



**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 2015**

# SOMMAIRE

## 0 – FAITS MARQUANTS

### 1 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
  1. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2015
  2. Mode de détermination
  3. Chiffre d'affaires énergie
  4. Autres produits d'exploitation
  5. Statistiques de ventes
  6. Services offerts à la clientèle
  7. Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

### 2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Bilan technique
  1. Autorisation d'exploitation
  2. Effectifs et organigramme
  3. Détails des ouvrages de production
  4. Données de production
  5. Qualité de service
  6. Qualité – Sécurité – Environnement
  7. Travaux significatifs – Faits marquants
  8. Unités d'œuvres 2015 de la concession
  9. Raccordement solaire

### 3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- Bilan et comptes de résultat de la concession
  1. Principe de la comptabilité appropriée
  2. Méthodologie et clés de répartition analytique
  3. Variation des prix
  4. Commentaires
  5. Actif, Passif et Résultat de la concession

### 4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

1. Variation du patrimoine immobilier
2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
3. Suivi du programme contractuel d'investissements
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année
5. Dépenses d'Améliorant réalisées dans l'année
6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
7. Plan de Renouvellement

### 5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

## 0 - FAITS MARQUANTS

### Global société

L'année 2015 aura été une année de forte évolution du cadre contractuel et juridique de nos concessions avec :

- 1) Un audit de la C.R.E, commandé par la Pays, qui a permis d'échanger sur EDT, la TEP, le SECOSUD et le développement de l'hydroélectricité.
- 2) Les arrêtés 2099 et 2100 CM du 17 décembre 2015 relatifs au cadre réglementaire des délégations de service public dans le secteur de l'énergie ont défini les principes de la comptabilité appropriée s'y rapportant.
- 3) La signature en mars 2015 de l'avenant 16c d'octobre régularisant les actualisations tarifaires contractuelles des 1<sup>er</sup> mars et 1<sup>er</sup> juin 2014 et permettant une première baisse tarifaire au 01 mars 2015 d'une valeur moyenne de 4,3%
- 4) La signature au 29 décembre 2015 de l'avenant 17 autorisant :
  - La mise en place d'un revenu autorisé par activité et par concession, respectant les principes de la comptabilité appropriée et justifiant du chiffre d'affaires du concessionnaire.
  - La mise en place d'une formule d'indexation du revenu autorisé en lien direct avec les activités concernées et la nature de leurs charges.
  - Une baisse tarifaire moyenne de 5,3% à effet au 1er mars 2016, pour l'ensemble des consommateurs d'électricité, laquelle vient s'ajouter à la précédente baisse moyenne de 4,3% du 1er mars 2015.
  - la reprise d'actifs de distribution de la TEP
  - la simplification de la grille tarifaire.

Cet avenant 17 :

- répond aux principales critiques formulées à l'encontre de l'ancienne formule tarifaire
- intègre les suggestions du rapport de 2012 et 2015 de la CRE
- prépare les bases d'un mécanisme territorial de péréquation tarifaire par ailleurs souhaité par EDT.

## **Concession de Ua Pou**

Aspects juridiques et contractuels :

- n/a

Aspects commerciaux :

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession augmentent de (+0,8 %) en 2015
- Le nombre de clients progresse de (+ 0,6 %), la puissance souscrite augmente de (+1,4 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-3,7%)

Aspects techniques :

- La production d'énergie d'origine renouvelable représente 0,54% du total produit par le concessionnaire
- La puissance de pointe appelée a été de 380 kWh
- A fin 2015, on recensait 7 installations photovoltaïques déclarées dont 5 raccordée en service au réseau de distribution publique et 2 nouveaux raccordements solaires opérés sur 2015
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 5h56 mn

**Aspects financiers :**

Revenu autorisé et chiffre d'affaires :

- l'article 11 du cahier des charges du concessionnaire traitait des tarifs et de la formule tarifaire lequel est applicable à l'ensemble des concessions EDT.
- L'avenant 17 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.
- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
- Les charges retenues pour cette répartition sont l'ensemble des charges en dehors des coûts de combustibles (incluant huiles et urée), des énergies (hydroélectricité, solaire), de la redevance de transport.
- Ce nouveau mode de rémunération n'est applicable qu'à partir de 2016 mais permet néanmoins de ressortir des 2015 une marge spécifique par activité et concession.

Des éléments non récurrents ont été constatés :

- pour 9 MF en raison de l'impact de l'article 22 du cahier des charges « reprise des installations en fin de concession » sur la comptabilisation des biens « améliorants » mis en service depuis 2010 dont 8 MF en production et 1 MF en distribution
- pour -19 MF en raison du recalage des plans de renouvellement dont +25 MF en production et - 44 MF en distribution

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

- Aspects commerciaux
  1. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2015
  2. Mode de détermination
  3. Chiffre d'affaires énergie
  4. Autres produits d'exploitation
  5. Statistiques de ventes
  6. Services offerts à la clientèle
  7. Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

## Aspects commerciaux

### 1°) - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2015

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	octobre 2013 à février 2015	mars 2015 à décembre 2015
BT Usage social	TP0	de 0 à 180 kWh	19,56	19,00
BT Usage social	TP1	de 181 à 300 kWh	49,36	39,00
BT Usage social	TP2	au dessus de 300 kWh	61,46	60,00
BT Usage domestique	P1	de 0 à 300 kWh	30,36	27,50
BT Usage domestique	P2	de 301 à 450 kWh	48,36	45,00
BT Usage domestique	P3	au dessus de 450 kWh	56,46	56,00
BT Eclairage public	P3		35,46	34,00
BT Usage professionnel	P4	de 0 à 3000 kWh	41,76	39,00
BT Usage professionnel	P4'	au-dessus de 3000 kWh	45,76	43,00
MT Tarif jour	P5	de 0 à 16200 kWh	27,16	26,00
MT Tarif jour	P6	de 16201 à 48600 kWh	27,16	26,00
MT Tarif jour	P7	au-dessus de 48600 kWh	27,16	26,00
MT Tarif nuit	P8	de 0 à 9000 kWh	23,56	22,00
MT Tarif nuit	P9	au dessus de 9000 kWh	23,56	22,00
MT Tarif uniforme	P10		39,33	39,00

Prime d'abonnement	ACE = 18,33 XPF
<p><b>Basse tension</b> : Tarif Petits consommateurs Prime d'Abonnement = 14,36 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 263 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p><b>Basse tension</b> : Tarif Usages Domestiques Prime d'Abonnement = 21,53 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 395 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p><b>Basse tension</b> : Tarifs Usages Professionnels et Eclairage public Prime d'Abonnement = 18,81 x ACE x kVA de puissance souscrite soit : 345 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p><b>Moyenne tension</b> : Prime d'Abonnement = 1003,86 x ACE x kVA de puissance souscrite/An jusqu'à 200 kVA soit : 18 401 XPF x kVA de puissance souscrite / An</p> <p><b>Moyenne tension</b> : Prime d'Abonnement = 627,42 x ACE x kVA de puissance souscrite/An au-delà de 200 kVA soit : 11 501 XPF x kVA de puissance souscrite / An</p>	

Taxes	Taux
<b>Taxe municipale</b>	
Autres tarifs BT et MT	3 XPF/Kwh
<b>TVA</b>	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%

Avance sur consommation	P2 = 45 XPF
<p><b>Tarif Usages Domestiques</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ASC = 37,5 x P2 x kVA de puissance souscrite</li> <li>- ASC = 1 688 XPF x kVA de puissance souscrite</li> </ul> <p><b>Autres Tarif Basse Tension</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ASC = 75 x P2 x kVA de puissance souscrite</li> <li>- ASC = 3 375 XPF x kVA de puissance souscrite</li> </ul>	

## 2°) - Mode de détermination

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

La dernière actualisation est applicable depuis le mois de Mars 2015, en référence à l'arrêté n° 211 CM du 25 Février 2015, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

## 3°) – Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 01/03/2015	kWh vendus postérieur 01/03/2015	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2015	Montant postérieur 01/03/2015	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance souscrite au 31/12/2015
BT Usage social	TP0	149 814	759 758	909 572	2 930 430	14 435 494	17 365 924			
BT Usage social	TP1	19 908	89 199	109 107	982 636	3 478 761	4 461 397			
BT Usage social	TP2	2 785	9 315	12 100	171 167	558 900	730 067	23 503	6 132 316	1 961
BT Usage domestique	P1	35 893	184 227	220 120	1 089 713	5 066 348	6 156 061			
BT Usage domestique	P2	5 632	25 724	31 356	272 357	1 157 580	1 429 937			
BT Usage domestique	P2'	2 982	9 931	12 913	168 366	556 136	724 502	3 864	1 515 821	318
BT Eclairage public	P3	10 271	53 017	63 288	364 214	1 802 578	2 166 792	1 888	639 774	157
BT Usage professionnel	P4	86 245	452 472	538 717	3 601 592	17 646 408	21 248 000	15 256	5 178 022	1 233
BT Usage professionnel	P4'	13 076	54 146	67 222	598 361	2 328 278	2 926 639			
MT Tarif jour	P5	5 662	31 662	37 324	153 780	823 212	976 992	480	723 480	40
MT Tarif jour	P6									
MT Tarif jour	P7									
MT Tarif nuit	P8	1 398	7 934	9 332	32 937	174 548	207 485			
MT Tarif nuit	P9									
MT Tarif uniforme	P10									
Régul										
Prépaiement										
Prépaiement hors tot										
Autres (employés...)			25 296	25 296		1 112	1 112	264		22
<b>Total</b>		<b>333 666</b>	<b>1 702 681</b>	<b>2 036 347</b>	<b>10 365 553</b>	<b>48 029 355</b>	<b>58 394 908</b>	<b>45 254</b>	<b>14 189 413</b>	<b>3 732</b>

