



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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE  
DU SERVICE PUBLIC**

**Année 2022**

# SOMMAIRE

<b>0 - FAITS MARQUANTS</b>	<b>3</b>
<b>1 - PRESENTATION</b>	<b>7</b>
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	10
<b>2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE</b>	<b>12</b>
➤ <b>Aspects commerciaux</b>	<b>13</b>
2.1 - Mode de détermination des tarifs	13
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2022	13
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes	17
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou	20
2.7 - Gestion des impayés	22
2.8 - Dépenses de la Commune	22
2.9 - Services offerts à la clientèle	23
2.10 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	27
<b>3 - OBLIGATIONS DE SERVICE</b>	<b>29</b>
➤ <b>Bilan technique</b>	<b>30</b>
3.1 - Autorisation d'exploitation	30
3.2 - Effectifs de l'exploitation	30
3.3 - Détail des ouvrages de production	31
3.4 - Données de production	31
3.5 - Qualité de service	32
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement	33
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants	33
3.8 - Raccordement solaire	34
3.9 - Unités d'œuvres 2022 de la concession	35
<b>4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES</b>	<b>36</b>
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	37
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	43
4.3 - Comptes de la concession	47
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	53
<b>5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES</b>	<b>58</b>
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	59
5.2 - Situation des immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	60
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	64
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année	64
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	66
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	70
5.7 - Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22	70
5.8 - Plan de Renouvellement	71
<b>6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC</b>	<b>72</b>

## 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 Ua Pou**

### **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<sup>er</sup> 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 a été trouvé le 3 février 2022.

## Principaux indicateurs

		UA POU			
		2022		2021	
CLIENTS	<b>Nombre de contrats clients</b>	<b>848</b>		<b>843</b>	
	BT	847	99,88%	842	99,88%
	MT	1	0,12%	1	0,12%
	<b>Puissance souscrite au 31/12</b>	<b>3 974</b>		<b>3 971</b>	
	BT	3 934	98,99%	3 931	98,99%
	MT	40	1,01%	40	1,01%
	<b>Puissance maximale appelée (*)</b>	<b>0,42</b>		<b>0,42</b>	
	<b>Nombre de kWh vendus total</b>	<b>2 066 404</b>		<b>2 091 131</b>	
	BT	2 029 416	98,21%	2 051 921	98,12%
	MT	36 988	1,79%	39 210	1,88%
	<b>Chiffre d'affaires énergie</b>	<b>60 263 614</b>		<b>68 960 742</b>	
	BT : Total	58 620 231	97,27%	67 108 075	97,31%
	BT : par client	69 209		79 701	
	BT : par kVA de puissance souscrite	14 901		17 071	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	15 481 668	26,41%	15 279 062	22,77%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	43 138 563	73,59%	51 829 013	77,23%
	MT : Total	1 643 383	2,73%	1 840 722	2,67%
	MT : par client	1 643 383		1 840 722	
	MT : par kVA de puissance souscrite	41 085		46 018	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	802 560	48,84%	802 560	43,60%
MT : part variable en XPF et % du CA total	840 823	51,16%	1 038 162	56,40%	
<b>Prix moyen de vente par kWh vendu</b>	<b>29,16</b>		<b>32,98</b>		
BT	28,89		32,70		
MT	44,43		46,95		
TECHNIQUES	<b>Rendement réseaux (s/production nette)</b>	<b>0,90</b>		<b>0,89</b>	
	<b>Energie achetée</b>				
	Energie solaire kWh	59 926	2,60%	61 525	2,63%
	Energie hydroélectrique kWh		0%		0%
	Energie thermique kWh	2 240 492	97,40%	2 275 146	97,37%
	Energie totale achetée	2 300 418		2 336 671	
	<b>Temps moyen de coupure</b>				
	global	5h18		2h35	
	origine production	3h14		1h54	
origine transport	0		0		
origine distribution	2h04		0h40		
FINANCIERS	<b>Patrimoine</b>				
	<b>Longueur du réseaux hors branchement</b>	<b>81</b>		<b>81</b>	
	<b>Valeur d'origine</b>	<b>683 049</b>		<b>695 612</b>	
	<b>Valeur économique des actifs gérés (**)</b>	<b>308 383</b>		<b>345 858</b>	
	<b>Travaux réalisés</b>				
	<b>Dépenses de renouvellement</b>	<b>1 607</b>		<b>37 752</b>	
	<b>Dépenses d'améliorant</b>	<b>1 627</b>		<b>2 551</b>	
	<b>Indemnité de fin de concession</b>	<b>10 466</b>		<b>5 416</b>	
	<b>Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)</b>	<b>198 340</b>		<b>187 922</b>	
	Part revenant au concessionnaire	143 716		143 941	
	Coût des énergies et du transport	54 624		43 981	
	<b>Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)</b>	<b>40 779</b>		<b>3 749</b>	
<b>Ecart RA - CA - péréquation de l'année</b>	<b>24 932</b>		<b>118 961</b>		

(+) => 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**

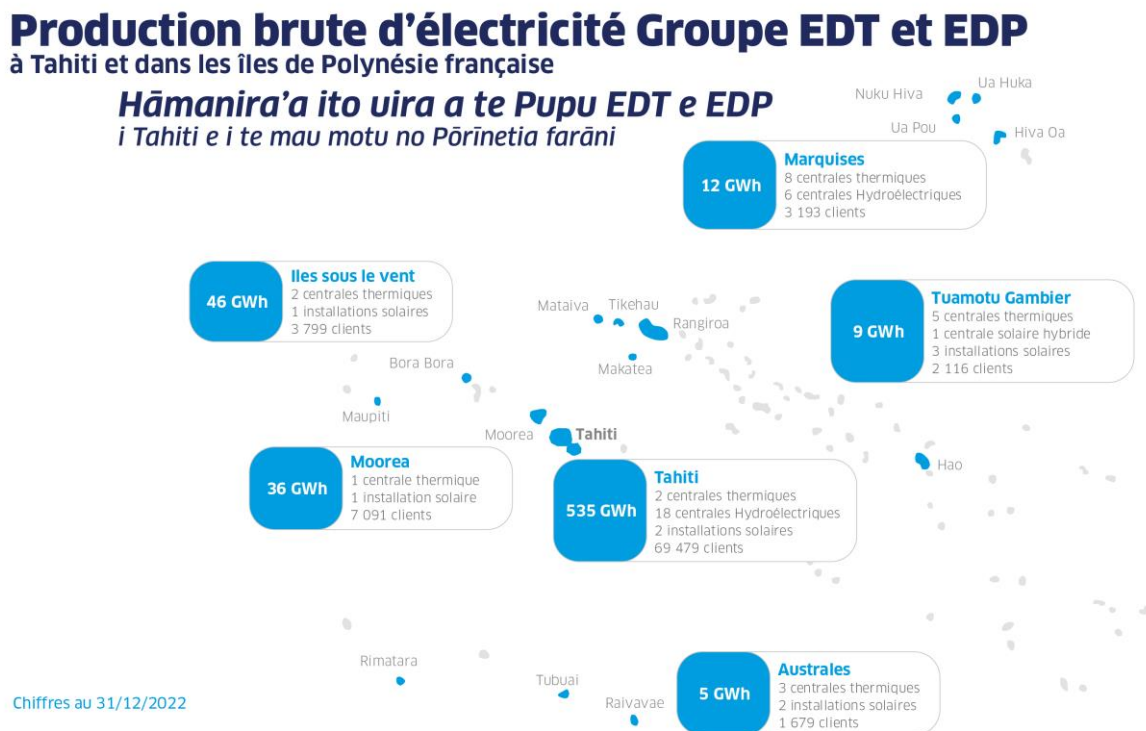
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

## **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



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

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

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

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

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions 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<sup>e</sup> 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.

## 1.3 - Le cadre juridique et contractuel

### 1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Ua Pou** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 28 avril 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 ». A partir du 1er janvier 2022, un système de péréquation externalisé est mis en service, avec perception d'une « Contribution de Solidarité sur l'Electricité », et en contrepartie le versement d'une « compensation de péréquation ». La grille tarifaire reste toutefois la même dans toutes les concessions d'EDT, y compris Tahiti Nord, et le Revenu Autorisé reste global sur tout le périmètre.

Le cahier des charges de la convention de concession de **Ua Pou** 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 **Ua Pou** a quant à lui été modifié par trois avenant depuis son origine.

- L'avenant n°1, en date du 29 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).
  - L'avenant n°2 du 24 avril 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
  - L'avenant 3 du 1<sup>er</sup> octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
  - L'avenant 4 du 1<sup>er</sup> janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans

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

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

### 1.3.3 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Principaux baux de la concession
- d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- f. Contrat de supports communs avec l'OPT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».

## **2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE**

### Aspects commerciaux

- 2.1 Mode de détermination des tarifs
- 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 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 Ua pou
- 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<sup>er</sup> janvier 2022, conformément à l'arrêté n° 2980 CM du 22 décembre 2021.

La seconde actualisation applicable au 1<sup>er</sup> 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
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
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
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
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
<b>Basse tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
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
<b>Moyenne tension</b>	<b>MENSUELLE</b>
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
<b>Taxe municipale</b>	4 XPF/kWh
<b>TVA</b>	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%
<b>Autres</b>	
- 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
	<b>P=39,0</b>
<b>Tarif Petits consommateurs</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Tarif Usages Domestiques</b>	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Autres Tarif Basse Tension</b>	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite
<b>Moyenne Tension</b>	- 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	871 656	283 229	1 154 885	10 332 761	3 353 293	13 686 054	28 102	7 088 245	2 243	1 177 878
BT Usage social 2ème tranche	P2	71 498	18 196	89 694	2 161 472	538 201	2 699 673		0		90 810
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	79 573	17 764	97 337	1 658 478	379 566	2 038 044	2 594	1 607 831	307	128 878
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	20 818	7 783	28 601	763 772	174 781	938 553		0		36 821
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	0	4 773	4 773	0	181 336	181 336				
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	0	1 609	1 609	0	68 319	68 319				
BT Eclairage public	P4	40 040	11 943	51 983	1 269 529	405 463	1 674 992	1 888	755 040	157	54 004
BT Usage professionnel	P5	455 250	68 141	523 391	16 392 925	2 466 700	18 859 625	15 076	6 030 552	1 228	563 530
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	0	21 851	21 851	0	808 487	808 487				
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	0	55 292	55 292	0	2 183 480	2 183 480				
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	21 110	8 735	29 845	483 183	215 143	698 326	480	802 560	40	31 161
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	0	0	0	0	0	0				
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	5 042	2 101	7 143	96 968	45 529	142 497		0		8 049
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	0	0	0	0	0				
<b>Total</b>				<b>2 066 404</b>			<b>43 979 386</b>	<b>48 140</b>	<b>16 284 228</b>	<b>3 974</b>	<b>2 091 131</b>

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

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

**CHIFFRE D'AFFAIRES**  
**Prix moyen**

**60 263 614**  
**29,16**

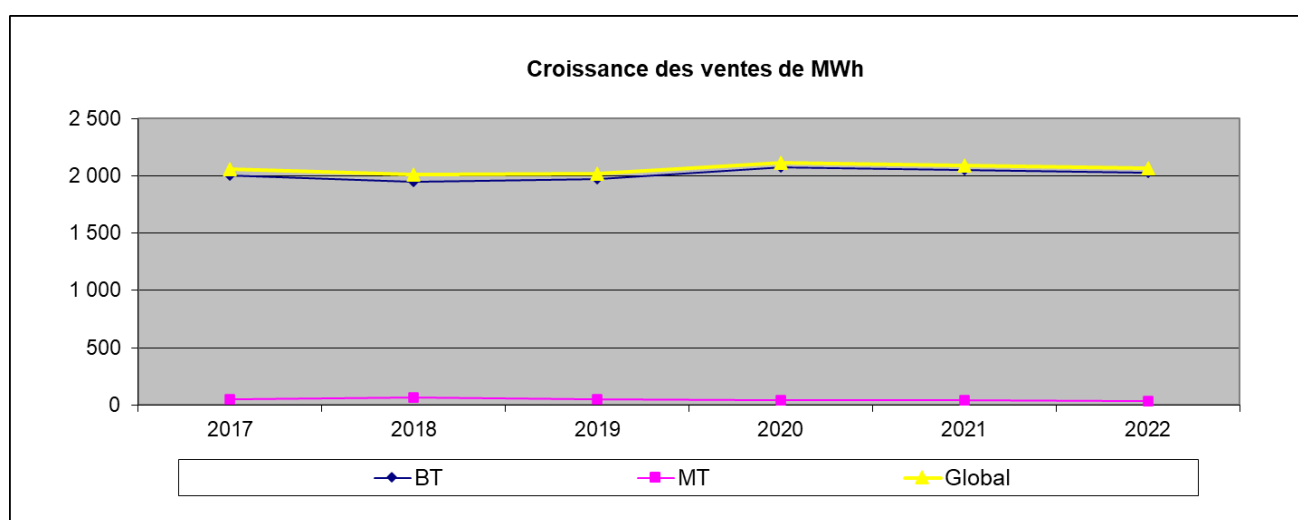


## 2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	124 107 XPF
- Frais de relance :	<u>942 012 XPF</u>
- Total	1 066 119 XPF

## 2.5 - Statistiques de ventes



Après une baisse de 1,0% des volumes en 2021, les ventes d'électricité à Ua Pou enregistrent une nouvelle fois une baisse des volumes de 1,2%, soit -24,7 MWh, pour s'établir à **2,1 GWh**.

Cette diminution globale correspond essentiellement à la baisse des ventes en basse tension, qui représentent 98% des volumes.

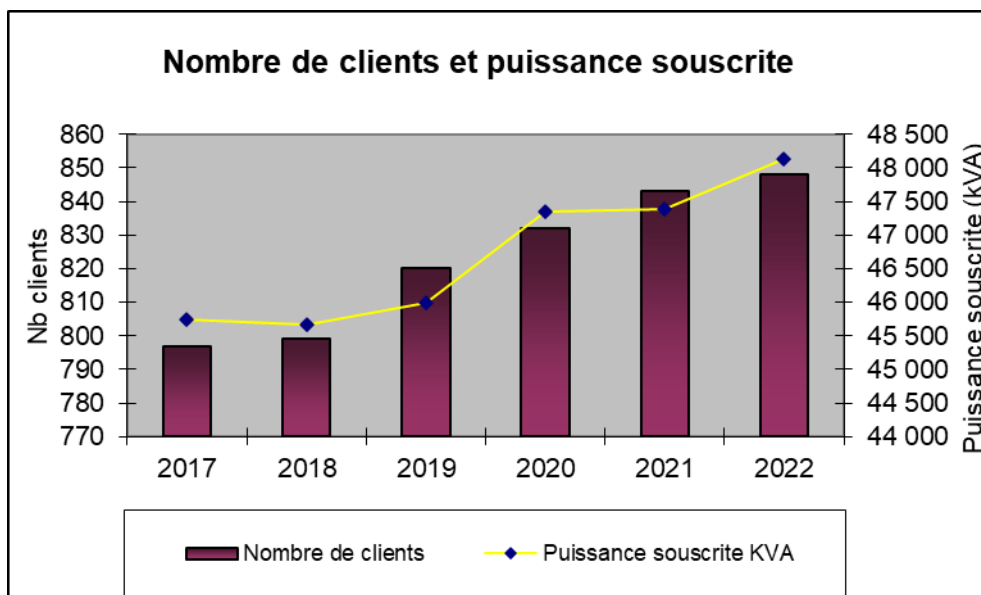
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques) diminue de 4,2% (-56,7 MWh). La baisse est marquée par la chute des ventes en tarif « classique » usages domestiques (-20,8%, soit -33,7 MWh) et des ventes en tarif « petits consommateurs » qui diminuent de 1,8% (-23,0 MWh).

