile ont été consommés en 2022 contre 476 litres en 2021.

La puissance de pointe appelée est de 44 kW.

La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36kW.

PUAMAU 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommatio n spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	16 559	16 062	5 400	326	27	44
Février	14 765	14 322	6 014	407	54	37
Mars	15 632	15 163	4 386	281	32	39
Avril	16 790	16 286	5 800	345	33	43
Mai	15 994	15 514	5 300	331	40	42
Juin	16 405	15 913	5 280	322	32	43
Juillet	18 366	17 815	6 085	331	32	41
Août	16 901	16 394	6 035	357	36	38
Septembre	15 515	15 050	4 915	317	24	38
Octobre	15 875	15 399	5 885	371	25	40
Novembre	15 726	15 254	6 400	407	25	29
Décembre	16 022	15 541	4 600	287	33	37
TOTAL	194 550	188 714	66 100	340	393	44

3.4.5 – Hanapaaoa

La centrale thermique de Hanapaaoa a produit 44 335 kWh en 2022 contre 47 287 kWh en 2021.

25 250 litres de gazole ont été consommés en 2022 contre 26 150 litres en 2021.

280 litres d'huile ont été consommés en 2021 contre 272 litres en 2021.

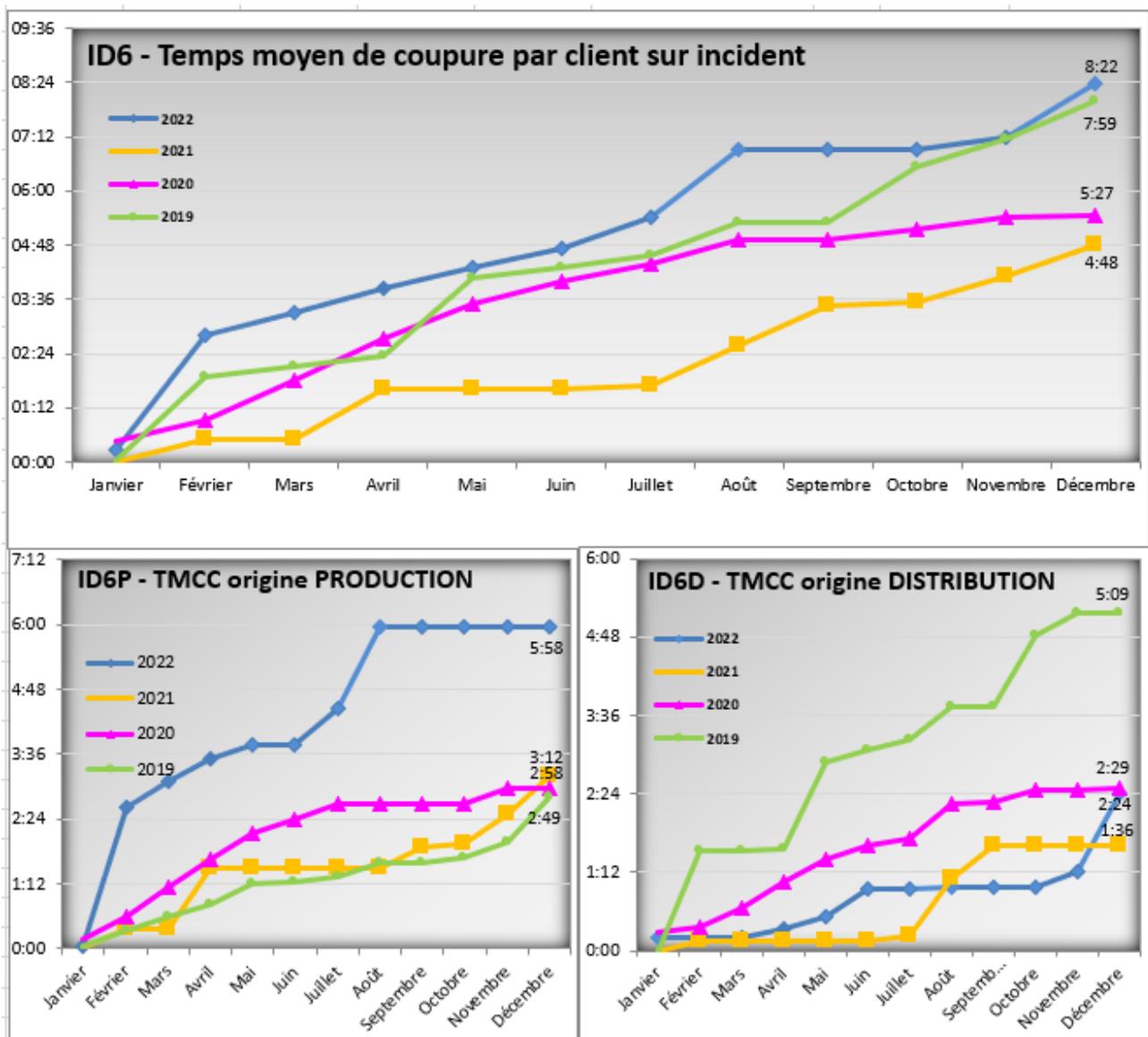
La puissance de pointe appelée est de 11 kW.

La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36kW.

HANAPAAOA 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommatio n spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	3 737	3 210	2 100	562	25	10
Février	3 567	3 088	2 220	622	23	11
Mars	4 001	3 454	2 230	557	24	11
Avril	3 731	3 206	2 100	563	24	11
Mai	3 723	3 173	2 150	577	16	10
Juin	3 570	3 009	2 050	574	32	10
Juillet	3 623	3 051	2 000	552	16	7
Août	3 693	3 134	2 000	542	32	10
Septembre	3 588	3 074	1 900	530	24	10
Octobre	3 703	3 173	2 150	581	16	11
Novembre	3 714	3 222	2 150	579	24	10
Décembre	3 685	3 170	2 200	597	24	8
TOTAL	44 335	37 964	25 250	570	280	11

3.5 - Qualité de service

Le TMCC 2022 est de **8h22 minutes**, en hausse par rapport à 2021.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d’Opération Interne » pollution–incendie

L’exercice POI n’a pas pu être réalisé en 2022 avec l’ensemble des moyens de secours de l’île. Seul des contrôles 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

En 2022, 2 080 litres d’huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement. Il y a également eu le rapatriement de 0,817 m3 de filtres et déchets souillés.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

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

Dans le domaine de la Production :

- Le 25/07/2022, reconditionnement du moteur du GE1 Atuona arrivé à 24 349 hdm.
- Le 23/08/2022, reconditionnement de l'alternateur du G2 Atuona par suite d'un flash du bobinage.

Dans le domaine de la Distribution :

- Le 02/11/2022, remplacement du poste V1027 à la suite d'un échauffement au niveau d'une borne BTA dû à un mauvais contact provoquant une variation de tension.
- Le 02/11 /2022, remplacement du poste V1011 de 100 KVA par un poste de 160 KVA dans le but de renforcer la puissance disponible du quartier afin d'alimenter le nouvel internat du collège.

Dans le domaine de l'Exploitation :

- Signature de la prolongation de la concession d'exploitation de l'énergie à Hiva Oa de 2 ans (jusqu'au 31/12/2023) entre la commune et EDT.
- Du 25 au 26 mai 2022, visite de la délégation des administrateurs Engie. Rencontre avec le conseil municipal et les agents d'EDT Hiva Oa. Visite de la centrale et d'un site potentiel pour implanter une ferme solaire.

3.8 - Raccordement solaire

Concessions	Total au 31/12/2022		Raccordements au cours de l'année 2022							
	Nombre d'installations	Somme puissance installée (kWc)	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée (kWc)	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	de 100 à 400 kWc	SUP 400 kWc	Tarif de rachat
Hiva-Oa	4	32,8	-	-	-	-	-	-	-	23,64

3.9 - Unités d'œuvres 2022 de la concession

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

Puissance maxi appelée en kW	766
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	3 495 267
Quantité en litre de combustible	937 305
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	3 254 878
Nb de kWh hydro acheté par tarif	501 351
Nb de kWh solaire acheté par tarif	8 121
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	2 980
Nombre d'abonnés (BT et HT)	900

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	-	-	-	8 121	-

Répartition des longueurs Réseau 2022

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Hiva Oa	27,79	1,14	28,93	41,14	5,42	46,55	68,93	6,55	75,48	91,3%	8,7%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

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

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'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 les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuata et Tumaraa.

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

4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

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 Hiva Oa, en 2022 :

- les imputations directes concernent 81 % du total des dépenses de la concession de Hiva Oa. 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 19 % 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.

HIVA OA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	72%	9%	81%
Frais répartis sur la concession	9%	10%	19%
Total	81%	19%	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 :

Hiva Oa		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	470 323	-633 835
Production thermique - frais de siège*		591 275	
Production thermique - fonction support*		107 200	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège*		132 112	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support*		11 139	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	683	-1 239 215
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		122	
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	1 976 055	
Distribution d'électricité - frais de siège*		592 453	
Distribution d'électricité - fonction support*		39 532	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		1 957	
Fourniture d'électricité - fonction support*		293	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	563 504	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	16 716	
Clientèle - frais de siège*		136 392	
Clientèle - fonction support*		27 259	
Total		4 667 015	-1 873 050

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

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

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

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

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

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

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - la distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.

- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) La permanence des méthodes

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

Les changements d'organisation ont donné lieu à l'adaptation des pourcentages ou clefs de répartition.

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

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

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

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

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

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

4.1.9) Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable.

Engie

Libellé	Description	53
	Mise à disposition personnel	26 594
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	2 768 375
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques et RC auprès de Engie S.A.	1 880 966

Autres parties liées

Libellé	Description	53
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	4 693 073
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	78 455

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- convient d'un niveau de rémunération temporaire et fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions
- confie à la Commission de Régulation de l'Énergie « CRE » de métropole, une mission de conciliation sur le « juste » niveau de rémunération des concessions d'EDT.

4.1.13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

N/A

4.1.14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

N/A

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 95 % 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 5 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

La différence apparaissant au niveau du bilan de chaque concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ». Elle sert au calcul des produits et charges financières, imputés à la concession considérée, sur la base des taux de marché.

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

Suite à la mise en place de la comptabilité appropriée, plusieurs activités ont été définies.

On entend par activité le ou les métiers qu'exerce l'opérateur. L'activité désigne un ensemble de tâches ayant une **finalité externe** autre que sa propre réalisation. Les activités principales sont :

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- *Le dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- *Le transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- *La distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final
- *La fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

Le document par concession a été adapté suite à la mise en œuvre de la comptabilité appropriée. Les coûts sont décomposés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre).