Prime d'abonnement	14 189 413
--------------------	------------

Ventes totales	72 584 321
----------------	------------

Prix moyen	35,64
------------	-------

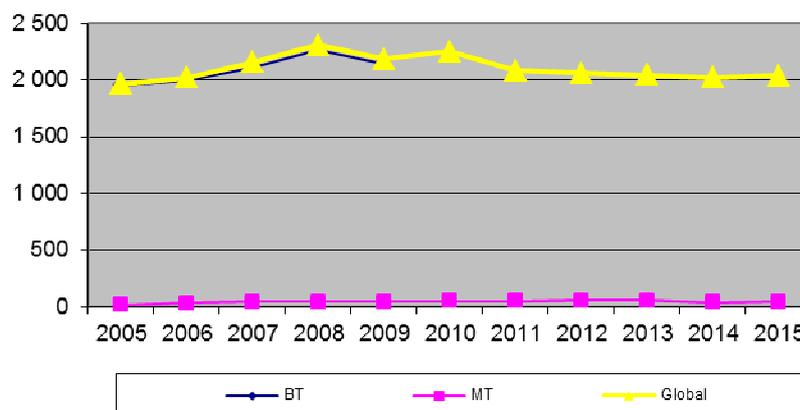
## 4°) – Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe : 121 954 XPF
- Frais de relance : 620 880 XPF
- Total : 742 834 XPF

## 5°) – Statistiques de ventes

### Croissance des ventes de kWh



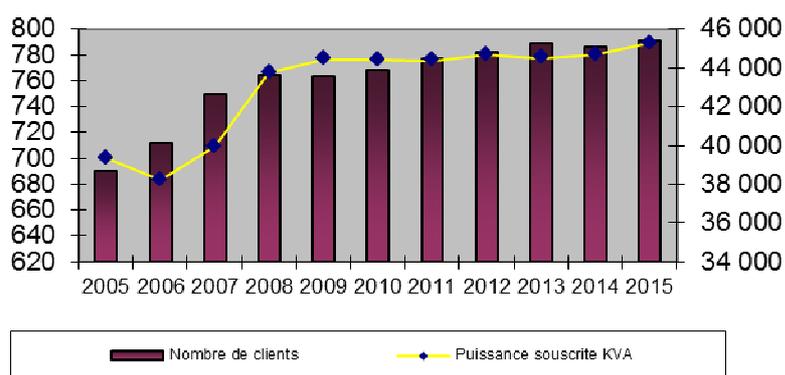
En basse tension les ventes progressent légèrement d'une année sur l'autre et leur progression par tarif se répartit comme suit :

Evolution globale des ventes BT :	0,5%
dont Usages domestiques	1,2%
dont Eclairages Publics	0,6%
dont Usages Professionnels	-1,2%

Ventes en volume au tarif MT en 2015	46 656
Ventes en volume au tarif MT en 2014	39 517
Ecart Annuel :	18,1%

En moyenne tension les ventes augmentent de 18,1% correspondant à la consommation du collège de Ua Pou

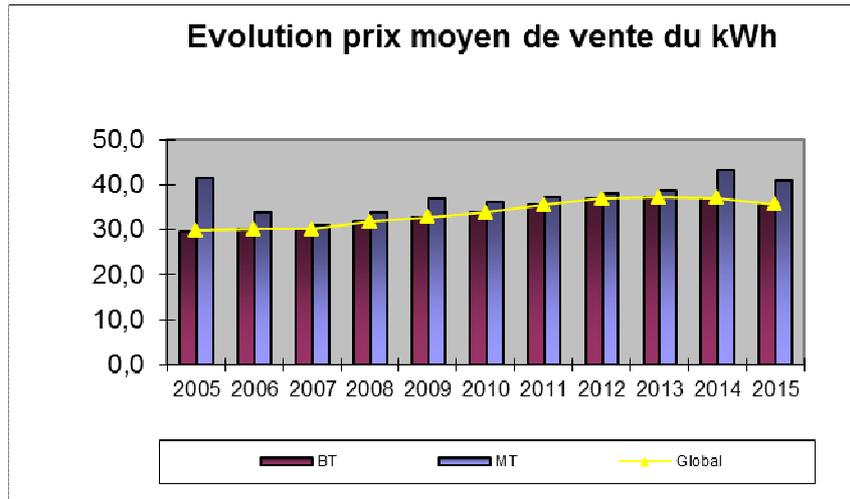
### Nombre de clients et puissance souscrite



La concession compte 791 clients à fin 2015, en progression annuelle de (+ 0,6 %), dont :

		variation 2014
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	790	0,6%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	0,0%
	791	0,6%

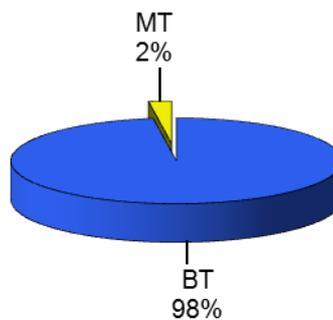
La puissance souscrite est de 45 254 kVA contre 44 652 en 2014 soit une hausse 1,4 %.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation 2014
Tarifs basse tension	35,52	-3,7%
Tarifs moyenne tension	<u>40,89</u>	-5,1%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh :	35,64	-3,7%

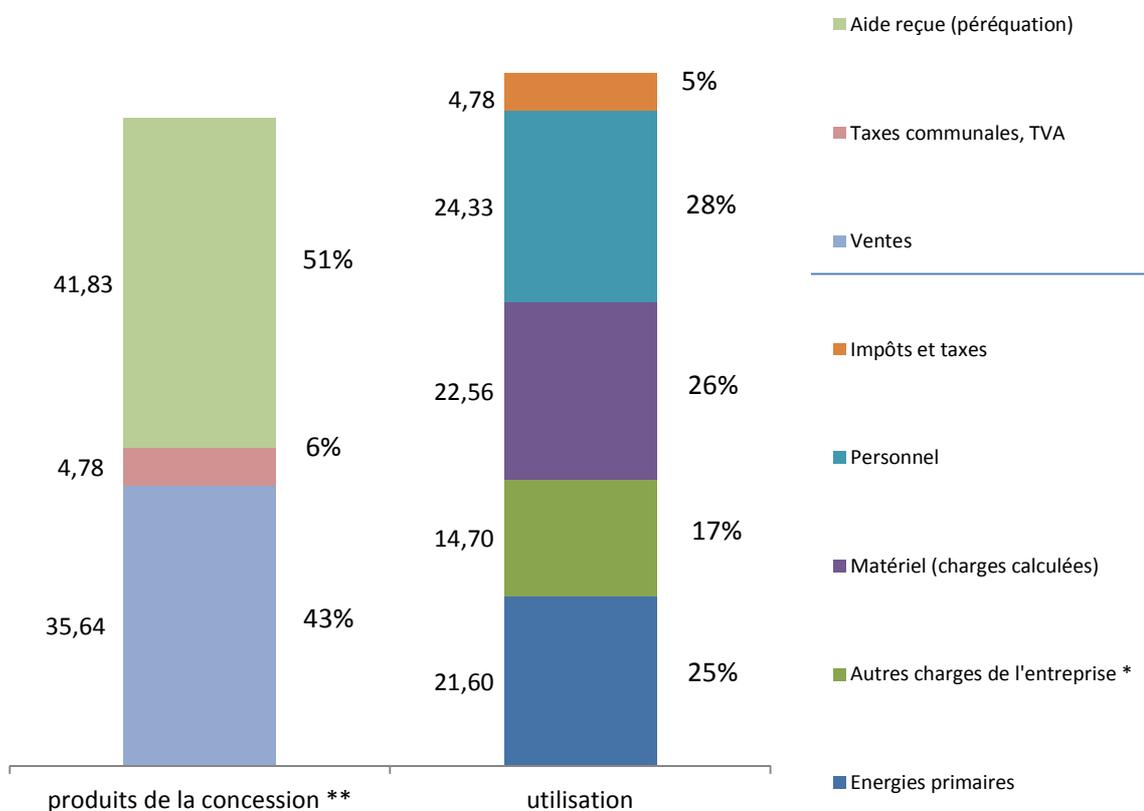
Il enregistre une diminution annuelle de (- 3,7 %).

### Répartition des ventes BT / MT



# Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou

2015 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



La différence entre les produits de la concession et leur utilisation vient du résultat déficitaire de la concession

\*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend la redevance transport (TEP), les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main œuvre, etc.

\*\* Dont 40,42 F/KWh (49%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- Les taxes communales
- Les taxes territoriales
- La TVA

Les impôts comprennent :

- Les taxes communales
- Les taxes territoriales
- La TVA
- L'IS
- L'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes

Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise »

Les énergies comprennent :

- Le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole
- Le coût d'achat des énergies renouvelables solaire.

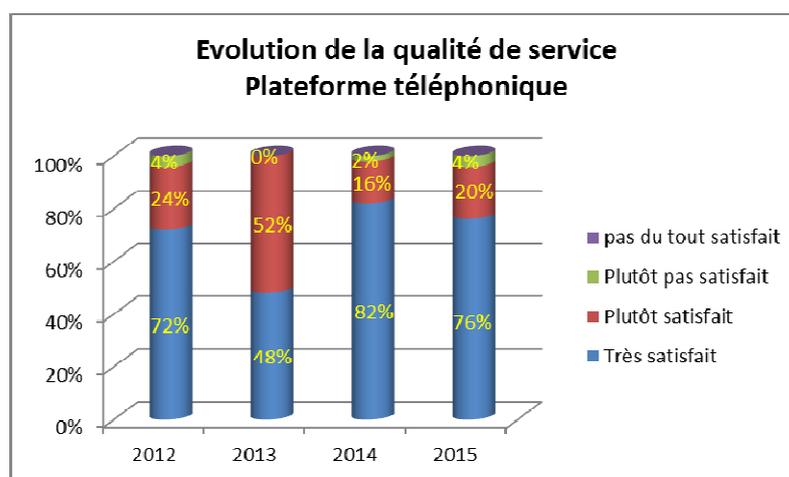
## 6°) Services offerts à la clientèle

### Mesures de la satisfaction clients

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services. Les clients peuvent désormais régler leur facture selon plusieurs choix de service : Directement en agence clientèle, sur l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf » ou également par téléphone via le module de télévente développé au sein de notre centre d'appel.