Les tarifs domestiques représentent 66,8% des volumes basse tension en 2022, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 60,5% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 2,6% des ventes en basse tension avec environ 51,9 MWh vendus sur 2022, enregistrent une baisse de 3,7% en 2022, soit -2,0 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 27,5% des ventes basse tension, s'améliorent de 6,6% (soit +37,0 MWh).

Les ventes en moyenne tension diminuent de 5,7% (soit -2,2 MWh).



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

		variation / 2021 ( <i>nombre de contrats</i> )
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	847	+0,6% (+5 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	<u>-</u>
	848	+0,6% (+5 contrats)

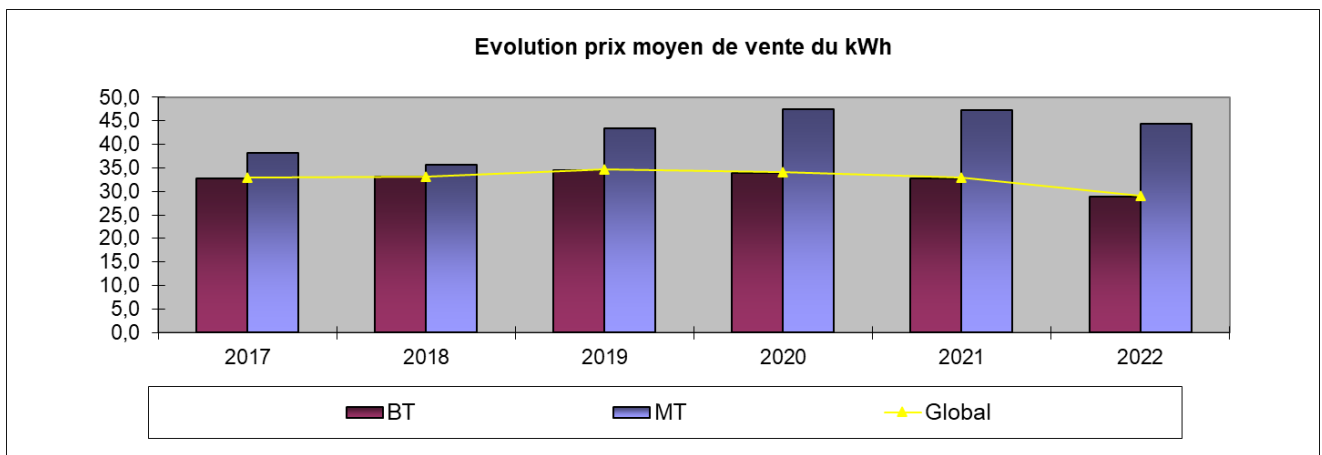
Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 1,2% (soit +8 contrats clients) en tarif « petits consommateurs » basse tension usages domestiques par rapport à 2021.
- la baisse de 4,2% (soit -2 contrats clients) en tarif « usages domestiques » basse tension usages domestiques par rapport à 2021.
- la baisse de 1,1% (soit -1 contrats clients) en tarif professionnel basse tension par rapport à 2021.

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

- Tarif « Petits Consommateurs » 81% (contre 80% en 2021)
- Tarif Usages professionnels basse tension 11%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 5%
- Tarif Eclairage Public 2%
- Tarif Moyenne tension <1%

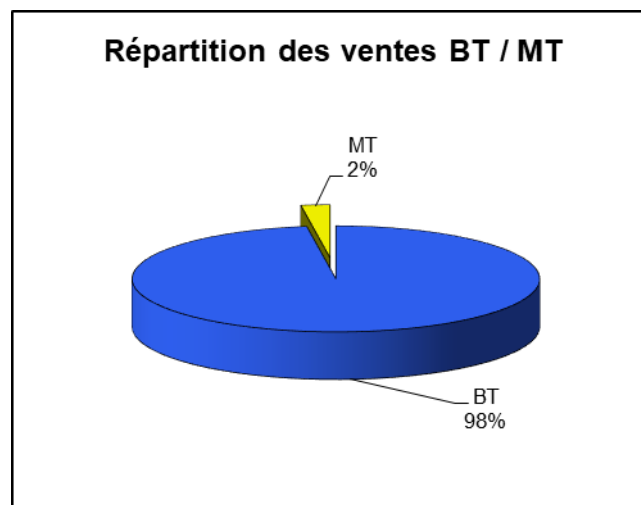
La puissance souscrite facturée s'élève à 48 140 kVA, soit une hausse de 1,6% par rapport à 2021.



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

Tarifs basse tension	28,9 Fcp	-11,7%
Tarifs moyenne tension	<u>44,4 Fcp</u>	<u>-6,0%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	29,2 Fcp	-11,6%

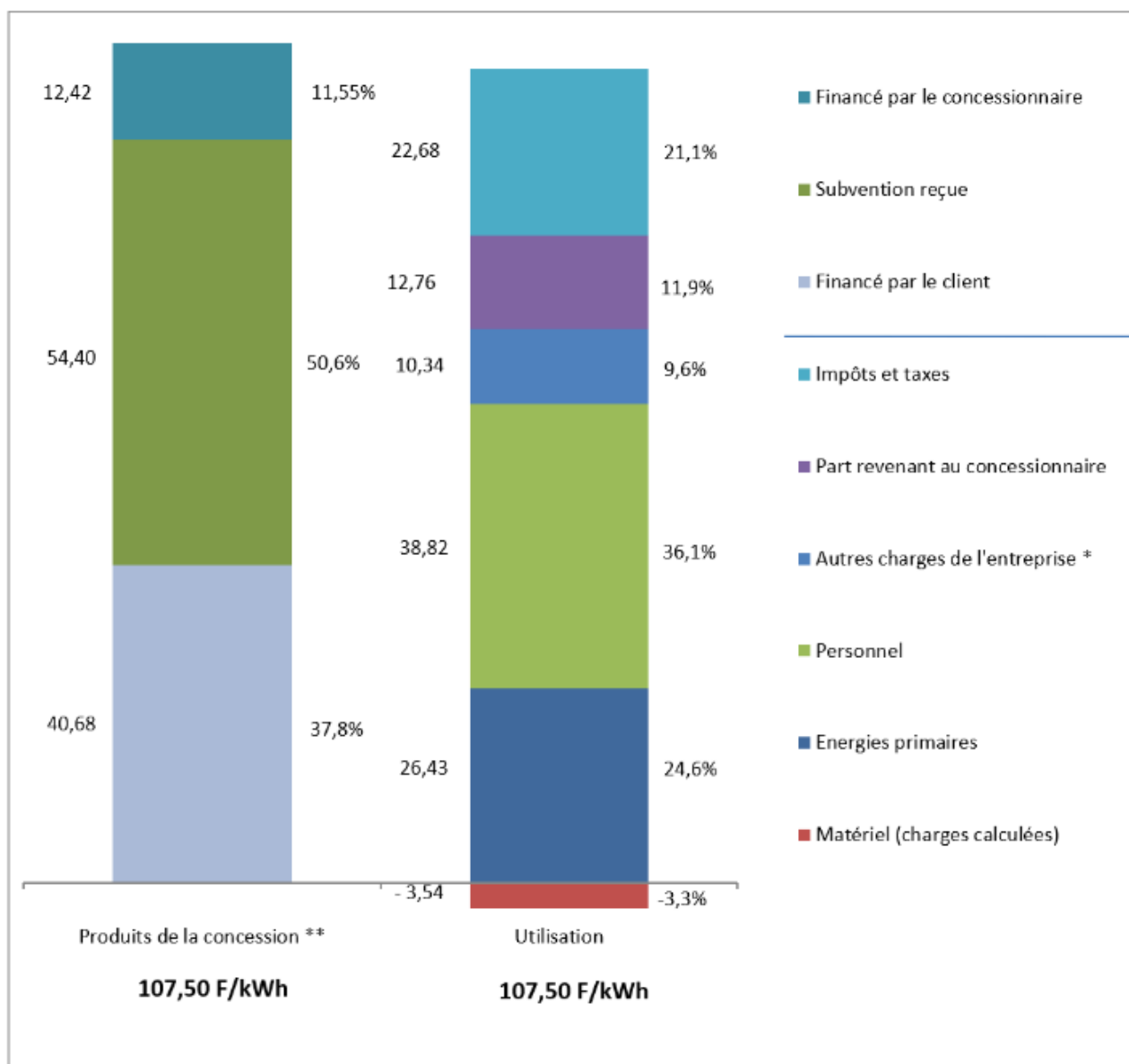
Le prix moyen de vente du kWh diminue de 11,6% et s'établit à 29,2 Fcp/kWh, en raison de la baisse des tarifs applicables au 1<sup>er</sup> janvier du fait de la mise en place de la CSE (Contribution de solidarité sur l'électricité de 6,3 xpf/kWh). Malgré une augmentation ayant eu lieu au 1<sup>er</sup> octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.



La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste sensiblement stable, avec 98% des volumes facturés en tarifs basse tension, et 2% en tarif moyenne tension.

## 2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou

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 40,68 F/KWh (37,8%) 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 107,50 F.

- Le poste impôts et taxes de 22,68 F/kWh représente 21.1% 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,
  - les coûts des huiles.
- Charges calculées : voir en paragraphe 5.2, l'explication concernant la régularisation de TVA à reverser (diminution de la valeur de l'immobilisation et du reste à amortir)

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

- Les recettes clients de 40,68 F/kWh qui financent 37.8% des dépenses de la concession
- Les subventions de péréquation de 54,40 F/kWh qui prend en charge 50.6% des dépenses de la concession
- Le concessionnaire pour 12,42 F/kWh pour la différence soit 11.6% des dépenses de la concession. Cette somme est une avance de trésorerie faite par le concessionnaire pour payer la part non répercutée du prix du gasoil dans les tarifs.

<b><u>Détail des produits de la concession:</u></b>	en F/kWh	en %
<b>La part financée par le client comprend:</b>		
- Les ventes d'énergie	29,16	27,1%
- Les produits accessoires	0,52	0,5%
- Les taxes communales, TVA, CPS	4,70	4,4%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	5,9%
	<hr/> 40,68	<hr/> 37,8%
<b>Le montant brut des subventions reçues:</b>		
- Subvention de péréquation	54,40	50,6%
	<hr/> 54,40	<hr/> 50,6%
<b>La part financée par le concessionnaire:</b>		
- Avance du concessionnaire	12,42	11,6%
	<hr/> 12,42	<hr/> 11,6%
<b>Total Produits</b>	<b>107,50</b>	<b>F/kWh</b>

## **2.7 - Gestion des impayés**

A fin 2022, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Ua Pou, 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 11,2 Millions Fcp, ce qui représente 16,6% du chiffre d'affaires 2022, soit un délai de créances clients de 60 jours.

Dans le cadre du process de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Ua Pou, en moyenne 160 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 18,9% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Ua Pou, en moyenne 5 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, 10 170 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Ua Pou.

## **2.8 - Dépenses de la Commune**

<b>Tarifs</b>	<b>Nombre contrats</b>	<b>Consommation 2022 en kWh</b>	<b>Montant TTC facturé*</b>	<b>Prix moyen TTC*</b>
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	16	52 282	3 044 997	58,2
07 - USAGE PROFESSIONNEL	40	104 768	8 402 541	80,2
<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>157 050</b>	<b>11 447 538</b>	<b>72,9</b>

*\* 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 (+5,5%) en 2022 pour s'établir à 11,4 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 56 compteurs. En termes de volumes, ils augmentent également (+1,9%, soit +2,9 MWh).

## **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, Taputapuatea, 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 :

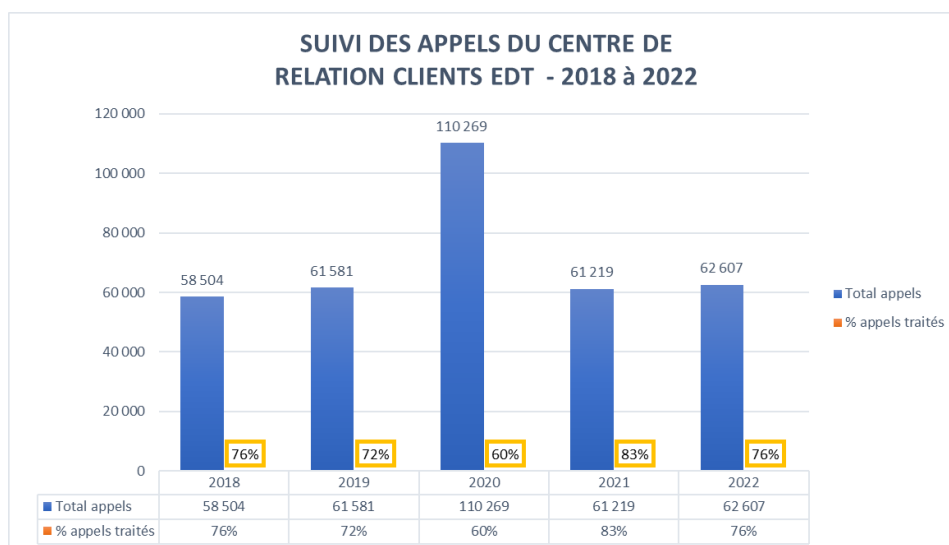
- Fin de la concession de Moorea, avec la fermeture de l'agence commerciale.