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
 - du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.
- *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 2,447% (+ 0,447 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,568 % (+0,447 % + 1 % + 0,121 % surperformance financière)

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

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

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

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

Suivi des reports déficitaires	Hiva Oa						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Solde à l'ouverture	102 439 530	22 258 586	0	0	0	0	61 072 200
IS déficitaire	0	0	0	0	0	61 072 200	13 035 453
Consommation IS déficitaire	-80 180 945	-22 258 586	0	0	0	0	0
Solde à la clôture	22 258 586	0	0	0	0	61 072 200	74 107 653

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

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

➤ Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.1 Les frais de siège :

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

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation sur la base des temps passés pour la main d'œuvre et d'une refacturation au franc le franc pour les charges engagées pour compte.
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

La quote-part revenant à chaque concession est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes.

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

4.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.3 Les coûts de production :

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

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

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

Pour Taputapuatea et Tumaraa, la répartition se faisait au prorata du nombre de kWh vendu-solaire.

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

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

4.2.5 Les coûts informatiques :

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

4.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :

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

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

4.2.7 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

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

4.2.8 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires

- Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE) affectent certains coûts sur les services. Ces derniers sont ensuite ventilés sur les concessions (répartitions secondaires).
- Le tableau ci-dessous met en évidence l'impact de ces répartitions secondaires, service par service, sur le résultat des activités concédées.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » prennent en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés).
- Les frais de supports « internes » à l'île sont ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectés directement sur les processus (production, distribution, clientèle)
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode »

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes.

Détail des frais répartis 2022 Hiva Oa

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions perdues (MF)	Montant réparti dans les concessions restantes (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Hiva Oa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Hiva Oa
Frais de siège	1 602,4	98,6	1 264,8			25,3	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles	365,1	65,7	355,8	27,1	1,8	28,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 313,4	100,1
Centre hors concession			0,2			0,2	Nombre d'abonnés îles	28 246	
Clientèle îles	65,3	14,5	64,3		2,2	2,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	282,4	0
Exploitation hydro	112,0		0,2	0,0	0,2	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	55,4	0,6
Suivi et développement	77,6		70,4	0,8	0,1	0,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	29,5	0,1
Suivi du patrimoine	58,0		50,9	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,1	0,2
Travaux réseau	106,0		105,5	0,3	0,0	0,3	Temps pointé par la cellule	169,7	0,0
Relève Intervention Branchement	309,4		298,8	0,0	0,0	0,01	Contrats solaires	3 306	4
Gestion administrative du solaire	28,4	0,6	26,1	0,0	0,0	0,03	Contrats grands comptes	5 381	
Service Grand compte	74,6	4,5	65,8		1,5	1,5	Nombre d'abonnés	82 044	
Marketing & E-services	101,8	6,2	86,8		1,0	1,0	Nombre d'abonnés	82 044	
Comptabilité client et recouvrement	1,7	0,1	1,0		0,0	0,0	Sorties de stock valorisées	1 171 310	5 636
Magasins	19,9	0,1	18,2	0,1	0,0	0,1			
Total support externe						35,4			
Support interne de l'île						37,0			
Total Support						72,4			

(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)

Les contrats de concession des Raromatai (Tahaa, Huahine, Raiatea) et Rurutu ont pris fin respectivement au 31/03/2022 et 30/09/2022.

Les frais de support et frais de siège qui auraient dû être alloués sur ces concessions perdues ont été isolés dans la colonne « montant réparti dans les concessions perdues ».

Pour les Raromatai, 3 mois de frais de siège et support ont été comptabilisés dans la colonne « montant réparti sur la concession » et 9 mois en concession perdue « montant réparti dans les concessions perdues ».

Pour Rurutu, 9 mois de frais de siège et support ont été comptabilisés dans la colonne « montant réparti sur la concession » et 3 mois en concession perdue « montant réparti dans les concessions perdues ».

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Hiva Oa	
	2022	2021
Immobilisations concédées *	850 290 612	861 941 576
- Production	328 598 945	336 123 965
- Distribution	521 691 667	525 817 611
Immobilisations privées	45 434 289	45 434 289
Immobilisations en-cours	4 604 247	5 095 728
- Production	4 439 061	4 439 061
- Distribution	165 186	656 667
Total immobilisations brutes	900 329 148	912 471 593
Amortissements et provisions **	-862 761 218	-864 810 991
- Production	-328 412 699	-331 248 420
- Distribution	-489 305 994	-489 964 216
- Privés	-45 042 525	-43 598 355
Immobilisations nettes	37 567 930	47 660 602
Stock	19 680 321	29 607 326
Créances clients	22 446 342	20 700 008
Autres créances	32 455 473	4 567 112
Provisions pour dépréciation	-7 134 595	-6 296 055
Stock et créances nets	67 447 541	48 578 391
Compte courant du concessionnaire	80 924 038	0
TOTAL ACTIF	185 939 509	96 238 993

* Immobilisations concédées

	2022	2021
Production		
Concessionnaire	292 227 831	299 752 851
Total concessionnaire	292 227 831	299 752 851
Total Tiers et concédant	36 371 114	36 371 114
Total au bilan	328 598 945	336 123 965

** Amortissements et provisions

	2022	2021
Production		
Concessionnaire	-295 942 019	-299 752 851
Total concessionnaire	-295 942 019	-299 752 851
Tiers et concédant	-32 470 680	-31 495 569
Total au bilan	-328 412 699	-331 248 420

	2022	2021
Distribution		
Concessionnaire	452 981 308	459 424 428
Concessionnaire - Droit incorporel		
Total concessionnaire	452 981 308	459 424 428
Tiers et concédant	68 710 359	66 393 183
Total au bilan	521 691 667	525 817 611

	2022	2021
Distribution		
Concessionnaire	-455 809 939	-459 424 428
Concessionnaire - Droit incorporel		
Total concessionnaire	-455 809 939	-459 424 428
Tiers et concédant	-33 496 055	-30 539 788
Total au bilan	-489 305 994	-489 964 216

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	Hiva Oa	
	2022	2021
Résultat	-33 788 421	-140 076 111
Capitaux propres	-33 788 421	-140 076 111
Droits des tiers et concédant apports gratuit	39 114 738	40 728 940
- Production	3 900 434	4 875 545
- Distribution	35 214 304	35 853 395
Provisions devenues sans objet	95 291 124	0
- PR non utilisées en fin de concession	95 291 124	0
Droits du concédant exigible en nature	134 405 862	40 728 940
Autres provisions	27 723 227	27 798 067
- PIDR	27 723 227	27 798 067
Provision pour risques et charges	27 723 227	27 798 067
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	0	63 326 230
Clients - avances sur consommation	3 910 693	3 880 644
Fournisseurs	25 356 126	48 884 252
Dettes fiscales et sociales	26 170 273	50 579 748
Produits constatés d'avance	2 161 750	1 117 223
Emprunts et dettes	57 598 842	104 461 867
TOTAL PASSIF	185 939 509	96 238 993

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

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Hiva Oa 2021			Hiva Oa 2022		
		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	148 618 370		148 618 370	150 516 116		150 516 116
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	974,00		974	974,00		974
	- Forfait FP1	153 182		153 182	154 534		154 534
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-97 074 057	127 184	-96 946 873	-131 030 601	142 157	-130 888 444
	par UO : Puissance maximale majorée	-99 665		-99 535	-134 528		-134 382
	- Maintenance	-44 132 848		-44 132 848	-52 495 132		-52 495 132
	- AC	-6 637 249		-6 637 249	-4 983 435		-4 983 435
	- ACE	-7 521 461		-7 521 461	-6 964 042		-6 964 042
	- MO	-29 974 138		-29 974 138	-40 468 806		-40 468 806
	- AUTRES				-78 849		-78 849
	- Conduite et Fonctionnement	-1 839 624		-1 839 624	-5 229 881		-5 229 881
	- AC				-4 081 904		-4 081 904
	- ACE	-936 919		-936 919	-523 031		-523 031
- MO	-9 743		-9 743	-59 104		-59 104	
- AUTRES	-892 962		-892 962	-565 842		-565 842	
- Amortissement des actifs de concession	-16 187 649		-16 187 649	-29 422 449		-29 422 449	
- Dot. Provision pour Renouvellement				-33 136 637		-33 136 637	
- Dotation amortissement biens au bilan	-74 926 575		-74 926 575	3 714 188		3 714 188	
- Dotation / reprise de lissage	58 738 926		58 738 926				
- Quote part des activités support affectées	-34 913 936	127 184	-34 786 752	-43 883 139	142 157	-43 740 982	
- Fonctions supports	-27 194 797		-27 194 797	-33 746 958		-33 746 958	
- Frais de siège	-7 719 139	127 184	-7 591 955	-10 136 181	142 157	-9 994 024	
P2 Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	2 959 430		2 959 430	3 207 545		3 207 545
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	3 110 992		3 110 992	3 323 881		3 323 881
	- Forfait FP2	0,955		0,955	0,965		0,965
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-4 444 112	3 133	-4 440 979	-4 228 571	4 011	-4 224 560
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,429		-1,428	-1,272		-1,271
	- Maintenance	-2 790 703		-2 790 703	-2 576 670		-2 576 670
	- AC	-953 862		-953 862	-1 220 003		-1 220 003
	- ACE	-681 386		-681 386	-60 726		-60 726
	- MO	-1 155 455		-1 155 455	-1 293 398		-1 293 398
- AUTRES (provision rév groupes...)				-2 543		-2 543	
- Traitement des effluents							
- Quote part des activités support affectées	-1 653 409	3 133	-1 650 276	-1 651 901	4 011	-1 647 890	
- Fonctions supports	-1 463 246		-1 463 246	-1 365 895		-1 365 895	
- Frais de siège	-190 163	3 133	-187 030	-286 006	4 011	-281 995	
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	63 057 710		63 057 710	80 771 805		80 771 805
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	20,27		20,27	24,30		24,30
	- Consommations	-63 304 183		-63 304 183	-80 771 805		-80 771 805
	- Gasoil	-62 002 220		-62 002 220	-79 122 363		-79 122 363
- Huile	-1 301 963		-1 301 963	-1 649 442		-1 649 442	
- Urée							
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	195 945		195 945			
	- Coûts directs	-195 945		-195 945			
	- Quote part des activités support affectées						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES						
	- Coûts sur revente energie						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	-521 859		-521 859	4 633 632		4 633 632
	- Coûts directs	521 514		521 514	-4 633 632		-4 633 632
	- AC	212 006		212 006	-4 631 706		-4 631 706
	- ACE	293 897		293 897			
	- MO	15 611		15 611			
- AUTRES				-1 926		-1 926	
- Quote part des activités support affectées	345		345				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	214 309 596		214 309 596	239 129 098		239 129 098
	MARGE AVANT IS	49 813 157	130 317	49 943 475	18 464 489	146 168	18 610 657
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022	-21 718 186	-56 817	-21 775 004	-7 123 534	-56 391	-7 179 925
	MARGE NETTE CONCESSION	49 813 157	130 317	49 943 475	18 464 489	146 168	18 610 657
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	49 813 157	130 317	49 943 475	18 464 489	146 168	18 610 657
	En % des produits	23%		23%	8%		8%