Les mesures de la satisfaction clients existantes déjà sur le canal de la voix, se sont également généralisées aux autres points de contact clients.

### Campagnes d'appels mystères



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 96% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

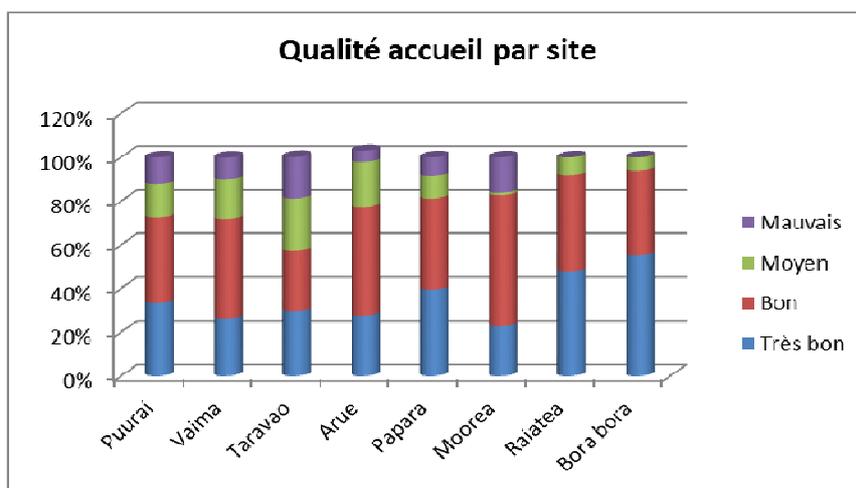
Indicateurs Centre de Relations		
Clients	2014	2015
Nombre d'appels	54 752	52 924
% traités	81%	81%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47
Webmails	2732	3 906

Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une augmentation de 43% des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne.

## Campagne de visites mystères

Ce dispositif permet d'évaluer la qualité de la perception de l'accueil commercial de plusieurs agences du réseau commercial : Tahiti, Moorea, Raiatea et Bora Bora.

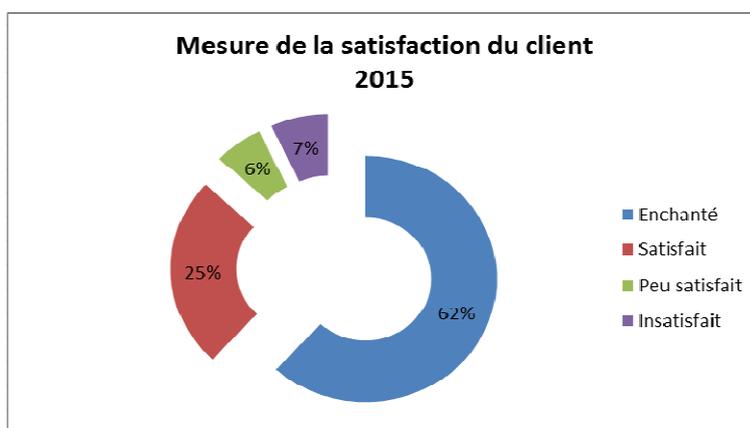
Evaluation accueil agence	2015
Très bon	30,6%
Bon	41,5%
Moyen	16,1%
Mauvais	11,7%



## Le Baromètre d'Ecoute clients : Mesure de la satisfaction du client en agence

La mesure de la satisfaction du client s'ouvre aux agences et en continu sur les métiers d'accueil avec la mise en place de bornes interactives IPAD permettant aux clients de noter la qualité de service offerte par les agents commerciaux.

Cette expérience a débuté sur l'agence EDT de Faa'a- Puerai et s'est étendue sur l'agence du Vaima pour ensuite intégrer par la suite Taravao et les îles.



## L'information clients par SMS



La création du service INFOS SMS remonte à 2011 date à laquelle le SMS Infos facture avait été proposé à aux clients qui ne recevaient pas ou rencontraient des difficultés à recevoir leur facture EDT dans un délai correct.

Plus de la moitié des clients domestiques ont depuis adhéré à ce système d'information entièrement gratuit et ceci sur plusieurs domaines : la date du passage du releveur, les coupures pour travaux de leur zone, le rappel de l'envoi de leur auto relève.

Dans la même logique, le SMS Relance a été créé et proposé à la fin de l'année, ce dernier complète le système de la relance par voie recommandée prévu au cahier des charges de la concession. Grâce à cette information rapide et simple, le client dispose immédiatement et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

### Nombre de souscriptions Services SMS en 2015

Concessionnaire	Auto-Relève	Coupure pour Travaux	Passage releveur	Facture	Relance	Total général
Tahiti Nord	6 891	5 337	4 714	7 277	25 282	49 501
Tahiti Sud	1 738	1 369	1 015	1 351	7 526	12 999
Moorea	1 382	902	125	1 084	3 972	7 465
Tahaa	91	8	9	227	1 063	1 398
Huahine	13	3	3	249	1 317	1 585
Bora bora	157	6	5	658	1 729	2 555
Maupiti	1	1	1	5	8	16
Taputapuatea	179	10	8	91	639	927
Tumaraa	74	3	3	46	247	373
Rangiroa	12	8	11	17	50	98
Hao	1	1	1	1	6	10
Tubuai	17	13	12	27	130	199
Rurutu	18	15	30	41	168	272
Rimatara	1		1	1	6	9
Raivavae				1	14	15
Ua Pou	118	1	3	120	278	520
Nuku Hiva	115	6	40	126	354	641
Hiva Oa	98			96	372	566
Ua Huka	6	2	2	7	27	44
<b>Total général</b>	<b>10 912</b>	<b>7 685</b>	<b>5 983</b>	<b>11 425</b>	<b>43 188</b>	<b>79 193</b>

### 7°) Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

Dans le cadre du développement relatif au self care client, de nombreux outils de maîtrise de la dépense énergétique ont été proposés sur le site de l'agence edt.

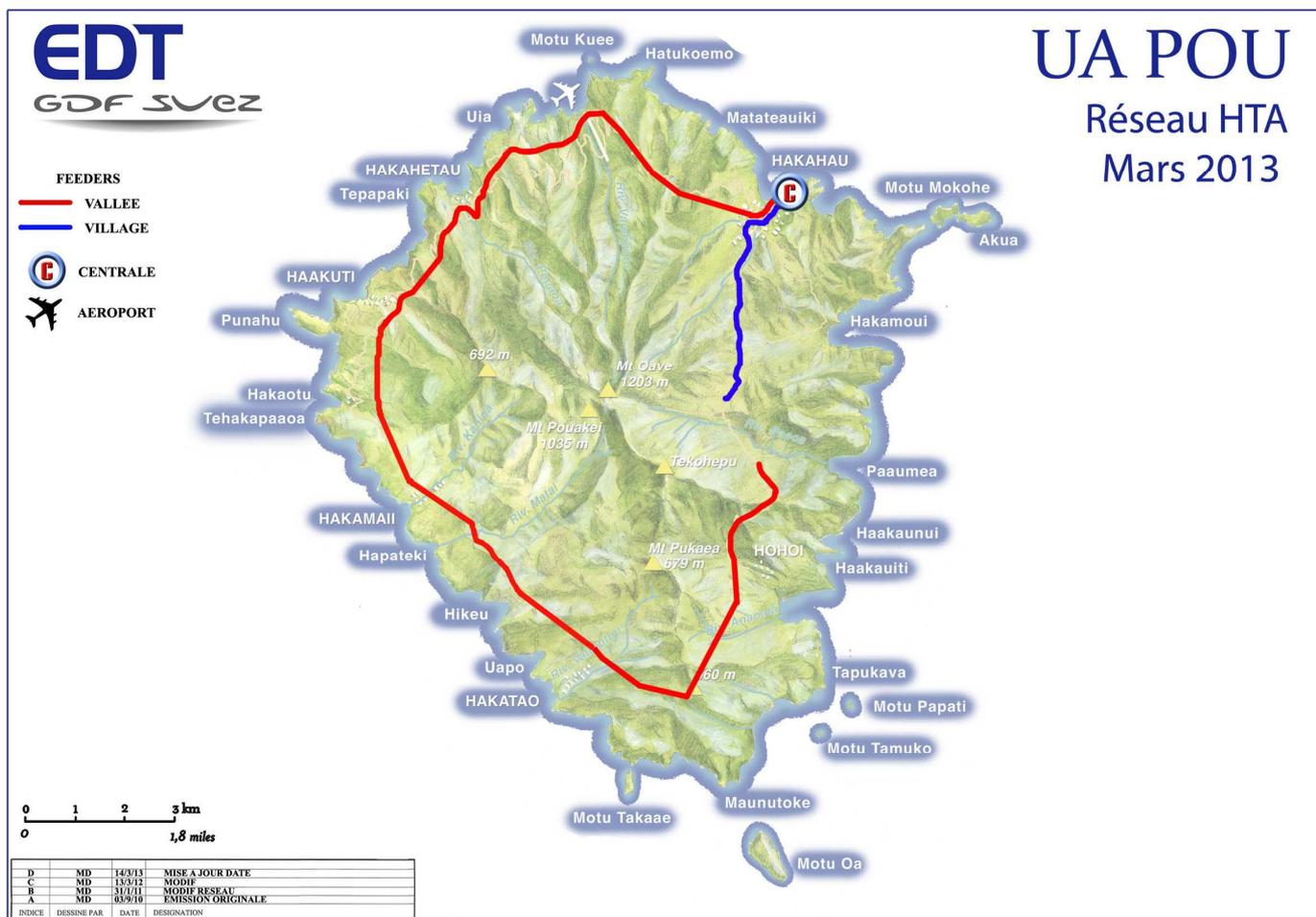
Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- Simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation.