## 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.

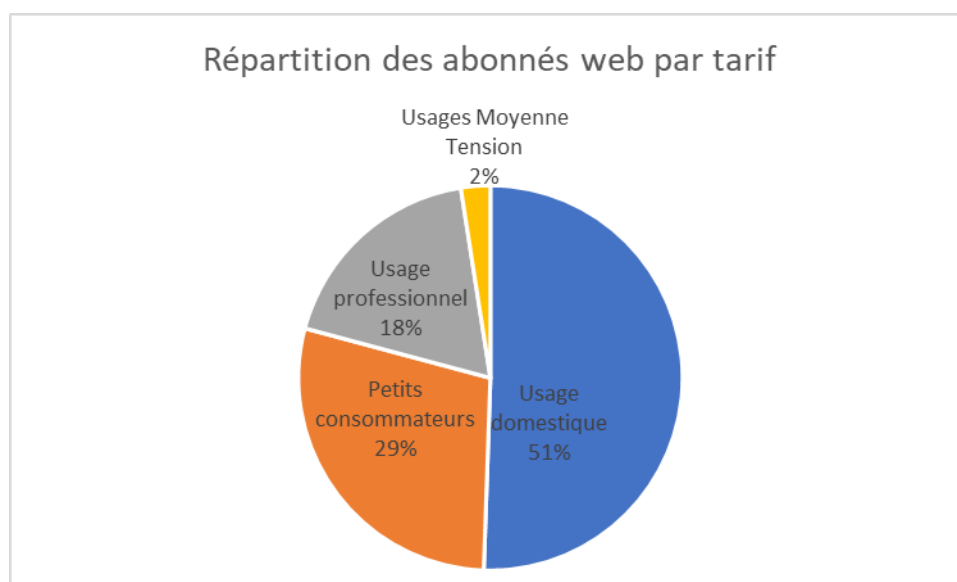
### Nb contrats actifs avec service SMS en 2022

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
<b>Total général</b>	<b>37 729</b>	<b>9 012</b>	<b>3 844</b>	<b>50 585</b>

## Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Ua Pou	67	7,9%

## 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.

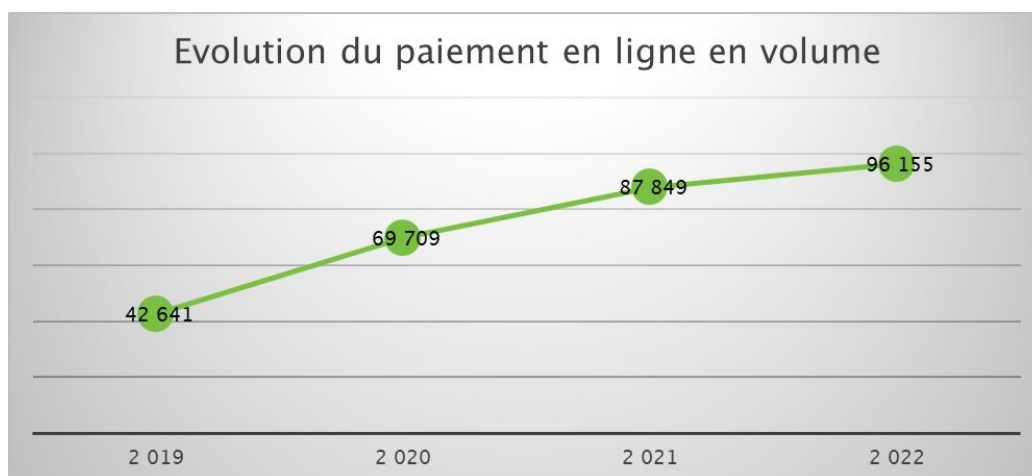


*Borne à l'agence Plaza à Faa'a*

## 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.

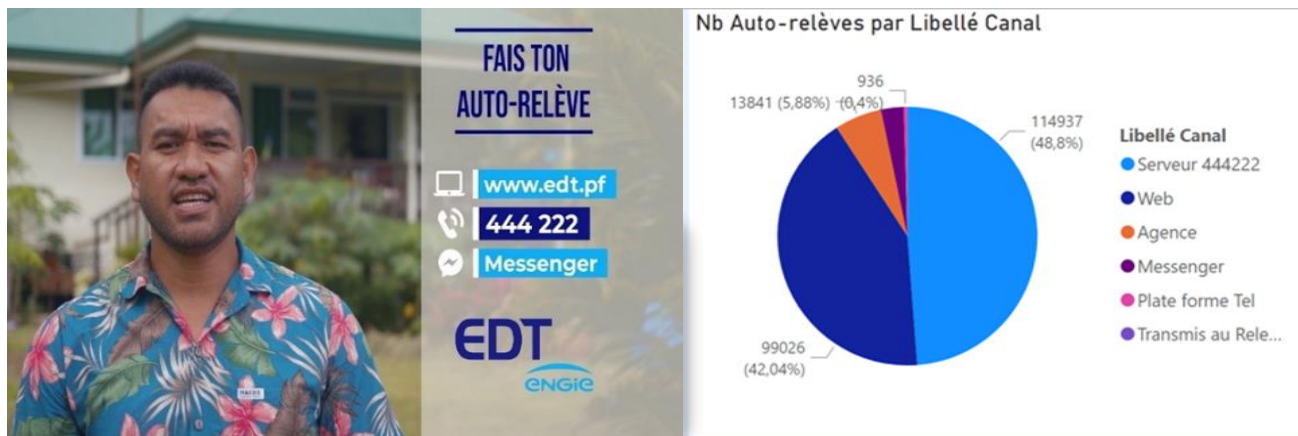
L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec la chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée gracieusement mise à disposition 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 Ua Pou
- 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



### 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 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G256	01/08/2013	33 658	36 668	3 010
G2 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G257	01/08/2013	34 273	37 189	2 916
G3 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	455	364	291	G329	18/05/2021	3 266	10 053	6 787
G4 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G227	15/11/2010	43 333	43 454	121

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

### 3.4 - Données de production

Sortie de centrale, 2 240 MWh ont été produits en 2022 contre 2 275 MWh en 2021.

612 737 litres de gazole ont été consommés en 2022 contre 635 826 litres en 2021 et 2 670 litres d'huile ont été consommés en 2022 contre 2 715 litres en 2021.

La puissance de pointe appelée est de 422 kW pour 2022, en légère hausse par rapport à celle de 2021 qui était de 418 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 291 kW.

UA POU 2022	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	199 279	194 718	53 452	268	158	372
Février	179 276	175 126	48 294	269	235	392
Mars	200 110	195 977	53 665	268	210	408
Avril	189 521	185 644	51 334	271	160	388
Mai	196 879	193 941	52 629	267	160	392
Juin	186 120	181 254	49 781	267	260	392
Juillet	189 249	184 968	50 233	265	373	380
Août	190 723	186 371	51 113	268	189	378
Septembre	181 059	176 844	48 784	269	250	410
Octobre	187 811	183 164	49 461	263	225	377
Novembre	188 324	183 761	49 872	265	215	403
Décembre	203 054	198 724	54 119	267	235	422
<b>TOTAL</b>	<b>2 291 405</b>	<b>2 240 492</b>	<b>612 737</b>	<b>267</b>	<b>2 670</b>	<b>422</b>

### 3.5 - Qualité de service

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

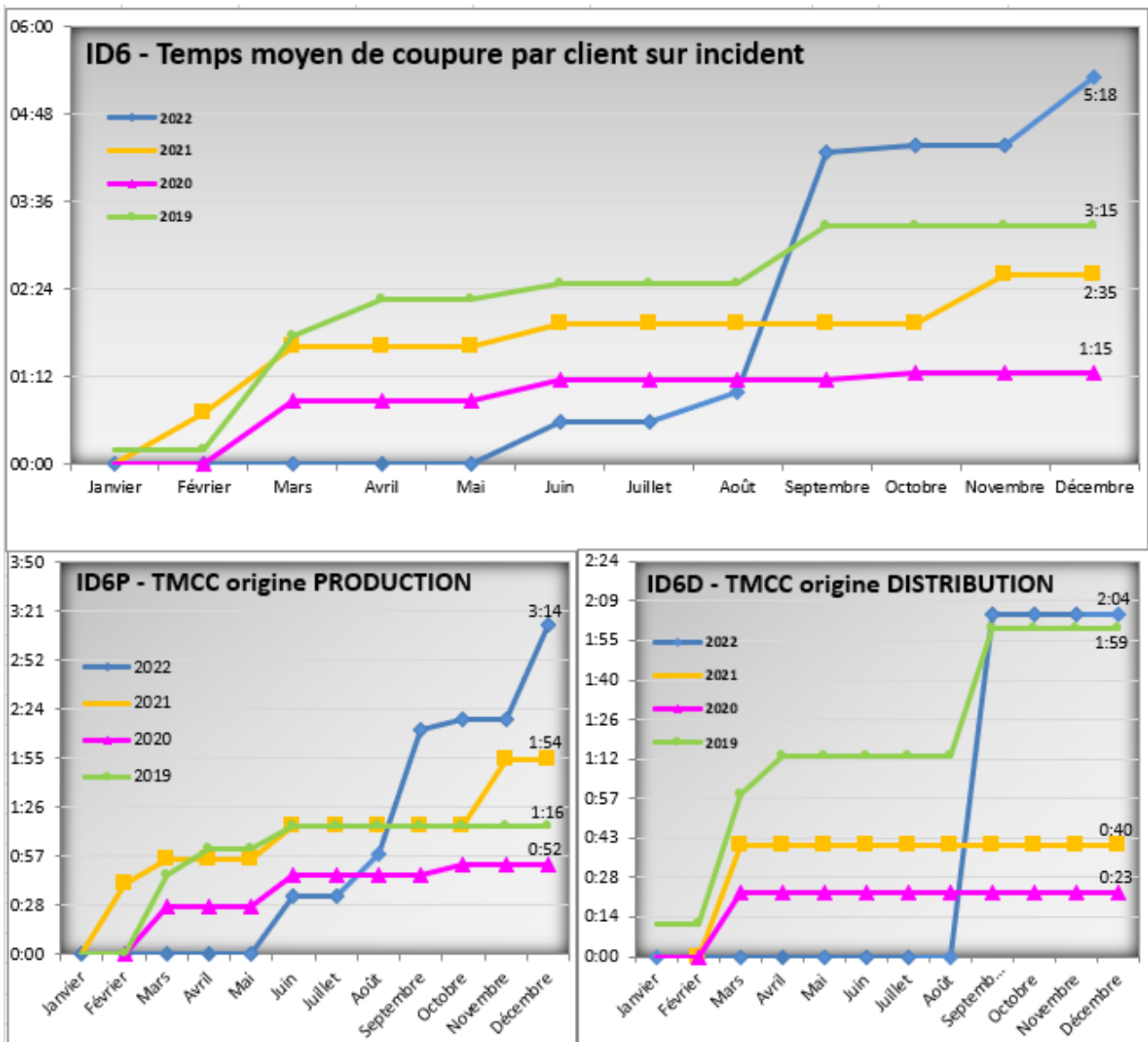
Le temps de coupure TMCC en 2022 avec 5h18 min de TMCC contre 2h35 min en 2021.

#### En Production :

5 incidents d'origine production occasionnant un TMCC de 3h14, à mentionner que ces incidents sont dû à des défauts, GCB du GE1, disjoncteur BT du TGBT (mini U), du groupe GE3 : alarme lim régulateur, déclenchement IDMT, court-circuit et survitesse, Déclenchement par niveau très bas GO.

#### En Distribution :

3 incidents d'origine distribution occasionnant un TMCC de 2h04, à mentionner que ces incidents sont dû à des déclenchements de départs sur des défauts maxi I, IO en général liés aux différents épisodes climatiques.





### **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**

2 288 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2022.

### **3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants**

#### **Faits marquants dans le domaine de la [production thermique](#) :**

- Remplacement de la culasse du GE1 en juin 2022
- Passage en COMAP du GE4 dernier groupe à être basculé avec ce coffret automate



#### **Faits marquants dans le domaine de [la distribution](#) :**

- Intervention des entreprises sous-traitantes locales dans le domaine de l'élagage



### Faits marquants dans le Fonctionnement de **l'exploitation** :

- Arrivée de l'agent Virgil DEHEURLE en contrat à durée déterminée d'un an en remplacement de l'agent à la retraite, Mr Phillipe HUUTI



### **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
Ua Pou	9	81,4	-	-	-	-	-	-	-	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	<b>422</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>291</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>477</b>
Nb de kWh vendus	<b>2 066 404</b>
Quantité en litre de combustible	<b>612 737</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>2 240 492</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>59 926</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>1 845</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>848</b>

#### 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	<b>9 056</b>	-	-	<b>50 870</b>	-

#### Répartition des longueurs Réseau à fin 2022

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Ua Pou	41,09	1,42	42,51	36,01	2,58	38,60	77,10	4,01	81,11	95,1%	4,9%

#### 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 Taputapuatea et Tumaraa.

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

### 4.1.3) Le principe du coût réel constaté

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

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

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

### 4.1.4) La prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Ua Pou, en 2022 :

- les imputations directes concernent 74 % du total des dépenses de la concession de Ua Pou. 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 26 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Iles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

UA POU	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	59%	15%	74%
Frais répartis sur la concession	13%	14%	26%
Total	71%	29%	100%

#### 4.1.5) La non-compensation des produits et des charges

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

Ua-Pou		Produits	Charges associées
Coût de production - Maintenance : AUTRES	Produits divers de gestion	10 520	
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	308 922	-759 418
Coût de production - Amort. : Dot. Amortissement Caducité	Reprise d'amortissement de caducité		
Production thermique - frais de siège*		336 319	
Production thermique - fonction support*		54 282	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	2 963	-55 192
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en cours	4 255 492	
Distribution d'électricité - conduite et fonctionnement		88	
Distribution d'électricité - frais de siège*		426 829	
Distribution d'électricité - fonction support*		22 510	
Gestion administrative achats solaires - Cout de fonctionnement - AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	6 406	
Fourniture d'électricité - fonction support*		43	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes clients	97 565	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	19 193	
Clientèle - frais de siège*		116 626	
Clientèle - fonction support*		26 364	
<b>Total</b>		<b>5 684 122</b>	<b>-814 610</b>

\* 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	51
	Mise à disposition personnel	16 073
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	1 675 029
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques et RC auprès de Engie S.A.	533 915

##### Autres parties liées

Libellé	Description	51
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	750 227
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	134 513

#### 4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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

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

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

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

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

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

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

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

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

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- 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 45 % 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 55 % 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	Ua Pou						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Solde à l'ouverture</b>	8 261 268	53 132 277	50 749 523	72 667 035	68 105 122	55 889 748	54 255 260
IS déficitaire	44 871 009	0	21 917 512	0	0	0	0
Consommation IS déficitaire	0	-2 382 754	0	-4 561 914	-12 215 374	-1 634 487	-15 732 364
<b>Solde à la clôture</b>	<b>53 132 277</b>	<b>50 749 523</b>	<b>72 667 035</b>	<b>68 105 122</b>	<b>55 889 748</b>	<b>54 255 260</b>	<b>38 522 896</b>

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 couts 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  
Ua Pou

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 Ua Pou en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua Pou
Frais de siège	1 602,4	98,6	1 264,8			15,3	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	1%
Exploitation des îles	365,1	65,7	355,8	18,4	-2,9	15,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1 313,4	67,8
Clientèle îles	65,3	14,5	64,3	2,2	0,0	2,1	Nombre d'abonnés îles	28 246	948
Suivi et développement	77,6		70,4	0,9	-0,1	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	55,4	0,7
Suivi du patrimoine	58,0		50,9	0,2	-0,1	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	29,5	0,1
Gestion administrative du solaire	28,4	0,6	26,1	0,1	0,0	0,1	Contrats solaires	3 306	9
Service Grand compte	74,6	4,5	65,8	1,2	0,0	1,2	Contrats grands comptes	5 381	95
Marketing & E-services	101,8	6,2	86,8	0,9	0,0	0,9	Nombre d'abonnés	82 044	848
Comptabilité client et recouvrement	1,7	0,1	1,0	0,0	0,0	0,01	Nombre d'abonnés	82 044	882
Magasins	19,9	0,1	18,2	0,1	0,0	0,1	Sorties de stock valorisées	1 171 310	9 217
<b>Total support externe</b>						<b>20,7</b>			
Support interne de l'île						31,8			
<b>Total Support</b>						<b>52,4</b>			