		Hiva Oa 2021			Hiva Oa 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
Prod ENR EDT	PRODUIT AUTORISE	4 499 733		4 499 733	3 855 770		3 855 770
	- UO kWh produits sortie de centrale	556 206		556 206	501 351		501 351
	- Tarif	12,06		12,06	12,06		12,06
	COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-20 160 598	60 242 292	40 081 694	-16 474 693	32 659	-16 442 034
	par UO : kWh produits sortie de centrale	36,25		-72,06	32,86		32,80
	- Maintenance	-7 544 256	60 213 729	52 669 473	-6 430 746		-6 430 746
	- AC	-482 763		-482 763	-55 946		-55 946
	- ACE	-2 247 833		-2 247 833	-1 018 098		-1 018 098
	- MO	-4 813 660		-4 813 660	-5 352 035		-5 352 035
	- AUTRES		60 213 729	60 213 729	-4 667		-4 667
	- Conduite et Fonctionnement	-533 490		-533 490	-927 867		-927 867
	- AC						
	- ACE	-533 490		-533 490	-927 867		-927 867
	- MO						
	- AUTRES						
	- Amortissement des actifs de concession	-3 277 750		-3 277 750			
	- Dotation amortissement biens au bilan	-15 171 476		-15 171 476			
- Dotation / reprise de lissage	11 893 726		11 893 726				
- Quote part des activités support affectées	-8 805 102	28 563	-8 776 539	-9 116 080	32 659	-9 083 421	
- Fonctions supports	-7 071 562		-7 071 562	-6 787 421		-6 787 421	
- Frais de siège	-1 733 540	28 563	-1 704 977	-2 328 659	32 659	-2 296 000	
ACTIVITES ANNEXES							
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	MARGE AVANT IS						
	En % des produits						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
MARGE AVANT IS							
En % des produits							
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	4 499 733		4 499 733	3 855 770		3 855 770
	MARGE AVANT IS	-15 660 864	60 242 292	44 581 427	-12 618 923	32 659	-12 586 264
	- IS.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022	6 828 027	-26 265 216	-19 437 189	4 868 336	-12 600	4 855 736
	MARGE NETTE CONCESSION	-15 660 864	60 242 292	44 581 427	-12 618 923	32 659	-12 586 264
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-15 660 864	60 242 292	44 581 427	-12 618 923	32 659	-12 586 264
	En % des produits	348%		-991%	327%		326%

		Hiva Oa 2021			Hiva Oa 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	44 084 427		44 084 427	44 818 055		44 818 055
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	75		75	75		75
	- Forfait FD2	-589 736		-589 736	-594 870		-594 870
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-265 520 818	118 843	-265 401 975	-74 676 576	141 959	-74 534 617
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-3 538 155		-3 536 571	-991 182		-989 298
	- Maintenance	-13 518 416		-13 518 416	-14 400 717		-14 400 717
	- AC	-1 823 059		-1 823 059	-497 283		-497 283
	- ACE	-3 590 616		-3 590 616	-1 716 972		-1 716 972
	- MO	-8 104 741		-8 104 741	-12 180 002		-12 180 002
	- AUTRES				-6 460		-6 460
	- Conduite et Fonctionnement	-787 025		-787 025	-1 695 539		-1 695 539
	- AC				-95 500		-95 500
	- ACE	-353 106		-353 106	-355 696		-355 696
	- MO				-5 933		-5 933
	- AUTRES	-433 919		-433 919	-1 238 410		-1 238 410
- Amortissement des actifs de concession	-235 363 813		-235 363 813	-35 518 038		-35 518 038	
- Dot. Provision pour Renouvellement				-62 154 487		-62 154 487	
- Reprise lissée caducité	23 021 960		23 021 960	23 021 960		23 021 960	
- Dotation amortissement biens au bilan	-283 611 617		-283 611 617	3 614 489		3 614 489	
- Dotation / reprise de lissage	25 225 844		25 225 844				
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-15 851 564	118 843	-15 732 721	-23 062 282	141 959	-22 920 323	
- Fonctions supports	-8 638 636		-8 638 636	-12 940 194		-12 940 194	
- Frais de siège	-7 212 928	118 843	-7 094 085	-10 122 088	141 959	-9 980 129	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	1 931 471		1 931 471	2 104 174		2 104 174
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	3 282 804		3 282 804	2 954 154		2 954 154
	- Coûts directs	-2 880 631		-2 880 631	-1 054 279		-1 054 279
	- AC	-914 118		-914 118	-1 131 298		-1 131 298
	- ACE	-103 500		-103 500	-936 376		-936 376
	- MO	-1 898 411		-1 898 411	-954 245		-954 245
	- AUTRES	35 398		35 398	1 967 640		1 967 640
	- Quote part des activités support affectées	-2 667 282	6 979	-2 660 303	-1 513 201	4 532	-1 508 669
	- Fonctions supports	-2 243 678		-2 243 678	-1 190 082		-1 190 082
	- Frais de siège	-423 604	6 979	-416 625	-323 119	4 532	-318 587
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	18 890 283		18 890 283	1 461 208		1 461 208
	- Coûts directs	-18 047 017		-18 047 017	-1 029 610		-1 029 610
	- AC	-7 238 512		-7 238 512	-635 955		-635 955
	- ACE	-9 793 478		-9 793 478			
	- MO	-1 015 027		-1 015 027	-393 655		-393 655
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-812 346		-812 346	-524 164		-524 164	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	68 188 985		68 188 985	51 337 591		51 337 591	
MARGE AVANT IS	-221 739 110	125 823	-221 613 287	-27 460 239	146 491	-27 313 748	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2021 / 2022	96 676 693	-54 858	96 621 835	10 594 063	-56 516	10 537 547	
MARGE NETTE CONCESSION	-221 739 110	125 823	-221 613 287	-27 460 239	146 491	-27 313 748	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-221 739 110	125 823	-221 613 287	-27 460 239	146 491	-27 313 748	
En % des produits	-325%		-325%	-53%		-53%	

		Hiva Oa 2021			Hiva Oa 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	219 276 286		219 276 286	238 543 222		238 543 222
	- Achat d'électricité d'origine thermique	214 635 510		214 635 510	234 495 466		234 495 466
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	4 499 733		4 499 733	3 855 770		3 855 770
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	141 044		141 044	191 986		191 986
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	COUTS D'ACHAT	-219 276 838		-219 276 838	-238 543 222		-238 543 222
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-214 635 510		-214 635 510	-234 495 466		-234 495 466
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-4 499 733		-4 499 733	-3 855 770		-3 855 770
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire	-141 595		-141 595	-191 986		-191 986	
GESTION ADMINISTRATIVE	-30 258	23	-30 235	-31 661		-31 661	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-30 258	23	-30 235	-31 661		-31 661	
- Fonctions supports	-28 850		-28 850	-31 661		-31 661	
- Frais de siège	-1 408	23	-1 385				
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS				154 192		154 192
	- Coûts directs				-94 728		-94 728
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES				-94 728		-94 728	
- Quote part des activités support affectées				-137 071	474	-136 597	
- Fonctions supports				-103 241		-103 241	
- Frais de siège				-33 830	474	-33 356	
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	19 684 468		19 684 468	20 554 569		20 554 569
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	864		864	889		889
	- Forfait FC	-22 872,00		-22 872	-23 121,00		-23 121
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	850 996		850 996	960 540		960 540
	- Frais de relance	639 464		639 464	752 040		752 040
	- Frais de perception de taxe	211 532		211 532	208 500		208 500
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-34 989 098	36 973	-34 952 125	-35 800 596	33 654	-35 766 942
	par UO : Nombre d'abonnés	-40 497		-40 454	-40 271		-40 233
	- Affranchissements	-1 049 983		-1 049 983	-1 196 475		-1 196 475
	- Fonctionnement	-17 823 394		-17 823 394	-16 503 295		-16 503 295
	- AC	-71 274		-71 274	-5 377		-5 377
	- ACE	-221 311		-221 311	-367 208		-367 208
	- MO	-17 099 751		-17 099 751	-15 971 019		-15 971 019
- AUTRES	-431 058		-431 058	-159 691		-159 691	
- Quote part des activités support affectées	-16 115 721	36 973	-16 078 748	-18 100 826	33 654	-18 067 172	
- Fonctions supports	-13 871 750		-13 871 750	-15 701 169		-15 701 169	
- Frais de siège	-2 243 971	36 973	-2 206 998	-2 399 657	33 654	-2 366 003	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	316 408		316 408	507 956		507 956
	- Frais de coupure	316 408		316 408	507 956		507 956
	- Coûts directs				-34 641		-34 641
	- AC				-3 642		-3 642
	- ACE				-22 300		-22 300
	- MO				-8 699		-8 699
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées				-8 945	63	-8 882	
- Fonctions supports				-4 436		-4 436	
- Frais de siège				-4 509	63	-4 446	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	240 128 159		240 128 159	260 720 479		260 720 479	
MARGE AVANT IS	-14 168 035	36 996	-14 131 039	-13 930 386	34 192	-13 896 194	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2021 / 2022	6 177 164	-16 130	6 161 034	5 374 294	-13 191	5 361 102	
MARGE NETTE CONCESSION	-14 168 035	36 996	-14 131 039	-13 930 386	34 192	-13 896 194	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-14 168 035	36 996	-14 131 039	-13 930 386	34 192	-13 896 194	
En % des produits	-6%		-6%	-5%		-5%	

		Hiva Oa 2021			Hiva Oa 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	1 149 716		1 149 716	316 163		316 163
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution				1 080 965		1 080 965
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	1 638 220		1 638 220	1 549 540		1 549 540
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 644 623		-1 644 623	-1 549 540		-1 549 540
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS	-6 403		-6 403			
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	310 779 166		310 779 166	319 638 370		319 638 370
	TOTAL DES CHARGES (*)	-511 390 704	60 535 427	-450 855 277	-353 786 301	359 510	-353 426 791
	MARGE AVANT IS	-200 611 539	60 535 427	-140 076 111	-34 147 931	359 510	-33 788 421
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022	87 465 221	-26 393 021	61 072 200	13 174 151	-138 698	13 035 453
	MARGE NETTE CONCESSION	-200 611 539	60 535 427	-140 076 111	-34 147 931	359 510	-33 788 421
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-200 611 539	60 535 427	-140 076 111	-34 147 931	359 510	-33 788 421
	En % des produits	-65%		-45%	-11%		-11%

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

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

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 0.3 MF lié à une provision pour risque (en frais de siège)

4.3.3.2 Commentaires sur la variation entre 2021 et 2022 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 9 MF

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

Ce poste augmente de + **21 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - **12 MF** sont :