## **2 - OBLIGATIONS DE SERVICE**

- Bilan technique
  1. Autorisation d'exploitation
  2. Effectifs et organigramme
  3. Détails des ouvrages de production
  4. Données de production
  5. Qualité de service
  6. Qualité – Sécurité – Environnement
  7. Travaux significatifs – Faits marquants
  8. Unités d'œuvres 2015 de la concession
  9. Raccordement solaire

# Bilan technique



## 1. AUTORISATION D'EXPLOITATION :

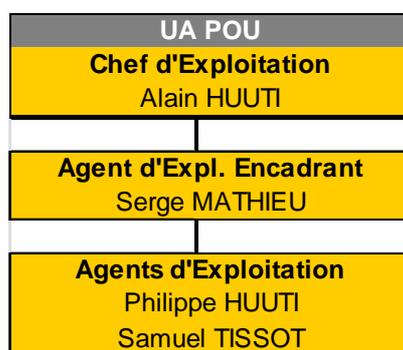
La centrale électrique de UA POU fait l'objet d'un arrêté d'exploitation suivant :

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	<a href="#">2815</a>	27/06/1990	<a href="#">UA POU</a>	Initial

Un dossier ICPE a été déposé à la DIREN en juin 2013 pour mise à jour de l'arrêté.

## 2. EFFECTIFS ET ORGANIGRAMME :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA POU est resté inchangé, soit 4 agents en 2015 :



## 3. DETAIL DES OUVRAGES DE PRODUCTION :

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

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	Puissance nominale (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance utile (kW)	Numero d'immobilisation	Appellation	Numéro de série	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2015	HDM au 1er Janvier 2016	Heure de fonctionnement 2015
G1 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G256	P400G256	FGWPES21PCDHO1754	01/08/2013	5014	9045	4031
G2 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G257	P400G257	FGWPES21HCDHO1750	01/08/2013	5045	7655	2610
G3 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G226	P400G226	FGWRPES8 HCMKO1604	15/11/2010	19394	24014	4620
G4 HAKAHAU	FG WILSON	BASE	400	320	256	G227	P400G227	FGWRPES8 HCMKO1599	15/11/2010	19015	21768	2753

## 4. DONNEES DE PRODUCTION :

Sortie de centrale, 2 258 MWh ont été produits en 2015 contre 2 259 MWh en 2014.

605 982 litres de gazole ont été consommés en 2015 contre 606 235 en 2014 et 2 034 litres d'huile ont été consommés en 2015 contre 2 031 litres en 2014.

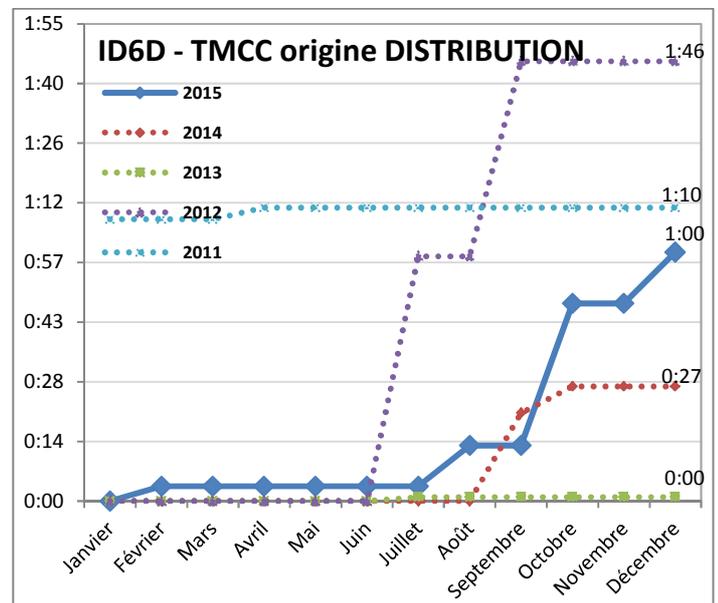
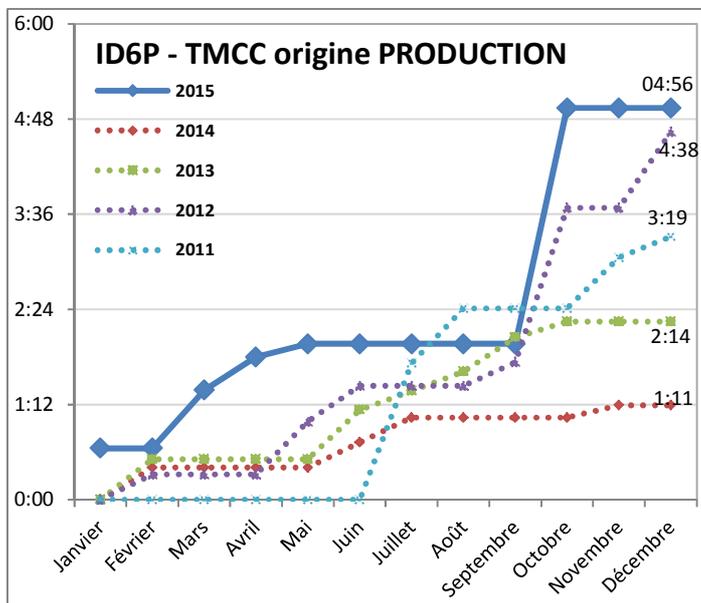
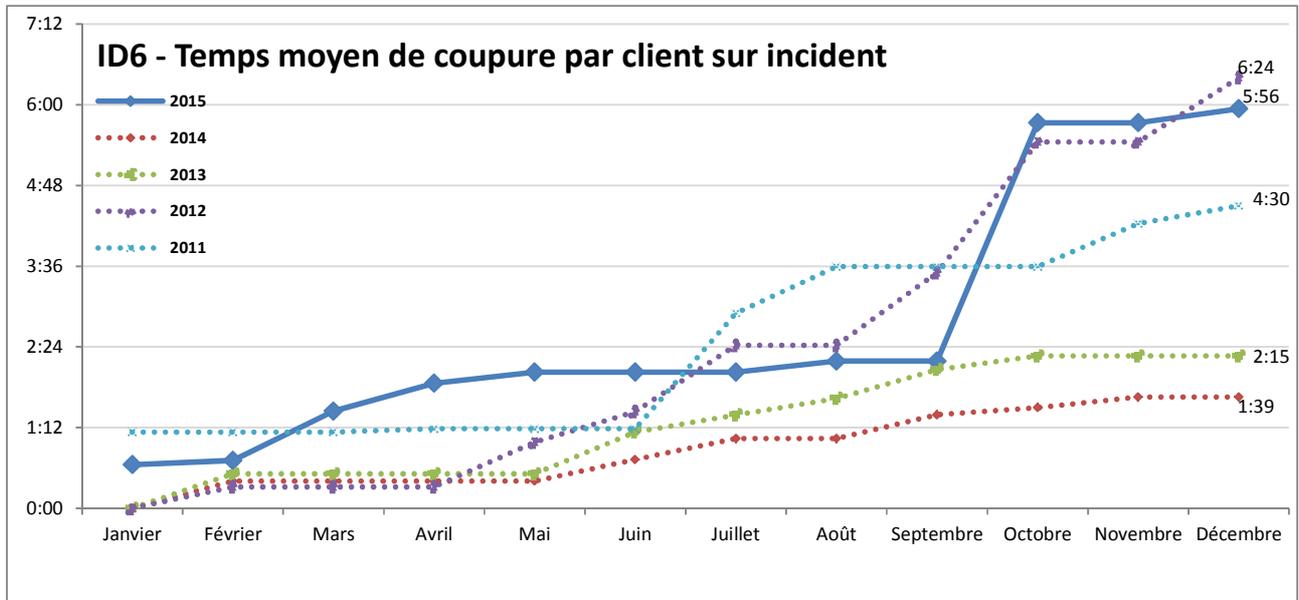
La puissance de pointe appelée est de 380 kW pour 2015 contre 370 kW en 2014. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

UA POU PRODUCTION	Mensuelle BRUTE (kWh)	Mensuelle Nette (kWh)	Pointe Maxi en kW	Conso gazole (l)	Conso spéc. (ml/kWh)
<b>2015</b>					
Janvier	192 994	190 024	360	49 949	259
Février	175 560	172 789	365	44 991	256
Mars	192 931	189 897	367	51 520	267
Avril	184 913	182 310	355	49 349	267
Mai	191 337	189 223	366	50 075	262
Juin	186 975	182 937	363	49 372	264
Juillet	195 838	191 683	357	51 734	264
Août	191 378	187 470	358	50 563	264
Septembre	192 191	188 415	375	50 892	265
Octobre	199 023	195 471	379	52 560	264
Novembre	192 637	189 342	372	51 327	266
Décembre	201 205	197 998	380	53 650	267
<b>Total en Moyenne</b>	<b>2 296 982</b>	<b>2 257 559</b>	<b>380</b>	<b>605 982</b>	<b>264</b>

## 5. QUALITE DE SERVICE

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

L'île a subi 6 black-out dû à des incidents de production et ces derniers ont dégradés le temps moyen de coupure d'origine production qui est de 4h56mn contre 1h11mn en 2014.