(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	Ua Pou	
	2022	2021
Immobilisations concédées *	683 048 976	695 611 924
- Production	156 024 141	158 794 252
- Distribution	527 024 835	536 817 672
Immobilisations privées	44 668 961	35 793 461
Immobilisations en-cours	1 107 236	674 490
- Production	1 032 734	0
- Distribution	74 502	674 490
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>728 825 173</b>	<b>732 079 875</b>
Amortissements et provisions **	-700 346 762	-698 610 769
- Production	-152 840 420	-156 886 761
- Distribution	-502 841 654	-506 430 130
- Privés	-44 664 689	-35 293 878
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>28 478 411</b>	<b>33 469 106</b>
Stock	14 008 795	16 867 682
Créances clients	11 258 181	12 254 011
Autres créances	27 415 787	2 040 740
Provisions pour dépréciation	-2 142 584	-1 716 687
<b>Stock et créances nets</b>	<b>50 540 179</b>	<b>29 445 746</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>39 834 215</b>	<b>67 507 724</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>118 852 805</b>	<b>130 422 576</b>

#### \* Immobilisations concédées

	2022	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	149 884 660	152 654 771
<b>Total concessionnaire</b>	<b>149 884 660</b>	<b>152 654 771</b>
<b>Total Tiers et concédant</b>	<b>6 139 481</b>	<b>6 139 481</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>156 024 141</b>	<b>158 794 252</b>

#### \*\* Amortissements et provisions

	2022	2021
<b>Production</b>		
Concessionnaire	-147 336 465	-151 541 687
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-147 336 465</b>	<b>-151 541 687</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-5 503 955</b>	<b>-5 345 074</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-152 840 420</b>	<b>-156 886 761</b>

#### Distribution

	2022	2021
Concessionnaire	467 482 273	477 704 169
<b>Total concessionnaire</b>	<b>467 482 273</b>	<b>477 704 169</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>59 542 562</b>	<b>59 113 503</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>527 024 835</b>	<b>536 817 672</b>

#### Distribution

	2022	2021
Concessionnaire	-468 684 357	-473 814 439
<b>Total concessionnaire</b>	<b>-468 684 357</b>	<b>-473 814 439</b>
<b>Tiers et concédant</b>	<b>-34 157 297</b>	<b>-32 615 691</b>
<b>Total au bilan</b>	<b>-502 841 654</b>	<b>-506 430 130</b>

#### Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) sauf terrains et améliorant des 10 dernières années.
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant à savoir leur valeur nette comptable.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré, elle n'est pas identique à la valeur nette comptable au bilan.

A titre d'exemple :

1°) lorsqu'un terrain est remis gratuitement au concédant, il est amorti dans l'économie de la concession alors que sa valeur économique est à minima égale à sa valeur d'origine.

2°) lorsque le montant de l'IFC est différent de la VNC économique des biens.

#### 4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Ua Pou	
	2022	2021
Résultat	40 778 924	3 748 885
<b>Capitaux propres</b>	<b>40 778 924</b>	<b>3 748 885</b>
Droits des tiers et concédant apports gratuit	26 020 791	27 292 219
- Production	635 526	794 407
- Distribution	25 385 265	26 497 812
Provisions devenues sans objet	1 803 718	0
- PR non utilisées en fin de concession	1 803 718	0
<b>Droits du concédant exigible en nature</b>	<b>27 824 509</b>	<b>27 292 219</b>
Autres provisions	14 314 132	13 209 544
- PIDR	14 314 132	13 209 544
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>14 314 132</b>	<b>13 209 544</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Clients - avances sur consommation	2 208 236	2 204 798
Fournisseurs	16 299 962	21 843 133
Dettes fiscales et sociales	17 166 469	33 793 125
Passif de renouvellement	0	27 329 503
- Production	0	27 329 503
Autres dettes	149 465	158 600
Produits constatés d'avance	111 107	842 769
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>35 935 239</b>	<b>86 171 928</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>118 852 805</b>	<b>130 422 576</b>

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. Pour 2021, le passif de renouvellement correspond à la part du plan non réalisé.



### 4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Ua Pou 2021			Ua Pou 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>							
<b>P1</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	<b>87 680 177</b>		<b>87 680 177</b>	<b>88 829 028</b>		<b>88 829 028</b>
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	657,00		657	657,00		657
	- Forfait FP1	133 977		133 977	135 204		135 204
	<b>Facturation P1 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-51 500 757</b>	<b>74 447</b>	<b>-51 426 310</b>	<b>-46 368 054</b>	<b>72 771</b>	<b>-46 295 284</b>
	par UO : Puissance maximale majorée	-78 388		-78 274	-70 575		-70 465
	<b>- Maintenance</b>	<b>-20 492 895</b>		<b>-20 492 895</b>	<b>-21 724 731</b>		<b>-21 724 731</b>
	- AC	-1 758 407		-1 758 407	-3 112 417		-3 112 417
	- ACE	-3 575 094		-3 575 094	-1 431 688		-1 431 688
	- MO	-15 159 394		-15 159 394	-17 180 146		-17 180 146
- AUTRES				-480		-480	
<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-820 681</b>		<b>-820 681</b>	<b>-996 756</b>		<b>-996 756</b>	
- AC							
- ACE	-289 311		-289 311	-272 136		-272 136	
- MO				-42 176		-42 176	
- AUTRES	-531 370		-531 370	-682 444		-682 444	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-6 064 640</b>		<b>-6 064 640</b>	<b>2 185 842</b>		<b>2 185 842</b>	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-27 329 503		-27 329 503	-1 803 718		-1 803 718	
- Dotation amortissement biens au bilan	-31 371 804		-31 371 804	3 989 560		3 989 560	
- Dotation / reprise de lissage	52 636 667		52 636 667				
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-24 122 541</b>	<b>74 447</b>	<b>-24 048 094</b>	<b>-25 832 410</b>	<b>72 771</b>	<b>-25 759 639</b>	
- Fonctions supports	-19 604 125		-19 604 125	-20 643 639		-20 643 639	
- Frais de siège	-4 518 416	74 447	-4 443 969	-5 188 771	72 771	-5 116 000	
<b>P2</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	<b>6 393 310</b>		<b>6 393 310</b>	<b>6 470 515</b>		<b>6 470 515</b>
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	2 280 035		2 280 035	2 275 146		2 275 146
	- Forfait FP2	2,815		2,815	2,844		2,844
	<b>Facturation P2 autres distributeurs</b>						
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	<b>-6 110 101</b>	<b>7 170</b>	<b>-6 102 931</b>	<b>-6 698 800</b>	<b>10 369</b>	<b>-6 688 431</b>
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,680		-2,677	-2,944		-2,940
	<b>- Maintenance</b>	<b>-3 286 038</b>		<b>-3 286 038</b>	<b>-3 594 797</b>		<b>-3 594 797</b>
	- AC	-904 763		-904 763	-950 591		-950 591
	- ACE	-257 200		-257 200	-252 962		-252 962
	- MO	-2 124 075		-2 124 075	-2 386 405		-2 386 405
- AUTRES (provision rév groupes...)				-4 839		-4 839	
<b>- Traitement des effluents</b>							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-2 824 063</b>	<b>7 170</b>	<b>-2 816 893</b>	<b>-3 104 003</b>	<b>10 369</b>	<b>-3 093 634</b>	
- Fonctions supports	-2 388 900		-2 388 900	-2 364 638		-2 364 638	
- Frais de siège	-435 163	7 170	-427 993	-739 365	10 369	-728 996	
<b>Matières consommées</b>	<b>PRODUIT AUTORISE : Matières consommées</b>	<b>42 181 002</b>		<b>42 181 002</b>	<b>53 004 602</b>		<b>53 004 602</b>
	<b>Facturation autres distributeurs</b>						
	Par kWh produits sortie de centrale	18,50		18,50	23,30		23,30
	<b>- Consommations</b>	<b>-42 345 873</b>		<b>-42 345 873</b>	<b>-53 004 603</b>		<b>-53 004 603</b>
- Gasoil	-41 447 158		-41 447 158	-51 866 423		-51 866 423	
- Huile				-1 138 180		-1 138 180	
- Urée	-898 715		-898 715				
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>						
	- Coûts directs						
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>						
	<b>PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES</b>						
	- Coûts sur revente energie						
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>4 040 980</b>		<b>4 040 980</b>	<b>1 306 406</b>		<b>1 306 406</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-2 593 392</b>		<b>-2 593 392</b>	<b>-1 111 489</b>		<b>-1 111 489</b>
	- AC	-264 926		-264 926	-192 645		-192 645
	- ACE	-831 879		-831 879			
	- MO	-1 496 587		-1 496 587	-916 918		-916 918
- AUTRES				-1 926		-1 926	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-2 249 742</b>		<b>-2 249 742</b>	<b>-554 419</b>		<b>-554 419</b>	
<b>SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>140 295 469</b>		<b>140 295 469</b>	<b>149 610 551</b>		<b>149 610 551</b>	
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>35 495 604</b>	<b>81 617</b>	<b>35 577 221</b>	<b>41 873 185</b>	<b>83 140</b>	<b>41 956 325</b>	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>35 495 604</b>	<b>81 617</b>	<b>35 577 221</b>	<b>41 873 185</b>	<b>83 140</b>	<b>41 956 325</b>	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>30 171 263</b>	<b>69 375</b>	<b>30 240 638</b>	<b>35 592 207</b>	<b>70 669</b>	<b>35 662 877</b>	
En % des produits	22%		22%	24%		24%	

		Ua Pou 2021			Ua Pou 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>							
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	44 333 266		44 333 266	42 655 856		42 655 856
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	75		75	75		75
	- Forfait FD2	-597 227		-597 227	-569 051		-569 051
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	-54 354 518	108 172	-54 246 346	-19 854 090	103 240	-19 750 850
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-729 375		-727 924	-264 864		-263 486
	<b>- Maintenance</b>	-7 353 558		-7 353 558	-9 145 741		-9 145 741
	- AC	-257 722		-257 722	-283 106		-283 106
	- ACE	-528 079		-528 079	-3 076 366		-3 076 366
	- MO	-6 567 757		-6 567 757	-5 780 840		-5 780 840
	- AUTRES				-5 429		-5 429
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	-478 464		-478 464	-431 737		-431 737
	- AC						
	- ACE	-379 267		-379 267	-379 596		-379 596
	- MO						
- AUTRES	-99 197		-99 197	-52 141		-52 141	
<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	-30 245 835		-30 245 835	5 130 083		5 130 083	
- Dot. Provision pour Renouvellement							
- Dotation amortissement biens au bilan	-65 837 044		-65 837 044	5 130 083		5 130 083	
- Dotation / reprise de lissage	35 591 209		35 591 209				
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-16 276 661	108 172	-16 168 489	-15 406 694	103 240	-15 303 454	
- Fonctions supports	-9 711 415		-9 711 415	-8 045 368		-8 045 368	
- Frais de siège	-6 565 246	108 172	-6 457 074	-7 361 326	103 240	-7 258 086	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	1 124 723		1 124 723	1 226 115		1 226 115
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	1 991 514		1 991 514	1 170 262		1 170 262
	<b>- Coûts directs</b>	-1 417 024		-1 417 024	-827 504		-827 504
	- AC	-664 004		-664 004	-4 378 806		-4 378 806
	- ACE				-196 557		-196 557
	- MO	-543 861		-543 861	-479 365		-479 365
	- AUTRES	-209 159		-209 159	4 227 224		4 227 224
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-1 142 107	1 984	-1 140 123	-1 157 372	2 297	-1 155 075
	- Fonctions supports	-1 021 696		-1 021 696	-993 560		-993 560
	- Frais de siège	-120 411	1 984	-118 427	-163 812	2 297	-161 515
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	15 496 322		15 496 322	941 893		941 893
	<b>- Coûts directs</b>	-14 176 299		-14 176 299	-641 293		-641 293
	- AC	-1 252 530		-1 252 530	-374 678		-374 678
	- ACE	-11 753 742		-11 753 742			
- MO	-1 170 027		-1 170 027	-266 615		-266 615	
- AUTRES							
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	-2 012 888		-2 012 888	-527 189		-527 189	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	62 945 825		62 945 825	45 994 126		45 994 126	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-10 157 010	110 156	-10 046 855	22 986 678	105 538	23 092 216	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	-10 157 010	110 156	-10 046 855	22 986 678	105 538	23 092 216	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	-8 633 459	93 632	-8 539 826	19 538 676	89 707	19 628 383	
En % des produits	-14%		-14%	42%		43%	

		Ua Pou 2021			Ua Pou 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	<b>PRODUIT AUTORISE et redevance solaire</b>	137 883 290		137 883 290	149 923 553		149 923 553
	- Achat d'électricité d'origine thermique	136 254 489		136 254 489	148 304 145		148 304 145
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)						
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	1 628 801		1 628 801	1 619 408		1 619 408
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	-137 889 656		-137 889 656	-149 923 553		-149 923 553
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-136 254 489		-136 254 489	-148 304 145		-148 304 145
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui						
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP						
- Achat d'électricité d'origine solaire	-1 635 167		-1 635 167	-1 619 408		-1 619 408	
<b>GESTION ADMINISTRATIVE</b>	-66 556	50	-66 506	-64 787		-64 787	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement	1 400		1 400	6 406		6 406	
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES	1 400		1 400	6 406		6 406	
- Quote part des activités support affectées	-67 956	50	-67 906	-71 193		-71 193	
- Fonctions supports	-64 919		-64 919	-71 193		-71 193	
- Frais de siège	-3 037	50	-2 987				
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS SOLAIRES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	53 910		53 910			
	- Coûts directs	-11 666		-11 666			
	- AC	-4 166		-4 166			
	- ACE						
	- MO	-7 500		-7 500			
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-13 672		-13 672				
- Fonctions supports	-13 672		-13 672				
- Frais de siège							
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	6 211 561		6 211 561	6 385 725		6 385 725
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	832		832	843		843
	- Forfait FC	-7 495,00		-7 495	-7 575,00		-7 575
	<b>PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE</b>	791 595		791 595	1 066 119		1 066 119
	- Frais de relance	666 532		666 532	942 012		942 012
	- Frais de perception de taxe	125 063		125 063	124 107		124 107
	<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	-28 779 539	29 283	-28 750 256	-32 360 019	28 448	-32 331 571
	par UO : Nombre d'abonnés	-34 591		-34 556	-38 387		-38 353
	- Affranchissements	-995 653		-995 653	-1 127 543		-1 127 543
	- Fonctionnement	-11 044 447		-11 044 447	-10 038 268		-10 038 268
- AC	-82 304		-82 304	-5 250		-5 250	
- ACE	-2 081 196		-2 081 196	-1 415 987		-1 415 987	
- MO	-8 659 657		-8 659 657	-8 713 247		-8 713 247	
- AUTRES	-221 290		-221 290	96 216		96 216	
- Quote part des activités support affectées	-16 739 439	29 283	-16 710 156	-21 194 208	28 448	-21 165 760	
- Fonctions supports	-14 962 177		-14 962 177	-19 165 758		-19 165 758	
- Frais de siège	-1 777 262	29 283	-1 747 979	-2 028 450	28 448	-2 000 002	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	258 000		258 000	426 564		426 564
	- Frais de coupure	258 000		258 000	426 564		426 564
	- Coûts directs	-104 803		-104 803	-74 260		-74 260
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-104 803		-104 803	-74 260		-74 260
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-148 528	410	-148 118	-111 112	382	-110 730	
- Fonctions supports	-123 645		-123 645	-83 848		-83 848	
- Frais de siège	-24 883	410	-24 473	-27 264	382	-26 882	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>							
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	145 198 356		145 198 356	157 801 961		157 801 961	
<b>MARGE AVANT IS</b>	-21 816 064	29 743	-21 786 321	-24 731 771	28 831	-24 702 940	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2021 / 2022							
<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	-21 816 064	29 743	-21 786 321	-24 731 771	28 831	-24 702 940	
<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	-18 543 655	25 282	-18 518 373	-21 022 005	24 506	-20 997 499	
En % des produits	-13%		-13%	-13%		-13%	