- **Production thermique : + 5 MF**
 - + 5 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - + 3 MF au titre du remplacement deux groupes P50 à Puamau par des P88
 - + 1 MF au titre du remplacement du groupe 1
 - + 1 MF au titre des autres investissements
- **Distribution : - 17 MF**
 - - 17 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - - 18 MF au titre du renouvellement améliorant réseau HTA et BT
 - + 1 MF au titre du renouvellement des branchements et comptages

Commentaires sur la variation des charges : - 158 MF

- **Production thermique : + 56 MF**
 - + 34 MF au titre de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - + 13 MF au titre des charges calculées
 - + 9 MF au titre des fonctions support et frais de siège
 - + 8 MF au titre de la maintenance des centrales
 - + 4 MF au titre de la conduite et fonctionnement de la centrale
 - + 17 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
 - + 5 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - + 3 MF au titre du remplacement deux groupes P50 à Puamau par des P88
 - + 1 MF au titre du remplacement du groupe 1
 - + 1 MF au titre des autres investissements
- **Production hydraulique : - 4 MF**
 - - 3 MF au titre des charges calculées
 - - 1 MF au titre de la maintenance des centrales hydrauliques
- **Distribution : - 211 MF**
 - - 191 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - - 200 MF au titre des charges calculées
 - + 1 MF au titre de la conduite et de la maintenance du réseau
 - + 1 MF au titre de la maintenance du réseau de distribution
 - + 7 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - - 17 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 18 MF au titre du renouvellement améliorant réseau HTA et BT
 - + 1 MF au titre du renouvellement des branchements et comptages
 - - 3 MF au titre des travaux vendus
- **Fourniture : + 1 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 1 MF au titre de la gestion de clientèle

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 166 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 21 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 17 MF sur les matières consommées.
- Une hausse de 20 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une hausse de 9 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 1 MF sur les coûts de fonctionnement du service clientèle
- Une baisse de 190 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 3 MF sur la marge des activités annexes
- Une baisse de 1 MF sur la marge hydraulique

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

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

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

4.4.0 Plafonnement des résultats

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

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

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

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 2022

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2022 est de 1 071 846 850 F CFP avant IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 844 280 222 F CFP avant IS, il est donc inférieur au plafond.

Pour rappel, en 2021, en raison d'un RA de la concession représentant 1,52 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élevait à 1.117.223 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élevait à 1.117.223 F CFP

4.4.1) Revenu autorisé

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

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE - \text{Plafonnement N-1} \\ 305.745.292 &= 222.042.953 + 84.819.562 - 1.117.223 \end{aligned}$$

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	974	974		153 182	154 534	0,9%	149 199 268	150 516 116	0,9%
Nb de kWh produits	3 110 992	3 323 881	6,8%	0,955	0,965	1,0%	2 970 997	3 207 545	8,0%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	75,0	75,341	0,4%	589 736	594 870	0,9%	44 256 738	44 818 055	1,3%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	864,0	889	2,9%	22 872	23 121	1,1%	19 761 408	20 554 569	4,0%
RE - "Forfaits"							216 188 411	219 096 285	1,3%
Résultat financier							1 644 623	1 549 540	-5,8%
Partage des gains de rendement							1 154 210	1 397 128	
RE (Revenu de l'exploitation)							218 987 244	222 042 953	1,4%

4.4.1.2) Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2021			2022		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	948 307	65,38	62 002 218	937 305	84,41	79 122 363
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 994	325,98	1 301 963	3 990	413,39	1 649 442
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	5 990	23,64	141 595	8 121	23,64	191 986
Prod ENR EDT		556 206	8,12	4 517 321	501 351	7,69	3 855 770
Transport	T						
CE Total				67 963 097			84 819 562

Prix des combustibles

	Gazole Iles	Arrêté CM
Acpt 03/2022	89,075	Arrêté 149 CM 24 février 2022
Acpt 04/2022	97,578	Arrêté 409 CM 24 mars 2022
Acpt 05/2022	71,63	Arrêté 607 CM 27 avril 2022
Acpt 07/2022	86,63	Arrêté 1104 CM 28 juin 2022
Acpt 08/2022	86,63	Arrêté 1372 CM 27 juillet 2022
Acpt 09/2022	86,63	Arrêté 1721 CM 25 août 2022
Acpt 11/2022	86,63	Arrêté 2214 CM 27 octobre 2022
Acpt 12/2022	86,63	Arrêté 2521 CM 30 novembre 2022

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

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

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

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

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

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

		Hiva Oa							
		2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	113 751 145	127 326 345	122 289 114	121 535 745	106 192 006	106 618 836	106 873 132	107 759 700
Péréquation	B	152 501 592	n/a	n/a	144 829 925	135 129 724	137 432 919	n/a	148 059 113
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	266 365 670	241 321 730	244 051 755	n/a	255 818 813
Ecart RA/(CA+péréquation)		39 492 555	159 623 996	158 168 052	n/a	n/a	11 151 257	142 948 762	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		306 862 515	286 950 341	280 457 166	271 713 343	264 060 180	255 203 011	249 821 894	255 818 813
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1		305 745 292							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-11 151 257	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	7 198 943	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA			-1 117 223						
Produits comptabilisés		306 862 515	285 833 118	280 457 166	266 365 670	241 321 730	251 250 698	249 821 894	255 818 813

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 2022	Réalisé 2021
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	3 495 267	3 514 453
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	91,2%	89,0%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	8 121	5 990
Total Production Photovoltaïque	8 121	5 990
Production hydro	501 351	556 206
Production Total EnR	509 472	562 196
Production brute thermique à produire	3 323 339	3 388 420
Production Nette thermique à produire	3 254 878	3 323 881
Total production (EDT et Autres)	3 832 811	3 950 616
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,282	0,280
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	58 441	59 300
Achat Matière première	939 878	947 448
Stock Final	61 014	58 441
Consommation Matière 1ère	937 305	948 307
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,282	0,280
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil îles	84,41 F	65,38 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	413,39 F	325,98 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	4 962 576	2 986 645
Achat Matière première	79 445 430	63 978 149
Stock Final	5 285 643	4 962 576
Consommation Matière 1ère	79 122 363	62 002 218
Huile	1 649 442	1 301 963
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	80 771 806	63 304 180
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%	191 986	141 595
Coût total de l'huile	1 649 442	1 301 963
(CE) TOTAL achat de matières premières	80 963 792	63 445 775

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

	2021	Acquisition	Variation TVA à reverser	Cession	2022
VB concessionnaire	299 752 851	194 571		-96 644	299 850 778
VB tiers & concédant	36 371 114		-7 622 947		28 748 167
Immo incorporelles	0				0
Production	336 123 965	194 571 (1)	-7 622 947	-96 644 (2)	328 598 945
VB concessionnaire	459 424 428	1 952 689	-8 395 809		452 981 308
VB tiers & concédant	66 393 183	2 317 176			68 710 359
Immo incorporelles					0
Distribution	525 817 611	4 269 865 (3)	-8 395 809	0 (4)	521 691 667
Total	861 941 576	4 464 436	-16 018 756	-96 644	850 290 612

Détail Production :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	3100000135	194 571	0%	-	194 571
(1)	TOTAL ACQUISITION PRODUCTION HIVA OA		194 571		-	194 571
	A.N FILIERE ATUONA	2500000009	96 644		-	
(2)	TOTAL CESSION PRODUCTION HIVA OA		96 644		-	

Détail Distribution :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001306	1 952 689	47%	924 598	1 028 091
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		1 952 689		924 598	1 028 091
	COMPTAGE TIERS HIVA 2022	9500001319	2 317 176	100%	2 317 176	-
	TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA		2 317 176		2 317 176	-
(3)	TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION HIVA OA		4 269 865		3 241 774	1 028 091

(4) Pas de cession en distribution sur l'exercice.

Les immobilisations en cours du domaine concédé, non répertoriées dans ce tableau s'élèvent à 4,6 MF contre 0,6 MF fin 2021 soit une augmentation de 4,0 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			Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire						
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
A.N CONSTRUCT ATUONA	500000009	01/01/1975	42	31 016 931	-	31 016 931	-	31 016 931	-	-
A.N FILIERE ATUONA	250000009	01/01/1975	45,75	-	962 886	962 886	-	962 886	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	10 530 056	-	9 332 391	1 197 665
CENTRALE DE DETECTION	310000012	24/06/2005	15,33	-	3 055 718	3 055 718	-	3 055 718	-	-
INSTALLATION CONDENSATEUR	280000021	15/12/2007	12,83	-	5 004 406	5 004 406	-	5 004 406	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 HIV	120000035	01/03/2008	8,33	5 676 469	-	5 676 469	-	5 676 469	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 HIV	130000035	01/03/2008	8,33	2 477 824	-	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 HIVA	140000035	01/03/2008	8,33	2 659 528	-	2 659 528	-	2 659 528	-	-
CLOISONNEMENT PARE FEU	500000093	08/08/2008	1,41	2 341 827	-	2 341 827	-	2 341 827	-	-
SYST EXTINGT INCENDIE	310000028	08/08/2008	12,16	-	1 686 411	1 686 411	-	1 686 411	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	130000062	01/01/2010	14,91	-	2 552 716	2 552 716	-	2 226 646	-	326 070
ACCESSOIRE WILS P450 HIVA	140000062	01/01/2010	11	-	301 043	301 043	-	301 043	-	-
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	310000052	01/09/2010	10,08	-	666 222	666 222	-	666 222	-	-
RENFORC SECURITE ATUONA	310000080	01/03/2012	25	-	6 139 767	6 139 767	-	2 662 472	-	3 477 295
INST EVENTS ATUONA HIVA	310000081	01/03/2012	25	-	184 222	184 222	-	79 887	-	104 335
SUPERVIS°GE SEPAM ATUONA	280000083	01/01/2013	24,16	-	1 330 639	1 330 639	-	550 912	-	779 727
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	280000109	01/09/2013	23,5	-	1 839 892	1 839 892	-	731 023	-	1 108 869
ETUDES DDAE CTRL E HIVA OA	300000059	01/01/2014	23	-	1 556 782	1 556 782	-	609 361	-	947 421
MOTEUR FG WILSON P400 ATU	120000091	17/07/2015	7	-	6 300 000	6 300 000	-	6 300 000	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 ATU	130000091	17/07/2015	7	-	2 750 000	2 750 000	-	2 750 000	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 ATUO	140000091	17/07/2015	7	-	572 400	572 400	-	572 400	-	-
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	280000141	01/08/2015	21,58	-	9 060 389	9 060 389	-	3 116 101	-	5 944 288
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	310000113	01/10/2015	21,41	-	255 000	255 000	-	86 407	-	168 593
DETECT°/EXTINCT° GAZ TGBT	310000118	30/04/2016	20,91	-	1 278 431	1 278 431	-	408 045	-	870 386
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	120000098	01/11/2016	7	-	4 465 125	4 465 125	-	3 933 854	-	531 271
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	120000097	01/11/2016	7	-	4 465 125	4 465 125	-	3 933 854	-	531 271
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	130000094	01/11/2016	7	-	1 946 593	1 946 593	-	1 714 983	-	231 610
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	130000093	01/11/2016	7	-	1 946 593	1 946 593	-	1 714 983	-	231 610
ACCESSOIRE FG WILS P450	140000094	01/11/2016	7	-	3 622 270	3 622 270	-	3 191 284	-	430 986
ACCESSOIRE FG WILS P450	140000093	01/11/2016	7	-	3 622 270	3 622 270	-	3 191 284	-	430 986
CPL MOTEUR FG WILSON P450	120000098	01/05/2017	6,5	-	569 912	569 912	-	497 247	-	72 665
CPL MOTEUR FG WILSON P450	120000097	01/05/2017	6,5	-	569 912	569 912	-	497 247	-	72 665
CPL ALTERNAT FG WILS P450	130000094	01/05/2017	6,5	-	248 771	248 771	-	217 052	-	31 719
CPL ALTERNAT FG WILS P450	130000093	01/05/2017	6,5	-	248 771	248 771	-	217 052	-	31 719
CPL ACCESSOIRE WILS P450	140000094	01/05/2017	6,5	-	462 171	462 171	-	403 243	-	58 928
CPL ACCESSOIRE WILS P450	140000093	01/05/2017	6,5	-	462 170	462 170	-	403 242	-	58 928
MOTEUR PERKINS P450 ATUON	120000126	15/11/2019	7	-	4 799 696	4 799 696	-	2 145 304	-	2 654 392
AMNGT VOIRIE-AIRE DEPOTAG	200000041	01/11/2020	30,16	-	9 818 158	9 818 158	-	704 584	-	9 113 574
RNV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	260000080	01/11/2020	25	-	10 975 898	10 975 898	-	950 242	-	10 025 656
NV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	260000081	01/11/2020	25	-	23 905 472	23 905 472	-	2 069 624	-	21 835 848
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	310000135	30/08/2022	14,58	-	194 571	194 571	-	4 497	-	190 074
TOTAL CENTRALE ATUONA				44 172 579	117 820 402	161 992 981	10 530 056	101 732 094	9 332 391	61 458 552