## 6. QUALITE – SECURITE – ENVIRONNEMENT

### POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Réalisation d'un exercice sécurex le 24/08/2015 en présence des pompiers de la commune. Ce type d'exercice dit SECUREX est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

### Traitement des effluents :

832 litres d'huile de vidange et 1 fût de filtre usagé ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en 2015 (Société TOTAL et Fenua Ma).

## 7. TRAVAUX SIGNIFICATIFS – FAITS MARQUANTS

En investissement, une remise en conformité de l'armoire électrique TGBT a été effectuée et une mise en place d'une protection du transformateur de la centrale pour un montant total de plus de 7 MF.

Travaux d'investissement sur le réseau pour un coût total de 21,3 MF :

Remplacement de 18 supports HT dont 1 tripode, et 7 en déplacement de ligne HT

Remplacement de 2 IACM

Remplacement de 7 supports BT dont 6 en déplacement de ligne.

## 8. UNITES D'ŒUVRES 2015 DE LA CONCESSION

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

Puissance maxi appelée en kW	<b>380</b>
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	<b>256</b>
Puissance garantie en kW (PG2)	<b>512</b>
Nb de kWh vendus	<b>2 036 347</b>
Quantité en litre de combustible	<b>605 982</b>
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	<b>2 257 559</b>
Nb de kWh solaire acheté par tarif	<b>12 544</b>
Nb de km de réseaux hors branchements	<b>94,4</b>
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	<b>2 345</b>
Nombre d'abonnés (BT et HT)	<b>791</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>9 589</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2 955</b>	<b>0</b>

## Répartition des longueurs Réseau

RESEAU HT						RESEAU BT (sans branchements)					RESEAU HT+BT				
Aerien	Souterrain	Sous-marin	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
51,2	1,5	-	52,7	97,2%	2,8%	40,0	1,7	41,7	95,9%	4,1%	91,2	3,2	94,4	96,6%	3,4%

### Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incendie

Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec INEO

Pour la visite/entretien de la nacelle avec Poly Diésel

## 9. RACCORDEMENT SOLAIRE

Concessions	Nombre d'installations	Somme puissance installée	2015						
			Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
Ua Pou	7	43	2	33	1	1	-	-	23,64
Total général	1 457	25 958	253	3 635	193	41	17	2	

### **3 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

- Bilan et comptes de résultat de la concession
  1. Principe de la comptabilité appropriée
  2. Méthodologie et clés de répartition analytique
  3. Variation des prix
  4. Actif, Passif et Résultat de la concession

## **Bilan et compte de résultat de la concession**

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 doit être présentée par activité ce qui a été rendu possible à partir de 2015 par l'avenant 17 lequel remplace la rémunération historique du concessionnaire « globale pour l'ensemble des activités et concessions » par une rémunération « spécifique par activité et concession ».

En raison du caractère déjà développé de la comptabilité analytique du concessionnaire, les comptes 2015 ont pu être présentés, avec un minimum de retraitements, dans le respect des principes de la comptabilité appropriée.

Ces comptes par concession, sont en cours d'audit par nos commissaires aux comptes, le résultat de cet audit sera porté à la connaissance du concédant et du service de contrôle à minima par incorporation au rapport du délégataire de l'année suivante

### **1°) – Principes de la comptabilité appropriée**

- 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

#### **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.

## 1.2) – La séparation des services délégués

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuatea et Tumaraa.

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

## 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 coûts standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...)

## 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, sur Ua Pou

- Les imputations directes concernent 86% 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 14% 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	77%	9%	86%
Frais répartis sur la concession	7%	8%	14%
Total	84%	16%	100%

### **1.5) – La non compensation des produits et des charges**

A ce titre, les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat

### **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) ou 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 particuliers 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 les bornes « aval » des transformateurs élévateurs situés en sortie de centrale et à l'autre bout, les bornes « amont » des transformateurs abaisseurs de distribution.
- 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, les frontières 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 particuliers 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 leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps

### 1.7) – La permanence des méthodes

Les dérogations à ce principes, justifiées par l'amélioration de la qualité de l'information communiquée sont le cas échéant décrites dans le présent document.

### 1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Les charges calculées incorporées au présent document sont conformes à celles figurant dans les comptes sociaux de l'entreprise.

Des discussions sont ouvertes avec le ministère en vue d'un traitement plus lissé des problématiques de renouvellement.

### 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 du personnel	161 820
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES 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	1 388 587
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	39 051

## Autres parties liées

Libellé	Description	51
Cofély	Travaux sous-traités : réseaux et facility management	9 051 762
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	1 136 738
Ineo		3 857 618

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

Cf paragraphe :

#### 4- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC

##### 1. Etats des engagements à incidence financière

### 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

Des éléments non récurrents ont été constatés :

- pour 9 MF en raison de l'impact de l'article 22 du cahier des charges « reprise des installations en fin de concession » sur la comptabilisation des biens « améliorants » mis en service depuis 2010 dont 8 MF en production et 1 MF en distribution
- pour -19 MF en raison du recalage des plans de renouvellement dont +25 MF en production et - 44 MF en distribution

### 1.12) Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité

L'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession, en pourcentage

- du total des produits (revenu autorisé et produits des activités annexes)
- du montant des immobilisations brutes

### 1.13) Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

N/A

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

N/A

## 2°) – Méthodologie et clés de répartition analytique

### Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 82% du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les créances ;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour la PIDR (provision pour indemnité départ à la retraite), et 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 de base 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
- *La péréquation* est égale sur une concession donnée à la différence entre le Revenu Autorisé et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients
- *Les frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- *Le résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1;  
Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire. Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points. Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points  
Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré
  - le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 1,973% (-0,27%+2%)
  - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,796% (-0,27%+1%+0,82% surperformance financière)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
  - L'impôt sur société stricto sensu
  - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices
  - L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% du résultat net
  - La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% du résultat net

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, aucun impôt n'est appliqué

- **Principes de répartition des coûts indirects**

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

### **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 « transitant » par EDT
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

Au sein des activités concédées, avant 2015, la quote-part revenant à chaque concession était déterminée au prorata du nombre des abonnés. A partir de 2015 elle est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes de chaque concession. Dans un deuxième temps ces charges sont incorporées dans les processus de la concession au prorata des coûts de chaque processus

## **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

**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. 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

## **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.

## **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

## **7. La direction commerciale :**

Avant 2015, l'ensemble des coûts étaient répartis au prorata des abonnés

Depuis 2015, les clés sont différentes en fonction des services concernés

- Le service à l'énergie en charge du solaire : les coûts sont répartis dans chaque concession au prorata du nombre de contrat solaire
- Le service Grand Comptes : les coûts sont répartis dans chaque concession au prorata du nombre de clients grands comptes
- Le service relève, intervention et branchement, les coûts sont répartis au prorata du temps passé
- Le service clientèle : les dépenses sont reventilées sur les concessions concernées au prorata du nombre d'abonnés.

## 8. Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale

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.

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Ua Pou (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua Pou
Frais de siège	1 191,2	1 081,9	10,3	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	0,9%
Exploitation des îles	227,7	207,4	7,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	742,4	28,7
Clientèle îles	46,8	46,8	1,6	Nombre d'abonnés îles	23 451,0	791,0
Exploitation réseau Tahiti	388,1	304,5	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	355,4	0,4
Travaux production	89,1	62,1	1,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	31,4	0,6
Service à l'énergie	47,3	47,3	0,2	Contrats solaires	1 420,0	7,0
Service Grand compte	53,3	53,3	1,0	Contrats grands comptes	5 561,0	101,0

### 3°) – Variation des prix

#### Variation du prix achat des hydrocarbures

	Prix du Fioul	Prix du Go Tahiti	Prix du Go Iles	Arrêté CM
Jusqu'au 30/06/ 2008	38,680	56,200	40,000	Arrêté 773 Cm du 14/09/05
Acpt du 01/07/2008	53,740	77,270	54,240	arrêté 678 CM du 26/06/08 (simultané avec avenant 14 du 30/06/2008
Acpt du 02/2009	39,157	56,158	54,458	arrêté 226 CM du 06/02/09 (simultanée avenant 15 du 01/02/2009)
Acpt du 01/08/2009	44,157	58,458	60,158	arrêté 1205 CM du 29/07/09
Acpt du 08/2010	54,157	68,458	70,158	arrêté 1246 CM et 1248 CM du 28/07/10
Acpt du 05/2011	61,157	77,158	75,458	Arrêté 0544 & 0546 CM du 21/04/11
Acpt du 08/2011	62,836	78,837	77,137	Arrêté 1084 & 1087 CM du 27/07/11
Acpt du 03/2012	64,336	80,337	79,137	Arrêté 298 à 301 CM du 27/02/2012
Acpt du 12/2014	47,836	80,337	79,137	Arrêté 1747 CM du 26/11/2014
Acpt du 04/2015	32,866	69,538	71,238	Arrêté 278 CM du 13 mars 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015
Acpt du 08/2015	49,366	69,538	71,238	Arrêté 972 CM du 23 juillet 2015 Arrêté 344 CM du 25 mars 2015