		Ua Pou 2021			Ua Pou 2022		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
<b>PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS</b>							
<b>PGR</b>	Tarif public combustible						
	<b>PRODUIT AUTORISE Rendement de production</b>				433 323		433 323
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
<b>PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution</b>							
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
<b>RESULTAT FINANCIER</b>							
	<b>PRODUIT AUTORISE</b>	-1 238 119		-1 238 119	-1 058 831		-1 058 831
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	369 519		369 519	976 781		976 781
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	873 439		873 439	82 050		82 050
	<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>4 839</b>		<b>4 839</b>			
<b>TOTAL CONCESSION</b>							
	<b>TOTAL DES PRODUITS (*)</b>	<b>210 947 043</b>		<b>210 947 043</b>	<b>204 476 985</b>		<b>204 476 985</b>
	<b>TOTAL DES CHARGES (*)</b>	<b>-207 419 674</b>	<b>221 516</b>	<b>-207 198 158</b>	<b>-163 915 570</b>	<b>217 509</b>	<b>-163 698 061</b>
	<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>3 527 369</b>	<b>221 516</b>	<b>3 748 885</b>	<b>40 561 415</b>	<b>217 509</b>	<b>40 778 924</b>
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	<b>MARGE NETTE CONCESSION</b>	<b>3 527 369</b>	<b>221 516</b>	<b>3 748 885</b>	<b>40 561 415</b>	<b>217 509</b>	<b>40 778 924</b>
	<b>MARGE NETTE ACTIONNAIRE</b>	<b>2 998 263</b>	<b>188 289</b>	<b>3 186 552</b>	<b>34 477 203</b>	<b>184 883</b>	<b>34 662 085</b>
	En % des produits	<b>1%</b>		<b>2%</b>	<b>17%</b>		<b>17%</b>

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

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

#### 4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

+ 0.2 MF lié à une provision pour risque (en frais de siège)

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

Commentaires sur la variation des produits : - 6 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 + **11 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui diminuent de - **17 MF** sont :

- **Production : - 3 MF**
  - - 3 MF sur les travaux immobilisés dont :
    - - 4 MF au titre du renouvellement du groupe 3 en 2021
    - + 1 MF au titre du renouvellement du COMAP du groupe 4 en 2022
- **Distribution : - 15 MF**
  - - 15 MF sur les travaux immobilisés dont :
    - - 12 MF au titre du renouvellement du réseau HTA/BT en 2021
    - - 2 MF au titre du renouvellement des branchements et comptages
    - - 1 MF au titre du renouvellement des nouveaux comptages
- **Fourniture : + 1 MF**

#### Commentaires sur la variation des charges : - 43 MF

- **Production : + 3 MF**
  - + 10 MF au titre des matières consommées
  - + 1 MF au titre de la maintenance des groupes
  - - 3 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés dont :
    - - 4 MF au titre du renouvellement du groupe 3 en 2021
    - + 1 MF au titre du renouvellement du COMAP du groupe 4 en 2022
  - - 5 MF au titre de la conduite et la maintenance de la centrale dont :
    - - 8 MF au titre des charges calculées
    - + 1 MF au titre de la maintenance de la centrale
    - + 2 MF sur les frais de support et frais de siège
  
- **Distribution : - 50 MF**
  - - 34 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
    - - 35 MF au titre des charges calculées
    - - 1 MF sur les frais de support et frais de siège
    - + 2 MF au titre de la maintenance du réseau
  - - 15 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
    - - 12 MF au titre du renouvellement du réseau HTA/BT en 2021
    - - 2 MF au titre de renouvellement des branchements et comptages
    - - 1 MF au titre du renouvellement des nouveaux comptages
  - - 1 MF au titre des travaux vendus
  
- **Fourniture : + 4 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
  - + 4 MF au titre de la gestion de clientèle

#### Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 37 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 11 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 10 MF sur les matières consommées
- Une hausse de 4 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une hausse de 1 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 4 MF sur les coûts de fonctionnement du service Clientèle
- Une baisse de 44 MF sur les charges calculées
- Une hausse de 1 MF sur la marge des activités annexes

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

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

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

#### **4.4.0 Plafonnement des résultats**

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

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

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

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

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

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

- Dans la limite de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) de dépassement du Résultat de Référence, 50% de ce dépassement sont conservés par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, les autres 50% étant déduits du « RA » de l'année suivante ;

- Au-delà d'un dépassement de 130 000 000 FCFP (cent trente millions de francs CFP) du Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du « RA » de l'année suivante ; Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du « RA » de l'année suivante au prorata des « RA » de chaque concession. »

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

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

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

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

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

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

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

Calcul du plafonnement 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 0,99 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élevait à 731.662 F CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élevait à 731.662 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 ».

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE - \text{Plafonnement N-1} \\ 197.607.964 &= 143.715.616 + 54.624.010 - 731.662 \end{aligned}$$

##### 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
<b>Activité de production</b>									
Puissance maximale majorée	657	657		133 977	135 204	0,9%	88 022 889	88 829 028	0,9%
Nb de kWh produits	2 280 035	2 275 146	-0,2%	2,815	2,844	1,0%	6 418 299	6 470 515	0,8%
<b>Activité de dispatching</b>									
Nb de km de réseaux HTA									
<b>Activité de distribution</b>									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	74,5	74,960	0,6%	597 227	569 051	-4,7%	44 506 550	42 655 856	-4,2%
<b>Activité de fourniture</b>									
Nb de clients (abonnements)	832,0	843	1,3%	7 495	7 575	1,1%	6 235 840	6 385 725	2,4%
<b>RE - "Forfaits"</b>							<b>145 183 578</b>	<b>144 341 124</b>	<b>-0,6%</b>
Résultat financier							-1 242 958	-1 058 831	-14,8%
Partage des gains de rendement								433 323	
<b>RE (Revenu de l'exploitation)</b>							<b>143 940 620</b>	<b>143 715 616</b>	<b>-0,2%</b>

##### 4.4.1.2) Coûts d'Energie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

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

		2021			2022		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	635 826	65,19	41 447 158	612 737	84,65	51 866 422
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	2 715	331,02	898 715	2 670	426,28	1 138 180
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	61 525	26,58	1 635 167	59 926	27,02	1 619 408
Prod ENR EDT							
Transport	T						
<b>CE Total</b>				<b>43 981 040</b>			<b>54 624 010</b>

## 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.

		Ua Pou							
		2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	60 263 614	68 960 742	72 151 972	70 289 033	66 693 165	67 797 221	70 142 269	72 584 321
Péréquation	B	112 412 682	n/a	n/a	89 868 668	79 581 942	81 606 833	n/a	85 189 760
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	160 157 701	146 275 107	149 404 054	n/a	157 774 081
Ecart RA/(CA+péréquation)		24 931 668	118 960 918	116 852 072	n/a	n/a	6 826 597	81 501 457	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		198 339 626	187 921 660	189 004 044	163 373 097	160 057 825	156 230 651	151 643 726	157 774 081
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1		197 607 964							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-6 826 597	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	4 407 062	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA			-731 662						
Produits comptabilisés		198 339 626	187 189 998	189 004 044	160 157 701	146 275 107	153 811 116	151 643 726	157 774 081

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
<b>Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)</b>	<b>2 066 404</b>	<b>2 091 131</b>
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	87,9%	87,6%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	9 056	8 461
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	50 870	53 064
Total Production Photovoltaïque	59 926	61 525
<b>Production Total EnR</b>	<b>59 926</b>	<b>61 525</b>
Production brute thermique à produire	2 291 405	2 326 360
Production Nette thermique à produire	2 240 492	2 275 146
<b>Total production (EDT et Autres)</b>	<b>2 351 331</b>	<b>2 387 885</b>
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,267	0,273
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	38 426	41 967
Achat Matière première	612 543	632 285
Stock Final	38 232	38 426
<b>Consommation Matière 1ère</b>	<b>612 737</b>	<b>635 826</b>
<u>Consommation spécifique compte L/KWh</u>	0,267	0,273
<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	84,65 F	65,19 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	426,28 F	331,02 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	3 262 982	2 113 668
Achat Matière première	51 915 478	42 596 472
Stock Final	3 312 038	3 262 982
<b>Consommation Matière 1ère</b>	<b>51 866 422</b>	<b>41 447 158</b>
<b>Huile</b>	<b>1 138 180</b>	<b>898 715</b>
<b>(CUHPF) Combustible urée, huiles....</b>	<b>53 004 602</b>	<b>42 345 873</b>
<b>(E) Energie achetée &amp; ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%</b>	<b>1 619 408</b>	<b>1 635 167</b>
<b>(CE) TOTAL achat de matières premières</b>	<b>54 624 010</b>	<b>43 981 040</b>

## **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	152 654 771	273 672	-2 828 121	-215 662	149 884 660
VB tiers & concédant	6 139 481				6 139 481
Immo incorporelles	0				0
<b>Production</b>	158 794 252	273 672 (1)	-2 828 121	-215 662 (2)	156 024 141
VB concessionnaire	477 704 169	1 541 881	-11 763 777		467 482 273
VB tiers & concédant	59 113 503	1 419 312		-990 253	59 542 562
Immo incorporelles					0
<b>Distribution</b>	536 817 672	2 961 193 (3)	-11 763 777	-990 253 (4)	527 024 835
<b>Total</b>	<b>695 611 924</b>	<b>3 234 865</b>	<b>-14 591 898</b>	<b>-1 205 915</b>	<b>683 048 976</b>

### Détail Production :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	F&P MOTOPOMPE UA POU	310000136	273 672	0%	-	273 672
(1)	<b>TOTAL ACQUISITION PRODUCTION UA POU</b>		<b>273 672</b>		<b>-</b>	<b>273 672</b>
	INSTALL 2GRPES UA POU	400000001	(215 662)			
(2)	<b>TOTAL CESSION PRODUCTION UA POU</b>		<b>(215 662)</b>			

### Détail Distribution :

	Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
	BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001304	1 541 881	13,50%	208 154	1 333 727
	<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>		<b>1 541 881</b>		<b>208 154</b>	<b>1 333 727</b>
	COMPTAGE TIERS UAPOU 2022	9500001317	1 419 312	100,00%	1 419 312	
	<b>TOTAL FINANCEMENT TIERS UA POU</b>		<b>1 419 312</b>		<b>1 419 312</b>	<b>-</b>
(3)	<b>TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION UA POU</b>		<b>2 961 193</b>		<b>1 627 466</b>	<b>1 333 727</b>
	COMPTAGE UA POU 2002	9500000340	(990 253)			
	<b>TOTAL CESSION TIERS ET CONCEDANT</b>		<b>(990 253)</b>			
(4)	<b>TOTAL CESSION DISTRIBUTION UA POU</b>		<b>(990 253)</b>			

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 1,1 MF contre 0,7 MF fin 2021 soit une augmentation de 0,4 MF.