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 & Tiers				
				B. Renouv	B. Non Renouv		Total			
A.N FILIERE HANAPAOA	250000010	01/01/1985	35,75	-	291 886	291 886	-	291 886	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	1 851 438	-	1 640 860	210 578
AN FILIERE CENTRAL HIVA OA	2500000072	01/01/1992	25	-	-	-	74 127	-	74 127	-
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	2800000162	01/08/2018	8,41	-	3 913 388	3 913 388	-	2 056 357	-	1 857 031
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000340	16/09/2019	5	-	5 989 639	5 989 639	-	3 944 957	-	2 044 682
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000341	16/09/2019	5	-	5 586 493	5 586 493	-	3 679 433	-	1 907 060
TOTAL CENTRALE HANAPAAOA				-	15 781 406	15 781 406	1 925 565	9 972 632	1 714 987	6 019 352
BIWATER 105KVA HANAIAPA	1000000031	01/01/1982	40	-	9 425 794	9 425 794	-	9 425 794	-	-
A.N CONSTRUCTION HANAIAPA	500000016	01/01/1988	35	-	1 641 108	1 641 108	-	1 641 108	-	-
A.N FILIERE HANAIAPA	2500000016	01/01/1988	32,75	-	301 952	301 952	-	301 952	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	5 461 744	-	4 840 537	621 207
AUTOMATISA°TURBINE HANAIA	2800000171	17/07/2020	25	-	1 175 836	1 175 836	-	115 586	-	1 060 250
TOTAL CENTRALE HANAIAPA				-	12 544 690	12 544 690	5 461 744	11 484 440	4 840 537	1 681 456
A.N CONSTRUCT NAOHE	500000011	01/01/1985	32	1 586 404	-	1 586 404	-	1 586 404	-	-
A.N FILIERE NAOHE	2500000011	01/01/1985	36	-	291 886	291 886	-	291 886	-	-
FG WILSON P50 G294 NAOHE	1000000314	01/11/2016	5,16	-	2 221 429	2 221 429	-	2 221 429	-	-
CPL WILS P50 G294 NAOHE	1000000314	01/01/2017	4	-	573 018	573 018	-	573 018	-	-
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	2800000163	01/08/2018	2,41	-	4 080 417	4 080 417	-	4 080 417	-	-
FG WILSON P55 NAOHE	1000000342	16/09/2019	5	-	5 641 387	5 641 387	-	3 715 587	-	1 925 800
TOTAL CENTRALE NAOHE				1 586 404	12 808 137	14 394 541	-	12 468 741	-	1 925 800
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	500000012	01/01/1988	35	-	1 641 108	1 641 108	-	1 641 108	-	-
PELTON BIWATER PUAMAU	1000000029	01/01/1988	40	-	10 188 824	10 188 824	-	8 920 804	-	1 268 020
A.N FILIERE PUAMAU 80M2	2500000012	01/01/1988	32,75	-	301 951	301 951	-	301 951	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	6 834 894	-	6 057 508	777 386
AN FILIERE CONCED HIVA OA	2500000072	01/01/1992	25	-	-	-	163 079	-	163 079	-
TOTAL CENTRALE PUAMAU 80M2				-	12 131 883	12 131 883	6 997 973	10 863 863	6 220 587	2 045 406
A.N CONSTRUCT PUAMAU 50M2	500000013	01/01/1992	25	1 709 170	-	1 709 170	-	1 709 170	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	3 857 164	-	3 418 459	438 705
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	2600000061	01/01/2014	13	-	1 061 473	1 061 473	-	735 090	-	326 383
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	3100000107	01/01/2015	12	-	481 983	481 983	-	321 432	-	160 551
FG WILSON P50 G1 PUAMAU	1000000311	01/09/2016	5,33	-	4 463 084	4 463 084	-	4 463 084	-	-
FG WILSON P50 G2 PUAMAU	1000000313	01/09/2016	5,33	-	4 463 084	4 463 084	-	4 463 084	-	-
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	2800000156	01/01/2017	10	-	2 559 028	2 559 028	-	1 535 417	-	1 023 611
REAL AIRE DEPOTAGE CENT	500000158	01/01/2018	9	-	650 414	650 414	-	361 341	-	289 073
F&P POTENCE DE LEVAGE ROT	500000159	01/01/2018	9	-	1 368 521	1 368 521	-	760 289	-	608 232
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT	500000160	01/01/2018	9	-	917 639	917 639	-	509 799	-	407 840
REAL APPENTIS AU DESSUS C	500000157	01/02/2018	8,91	-	882 000	882 000	-	486 542	-	395 458
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	3000000073	01/10/2018	8,25	-	383 138	383 138	-	197 470	-	185 668
TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2				1 709 170	17 230 364	18 939 534	3 857 164	15 542 718	3 418 459	3 835 521
A.N CONSTRUCT TAAOA 36M2	500000014	01/01/1982	35	2 516 365	-	2 516 365	-	2 516 365	-	-
BOUVIER 115KVA TAAOA	1000000033	01/01/1982	40	-	10 188 823	10 188 823	-	10 188 823	-	-
A.N FILIERE TAAOA 36M2	2500000014	01/01/1982	38,75	-	462 991	462 991	-	462 991	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	2 476 299	-	2 194 650	281 649
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	2800000084	01/01/2013	8	-	443 547	443 547	-	443 547	-	-
F&P GARDE CORPS BASSIN	3100000102	01/01/2014	7	-	328 621	328 621	-	328 621	-	-
SECURISAT°ACCES CAPTAGES	3100000129	01/01/2020	25	-	530 029	530 029	-	63 603	-	466 426
TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2				2 516 365	11 954 011	14 470 376	2 476 299	14 003 950	2 194 650	748 074

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire						
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
A.N CONSTRUCT TAAOA 62M2	500000015	01/01/1988	29	6 783 244	-	6 783 244	-	6 783 244	-	-
BIWATER FH TAAOA	1000000035	01/01/1988	40	-	24 453 178	24 453 178	-	21 409 930	-	3 043 248
A.N FILIERE TAAOA 62M2	2500000015	01/01/1988	32,75	-	1 248 064	1 248 064	-	1 248 064	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	5 122 313	-	4 539 713	582 600
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA62	2800000085	01/01/2013	10	-	443 547	443 547	-	443 547	-	-
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	2800000118	01/01/2014	9	-	257 392	257 392	-	257 392	-	-
PROTECTION DECOUPLAGE CEN	3100000120	01/02/2018	4,91	-	2 565 493	2 565 493	-	2 565 493	-	-
NVEAU LINER BASSIN TAAOA2	3000000075	01/01/2020	25	-	6 221 502	6 221 502	-	746 580	-	5 474 922
TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2				6 783 244	35 189 176	41 972 420	5 122 313	33 454 250	4 539 713	9 100 770
TOTAL PRODUCTION HIVA OA				56 767 762	235 460 069	292 227 831	36 371 114	209 522 690	32 261 324	86 814 931
RES.AERIEN HIVA OA 98	9000000133	01/01/1998	25	-	28 454 284	28 454 284	-	28 454 284	-	-
RES.AERIEN HIVA OA 99	9000000134	01/01/1999	25	-	17 565 223	17 565 223	-	16 872 239	-	692 984
RES.AERIEN HIVA OA 2000	9000000135	01/01/2000	25	-	1 082 378	1 082 378	-	996 381	-	85 997
POSTE HIVA OA 2001	6600000053	01/01/2001	25	-	488 377	488 377	-	429 986	-	58 391
RES.AERIEN HIVA OA 2001	9000000136	01/01/2001	25	-	984 853	984 853	-	867 102	-	117 751
RESEAUX HIVA OA 2001	9000000308	01/01/2001	25	-	-	-	553 742	-	487 536	66 206
RESEAUX HIVA OA 2001	9000000386	01/01/2001	25	-	-	-	329 672	-	290 256	39 416
RES.AERIEN HIVA OA 2002	9000000137	01/01/2002	25	-	9 276 957	9 276 957	-	7 796 710	-	1 480 247
RESEAUX HIVA OA 2002	9000000309	01/01/2002	25	-	-	-	4 008 274	-	3 368 707	639 567
RESEAUX HIVA OA 2002	9000000387	01/01/2002	25	-	-	-	1 469 968	-	1 235 417	234 551
POSTE HIVA OA 2003	6600000061	01/01/2003	25	-	13 541 752	13 541 752	-	10 839 338	-	2 702 414
RES.AERIEN HIVA OA 2003	9000000191	01/01/2003	25	-	7 504 388	7 504 388	-	6 006 800	-	1 497 588
RESEAUX HIVA OA 2003	9000000310	01/01/2003	25	-	-	-	2 313 321	-	1 851 671	461 650
RESEAUX HIVA OA 2003	9000000388	01/01/2003	25	-	-	-	339 799	-	271 988	67 811
RESEAU BTA QTIER TAHUKU	9000000447	01/01/2004	25	-	739 415	739 415	-	562 280	-	177 135
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	9500000375	01/07/2004	20	-	252 086	252 086	-	233 335	-	18 751
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	6500000108	01/11/2004	25	-	1 418 071	1 418 071	-	1 030 957	-	387 114
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	9000000557	13/04/2005	25	-	5 422 605	5 422 605	-	3 845 444	-	1 577 161
RESEAUX HIVA OA 2005	9000000523	01/06/2005	25	-	-	-	945 482	-	665 412	280 070
RESEAUX HIVA OA 2005	9000000591	01/06/2005	25	-	-	-	1 831 295	-	1 288 830	542 465
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	9000000620	01/06/2005	25	-	103 217	103 217	-	72 642	-	30 575
COMPATGE HIVA OA 2005	9500000414	01/06/2005	20	-	-	-	1 076 213	-	946 773	129 440
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	6500000116	01/07/2005	25	-	159 217	159 217	-	111 530	-	47 687
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	9500000433	01/07/2005	20	-	296 026	296 026	-	259 205	-	36 821
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	9500000434	01/07/2005	20	-	362 260	362 260	-	317 201	-	45 059
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	9500000435	01/07/2005	20	-	40 611	40 611	-	35 560	-	5 051
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	9000000556	12/07/2005	25	-	1 161 034	1 161 034	-	811 897	-	349 137
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	9000000573	30/12/2005	25	-	1 856 869	1 856 869	-	1 263 688	-	593 181
EXT BTA QTIER AVAEORU	9000000575	30/12/2005	25	-	518 346	518 346	-	352 759	-	165 587
TRANSFO TAAOA HIVA OA	6500000118	01/01/2006	25	-	272 556	272 556	-	185 428	-	87 128
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	6500000119	01/01/2006	25	-	475 488	475 488	-	323 488	-	152 000
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	9000000641	01/01/2006	25	-	13 278 365	13 278 365	-	9 033 654	-	4 244 711
RESEAU HTA HIVA OA	9000000681	01/01/2006	25	-	6 393 277	6 393 277	-	4 349 530	-	2 043 747
TRANSFO POSTE CP DP HIVA0	6500000142	01/07/2006	25	-	1 458 621	1 458 621	-	963 409	-	495 212
RESEAUX HIVA OA 2006	9000000669	01/07/2006	25	-	-	-	4 089 633	-	2 701 175	1 388 458
RESEAUX HIVA OA 2006	9000000692	01/07/2006	25	-	-	-	682 244	-	450 617	231 627