#### Variation du prix de référence de vente de l'électricité

	Prix réf.	ACE	CM / Avenant
Jusqu'au 30/06/ 2008	29,02	16,12	Arrêté 774 CM du 14/09/2005
Acpt du 01/07/2008	32,48	16,54	Avenant 14 du 30/06/2008 - Convention N°80229
Acpt du 02/2009	30,98	17,17	Avenant 15 du 06/02/2009 - Convention N°90056
Acpt du 01/08/2009	31,89	17,25	Arrêté 1207 CM du 29/07/2009
Acpt du 08/2010	33,33	16,73	Arrêté 1249 CM du 28/07/2010
Acpt du 03/2011	33,67	17,03	Arrêté 0225 CM du 24/02/2011
Acpt du 05/2011	35,14	17,03	Arrêté 0547 CM du 21/04/2011
Acpt du 08/2011	35,49	17,03	absence d'actualisation
Acpt du 03/2012	35,96	17,70	Avenant 16 du 16/03/2012 - Convention N°1455
Acpt du 10/2013	35,52	18,10	Avenant 16b du 01/10/2013 - Convention N°5862 (incluant une baisse temporaire du P ref de 0,74)
Acpt du 03/2015	34,04	18,33	Arrêté 211 CM du 25/02/2015

### 4°) – Commentaires

Sur Ua Pou, nous constatons une marge négative de -14 MF qui s'explique principalement par :

- La prise en compte au plan comptable de l'article 22 du cahier des charges « reprise des installations en fin de concession » pour les biens « améliorants » mis en service depuis 2010 soit + 8 MF en production et 1 MF en distribution
- le recalage des plans de renouvellement pour - 19 MF (+25 MF en production et - 44 MF en distribution)

## 5°) – Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Ua Pou	
	2015	2014
Immobilisations concédées	504 867 365	494 216 280
Immobilisations privées	34 106 363	34 048 588
Immobilisations en-cours	447 229	2 998 263
Avances et acomptes		
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>539 420 957</b>	<b>531 263 131</b>
Amortissements et provisions	-239 932 473	-226 863 073
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>299 488 484</b>	<b>304 400 058</b>
Stock	6 458 802	6 995 505
Créances clients	15 315 246	16 488 253
Autres créances	827 587	2 977 220
Charges constatées d'avance	99 255	
Provisions pour dépréciation	-2 082 477	
<b>Stock et créances nets</b>	<b>20 618 412</b>	<b>26 460 978</b>
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>21 896 311</b>	
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>342 003 207</b>	<b>330 861 036</b>

PASSIF	Ua Pou	
	2015	2014
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	-14 168 996	1 724 250
<b>Capitaux propres</b>	<b>-14 168 996</b>	<b>1 724 250</b>
<b>Droits des tiers et concédants</b>	<b>34 925 484</b>	<b>38 098 299</b>
Caducité et provision pour renouvellement	284 725 169	245 284 781
Autres provisions	6 947 175	5 444 954
- PIDR	5 363 804	4 971 018
- Autres provisions	1 583 371	473 936
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>291 672 344</b>	<b>250 729 735</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>		<b>16 348 928</b>
Emprunts et dettes financières		
Clients - avances sur consommation	3 081 991	3 645 852
Fournisseurs	13 014 295	6 852 261
Dettes fiscales et sociales	13 478 090	13 461 710
Autres dettes		
Produits constatés d'avance		
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>29 574 376</b>	<b>23 959 823</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>342 003 207</b>	<b>330 861 036</b>

		Ua pou 2015		
		Récurrent	Non Récurrent	Total
<b>PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>				
<b>P1</b>  <b>Puissance maximale majorée</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée</b>	<b>70 724 736</b>		<b>70 724 736</b>
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2014	657		657
	- Forfait FP1 2015	107 648		107 648
	<b>COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE</b>	<b>-52 869 589</b>	<b>36 604 373</b>	<b>-16 265 215</b>
	par UO : Puissance maximale majorée	-80 471		-24 757
	- Maintenance	-18 179 394		-18 179 394
	- AC	-2 157 359		-2 157 359
	- ACE	-3 513 248		-3 513 248
	- MO	-12 508 787		-12 508 787
	- AUTRES			
	- Conduite et Fonctionnement	-4 960 223		-4 960 223
	- AC	-24 265		-24 265
	- ACE	-256 067		-256 067
- MO	-64 621		-64 621	
- AUTRES	-4 615 270		-4 615 270	
- Amortissement des actifs de concession	-12 041 280	33 281 365	21 240 085	
- Dot. Amortissement Technique	-11 225 801		-11 225 801	
- Dot. Amortissement Caducité	1 541 493		1 541 493	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-2 356 972		-2 356 972	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		33 281 365	33 281 365	
- Quote part des activités support affectées	-17 688 692	3 323 008	-14 365 683	
- Fonctions supports	-13 049 260		-13 049 260	
- Frais de siège	-4 639 432	3 323 008	-1 316 423	
<b>P2</b>  <b>Charges variables de production</b>	<b>REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production</b>	<b>5 303 038</b>		<b>5 303 038</b>
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2014	2 258 534		2 258 534
	- Forfait FP2 2015	2,348		2,348
	<b>COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS</b>	<b>-5 454 569</b>	<b>40 461</b>	<b>-5 414 108</b>
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,4		-2,4
	- Maintenance	-3 416 076		-3 416 076
	- AC	-1 686 510		-1 686 510
	- ACE	-166 833		-166 833
	- MO	-1 562 733		-1 562 733
	- AUTRES (provision rév groupes...)			
- Quote part des activités support affectées	-2 038 493	40 461	-1 998 032	
- Fonctions supports	-1 559 842		-1 559 842	
- Frais de siège	-478 651	40 461	-438 190	
<b>Matières consommées</b>	<b>REVENU AUTORISE : Matières consommées</b>	<b>43 484 428</b>		<b>43 484 428</b>
	Par kWh produits sortie de centrale	19,3		19,3
	- Consommations	-43 484 427		-43 484 427
	- Fioul	937 209		937 209
	- Gazoil	-43 764 164		-43 764 164
	- Huile	-657 472		-657 472
- Urée				
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>			
	- Coûts directs			
	- Quote part des activités support affectées			
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>4 561 529</b>		<b>4 561 529</b>
	- Coûts directs	-3 877 885		-3 877 885
	- AC	-363 839		-363 839
	- ACE	-2 693 027		-2 693 027
- MO	-821 019		-821 019	
- AUTRES				
- Quote part des activités support affectées	-971 579		-971 579	
<b>SYNTHESE ACTIVE PRODUCTION THERMIQUE</b>				
	<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>124 073 731</b>		<b>124 073 731</b>
	<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>17 415 681</b>	<b>36 644 835</b>	<b>54 060 516</b>
	- I.S.	-10 154 255	-21 365 860	-31 520 115
	<b>MARGE NETTE</b>	<b>7 261 426</b>	<b>15 278 975</b>	<b>22 540 401</b>
	En % des produits	6%		18%

		Ua pou 2015		
		Récurrent	Non Récurrent	Total
<b>DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>				
<b>GESTION DES RESEAUX</b>	<b>REVENU AUTORISE</b>	<b>32 568 755</b>		<b>32 568 755</b>
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2014	94		94
	- Forfait FD2 2015	345 008		345 008
	<b>COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE</b>	<b>-46 520 429</b>	<b>-46 603 082</b>	<b>-93 123 510</b>
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-492 801		-986 478
	<b>- Maintenance</b>	<b>-9 009 480</b>		<b>-9 009 480</b>
	- AC	-14 905		-14 905
	- ACE	-2 008 313		-2 008 313
	- MO	-6 986 262		-6 986 262
	- AUTRES			
	<b>- Conduite et Fonctionnement</b>	<b>-1 122 838</b>	<b>-741 770</b>	<b>-1 864 608</b>
	- AC			
	- ACE	-303 887		-303 887
	- MO			
	- AUTRES	-818 951	-741 770	-1 560 721
	<b>- Amortissement des actifs de concession</b>	<b>-24 783 544</b>	<b>-42 406 649</b>	<b>-67 190 193</b>
	- Dot. Amortissement Technique	-465 479		-465 479
- Dot. Amortissement Caducité	-4 342 336		-4 342 336	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-19 975 729		-19 975 729	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-42 406 649	-42 406 649	
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-11 604 567</b>	<b>-3 454 663</b>	<b>-15 059 229</b>	
- Fonctions supports	-7 522 289		-7 522 289	
- Frais de siège	-4 082 278	-3 454 663	-7 536 940	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	<b>PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...</b>	<b>1 140 548</b>		<b>1 140 548</b>
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS</b>	<b>396 719</b>		<b>396 719</b>
	<b>- Coûts directs</b>	<b>-523 522</b>		<b>-523 522</b>
	- AC	-155 046		-155 046
	- ACE			
	- MO	-368 476		-368 476
	- AUTRES			
	<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-712 506</b>		<b>-712 506</b>
	- Fonctions supports	-595 497		-595 497
	- Frais de siège	-117 009		-117 009
	<b>PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES</b>	<b>25 249 572</b>		<b>25 249 572</b>
<b>- Coûts directs</b>	<b>-22 639 417</b>		<b>-22 639 417</b>	
- AC	-9 613 276		-9 613 276	
- ACE	-10 201 279		-10 201 279	
- MO	-2 824 862		-2 824 862	
- AUTRES				
<b>- Quote part des activités support affectées</b>	<b>-3 768 883</b>		<b>-3 768 883</b>	
<b>SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION</b>				
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>59 355 594</b>			<b>59 355 594</b>
<b>MARGE AVANT IS</b>	<b>-14 809 163</b>	<b>-46 603 082</b>		<b>-61 412 244</b>
- I.S.	8 634 518	27 172 040		35 806 558
<b>MARGE NETTE</b>	<b>-6 174 644</b>	<b>-19 431 042</b>		<b>-25 605 686</b>
En % des produits	-10%			-43%