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

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
				Concessionnaire		Concédant & Tiers				
				B. Renouv	B. Non Renouv					Total
A.N CONSTRUCTION UA POU	500 000 017	01/01/1986	35	-	15 451 380	15 451 380	-	15 451 380	-	-
AN CONST CONCEDANT UA POU	500 000 073	01/01/1992	35	-	-	-	6 139 481	-	5 441 190	698 291
BATIMENT CENTRALE UA POU	500 000 082	01/11/2006	15,16	-	992 580	992 580	-	992 580	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	2 600 000 007	01/11/2006	15,16	-	668 770	668 770	-	668 770	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	3 000 000 008	01/11/2006	15,16	-	1 070 540	1 070 540	-	1 070 540	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	4 000 000 001	18/11/2006	10,16	-	529 796	529 796	-	529 796	-	-
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	500 000 086	01/01/2007	14	-	9 157 874	9 157 874	-	9 157 874	-	-
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	600 000 004	01/01/2007	14	-	1 785 000	1 785 000	-	1 785 000	-	-
EQUIP DETECTION INCENDIE	3 100 000 021	01/08/2007	14,41	-	65 391	65 391	-	65 391	-	-
INSTALLATION CONDENSATEUR	2 800 000 020	01/10/2007	14,25	-	1 726 376	1 726 376	-	1 726 376	-	-
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	2 600 000 017	01/06/2009	11,58	-	1 738 840	1 738 840	-	1 738 840	-	-
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	2 600 000 022	01/09/2010	11,33	-	5 044 045	5 044 045	-	5 044 045	-	-
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	600 000 037	01/11/2010	11,16	-	10 737 932	10 737 932	-	10 737 932	-	-
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	2 600 000 031	01/11/2010	11,16	-	4 781 629	4 781 629	-	4 781 629	-	-
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	2 700 000 012	01/11/2010	11,16	-	2 227 968	2 227 968	-	2 227 968	-	-
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	2 800 000 056	01/11/2010	11,16	-	2 355 934	2 355 934	-	2 355 934	-	-
ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU	3 000 000 039	01/11/2010	11,16	-	1 029 832	1 029 832	-	1 029 832	-	-
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	3 100 000 056	01/11/2010	11,16	-	2 528 869	2 528 869	-	2 528 869	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 UAP	1 200 000 060	15/11/2010	8,16	5 848 040	-	5 848 040	-	5 848 040	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	1 300 000 060	15/11/2010	8,16	2 552 716	-	2 552 716	-	2 552 716	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	1 400 000 060	15/11/2010	8,16	3 892 729	-	3 892 729	-	3 892 729	-	-
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	2 600 000 037	01/01/2011	10	-	1 089 181	1 089 181	-	1 089 181	-	-
SUPERVISION CENT UA POU	2 800 000 075	01/07/2012	8,5	-	204 185	204 185	-	204 185	-	-
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	2 800 000 078	01/07/2012	8,5	-	489 155	489 155	-	489 155	-	-
F&P SYST SECURITE UA POU	3 100 000 087	01/09/2012	9,33	-	6 800 123	6 800 123	-	6 800 123	-	-
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	3 000 000 052	01/01/2013	8	-	3 710 281	3 710 281	-	3 710 281	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	1 300 000 077	01/08/2013	10,66	-	2 669 320	2 669 320	-	2 359 298	-	310 022
ALTERNAT FG WILS P400 UAP	1 300 000 078	01/08/2013	11,16	-	2 669 320	2 669 320	-	2 253 594	-	415 726
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	1 400 000 077	01/08/2013	9,66	-	4 194 801	4 194 801	-	4 091 415	-	103 386
ACCESSOIRE WILS P400 UAPO	1 400 000 078	01/08/2013	9,66	-	4 194 800	4 194 800	-	4 091 414	-	103 386
COFFRETS COMPTAGES UA POU	2 800 000 104	01/09/2013	7,33	-	2 082 573	2 082 573	-	2 082 573	-	-
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	500 000 144	01/01/2014	7	-	655 479	655 479	-	655 479	-	-
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	3 000 000 058	01/01/2014	7	-	2 105 784	2 105 784	-	2 105 784	-	-
EXTENS°SALLE RANGEMENT	600 000 065	01/01/2015	6	-	270 708	270 708	-	270 708	-	-
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	2 800 000 129	01/05/2015	5,66	-	5 615 070	5 615 070	-	5 615 070	-	-
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	2 800 000 137	01/05/2015	5,66	-	1 553 694	1 553 694	-	1 553 694	-	-
RENF SYSTEME DETECTION ET	3 100 000 117	01/04/2016	5,75	-	1 739 411	1 739 411	-	1 739 411	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	1 200 000 114	01/03/2017	7	-	6 573 270	6 573 270	-	5 482 442	-	1 090 828
MEC SECURITE INCENDIE CEN	3 100 000 122	01/02/2018	2,91	-	1 491 450	1 491 450	-	1 491 450	-	-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	1 200 000 119	01/01/2019	7	-	5 134 582	5 134 582	-	2 934 047	-	2 200 535
MOTEUR FG WILSON P500 UAP	1 200 000 150	19/05/2021	7	-	8 954 994	8 954 994	-	2 071 390	-	6 883 604
ALTERNAT FG WILS P500 UAP	1 300 000 121	19/05/2021	7	-	6 716 246	6 716 246	-	1 553 543	-	5 162 703
ACCESS FG WILS P500 UA PO	1 400 000 116	19/05/2021	7	-	6 510 320	6 510 320	-	1 505 910	-	5 004 410
F&P MOTOPOMPE UA POU	3 100 000 136	30/08/2022	25	-	273 672	273 672	-	3 689	-	269 983
<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>				<b>12 293 485</b>	<b>137 591 175</b>	<b>149 884 660</b>	<b>6 139 481</b>	<b>128 340 076</b>	<b>5 441 190</b>	<b>22 242 875</b>

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Concessionnaire	Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire							
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total					
RES.AERIEN UA POU 97	9 000 000 140	01/01/1997	25	-	3 713 158	3 713 158	-	3 713 158	-	-	
RES.AERIEN UA POU 98	9 000 000 141	01/01/1998	25	-	36 666 933	36 666 933	-	36 666 933	-	-	
RES.AERIEN UA POU 99	9 000 000 142	01/01/1999	25	-	18 130 917	18 130 917	-	17 415 615	-	715 302	
RES.AERIEN UA POU 2000	9 000 000 143	01/01/2000	25	-	1 678 113	1 678 113	-	1 544 783	-	133 330	
RES.AERIEN UA POU 2001	9 000 000 144	01/01/2001	25	-	45 000	45 000	-	39 620	-	5 380	
RESEAUX UA POU 2001	9 000 000 302	01/01/2001	25	-	-	-	647 173	-	569 796	77 377	
RESEAUX UA POU 2001	9 000 000 379	01/01/2001	25	-	-	-	548 313	-	482 756	65 557	
RES.AERIEN UA POU 2002	9 000 000 145	01/01/2002	25	-	99 091	99 091	-	83 280	-	15 811	
RESEAUX UA POU 2002	9 000 000 303	01/01/2002	25	-	-	-	1 371 888	-	1 152 987	218 901	
COMPTAGE UA POU 2002	9 500 000 150	01/01/2002	20	-	352 309	352 309	-	352 309	-	-	
COMPTAGE UA POU 2002	9 500 000 340	01/01/2002	20	-	-	-	572 325	-	572 325	-	
RES.AERIEN UA POU 2003	9 000 000 189	01/01/2003	25	-	20 893 178	20 893 178	-	16 723 701	-	4 169 477	
RESEAUX UA POU 2003	9 000 000 304	01/01/2003	25	-	-	-	350 063	-	280 204	69 859	
RESEAUX UA POU 2003	9 000 000 380	01/01/2003	25	-	-	-	42 290	-	33 851	8 439	
COMPTAGE UA POU 2003	9 500 000 341	01/01/2003	20	-	-	-	860 164	-	860 164	-	
POSTE CENTRALE HAKAHAU	6 600 000 069	01/02/2004	25	-	2 293 619	2 293 619	-	1 736 364	-	557 255	
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	9 000 000 481	01/07/2004	25	-	224 131	224 131	-	165 967	-	58 164	
RESEAUX UA POU 2004	9 000 000 498	01/07/2004	25	-	-	-	1 245 468	-	922 261	323 207	
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	9 500 000 373	01/07/2004	20	-	478 333	478 333	-	442 753	-	35 580	
BRANCHEMENT UA POU 2004	9 500 000 391	01/07/2004	20	-	-	-	1 096 648	-	1 015 075	81 573	
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	6 500 000 106	01/10/2004	25	-	1 238 454	1 238 454	-	904 580	-	333 874	
POSTE PROTECT° ELEVATEUR	6 600 000 070	01/12/2004	25	-	16 517 092	16 517 092	-	11 953 849	-	4 563 243	
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	9 000 000 444	02/12/2004	25	-	4 419 691	4 419 691	-	3 198 161	-	1 221 530	
RESEAUX UA POU 2005	9 000 000 521	01/06/2005	25	-	-	-	4 460 577	-	3 139 269	1 321 308	
RESEAUX UA POU 2005	9 000 000 589	01/06/2005	25	-	-	-	12 910	-	9 086	3 824	
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	9 000 000 618	01/06/2005	25	-	549 536	549 536	-	386 753	-	162 783	
COMPTAGE UA POU 2005	9 500 000 412	01/06/2005	20	-	-	-	727 196	-	639 733	87 463	
POSE COMPTEURS UA POU 05	9 500 000 430	01/07/2005	20	-	375 526	375 526	-	328 817	-	46 709	
EXT BTA AHSCHA LOUIS	9 000 000 634	01/01/2006	25	-	563 794	563 794	-	383 565	-	180 229	
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	9 000 000 633	06/03/2006	25	-	235 658	235 658	-	158 672	-	76 986	
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	9 000 000 700	01/06/2006	25	-	5 940 091	5 940 091	-	3 942 918	-	1 997 173	
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	6 500 000 140	01/07/2006	25	-	494 734	494 734	-	326 768	-	167 966	
RESEAUX UA POU 2006	9 000 000 691	01/07/2006	25	-	-	-	1 408 602	-	930 372	478 230	
RESEAU 15% EXT UA POU 06	9 000 000 712	01/07/2006	25	-	132 798	132 798	-	87 712	-	45 086	
RENF RES BTA CP UA POU	9 000 000 716	01/07/2006	25	-	369 143	369 143	-	243 816	-	125 327	
BRCHT UA POU 2006	9 500 000 457	01/07/2006	20	-	-	-	1 585 722	-	1 309 198	276 524	
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	9 500 000 472	01/07/2006	20	-	509 573	509 573	-	420 712	-	88 861	
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	6 600 000 082	01/10/2006	25	-	3 236 594	3 236 594	-	2 105 116	-	1 131 478	
POSTE H61 UA POU	6 500 000 154	01/01/2007	25	-	578 910	578 910	-	370 693	-	208 217	
POSTE DP UA POU	6 600 000 099	01/01/2007	25	-	1 124 011	1 124 011	-	719 737	-	404 274	
RESEAUX UA POU	9 000 000 822	01/01/2007	25	-	2 021 930	2 021 930	-	1 294 700	-	727 230	
RESEAUX UA POU	9 300 000 198	01/01/2007	35	-	5 052 377	5 052 377	-	2 310 845	-	2 741 532	
EXT RES SOUT STATION CHLO	9 300 000 210	24/02/2007	35	-	375 753	375 753	-	170 273	-	205 480	
BRCHT STATION CHLORATION	9 500 000 517	24/02/2007	20	-	27 952	27 952	-	22 166	-	5 786	
POSTE CP UA POU 2007	6 500 000 148	01/07/2007	25	-	426 338	426 338	-	264 540	-	161 798	
RESEAUX UA POU 2007	9 000 000 791	01/07/2007	25	-	-	-	305 084	-	189 303	115 781	
RES AERIEN CP UA POU 2007	9 000 000 806	01/07/2007	25	-	3 378 086	3 378 086	-	2 096 079	-	1 282 007	

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Concessionnaire	Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire							
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total					
RESEAUX UA POU 2007	9 000 000 843	01/07/2007	25	-	-	-	677 984	-	420 684	257 300	
15% QUOTE PART EDT 2007	9 000 000 867	01/07/2007	25	-	90 666	90 666	-	56 258	-	34 408	
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	9 500 000 483	01/07/2007	20	-	1 029 275	1 029 275	-	798 323	-	230 952	
BRCHT UAPOU 2007	9 500 000 497	01/07/2007	20	-	-	-	1 906 353	-	1 478 599	427 754	
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	9 000 000 881	01/01/2008	25	-	406 904	406 904	-	244 276	-	162 628	
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	9 000 000 893	01/01/2008	25	-	168 283	168 283	-	101 025	-	67 258	
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	9 000 000 894	01/01/2008	25	-	263 917	263 917	-	158 437	-	105 480	
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	9 000 000 895	01/01/2008	25	-	129 467	129 467	-	77 723	-	51 744	
RESEAU 2008 CONCEDANT	9 000 000 953	01/01/2008	25	-	-	-	249 014	-	149 490	99 524	
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	9 300 000 223	01/01/2008	35	-	838 777	838 777	-	359 673	-	479 104	
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	9 300 000 232	01/01/2008	35	-	863 076	863 076	-	370 092	-	492 984	
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	9 300 000 234	01/01/2008	35	-	555 333	555 333	-	238 130	-	317 203	
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	9 300 000 235	01/01/2008	35	-	703 780	703 780	-	301 785	-	401 995	
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	9 300 000 236	01/01/2008	35	-	776 808	776 808	-	333 100	-	443 708	
POSTE DP UA POU 2008	6 600 000 115	01/07/2008	25	-	3 018 367	3 018 367	-	1 751 811	-	1 266 556	
RESEAUX CP UA POU 2008	9 000 000 908	01/07/2008	25	-	22 416 398	22 416 398	-	13 010 109	-	9 406 289	
RESEAUX 2008 TIERS	9 000 000 967	01/07/2008	25	-	-	-	23 218 770	-	13 475 792	9 742 978	
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	9 500 000 734	01/07/2008	20	-	835 074	835 074	-	605 829	-	229 245	
BRCHT 2008 FINANC TIERS	9 500 000 755	01/07/2008	20	-	-	-	1 984 791	-	1 439 925	544 866	
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	9 000 000 925	21/11/2008	25	-	239 221	239 221	-	135 091	-	104 130	
EXTENSION HTA MOD UA POU	9 300 000 274	01/01/2009	35	-	1 079 674	1 079 674	-	432 039	-	647 635	
RESEAUX CP UA POU 2009	9 000 000 994	01/07/2009	25	-	408 833	408 833	-	220 927	-	187 906	
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	9 500 000 771	01/07/2009	20	-	599 221	599 221	-	404 761	-	194 460	
RESEAUX 2009 CONCEDANT	9 000 001 033	01/12/2009	25	-	-	-	158 096	-	82 782	75 314	
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	9 500 000 792	01/12/2009	20	-	-	-	746 569	-	488 645	257 924	
POSTE DP UA POU 2010	6 600 000 132	01/07/2010	25	-	177 682	177 682	-	88 909	-	88 773	
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	9 000 001 099	01/07/2010	25	-	-	-	1 223 694	-	612 316	611 378	
RESEAU CP UA POU 2010	9 000 001 119	01/07/2010	25	-	11 655 878	11 655 878	-	5 832 410	-	5 823 468	
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	9 500 000 807	01/07/2010	20	-	968 750	968 750	-	605 933	-	362 817	
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	9 500 000 825	01/07/2010	20	-	-	-	1 290 551	-	807 213	483 338	
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	6 500 000 191	01/01/2011	25	-	206 018	206 018	-	98 934	-	107 084	
RENFORC TRANSFO 01032	6 500 000 192	01/01/2011	25	-	498 133	498 133	-	239 213	-	258 920	
RENFORC POSTE 01031 VIVII	6 500 000 193	01/01/2011	25	-	1 194 549	1 194 549	-	573 645	-	620 904	
RENFORC TRANSFO 01031	6 500 000 194	01/01/2011	25	-	498 133	498 133	-	239 213	-	258 920	
RENFORC POSTE H16 5101012	6 500 000 199	01/01/2011	25	-	2 286 863	2 286 863	-	1 098 195	-	1 188 668	
TRANSFO H61 01012 UA POU	6 500 000 200	01/01/2011	25	-	456 262	456 262	-	219 106	-	237 156	
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	9 000 001 186	01/01/2011	25	-	416 480	416 480	-	200 002	-	216 478	
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	9 300 000 348	01/01/2011	35	-	1 246 897	1 246 897	-	427 703	-	819 194	
REEMPL IACM PAR IAM UA POU	8 100 000 042	13/01/2011	15	-	842 316	842 316	-	672 314	-	170 002	
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	9 000 001 187	26/01/2011	25	-	271 870	271 870	-	129 812	-	142 058	
RESEAUX CP UA POU 2011	9 000 001 163	01/07/2011	25	-	3 061 396	3 061 396	-	1 409 416	-	1 651 980	
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU	9 000 001 203	01/07/2011	25	-	-	-	121 814	-	56 081	65 733	
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	9 500 000 851	01/07/2011	20	-	523 416	523 416	-	301 215	-	222 201	
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	9 500 000 871	01/07/2011	20	-	-	-	811 876	-	467 218	344 658	
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	9 000 001 240	01/01/2012	25	-	1 496 400	1 496 400	-	658 744	-	837 656	
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	9 000 001 241	01/01/2012	25	-	540 240	540 240	-	237 824	-	302 416	
RESEAUX CP UA POU 2012	9 000 001 258	01/07/2012	25	-	25 812 032	25 812 032	-	10 848 125	-	14 963 907	