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 & Tiers				
				B. Renouv	B. Non Renouv					Total
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	9000000714	01/07/2006	25	-	514 799	514 799	-	340 021	-	174 778
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	9500000443	01/07/2006	20	-	648 693	648 693	-	535 572	-	113 121
BRCHT HIVA OA 2006	9500000459	01/07/2006	20	-	-	-	1 478 092	-	1 220 337	257 755
RESEAUX CP HIVA OA 2007	9000000738	01/07/2007	25	-	2 985 290	2 985 290	-	1 852 352	-	1 132 938
RESEAUX HIVA OA 2007	9000000752	01/07/2007	25	-	-	-	444 867	-	276 037	168 830
RESEAUX HIVA OA 2007	9000000801	01/07/2007	25	-	-	-	5 247 849	-	3 256 254	1 991 595
15% QUOTE PART EDT 2007	9000000869	01/07/2007	25	-	624 692	624 692	-	387 617	-	237 075
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	9500000484	01/07/2007	20	-	791 243	791 243	-	613 701	-	177 542
BRCHT HIVA OA 2007	9500000499	01/07/2007	20	-	-	-	1 274 706	-	988 683	286 023
RESEAU 2008 CONCEDANT	9000000955	01/01/2008	25	-	-	-	82 308	-	49 412	32 896
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	9000000885	03/06/2008	25	-	286 156	286 156	-	166 958	-	119 198
BTA AERIEN QT TEHEVINI	9000000886	03/06/2008	25	-	268 764	268 764	-	156 811	-	111 953
EXT BTA AERO SOUTERAIN	9300000229	03/06/2008	35	-	426 747	426 747	-	177 847	-	248 900
EXT BTA AERINNE QTIER	9000000883	18/06/2008	25	-	706 188	706 188	-	410 866	-	295 322
RESEAUX CP HIVA OA 2008	9000000910	01/07/2008	25	-	14 653 113	14 653 113	-	8 504 426	-	6 148 687
RESEAUX 2008 TIERS	9000000969	01/07/2008	25	-	-	-	3 535 241	-	2 051 796	1 483 445
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	9500000736	01/07/2008	20	-	1 121 749	1 121 749	-	813 806	-	307 943
BRCHT 2008 FINANC TIERS	9500000757	01/07/2008	20	-	-	-	2 129 913	-	1 545 208	584 705
BTA AERIENNE QT PETERANO	9000000884	03/07/2008	25	-	516 637	516 637	-	299 734	-	216 903
POSTE DP HIVA OA 2009	6600000123	01/07/2009	25	-	456 261	456 261	-	246 556	-	209 705
RESEAUX CP HIVA OA 2009	9000000996	01/07/2009	25	-	2 970 258	2 970 258	-	1 605 079	-	1 365 179
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	9500000773	01/07/2009	20	-	3 705 338	3 705 338	-	2 502 880	-	1 202 458
RESEAUX 2009 CONCEDANT	9000001035	01/12/2009	25	-	-	-	53 245	-	27 880	25 365
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	9500000794	01/12/2009	20	-	-	-	1 252 398	-	819 720	432 678
RESEAUX CP HIVA OA 2010	9000001065	01/07/2010	25	-	17 720 169	17 720 169	-	8 866 881	-	8 853 288
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	9500000809	01/07/2010	20	-	2 068 982	2 068 982	-	1 294 106	-	774 876
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	9500000836	01/07/2010	20	-	-	-	2 168 225	-	1 356 180	812 045
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	9000001144	01/01/2011	25	-	408 614	408 614	-	196 224	-	212 390
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	9000001189	01/01/2011	25	-	251 986	251 986	-	121 009	-	130 977
RESEAUX CP HIVA OA 2011	9000001165	01/07/2011	25	-	29 719 762	29 719 762	-	13 682 490	-	16 037 272
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	9000001205	01/07/2011	25	-	-	-	128 862	-	59 326	69 536
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	9500000853	01/07/2011	20	-	4 531 385	4 531 385	-	2 607 719	-	1 923 666
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	9500000873	01/07/2011	20	-	-	-	1 565 347	-	900 825	664 522
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	9000001243	01/01/2012	25	-	2 018 134	2 018 134	-	888 421	-	1 129 713
RESEAUX CP HIVA OA 2012	9000001260	01/07/2012	25	-	29 338 223	29 338 223	-	12 330 092	-	17 008 131
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	9000001297	01/07/2012	25	-	-	-	2 385 724	-	1 002 658	1 383 066
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	9500000893	01/07/2012	20	-	3 198 812	3 198 812	-	1 680 472	-	1 518 340
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	9500000913	01/07/2012	20	-	-	-	845 783	-	444 326	401 457
RESEAUX CP HIVA OA 2013	9000001326	01/07/2013	25	-	47 737 306	47 737 306	-	18 153 255	-	29 584 051
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	9000001372	01/07/2013	25	-	-	-	118 659	-	45 123	73 536
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500000930	01/07/2013	20	-	6 792 771	6 792 771	-	3 228 893	-	3 563 878
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	9500000947	01/07/2013	20	-	-	-	1 526 320	-	725 525	800 795
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	9500001044	01/07/2013	20	-	-	-	37 757	-	17 948	19 809
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	5300001575	01/07/2014	25	-	498 133	498 133	-	169 502	-	328 631
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	9000001413	01/07/2014	25	-	-	-	176 100	-	59 922	116 178

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 & Tiers					
				B. Renouv	B. Non Renouv					Total	
RESEAUX CP HIVA OA 2014	9000001424	01/07/2014	25	-	911 575	911 575	-	310 185	-	601 390	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500000978	01/07/2014	20	-	2 263 268	2 263 268	-	962 664	-	1 300 604	
COMPTAGE TIERS HIVA OA 2014	9500001000	01/07/2014	20	-	-	-	1 089 732	-	463 509	626 223	
RESEAUX CP HIVA OA 2015	9000001487	01/07/2015	25	-	37 381 279	37 381 279	-	11 224 625	-	26 156 654	
RESEAUX 2015 CONCED HIV	9000001520	01/07/2015	25	-	-	-	3 616 581	-	1 085 965	2 530 616	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001030	01/07/2015	20	-	4 532 710	4 532 710	-	1 701 319	-	2 831 391	
COMPTAGE TIERS HIV 2015	9500001070	01/07/2015	20	-	-	-	1 133 616	-	425 494	708 122	
RESEAUX CP HIVA OA 2016	9000001556	01/07/2016	25	-	1 715 706	1 715 706	-	446 366	-	1 269 340	
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	9000001572	01/07/2016	25	-	-	-	2 217 245	-	576 848	1 640 397	
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	9300000594	01/07/2016	35	-	-	-	338 343	-	62 875	275 468	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001089	01/07/2016	20	-	3 877 908	3 877 908	-	1 261 117	-	2 616 791	
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	9500001102	01/07/2016	20	-	-	-	1 077 211	-	350 315	726 896	
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	9500001120	01/07/2017	20	-	-	-	1 461 457	-	402 201	1 059 256	
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	9500001140	01/07/2017	20	-	3 644 071	3 644 071	-	1 002 868	-	2 641 203	
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV	8100000067	01/05/2018	15	-	13 987 713	13 987 713	-	4 355 991	-	9 631 722	
RESEAUX CP HIVA OA 2018	9000001623	01/07/2018	25	-	192 176	192 176	-	34 623	-	157 553	
RSX AERIEN TIERS MOO 2018	9000001636	01/07/2018	25	-	-	-	1 216 227	-	219 121	997 106	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001157	01/07/2018	20	-	1 156 089	1 156 089	-	260 358	-	895 731	
COMPTAGE TIERS HIVA 2018	9500001176	01/07/2018	20	-	-	-	1 365 635	-	307 548	1 058 087	
TRANSFO HIVA OA ATUONA	5300001697	30/10/2018	25	-	654 344	654 344	-	109 213	-	545 131	
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	9000001624	30/10/2018	25	-	13 961 029	13 961 029	-	2 330 153	-	11 630 876	
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	9000001641	01/03/2019	25	-	24 703 395	24 703 395	-	3 792 817	-	20 910 578	
14A1 LC18/12/2018 HIVA OA	9000001651	25/05/2019	25	-	1 057 770	1 057 770	-	152 551	-	905 219	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001193	01/07/2019	20	-	3 054 542	3 054 542	-	535 172	-	2 519 370	
COMPTAGE TIERS HIV 2019	9500001211	01/07/2019	20	-	-	-	1 672 659	-	293 059	1 379 600	
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	5200000770	01/01/2020	25	-	151 280	151 280	-	18 154	-	133 126	
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	9000001674	01/01/2020	25	-	1 230 150	1 230 150	-	147 618	-	1 082 532	
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	9300000752	01/01/2020	35	-	20 135 677	20 135 677	-	1 725 915	-	18 409 762	
TRANSFO V1022 PYLONE HIVA	5300001733	01/07/2020	25	-	-	-	1 017 176	-	101 773	915 403	
RESEAUX CP HIVA OA 2020	9000001699	01/07/2020	25	-	716 657	716 657	-	71 705	-	644 952	
RSX AERIEN TIERS HIV 2020	9000001703	01/07/2020	25	-	-	-	3 392 791	-	339 465	3 053 326	
RSX SOUT TIERS HIV 2020	9300000797	01/07/2020	35	-	-	-	527 811	-	37 721	490 090	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001229	01/07/2020	20	-	365 784	365 784	-	45 748	-	320 036	
COMPTAGE TIERS HIV 2020	9500001247	01/07/2020	20	-	-	-	1 462 937	-	182 967	1 279 970	
RENV RSX HT/BT HIVA OA	9000001691	01/10/2020	25	-	8 566 321	8 566 321	-	770 734	-	7 795 587	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001266	01/07/2021	20	-	827 284	827 284	-	62 103	-	765 181	
COMPTAGE TIERS HIV 2021	9500001281	01/07/2021	20	-	-	-	2 712 723	-	203 640	2 509 083	
RNV RSX HT/BT PMT HIVA OA	9000001722	10/08/2021	25	-	17 875 410	17 875 410	-	995 146	-	16 880 264	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001306	01/07/2022	20	-	1 952 689	1 952 689	-	48 951	-	1 903 738	
COMPTAGE TIERS HIVA 2022	9500001319	01/07/2022	20	-	-	-	2 317 176	-	58 088	2 259 088	
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA					452 981 308	452 981 308	68 710 359	210 214 232	33 516 133	277 961 303	
TOTAL HIVA OA					56 767 762	688 441 377	745 209 139	105 081 473	419 736 921	65 777 457	364 776 234