		Ua pou 2015		
		Récurrent	Non Récurrent	Total
<b>FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>				
<b>ACHAT AUX PRODUCTEURS</b>	REVENU AUTORISE et redevance solaire	120 013 546		120 013 546
	- Achat d'électricité d'origine thermique	119 512 202		119 512 202
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique			
	- Achat d'électricité d'origine solaire	501 344		501 344
	<b>COUTS D'ACHAT</b>	<b>-120 013 546</b>		<b>-120 013 546</b>
- Achat d'électricité d'origine thermique	-119 512 202		-119 512 202	
- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui				
- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP				
- Achat d'électricité d'origine solaire	-501 344		-501 344	
<b>ETUDES &amp; RACCORDEMENTS</b>	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	167 170		167 170
	- Coûts directs	-114 155		-114 155
	- AC	-24 070		-24 070
	- ACE			
	- MO	-90 085		-90 085
	- AUTRES			
	- Quote part des activités support affectées	-114 788		-114 788
- Fonctions supports	-86 182		-86 182	
- Frais de siège	-28 606		-28 606	
<b>GESTION DE CLIENTELE</b>	REVENU AUTORISE	4 869 270		4 869 270
	- UO UC : Nombre d'abonnés 2014	786		786
	- Forfait FC 2015	6 195		6 195
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	742 834		742 834
	- Frais de relance	620 880		620 880
	- Frais de perception de taxe	121 954		121 954
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-12 293 731	91 193	-12 202 538
	par UO : Nombre d'abonnés	-15 641		-15 525
	- Affranchissements	-1 072 174		-1 072 174
	- Fonctionnement	-3 215 316		-3 215 316
	- AC	-9 851		-9 851
	- ACE	-1 873 420		-1 873 420
- MO	-3 871 047		-3 871 047	
- AUTRES	2 539 002		2 539 002	
- Quote part des activités support affectées	-8 006 241	91 193	-7 915 048	
- Fonctions supports	-6 927 437		-6 927 437	
- Frais de siège	-1 078 804	91 193	-987 611	
<b>ACTIVITES ANNEXES</b>	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	408 819		408 819
	- Coûts directs	-190 146		-190 146
	- AC			
	- ACE			
	- MO	-190 146		-190 146
	- AUTRES			
	- Quote part des activités support affectées	-383 734		-383 734
- Fonctions supports	-323 354		-323 354	
- Frais de siège	-60 380		-60 380	
<b>SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE</b>				
	TOTAL DES PRODUITS	126 201 639		126 201 639
	MARGE AVANT IS	-6 908 462	91 193	-6 817 269
	- I.S.	4 027 995	-53 170	3 974 825
	MARGE NETTE	-2 880 466	38 023	-2 842 444
	En % des produits	-2%		-2%

Ua pou 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

RESULTAT FINANCIER		
REVENU AUTORISE	322 510	322 510
- Intérêts sur emprunts bancaires		
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-322 510	-322 510
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		
MARGE AVANT IS		

TOTAL CONCESSION			
TOTAL DES PRODUITS	190 441 272	190 441 272	
MARGE AVANT IS	-4 301 943	-9 867 054	-14 168 997
- I.S.	2 508 259	5 753 010	
MARGE NETTE	-1 793 685	-4 114 044	-14 168 997
<i>En % des produits</i>	-0,9%		-7,4%
<i>En % des immos brutes</i>	-0,3%	-0,8%	-2,6%

IS : Report déficitaire

8 261 268

Rappel 2013/2014		2 015	2 014	2 013
Ventes d'ENERGIE aux clients		72 584 321	74 771 260	76 161 772
Péréquation		85 189 760	77 798 865	64 858 913
Revenu autorisé		157 774 081		
MARGE NETTE		-14 168 997	1 465 613	2 681 714

## **4 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES**

1. Variation du patrimoine immobilier
2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
3. Suivi du programme contractuel d'investissements
4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année
5. Dépenses d'Améliorant réalisées dans l'année
6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
7. Plan de Renouvellement

## 1. Variation du patrimoine immobilier

	2014	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2015
<b>Production</b>	142 494 774	0	7 439 472	4 825 154	145 109 092
<b>Distribution</b>	351 721 506		25 480 794	17 444 027	359 758 273
<b>Total</b>	<b>494 216 280</b>	<b>0</b>	<b>32 920 266</b>	<b>22 269 181</b>	<b>504 867 365</b>

Le total des acquisitions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 32,9 MF dont :

- 7,4 MF en production :
  - 0,3 MF pour agencement bâtiment,
  - 7,2 MF pour l'énergie,
- 25,5 MF en distribution :
  - 3,3 MF pour le branchement et comptage,
  - 22,2 MF pour le réseau aérien.

Le total des cessions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 22,3 MF dont :

- 4,8 MF en production :
  - 0,4 MF pour l'an filières,
  - 4,4 MF pour l'énergie.
- 17,4 MF en distribution :
  - 1,8 MF pour branchement et comptage,
  - 15,6 MF pour réseau aérien.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0,5 MF contre 3,0 MF fin 2014 soit une baisse de -2,5 MF.

## 2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
									AT	PR	Caducité	
A.N CONSTRUCTION UA POU	01/01/1986	420	01/01/2021	15 451 380	-	11 611 267	-	-	-	-	-	768 022
BATIMENT UA POU	01/01/1986	420	01/01/2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN CONST CONCEDANT UA POU	01/01/1992	420	01/01/2027	6 139 481	-	4 391 785	-	-	-	-	-	158 882
BATIMENT CENTRALE UA POU	18/11/2006	170	18/01/2021	992 580	-	638 949	-	-	-	-	-	70 065
MUR SECU BATIMENT CENTRAL	01/01/2007	168	01/01/2021	9 157 874	-	5 887 206	-	-	-	-	-	654 134
EXTENS° ATELIER STOCKAGE	01/01/2014	84	01/01/2021	655 479	186 877	403	-	-	93 494	-	-	146
RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	01/01/2007	168	01/01/2021	1 785 000	-	1 147 500	-	-	-	-	-	127 500
TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	122	15/01/2021	10 737 932	5 412 334	3 574	-	-	1 051 571	-	-	4 619
EXTENS°SALLE RANGEMENT	01/01/2015	72	01/01/2021	270 708	44 953	165	-	-	44 953	-	-	165
FG WILSON P400 P5 HAKAHAU	01/08/2013	86	01/10/2020	8 828 874	-	3 048 063	-	-	(2 626 761)	(390 780)	-	3 048 063
FG WILSON P400 P5 HAKAHAU	01/08/2013	77	01/01/2020	4 150 416	1 432 882	-	834 696	-	1 432 882	834 696	-	-
FG WILSON P400 P5 HAKAHAU	01/08/2013	86	01/10/2020	8 828 873	-	3 048 063	-	-	(2 626 761)	(390 780)	-	3 048 063
FG WILSON P400 P5 HAKAHAU	01/08/2013	77	01/01/2020	4 150 416	1 432 882	-	834 696	-	1 432 882	834 696	-	-
FG WILSON P400 G3 HAKAHAU	15/11/2010	74	01/01/2017	12 293 485	8 816 024	-	2 452 042	-	1 857 398	1 329 836	-	-
FG WILSON P400 G4 HAKAHAU	15/11/2010	74	01/01/2017	12 293 485	8 816 024	-	2 452 042	-	1 857 398	1 329 836	-	-
FILIERE UA POU	01/01/1986	300	01/01/2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	170	18/01/2021	668 770	-	430 503	-	-	-	-	-	47 207
FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	139	01/01/2021	1 738 840	-	988 263	-	-	-	-	-	150 116
F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	123	21/12/2020	5 044 045	-	2 597 205	-	-	(2 105 103)	-	-	2 597 205
COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	15/01/2021	4 781 629	674 835	1 736 882	-	-	131 115	-	-	339 209
AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAP	01/01/2011	120	01/01/2021	1 089 181	544 143	447	-	-	108 471	-	-	447
EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	15/01/2021	2 227 968	314 435	809 288	-	-	61 092	-	-	158 052
INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	159	15/01/2021	1 726 376	-	1 069 847	-	-	-	-	-	130 292
ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	15/01/2021	2 355 934	332 495	855 770	-	-	64 601	-	-	167 130
SUPERVISION CENT UA POU	01/07/2012	102	01/01/2021	204 185	84 014	63	-	-	23 927	-	-	95
SUPERVIS° GPE FGW UA POU	01/07/2012	102	01/01/2021	489 155	201 269	148	-	-	57 321	-	-	226
COFFRETS COMPTAGES UA POU	01/09/2013	88	01/01/2021	2 082 573	661 541	1 095	-	-	283 411	-	-	576
RENOV.TGBT PRISMA UA POU	01/05/2015	68	01/01/2021	5 615 070	-	660 596	-	-	-	-	-	660 596
PROTECT° TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	68	01/01/2021	1 553 694	182 964	(176)	-	-	182 964	-	-	(176)
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	170	18/01/2021	1 070 540	-	689 134	-	-	-	-	-	75 567
ENVV F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	15/01/2021	1 029 832	145 341	374 077	-	-	28 239	-	-	73 056
ENS DESHUILAGE SEREP UA P	01/01/2013	96	01/01/2021	3 710 281	1 389 133	2 222	-	-	462 834	-	-	951
ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	84	01/01/2021	2 105 784	600 358	1 294	-	-	300 356	-	-	470
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	170	18/01/2021	1 335 730	-	216 118	-	-	-	-	-	23 698
EQUIP DETECTION INCENDIE	30/08/2007	161	30/01/2021	1 469 072	-	912 771	-	-	-	-	-	109 496
SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	122	15/01/2021	2 528 869	356 901	918 588	-	-	69 343	-	-	179 398
F&P SYST SECURITE UA POU	10/09/2012	100	10/01/2021	6 800 123	1 148 996	1 550 654	-	-	346 845	-	-	469 170
INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	122	18/01/2017	745 458	-	479 871	(19 827 562)	-	-	(19 827 562)	-	52 621
CESSION CENTRALE UA POU									-	1 178 772	-	(2 833 360)
<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>				<b>145 109 092</b>	<b>32 778 402</b>	<b>44 071 634</b>	<b>(13 254 086)</b>	<b>-</b>	<b>2 532 469</b>	<b>(15 101 286)</b>		<b>10 281 703</b>
TRANSFO KENA O1011 UA POU	01/07/2013	300	01/07/2038	359 410	-	35 940	-	-	-	-	-	14 376
TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	01/10/2004	300	01/10/2029	1 238 454	-	557 303	-	-	-	-	-	49 538
TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	01/07/2006	300	01/07/2031	494 734	-	187 997	-	-	-	-	-	19 789
POSTE H61 TAHAA	01/01/2007	300	01/01/2032	578 910	-	208 406	-	-	-	-	-	23 157
POSTE CP UA POU 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	426 338	-	144 955	-	-	-	-	-	17 053