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Date de mise en service	Valeur Brute d'origine			Concessionnaire & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire						
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
BRCHT/CPTAGES UA POU	9 500 000 892	01/07/2012	20	-	661 941	661 941	-	347 746	-	314 195
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	9 500 000 911	01/07/2012	20	-	-	-	489 181	-	256 988	232 193
TRANSFO KENA O1011 UA POU	5 300 001 548	01/07/2013	25	-	359 410	359 410	-	136 674	-	222 736
RESEAUX CP UA POU 2013	9 000 001 324	01/07/2013	25	-	43 213 856	43 213 856	-	16 433 105	-	26 780 751
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU	9 000 001 371	01/07/2013	25	-	-	-	86 432	-	32 868	53 564
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 000 928	01/07/2013	20	-	763 159	763 159	-	362 762	-	400 397
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	9 500 000 945	01/07/2013	20	-	-	-	837 874	-	398 277	439 597
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	9 500 001 042	01/07/2013	20	-	-	-	53 909	-	25 625	28 284
EXT 14A1 QT AKA UA POU	9 000 001 364	03/09/2013	25	-	121 615	121 615	-	45 394	-	76 221
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	9 000 001 369	10/10/2013	25	-	248 645	248 645	-	91 801	-	156 844
14A/09/2011/UAP/JK/PG	9 000 001 438	01/01/2014	25	-	520 386	520 386	-	187 396	-	332 990
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	9 000 001 439	03/06/2014	25	-	168 251	168 251	-	57 768	-	110 483
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU	9 000 001 464	01/07/2014	25	-	-	-	97 444	-	33 158	64 286
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 000 976	01/07/2014	20	-	625 982	625 982	-	266 257	-	359 725
COMPTAGE TIERS UA POU2014	9 500 000 998	01/07/2014	20	-	-	-	559 659	-	238 047	321 612
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	9 500 001 052	01/07/2014	20	-	-	-	72 789	-	30 960	41 829
RESEAUX CP UA POU 2015	9 000 001 485	01/07/2015	25	-	22 149 121	22 149 121	-	6 650 805	-	15 498 316
RESEAUX 2015 CONCED UAP	9 000 001 518	01/07/2015	25	-	-	-	56 063	-	16 834	39 229
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 028	01/07/2015	20	-	2 773 542	2 773 542	-	1 041 028	-	1 732 514
COMPTAGE TIERS UAP 2015	9 500 001 068	01/07/2015	20	-	-	-	375 370	-	140 892	234 478
RESEAUX CP UA POU 2016	9 000 001 554	01/07/2016	25	-	268 111	268 111	-	69 753	-	198 358
RESEAUX 2016 CONCED UAPOU	9 000 001 575	01/07/2016	25	-	-	-	86 432	-	22 487	63 945
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 087	01/07/2016	20	-	2 854 162	2 854 162	-	928 189	-	1 925 973
COMPTAGE TIERS UAP 2016	9 500 001 100	01/07/2016	20	-	-	-	500 613	-	162 802	337 811
RESEAUX CP UA POU 2017	9 000 001 593	01/07/2017	25	-	10 892 442	10 892 442	-	2 398 128	-	8 494 314
RSX AERIEN TIERS UAP 2017	9 000 001 610	01/07/2017	25	-	-	-	1 691 793	-	372 473	1 319 320
COMPTAGE TIERS UAPOU 2017	9 500 001 118	01/07/2017	20	-	-	-	424 165	-	116 733	307 432
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 138	01/07/2017	20	-	1 880 225	1 880 225	-	517 448	-	1 362 777
RENV 8 IACM PAR 8 IAM UA	8 100 000 061	01/08/2017	15	-	15 383 961	15 383 961	-	5 557 895	-	9 826 066
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	9 000 001 605	01/09/2017	25	-	1 336 291	1 336 291	-	285 124	-	1 051 167
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	9 000 001 627	01/05/2018	25	-	15 676 138	15 676 138	-	2 929 076	-	12 747 062
RESEAUX CP UA POU 2018	9 000 001 621	01/07/2018	25	-	12 663 088	12 663 088	-	2 281 437	-	10 381 651
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 155	01/07/2018	20	-	1 256 749	1 256 749	-	283 027	-	973 722
COMPTAGE TIERS UAPOU 2018	9 500 001 174	01/07/2018	20	-	-	-	805 837	-	181 479	624 358
RENV RSX HT/BT UA POU	9 000 001 658	30/06/2019	25	-	26 539 396	26 539 396	-	3 722 787	-	22 816 609
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 191	01/07/2019	20	-	3 503 898	3 503 898	-	613 902	-	2 889 996
COMPTAGE TIERS UAP 2019	9 500 001 209	01/07/2019	20	-	-	-	1 261 014	-	220 937	1 040 077
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 227	01/07/2020	20	-	2 423 731	2 423 731	-	303 132	-	2 120 599
COMPTAGE TIERS UAP 2020	9 500 001 245	01/07/2020	20	-	-	-	1 474 358	-	184 396	1 289 962
RENV RSX HT/BT UA POU	9 000 001 687	30/09/2020	25	-	64 442 332	64 442 332	-	5 805 107	-	58 637 225
14A1 LC 20/00178 HAKAHAU	9 000 001 705	01/01/2021	25	-	537 424	537 424	-	42 935	-	494 489
RNV RSX HT/BT PMT UA POU	9 000 001 721	01/01/2021	25	-	11 753 742	11 753 742	-	939 011	-	10 814 731
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 264	01/07/2021	20	-	4 203 582	4 203 582	-	315 557	-	3 888 025
COMPTAGE TIERS UAP 2021	9 500 001 285	01/07/2021	20	-	-	-	1 626 382	-	122 090	1 504 292
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9 500 001 304	01/07/2022	20	-	1 541 881	1 541 881	-	38 653	-	1 503 228
COMPTAGE TIERS UAPOU 2022	9 500 001 317	01/07/2022	20	-	-	-	1 419 312	-	35 580	1 383 732
<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>				-	<b>467 482 273</b>	<b>467 482 273</b>	<b>59 542 562</b>	<b>206 706 954</b>	<b>34 177 748</b>	<b>286 140 132</b>
<b>TOTAL UA POU</b>				<b>12 293 485</b>	<b>605 073 448</b>	<b>617 366 933</b>	<b>65 682 043</b>	<b>335 047 031</b>	<b>39 618 939</b>	<b>308 383 007</b>

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire	149 884 660	467 482 273	617 366 933
Valeur Brute Tiers	6 139 481	59 542 562	65 682 043
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	- 156 024 141	527 024 835	683 048 976

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
G1	6 587 774			6 587 774
G2	14 805 760			14 805 760
G3		15 027 845		15 027 845
S/T Groupes	21 393 534	15 027 845	-	36 421 379
Filières	20 301 656			20 301 656
Bâtiments				
<b>Total</b>	<b>41 695 190</b>	<b>15 027 845</b>	<b>-</b>	<b>56 723 035</b>

##### Distribution

	Transfo.	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau-souterrain	Total
Quantité		111	66	24		
Montant	3 068 518	66 994 911	27 419 464	2 348 179	10 000 000	<b>109 831 072</b>

#### Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	-	29 282 542	29 282 542
2019	5 134 582	29 873 355	35 007 937
2020	-	66 672 892	66 672 892
2021	22 181 560	15 570 174	37 751 734
2022	273 672	1 333 727	1 607 399
<b>Cumul</b>	<b>27 589 814</b>	<b>142 732 690</b>	<b>170 322 504</b>



### Détail des dépenses de renouvellement

<b>Production Ua Pou</b>	<b>n°</b>	<b>date mise en</b>	<b>VO totale</b>	<b>Taux</b>	<b>Montant</b>
chantiers de renouvellement	immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
N/A				0,00%	-
<b>sous total 2018</b>					-
MOTEUR PERKINS P400 UAPOU	1200000119	01/01/2019	5 134 582	0,00%	5 134 582
<b>sous total 2019</b>					<b>5 134 582</b>
N/A				0,00%	-
<b>sous total 2020</b>					-
MOTEUR FG WILSON P500 UAP	1200000150	19/05/2021	8 954 994	0,00%	8 954 994
ALTERNAT FG WILS P500 UAP	1300000121	19/05/2021	6 716 246	0,00%	6 716 246
ACCESS FG WILS P500 UA PO	1400000116	19/05/2021	6 510 320	0,00%	6 510 320
<b>sous total 2021</b>					<b>22 181 560</b>
F&P MOTOPOMPE UA POU	3100000136	30/08/2022	273 672	0,00%	273 672
<b>sous total 2022</b>					<b>273 672</b>
<b>Total</b>					<b>27 589 814</b>

<b>Distribution Ua Pou</b>	<b>n°</b>	<b>date mise en</b>	<b>VO totale</b>	<b>Taux</b>	<b>Montant</b>
chantiers de renouvellement	immobilisation	service		d'améliorant	Renouvellement
RENV RESEAU HTA HAKAHAU	9000001627	01/05/2018	15 676 138	0,00%	15 676 138
RESEAUX CP UA POU 2018	9000001621	01/07/2018	12 663 088	0,00%	12 663 088
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001155	01/07/2018	1 256 749	24,94%	943 316
<b>sous total 2018</b>					<b>29 282 542</b>
RENV RSX HT/BT UA POU	9000001658	30/06/2019	26 539 396	0,00%	26 539 396
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001191	01/07/2019	3 503 898	4,85%	3 333 959
<b>sous total 2019</b>					<b>29 873 355</b>
RENV RSX HT/BT UA POU	9000001687	30/09/2020	64 442 332	0,00%	64 442 332
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001227	01/07/2020	2 423 731	7,97%	2 230 560
<b>sous total 2020</b>					<b>66 672 892</b>
RNV RSX HT/BT PMT UA POU	9000001721	01/07/2021	11 753 742	0,00%	11 753 742
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001264	01/07/2021	4 203 582	9,21%	3 816 432
<b>sous total 2021</b>					<b>15 570 174</b>
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001304	01/07/2022	1 541 881	13,50%	1 333 727
<b>sous total 2022</b>					<b>1 333 727</b>
<b>Total</b>					<b>142 732 690</b>

### Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	<b>Production</b>	<b>Distribution</b>	<b>Total</b>
Plan 2018 / 2030	56 723 035	109 831 072	166 554 107
- Réalisé	(27 589 814)	(142 732 690)	(170 322 504)
<b>Reste à faire</b>	<b>29 133 221</b>	<b>(32 901 618)</b>	<b>(3 768 397)</b>

(-) = 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<sup>er</sup> janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

### Amortissement technique des biens au bilan

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

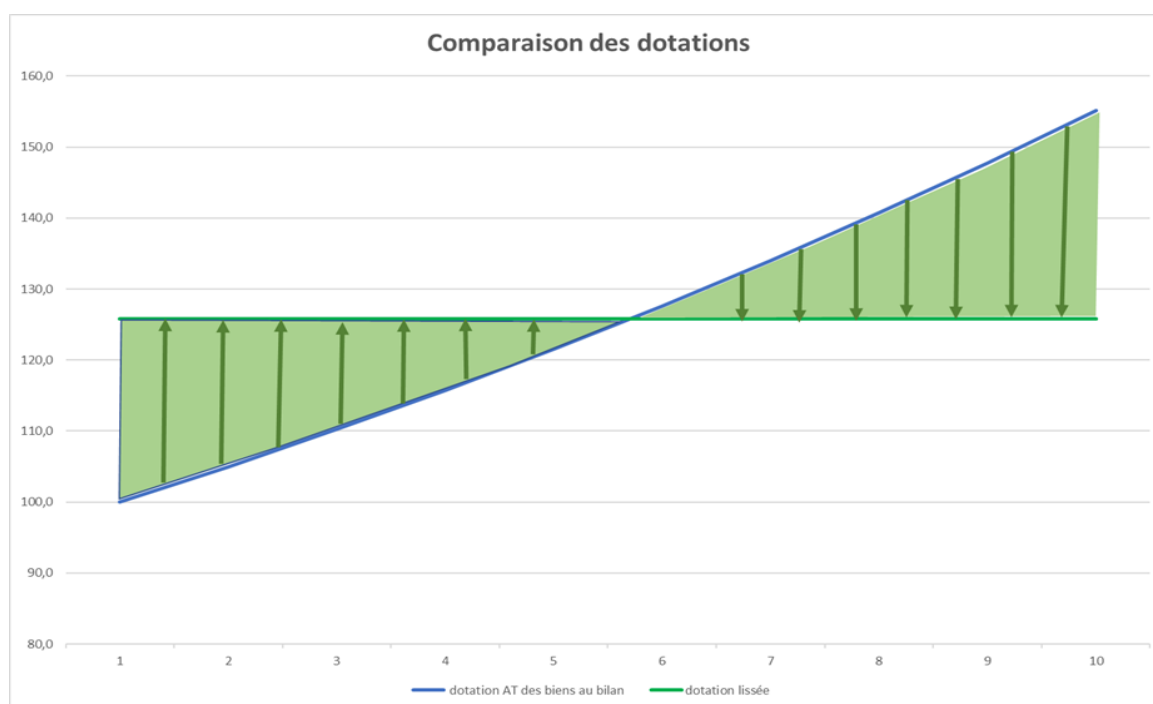
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

### Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

## Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
		chiffres 2018 biens au bilan hors améliorant						
<b>VO Ouverture corporel</b>	145 109 092	145 567 193	147 302 878	146 923 037	146 923 037	150 028 840	147 258 729	
VO Ouverture incorporel	-	6 523 231	6 523 231	6 523 231	6 523 231	6 523 231	6 523 231	
Acquisitions	6 573 270	1 735 685	5 735 328	-	22 181 560	273 672	-	
Régul & TVA à reverser	-	-	-	-	(259 041)	(2 077 390)	-	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)	-	-	-	-	-	-	-	
- origine financement concession	(6 115 169)	-	(6 115 169)	-	(18 816 716)	(966 393)	-	
- origine financement tiers	-	-	-	-	-	-	-	
<b>VO Clôture</b>	<b>145 567 193</b>	<b>153 826 109</b>	<b>153 446 268</b>	<b>153 446 268</b>	<b>156 552 071</b>	<b>153 781 960</b>	<b>153 781 960</b>	
- Financements tiers cumul	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	(6 139 481)	
- IFC biens au bilan clôture	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	n/a	n/a	n/a	
- IFC améliorant cumulé	-	-	-	n/a	n/a	n/a	n/a	
- IFC hors biens améliorants	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	(0)	(5 424 672)	(5 424 672)	
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	
- IFC hors biens améliorants	(7 523 239)	(9 269 299)	(9 269 299)	(3 425 556)	(0)	(5 424 672)	(5 424 672)	
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
<b>Base amortissable</b>	<b>131 904 473</b>	<b>138 417 329</b>	<b>138 037 488</b>	<b>143 881 231</b>	<b>150 412 590</b>	<b>142 217 807</b>	<b>142 217 807</b>	
Cumul doté à l'ouverture	124 534 526	126 377 013	131 681 688	131 802 004	137 841 617	150 412 590	146 207 367	
Réintégration AT sur incorporel	-	6 523 231	-	-	-	-	-	
Sortie AT sur sortie immo	-	(6 115 169)	(6 115 169)	-	(18 816 716)	(215 662)	-	
Reste à amortir	7 369 947	11 632 254	12 470 969	12 079 227	31 387 688	(7 979 121)	(3 989 561)	
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1	
<b>Dotation exercice</b>	<b>1 842 487</b>	<b>4 896 613</b>	<b>6 235 484</b>	<b>6 039 614</b>	<b>31 387 688</b>	<b>(3 989 561)</b>	<b>(3 989 561)</b>	
<b>Dotations cumulées</b>	<b>126 377 013</b>	<b>131 681 688</b>	<b>131 802 004</b>	<b>137 841 617</b>	<b>150 412 590</b>	<b>146 207 367</b>	<b>142 217 807</b>	
Vo - fin tiers - IFC - dotations	5 527 460	6 735 641	6 235 484	6 039 614	-	(3 989 561)	-	
<b>Mécanique de lissage des AT</b>								
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(52 321 970)	(54 951 029)	(56 052 160)	(54 285 627)	(52 636 667)	-	-	
Dotations/reprises B	(2 629 059)	(1 101 131)	1 766 533	1 648 960	52 636 667	-	-	
Actif/Passif de renouvellement cloture	(54 951 029)	(56 052 160)	(54 285 627)	(52 636 667)	-	-	-	
Dotation aux amortissements A	(1 842 487)	(4 896 613)	(6 235 484)	(6 039 614)	(31 387 688)	3 989 561	3 989 561	
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(4 471 546)</b>	<b>(5 997 744)</b>	<b>(4 468 951)</b>	<b>(4 390 654)</b>	<b>21 248 979</b>	<b>3 989 561</b>	<b>3 989 561</b>	
moyenne des dotations	1 414 172	1 414 172	1 414 172	1 414 172	1 414 172	1 414 172	1 414 172	
écart sur moyenne exercice	(5 885 718)	(7 411 916)	(5 883 123)	(5 804 826)	19 834 806	2 575 388	2 575 388	
écart sur moyenne en cumulé	(5 885 718)	(13 297 634)	(19 180 758)	(24 985 583)	(5 150 777)	(2 575 388)	(0)	
<b>Traitement de l'améliorant</b>								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>VO Ouverture</b>	-	0	2 242 181	2 242 181	2 242 181	2 242 181	2 242 181	
Acquisitions financement concession	-	2 242 181	-	-	0	0	0	
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-	
<b>VO Clôture</b>	-	<b>2 242 181</b>	<b>2 242 181</b>	<b>2 242 181</b>	<b>2 242 181</b>	<b>2 242 181</b>	<b>2 242 181</b>	
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-	
- IFC améliorant exercice	-	-	-	(1 447 005)	333 921	-	-	
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	(1 447 005)	(1 113 084)	(1 113 084)	(1 113 084)	
		0%	0%	65%	50%	50%	50%	
<b>Base amortissable</b>	-	<b>2 242 181</b>	<b>2 242 181</b>	<b>795 176</b>	<b>1 129 097</b>	<b>1 129 097</b>	<b>1 129 097</b>	
Cumul doté à l'ouverture	0	-	(747 394)	(1 494 787)	(1 144 982)	(1 129 097)	(1 129 097)	
Reste à amortir	-	2 242 181	1 494 787	(699 611)	(15 885)	0	0	
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1	
<b>Dotation exercice</b>	-	<b>(747 394)</b>	<b>(747 394)</b>	<b>349 806</b>	<b>15 885</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	
<b>Dotations cumulées</b>	-	<b>(747 394)</b>	<b>(1 494 787)</b>	<b>(1 144 982)</b>	<b>(1 129 097)</b>	<b>(1 129 097)</b>	<b>(1 129 097)</b>	
Vo - fin tiers - IFC - dotations	-	1 494 787	747 394	(349 806)	-	0	-	
<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(4 471 546)</b>	<b>(6 745 138)</b>	<b>(5 216 345)</b>	<b>(4 040 848)</b>	<b>21 264 863</b>	<b>3 989 560</b>	<b>3 989 560</b>	

## Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>VO Ouverture corporel</b>	361 509 205	387 785 608	426 381 070	448 127 912	521 883 856	484 669 160	473 248 857
VO Ouverture incorporel	-	41 370 215	41 370 215	41 370 215	41 370 215	41 370 215	41 370 215
Acquisitions (dont TVA à reverser)	28 019 127	39 235 978	33 368 467	75 340 274	15 570 132	1 333 727	
Acquisitions financement Tiers							
Régul dont TVA à reverser					(10 771 950)	(11 343 938)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(1 742 724)	-	-	(1 380 230)	(41 849 683)	(419 839)	
- origine financement tiers	-	(640 516)	(11 621 625)	(204 100)	(163 195)	(990 253)	
<b>VO Clôture</b>	<b>387 785 608</b>	<b>467 751 285</b>	<b>489 498 127</b>	<b>563 254 071</b>	<b>526 039 375</b>	<b>514 619 072</b>	<b>514 619 072</b>
- Financements tiers cumul	(64 459 390)	(63 818 874)	(52 197 249)	(51 993 149)	(51 829 954)	(50 839 701)	(50 839 701)
- IFC biens au bilan clôture N-1	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 353 784)	(1 006 505)	(1 006 505)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 006 505)	(867 855)	(867 855)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(3 562 963)	(4 188 521)	(4 378 413)	(1 353 784)	(1 006 505)	(867 855)	(867 855)
<b>Base amortissable</b>	<b>319 763 255</b>	<b>399 743 890</b>	<b>432 922 465</b>	<b>509 907 138</b>	<b>473 202 916</b>	<b>462 911 516</b>	<b>462 911 516</b>
Cumul doté à l'ouverture	274 093 881	285 511 225	343 873 209	388 856 721	448 691 814	473 202 916	468 057 216
Réintégration AT sur incorporel		31 274 801					
Sortie AT sur sortie immo		(1 742 724)	-	(1 380 230)	(41 849 683)	-	-
Reste à amortir	45 669 374	84 700 588	89 049 256	122 430 647	66 360 785	(10 291 400)	(5 145 700)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>11 417 344</b>	<b>28 829 907</b>	<b>44 983 512</b>	<b>61 215 323</b>	<b>66 360 785</b>	<b>(5 145 700)</b>	<b>(5 145 700)</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>285 511 225</b>	<b>343 873 209</b>	<b>388 856 721</b>	<b>448 691 814</b>	<b>473 202 916</b>	<b>468 057 216</b>	<b>462 911 516</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	34 252 030	55 870 681	44 065 744	61 215 323	-	(5 145 700)	-
<b>Mécanisme de lissage des AT</b>							
Actif/Passif de renouvellement ouvertur	(119 974 900)	(117 874 624)	(102 312 138)	(70 065 418)	(35 591 209)	-	-
Dotations/reprises B	2 100 276	15 562 486	32 246 720	34 474 209	35 591 209		
Actif/Passif de renouvellement cloture	(117 874 624)	(102 312 138)	(70 065 418)	(35 591 209)	-	-	-
Dotation aux amortissements A	(11 417 344)	(28 829 907)	(44 983 512)	(61 215 323)	(66 360 785)	5 145 700	5 145 700
<b>Dotation hors améliorant, lissée A+B</b>	<b>(9 317 068)</b>	<b>(13 267 421)</b>	<b>(12 736 792)</b>	<b>(26 741 114)</b>	<b>(30 769 576)</b>	<b>5 145 700</b>	<b>5 145 700</b>
moyenne des dotations	(11 791 510)	(11 791 510)	(11 791 510)	(11 791 510)	(11 791 510)	(11 791 510)	(11 791 510)
écart sur moyenne exercice	2 474 442	(1 475 911)	(945 282)	(14 949 604)	(18 978 066)	16 937 210	16 937 210
écart sur moyenne en cumulé	2 474 442	998 531	53 250	(14 896 355)	(33 874 420)	(16 937 210)	-
<b>Traitement de l'améliorant</b>							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>VO Ouverture</b>	-	3 589 750	5 083 658	6 534 564	8 227 299	10 778 297	12 405 763
Acquisitions financement concession	1 473 792	688 071	189 892	218 377	924 616	208 154	
Acquisitions autres financement Tiers	2 115 958	805 837	1 261 014	1 474 358	1 626 382	1 419 312	
<b>VO Clôture</b>	<b>3 589 750</b>	<b>5 083 658</b>	<b>6 534 564</b>	<b>8 227 299</b>	<b>10 778 297</b>	<b>12 405 763</b>	<b>12 405 763</b>
Financements tiers cumul	(2 115 958)	(2 921 795)	(4 182 809)	(5 657 167)	(7 283 549)	(8 702 861)	(8 702 861)
- IFC améliorant exercice				(1 958 609)	(924 616)	(176 919)	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0	0%	0%	0%	0%
- IFC hors biens au bilan cumulé	-	-	-	(1 958 609)	(2 883 225)	(3 060 144)	(3 060 144)
	0%	0%	0%	76%	83%	83%	83%
<b>Base amortissable</b>	<b>1 473 792</b>	<b>2 161 863</b>	<b>2 351 755</b>	<b>611 523</b>	<b>611 523</b>	<b>642 758</b>	<b>642 758</b>
Cumul doté à l'ouverture	0	(368 448)	(966 253)	(1 659 004)	(1 135 263)	(611 523)	(627 140)
Reste à amortir	1 473 792	1 793 415	1 385 502	(1 047 481)	(523 741)	31 235	15 618
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
<b>Dotation exercice</b>	<b>(368 448)</b>	<b>(597 805)</b>	<b>(692 751)</b>	<b>523 741</b>	<b>523 741</b>	<b>(15 618)</b>	<b>(15 618)</b>
<b>Dotations cumulées</b>	<b>(368 448)</b>	<b>(966 253)</b>	<b>(1 659 004)</b>	<b>(1 135 263)</b>	<b>(611 523)</b>	<b>(627 140)</b>	<b>(642 758)</b>
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 105 344	1 195 610	692 751	(523 741)	-	15 618	-
<b>Impact exercice (+) = produit</b>	<b>(9 685 516)</b>	<b>(13 865 226)</b>	<b>(13 429 543)</b>	<b>(26 217 374)</b>	<b>(30 245 835)</b>	<b>5 130 083</b>	<b>5 130 083</b>

## 5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

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

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

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

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

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

- Application de la formule

Pour un contrat prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2011 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10<sup>ème</sup> de la valeur d'origine égal à :  
10 – ( 2020 – (année de mise en service)).

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

### L'avenant 2 du 24/04/2020 prolonge l'échéance de la concession de 12 mois (du 30/09/2020 au 30/09/2021) et revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession

Au titre de la durée initiale de la concession d'une part, l'Autorité concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges au 30 septembre 2020.

Au titre de l'année de prolongation d'autre part, compte tenu de l'impossibilité pour le Concessionnaire d'amortir entièrement les biens exceptionnellement établis pendant cette période, l'Autorité concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession correspondant à l'intégralité du coût de l'améliorant, s'il y en a eu.

### L'avenant 3 du 01/01/2021 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.

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.

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

Au titre de la durée initiale de la concession l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges, au 30 septembre 2020, dont le montant est fixé à 8.100.000 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 3 du 1<sup>er</sup> 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 11.000.000 XPF.

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

**du 01/01/2011 au 30/09/2020** : IFC correspondant à la Vo des biens mis en service sous déduction de 1/10<sup>ème</sup> par année légale entière

**du 01/10/2020 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 10 <sup>ème</sup> à déduire	Total IFC
SUPERVISION CENT UA POU	2800000075	01/07/2012	204 185	100,00%	204 185	7	61 256
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	2800000078	01/07/2012	489 155	100,00%	489 155	7	146 747
F&P SYST SECURITE UA POU	3100000087	01/09/2012	6 800 123	42,61%	2 897 532	7	869 260
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	3000000052	01/01/2013	3 710 281	100,00%	3 710 281	7	1 113 084
COFFRETS COMPTAGES UA POU	2800000104	01/09/2013	2 082 573	100,00%	2 082 573	6	833 029
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	500000144	01/01/2014	655 479	100,00%	655 479	6	262 192
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	3000000058	01/01/2014	2 105 784	100,00%	2 105 784	6	842 314
EXTENS°SALLE RANGEMENT	600000065	01/01/2015	270 708	100,00%	270 708	5	135 354
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	2800000137	01/05/2015	1 553 694	100,00%	1 553 694	4	932 216
MEC SECURITE INCENDIE CEN	3100000122	01/02/2018	1 491 450	100,00%	1 491 450	1	1 342 305
<b>PRODUCTION UA POU</b>			<b>19 363 432</b>		<b>15 460 841</b>		<b>6 537 756</b>
REEMPL IACM PAR IAM UA POU	8100000042	13/01/2011	842 316	41,00%	345 350	8	69 070
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	9000001187	26/01/2011	271 870	100,00%	271 870	8	54 374
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	9500000851	01/07/2011	523 416	33,70%	176 391	8	35 278
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	9000001240	01/01/2012	1 496 400	100,00%	1 496 400	8	299 280
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	9000001241	01/01/2012	540 240	100,00%	540 240	8	108 048
BRCHT/CPTAGES UA POU	9500000892	01/07/2012	661 941	17,57%	116 303	7	34 891
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500000928	01/07/2013	763 159	34,23%	261 229	6	104 492
EXT 14A1 QT AKA UA POU	9000001364	03/09/2013	121 615	100,00%	121 615	6	48 646
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	9000001369	10/10/2013	248 645	100,00%	248 645	6	99 458
14A/09/2011/UAP/JK/PG	9000001438	01/01/2014	520 386	100,00%	520 386	6	208 154
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	9000001439	03/06/2014	168 251	100,00%	168 251	5	84 126
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500000976	01/07/2014	625 982	24,03%	150 423	5	75 212
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001028	01/07/2015	2 773 542	6,46%	179 171	4	107 502
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001087	01/07/2016	2 854 162	3,05%	87 052	3	60 936
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001138	01/07/2017	1 880 225	7,31%	137 444	2	109 956
14A1 202/2017/UAP/JK/PG	9000001605	01/09/2017	1 336 291	100,00%	1 336 291	2	1 069 033
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001155	01/07/2018	1 256 749	24,94%	313 433	1	282 090
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001191	01/07/2019	3 503 898	4,85%	169 939	0	169 939
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001227	01/07/2020	2 423 731	7,97%	193 171	0	193 171
14A1 LC 20/00178 HAKAHAU	9000001705	01/01/2021	537 424	100,00%	537 424	0	537 424
BRCHT/COMPTAGES UA POU	9500001304	01/07/2022	1 541 881	13,50%	208 154		176 919
<b>DISTRIBUTION UA POU</b>			<b>24 892 124</b>		<b>7 579 183</b>	<b>93</b>	<b>3 927 999</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION UA POU</b>			<b>44 255 556</b>		<b>23 040 025</b>	<b>93</b>	<b>10 465 755</b>

## 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<sup>er</sup> 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
AIR TAHITI	AGENCE UA POU

#### 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.