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire	292 227 831	452 981 308	745 209 139
Valeur Brute Tiers	36 371 114	68 710 359	105 081 473
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	328 598 945	521 691 667	850 290 612

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

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

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

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

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

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

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

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
GI HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 AWONA	14 371 383			14 371 383
G2 HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 NAHOE	3 659 874			3 659 874
G4 A TUONA	6 587 773			6 587 773
S/T Groupes	31 938 778	-	-	31 938 778
Filières	19 003 121			19 003 121
Bâtiments	45 940 925			45 940 925
Total	96 882 824	-	-	96 882 824

Distribution

	Transfo.	IAT IAM	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau-souterrain	Total
Quantité		3	120	81	108		
Montant	3 068 518	6 000 000	73 636 261	32 727 227	10 933 431	7 500 000	133 865 436

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	8 376 943	15 546 140	23 923 083
2019	22 017 215	27 667 217	49 684 432
2020	10 975 898	8 839 781	19 815 679
2021	22 181 560	18 629 719	40 811 279
2022	194 571	1 028 091	1 222 662
Cumul	63 746 187	71 710 949	135 457 136

Détail des dépenses de renouvellement

Production	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement
chantiers de renouvellement					
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	2800000163	01/08/2018	4 080 417	0,00%	4 080 417
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	2800000162	01/08/2018	3 913 388	0,00%	3 913 388
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	3000000073	01/10/2018	383 138	0,00%	383 138
sous total 2018					8 376 943
MOTEUR PERKINS P450 ATUON	1200000126	15/11/2019	4 799 696	0,00%	4 799 696
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000340	16/09/2019	5 989 639	0,00%	5 989 639
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000341	16/09/2019	5 586 493	0,00%	5 586 493
FG WILSON P55 NAOHE	1000000342	16/09/2019	5 641 387	0,00%	5 641 387
sous total 2019					22 017 215
RNV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	2600000080	01/11/2020	10 975 898	0,00%	10 975 898
sous total 2020					10 975 898
MOTEUR FG WILSON P500 UAP	1200000150	19/05/2021	8 954 994	0,00%	8 954 994
ALTERNAT FG WILSON P500 UAP	1300000121	19/05/2021	6 716 246	0,00%	6 716 246
ACCESS FG WILSON P500 UA PO	1400000116	19/05/2021	6 510 320	0,00%	6 510 320
sous total 2021					22 181 560
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	3100000135	30/08/2022	194 571	0,00%	194 571
sous total 2022					194 571
Total					63 746 187

Distribution	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement
chantiers de renouvellement					
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	9000001624	30/10/2018	13 961 029	0,00%	13 961 029
TRANSFO HIVA OA ATUONA	5300001697	30/10/2018	654 344	0,00%	654 344
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001157	01/07/2018	1 156 089	19,49%	930 767
sous total 2018					15 546 140
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	9000001641	01/03/2019	24 703 395	0,00%	24 703 395
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001193	01/07/2019	3 054 542	2,97%	2 963 822
sous total 2019					27 667 217
RENV RSX HT/BT HIVA OA	9000001691	01/10/2020	8 566 321	0,00%	8 566 321
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001229	01/07/2020	365 784	25,24%	273 460
sous total 2020					8 839 781
RNV RSX HT/BT PMT HIVA OA	9000001722	10/08/2021	17 875 410	0,00%	17 875 410
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001266	01/07/2021	827 284	8,82%	754 309
sous total 2021					18 629 719
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001306	01/07/2022	1 952 689	47,35%	1 028 091
sous total 2022					1 028 091
Total					71 710 949

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	96 882 824	133 865 436	230 748 260
- Réalisé	(63 746 187)	(71 710 949)	(135 457 136)
Reste à faire	33 136 637	62 154 487	95 291 124

(-) = dépassement du plan par le réalisé

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

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service »

« Le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien »

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- D'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession ;
- De générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants ;
- De ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée ;
- De ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public.

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

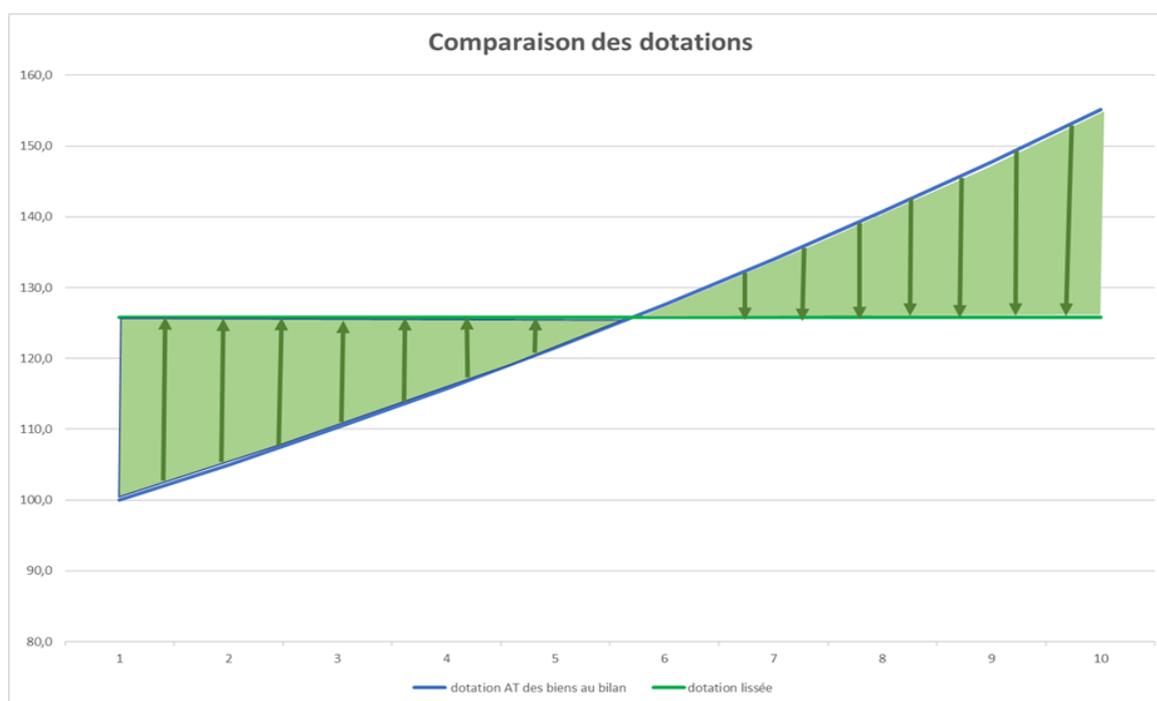
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transféré dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	272 213 929	250 877 457	258 946 280	270 237 990	272 448 703	219 944 614	212 419 594
VO Ouverture incorporel	-	58 543 373	58 543 373	58 543 373	58 543 373	58 543 373	58 543 373
Acquisitions	3 134 725	12 463 618	24 593 229	12 402 765	0	194 571	0
Acquisitions financement Tiers							
Régularisations et TVA à reverser				(3 925 379)	6 039 284	11 978 099	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(24 471 197)	(1 846 563)	(13 301 519)	(3 359 251)	(58 543 373)	(19 697 690)	
- origine financement tiers	-	(2 548 232)	-	(2 907 422)			
VO Clôture	250 877 457	317 489 653	328 781 363	330 992 076	278 487 987	270 962 967	270 962 967
- Financements tiers cumul	(41 826 768)	(39 278 536)	(39 278 536)	(36 371 114)	(36 371 114)	(36 371 114)	(36 371 114)
- IFC biens au bilan clôture	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)			
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	-	-	-
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	-	-	-
Base amortissable	199 580 232	261 609 106	272 900 815	233 865 053	242 116 873	234 591 853	234 591 853
Cumul doté à l'ouverture	171 989 204	178 886 961	220 783 905	240 994 413	235 750 108	242 116 873	238 306 041
Réintégration AT sur incorporel		43 450 820					
Sortie AT sur sortie immo		(26 317 760)	(13 301 519)	(3 359 251)	(58 543 373)	(96 644)	-
Reste à amortir	27 591 028	65 589 085	65 418 429	(3 770 109)	64 910 139	(7 428 376)	(3 714 188)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	6 897 757	24 763 884	33 512 027	(1 885 055)	64 910 139	(3 714 188)	(3 714 188)
Dotations cumulées	178 886 961	220 783 905	240 994 413	235 750 108	242 116 873	238 306 041	234 591 853
Vo - fin tiers - IFC - dotations	20 693 271	40 825 201	31 906 402	(1 885 055)	-	(3 714 188)	-
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(134 072 530)	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)		
Dotations/reprises B	3 179 627	20 754 560	23 382 677	16 123 014	70 632 652		
Actif/Passif de renouvellement clôture	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)	(0)		
Dotation aux amortissements A	(6 897 757)	(24 763 884)	(33 512 027)	1 885 055	(64 910 139)	3 714 188	3 714 188
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(3 718 130)	(4 009 324)	(10 129 350)	18 008 069	5 722 513	3 714 188	3 714 188
moyenne des dotations	1 900 308	1 900 308	1 900 308	1 900 308	1 900 308	1 900 308	1 900 308
écart sur moyenne exercice	(5 618 438)	(5 909 632)	(12 029 658)	16 107 761	3 822 206	1 813 880	1 813 880
écart sur moyenne en cumulé	(5 618 438)	(11 528 069)	(23 557 727)	(7 449 966)	(3 627 761)	(1 813 880)	(0)
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	-	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978	57 635 978
Acquisitions financement concession	2 559 028	8 011 323	-	47 065 627	0	0	0
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
VO Clôture	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978	57 635 978	57 635 978
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	0%	0%		0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Base amortissable	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978	57 635 978	57 635 978
Cumul doté à l'ouverture	0	(639 757)	(3 949 955)	(7 260 153)	(32 448 066)	(57 635 978)	(57 635 978)
Reste à amortir	2 559 028	9 930 594	6 620 396	50 375 825	25 187 913	0	0
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	(639 757)	(3 310 198)	(3 310 198)	(25 187 913)	(25 187 913)	(0)	(0)
Dotations cumulées	(639 757)	(3 949 955)	(7 260 153)	(32 448 066)	(57 635 978)	(57 635 978)	(57 635 978)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 919 271	6 620 396	3 310 198	25 187 913	-	0	-
Impact exercice (+) = produit	(4 357 887)	(7 319 522)	(13 439 548)	(7 179 844)	(19 465 399)	3 714 188	3 714 188

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	390 312 694	393 697 425	433 251 467	464 155 624	467 610 803	458 223 886	450 856 168
VO Ouverture incorporel	-	25 245 993	25 245 993	25 245 993	25 245 993	25 245 993	25 245 993
Acquisitions	3 384 731	39 554 042	30 904 157	9 988 944	18 629 719	1 028 091	
Écart sur acquisition					6 533 765	(10 693 787)	
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts et TVA à reverser				(6 533 765)	(9 304 408)	(8 395 809)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	-	-	-	-	(25 245 993)	10 693 787	-
				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- origine financement tiers	-	-	-	-			
VO Clôture	393 697 425	458 497 460	489 401 617	492 856 796	483 469 879	476 102 161	476 102 161
- Financements tiers cumul	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)
- IFC biens au bilan clôture	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)			
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	-	-	-
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	-	-	-
Base amortissable	155 665 084	193 071 464	195 807 153	212 419 201	431 906 112	424 538 394	424 538 394
Cumul doté à l'ouverture	110 304 085	123 406 133	180 541 641	187 178 509	199 798 855	431 906 112	428 222 253
Réintégration AT sur incorporel		35 009 893					
Sortie AT sur sortie immo					(25 245 993)		
Reste à amortir	45 360 999	34 655 438	15 265 512	25 240 692	257 353 250	(7 367 718)	(3 683 859)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	13 102 048	22 125 615	6 636 868	12 620 346	257 353 250	(3 683 859)	(3 683 859)
Dotations cumulées	123 406 133	180 541 641	187 178 509	199 798 855	431 906 112	428 222 253	424 538 394
Vo - fin tiers - IFC - dotations	32 258 951	12 529 823	8 628 644	12 620 346	-	(3 683 859)	-
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	-	(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)		
Dotations/reprises B	(1 674 846)	1 444 094	3 197 358	(28 192 450)	25 225 844		
Actif/Passif de renouvellement clôture	(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)	-		
Dotation aux amortissements A	(13 102 048)	(22 125 615)	(6 636 868)	(12 620 346)	(257 353 250)	3 683 859	3 683 859
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(14 776 894)	(20 681 521)	(3 439 510)	(40 812 796)	(232 127 406)	3 683 859	3 683 859
moyenne des dotations	(43 495 773)	(43 495 773)	(43 495 773)	(43 495 773)	(43 495 773)	(43 495 773)	(43 495 773)
écart sur moyenne exercice	28 718 879	22 814 252	40 056 263	2 682 977	(188 631 633)	47 179 632	47 179 632
écart sur moyenne en cumulé	28 718 879	51 533 130	91 589 393	94 272 370	(94 359 263)	(47 179 632)	-
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	-	1 720 797	4 977 185	7 932 831	39 562 034	42 347 732	45 589 506
Acquisitions financement concession	259 340	674 526	1 282 987	25 228 488	72 975	924 598	
Acquisitions autres financement Tiers	1 461 457	2 581 862	1 672 659	6 400 715	2 712 723	2 317 176	
VO Clôture	1 720 797	4 977 185	7 932 831	39 562 034	42 347 732	45 589 506	45 589 506
Financements tiers cumul	(1 461 457)	(4 043 319)	(5 715 978)	(12 116 693)	(14 829 416)	(17 146 592)	(17 146 592)
- IFC améliorant exercice	(217 846)	(593 583)	(1 180 348)	(24 219 348)		(785 858)	(785 858)
	84%	88%	0,92	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	(217 846)	(811 428)	(1 991 777)	(26 211 125)	-	(785 858)	(785 858)
	84%	87%	90%	96%	0%	3%	3%
Base amortissable	41 494	122 438	225 076	1 234 216	27 518 316	27 657 056	27 657 056
Cumul doté à l'ouverture	0	(64 835)	(354 512)	(1 285 682)	(1 259 949)	(27 518 316)	(27 587 686)
Reste à amortir	41 494	57 603	(129 436)	(51 466)	26 258 367	138 740	69 370
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	(64 835)	(289 677)	(931 170)	25 733	(26 258 367)	(69 370)	(69 370)
Dotations cumulées	(64 835)	(354 512)	(1 285 682)	(1 259 949)	(27 518 316)	(27 587 686)	(27 657 056)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	(23 341)	(232 074)	(1 060 606)	(25 733)	-	69 370	-
PRC: reprise lissée	3 254 633	-	-				
Caducité : reprise lissée	46 043 920	46 043 920	46 043 920	23 021 960	23 021 960	23 021 960	23 021 960
Impact exercice (+) = produit	34 456 824	25 072 722	41 673 240	(17 765 103)	(235 363 813)	26 636 449	26 636 449

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.*

Bien de production

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

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

➤ Application de la formule

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

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

années civiles	10 dernières années	exemple de date de mise en service										
		avril 2020	février 2021	mars 2022	mars 2023	mars 2024	mars 2025	mars 2026	avril 2027	mai 2028	juin 2029	juillet 2030
2018												
2019												
2020												
2021	10		non									
2022	9		1	non								
2023	8		1	1	non							
2024	7		1	1	1	non						
2025	6		1	1	1	1	non					
2026	5		1	1	1	1	1	non				
2027	4		1	1	1	1	1	1	non			
2028	3		1	1	1	1	1	1	1	non		
2029	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non	
2030	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	7	6	5	4	3	2	1	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	100%

Bien de distribution

Il sera attribué au concessionnaire une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages de distribution pour autant que le Concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement.

La valeur non amortie des ouvrages justifiant du montant de l'indemnité de fin de concession sera égale au montant des dépenses immobilisées et justifiées par le Concessionnaire après déduction d'un amortissement calculé de façon linéaire sur la durée de vie contractuelle du bien auquel il se rapporte.

Cet "amortissement" que le Concessionnaire sera autorisé à comptabiliser pour constater la dépréciation économique d'un ouvrage correspond à la somme des amortissements techniques et/ou provision pour renouvellement de caducité.

L'avenant 5 du 01/10/2021 prolonge l'échéance de la concession de 3 mois (du 30/09/2021 au 31/12/2021) et revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession.

Article 3 :

Pendant la période de prolongation, et sauf nécessité validée expressément par l'Autorité concédante, le Concessionnaire n'engagera aucuns travaux améliorants, hors branchements (article 15 du Cahier des charges), extensions à établir sur la demande des usagers (article 14 c du Cahier des charges), et tous les travaux intégralement financés par les usagers.

Toute dépense d'améliorant exposée par le Concessionnaire pendant cette même période dans les conditions définies à l'alinéa précédent sera refacturée intégralement à l'Autorité concédante. Les sommes dues au Concessionnaire lui seront payées dans les 6 mois qui suivront l'échéance du contrat de concession.

Article 4 : Renouvellement des groupes

Le Concessionnaire effectuera toutes démarches en vue de commander les groupes G1 et G2 P88 Puamau et G1 P55 Nahoe à renouveler, pour un montant estimatif prévisionnel de 17,8 millions XPF HT.

Il est expressément convenu que les dépenses exposées par le Concessionnaire à ce titre (commandes, pointage interne, etc.) seront refacturées intégralement à l'Autorité concédante. Les sommes dues au Concessionnaire lui seront payées dans les 6 mois qui suivront l'échéance du contrat de concession.

L'avenant 6 du 01/01/2022 prolonge l'échéance de la concession de 24 mois (du 31/12/2021 au 31/12/2023) et revoit les clauses le reprise des biens en fin de concession.

Article 3 : Investissements à réaliser en 2022

A la demande du Concédant, qui a sollicité plusieurs prolongations du contrat de Concession, le Concessionnaire s'engage à procéder au cours de l'année 2022, à l'acquisition d'un groupe P400, d'une valeur prévisionnelle de 24.000.000 F CFP.

Il est établi que ce montant, rapporté au chiffre d'affaires annuel moyen de la concession, représente un investissement de nature à modifier l'économie générale du contrat, si celui-ci n'est pas au minimum prolongé de 24 mois.

Article 4 :

Au titre de la durée initiale de la concession l'Autorité Concédante et le Concessionnaire conviendraient d'un accord au sujet du traitement de l'indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges, au 30 septembre 2021, dont le montant est fixé à 255.000.000 XPF.

Au titre de la seconde prolongation de 3 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 4 du 1^{er} octobre 2021.

Au titre de cette nouvelle prolongation de 24 mois, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité 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 41.800.000 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 30/09/2021 : IFC conventionnelle de 255 millions XPF

du 01/10/2021 au 31/12/2021 : IFC correspondant à 100% de la Vo des biens

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
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001306	01/07/2022	1 952 689	47,35%	924 598	1,5	785 858
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA			1 952 689		924 598		785 858
TOTAL HIVA OA			1 952 689		924 598		785 858

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 1^{er} 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
COMMUNE DE HIVA OA (1)	AGENCE HIVA OA
COMMUNE DE HIVA OA (2)	AGENCE HIVA OA (ANN.)

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.