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
									AT	PR	Caducité	
RENFORC POSTE 01032 VAIKA	01/01/2011	300	01/01/2036	206 018	20 588	20 617	-	-	4 107	-	-	4 134
RENFORC TRANSFO 01032	01/01/2011	300	01/01/2036	498 133	49 781	49 844	-	-	9 930	-	-	9 995
RENFORC POSTE 01031 VIVII	01/01/2011	300	01/01/2036	1 194 549	119 376	119 534	-	-	23 812	-	-	23 970
RENFORC TRANSFO 01031	01/01/2011	300	01/01/2036	498 133	49 781	49 844	-	-	9 930	-	-	9 995
RENFORC POSTE H16 51O1012	01/01/2011	300	01/01/2036	2 286 863	228 536	228 837	-	-	45 587	-	-	45 888
TRANSFO H61 O1012 UA POU	01/01/2011	300	01/01/2036	456 262	45 596	45 656	-	-	9 095	-	-	9 156
POSTE CENTRALE HAKAHAU	01/02/2004	300	01/02/2029	2 293 619	-	1 093 294	-	-	-	-	-	91 745
POSTE PROTECT* ELEVATEUR	01/12/2004	300	01/12/2029	16 517 092	-	7 322 580	-	-	-	-	-	660 684
TRANSFO ELEVATEUR UA POU	01/10/2006	300	01/10/2031	3 236 594	-	1 197 542	-	-	-	-	-	129 464
POSTE DP UA POU	01/01/2007	300	01/01/2032	1 124 011	-	404 643	-	-	-	-	-	44 961
POSTE DP UA POU 2008	01/07/2008	300	01/07/2033	3 018 367	-	905 512	-	-	-	-	-	120 735
POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	177 682	-	39 089	-	-	-	-	-	7 107
REMPL IACM PAR IAM UA POU	13/01/2011	180	13/01/2026	842 316	114 276	164 623	-	-	22 940	-	-	33 214
RESEAUX UA POU 1992	01/01/1992	300	01/01/2017	9 391 296	-	9 080 604	8 744 050	-	-	4 577 095	-	310 692
RES.AERIEN UA POU 97	01/01/1997	300	01/01/2022	3 713 158	-	2 821 999	-	-	-	-	-	148 527
RES.AERIEN UA POU 98	01/01/1998	300	01/01/2023	36 666 933	-	26 400 190	-	-	-	-	-	1 466 677
RES.AERIEN UA POU 99	01/01/1999	300	01/01/2024	18 130 917	-	12 329 025	-	-	-	-	-	725 237
RES.AERIEN UA POU 2000	01/01/2000	300	01/01/2025	1 678 113	-	1 073 992	-	-	-	-	-	67 124
RES.AERIEN UA POU 2001	01/01/2001	300	01/01/2026	45 000	-	27 000	-	-	-	-	-	1 800
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	300	01/01/2026	647 173	-	388 305	-	-	-	-	-	25 887
RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	300	01/01/2026	548 313	-	334 568	-	-	-	-	-	21 375
RES.AERIEN UA POU 2002	01/01/2002	300	01/01/2027	99 091	-	55 492	-	-	-	-	-	3 963
RESEAUX UA POU 2002	01/01/2002	300	01/01/2027	1 371 888	-	768 257	-	-	-	-	-	54 875
RES.AERIEN UA POU 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	20 893 178	-	10 864 451	-	-	-	-	-	835 727
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	350 063	-	182 033	-	-	-	-	-	14 003
RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	42 290	-	22 148	-	-	-	-	-	1 678
RESEAU CP41906 2004 UAPOU	01/07/2004	300	01/07/2029	224 131	-	103 098	-	-	-	-	-	8 965
RESEAUX UA POU 2004	01/07/2004	300	01/07/2029	1 245 468	-	572 918	-	-	-	-	-	49 819
RESEAU HTA/BTA COM UA POU	02/12/2004	300	02/12/2029	4 419 691	-	1 958 907	-	-	-	-	-	176 787
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	300	01/06/2030	4 460 577	-	1 888 310	-	-	-	-	-	178 423
RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	300	01/06/2030	12 910	-	5 464	-	-	-	-	-	517
RESEAUX CP 51906 2005UAPO	01/06/2005	300	01/06/2030	549 536	-	232 636	-	-	-	-	-	21 981
EXT BTA AHSCHA LOUIS	01/01/2006	300	01/01/2031	563 794	-	225 520	-	-	-	-	-	22 552
EXT BTA BRUNEAU PASCAL	06/03/2006	300	06/03/2031	235 658	-	92 558	-	-	-	-	-	9 426
RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	01/06/2006	300	01/06/2031	5 940 091	-	2 277 037	-	-	-	-	-	237 603
RESEAUX UA POU 2006	01/07/2006	300	01/07/2031	1 408 602	-	535 268	-	-	-	-	-	56 344
RESEAU 15% EXT UA POU 06	01/07/2006	300	01/07/2031	132 798	-	50 464	-	-	-	-	-	5 312
RENF RES BTA CP UA POU	01/07/2006	300	01/07/2031	369 143	-	140 277	-	-	-	-	-	14 766
RESEAUX UA POU	01/01/2007	300	01/01/2032	2 021 930	-	727 893	-	-	-	-	-	80 877
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	305 084	-	103 726	-	-	-	-	-	12 203
RES AERIEN CP UA POU 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	3 378 086	-	1 148 548	-	-	-	-	-	135 123
RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	677 984	-	230 512	-	-	-	-	-	27 119
15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	90 666	-	90 829	-	-	-	-	-	3 627
EXT BTA SIT MAUI'A POUR	01/01/2008	300	01/01/2033	406 904	-	130 208	-	-	-	-	-	16 276
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	300	01/01/2033	168 283	-	53 848	-	-	-	-	-	6 731
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	300	01/01/2033	263 917	-	84 456	-	-	-	-	-	10 557
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	300	01/01/2033	129 467	-	41 432	-	-	-	-	-	5 179
RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	300	01/01/2033	249 014	-	79 685	-	-	-	-	-	9 960
RESEAUX CP UA POU 2008	01/07/2008	300	01/07/2033	22 416 398	-	6 724 920	-	-	-	-	-	896 656
RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	300	01/07/2033	23 218 770	-	6 965 632	-	-	-	-	-	928 751

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
									AT	PR	Caducité	
EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	21/11/2008	300	21/11/2033	239 221	-	68 046	-	-	-	-	-	9 569
RESEAUX CP UA POU 2009	01/07/2009	300	01/07/2034	408 833	-	106 295	-	-	-	-	-	16 353
RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	300	01/12/2034	158 096	-	38 471	-	-	-	-	-	6 324
RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	01/07/2010	300	01/07/2035	1 223 694	-	269 214	-	-	-	-	-	48 948
RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	11 655 878	-	2 564 293	-	-	-	-	-	466 235
EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOU	01/01/2011	300	01/01/2036	416 480	83 241	54	-	-	16 604	-	-	55
EXT14A1 QT TAMRII UA POU	26/01/2011	300	26/01/2036	271 870	53 594	26	-	-	10 840	-	-	35
RESEAUX CP UA POU 2011	01/07/2011	300	01/07/2036	3 061 396	-	551 052	-	-	-	-	-	122 456
RESEAUX 2011 CONCED UAPOU	01/07/2011	300	01/07/2036	121 814	-	21 928	-	-	-	-	-	4 873
EXT 14A1 BTA QT TAMRII	01/01/2012	300	01/01/2037	1 496 400	239 240	184	-	-	59 672	-	-	184
EXT 14A1 QT SCALLAMERA	01/01/2012	300	01/01/2037	540 240	86 372	68	-	-	21 543	-	-	67
RESEAUX CP UA POU 2012	01/07/2012	300	01/07/2037	25 812 032	-	3 613 684	-	-	-	-	-	1 032 481
RESEAUX CP UA POU 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	43 213 856	-	4 321 385	-	-	-	-	-	1 728 554
RESEAUX 2013 CONCED UAPOU	01/07/2013	300	01/07/2038	86 432	-	8 643	-	-	-	-	-	3 457
EXT 14A1 QT AKA UA POU	03/09/2013	300	03/09/2038	121 615	11 308	17	-	-	4 857	-	-	8
EXT 14A1 QT HIKUTINI UA P	10/10/2013	300	10/10/2038	248 645	22 111	19	-	-	9 931	-	-	15
14A/09/2011/UAP/JK/PG	01/01/2014	300	01/01/2039	520 386	41 547	83	-	-	20 788	-	-	27
EXT 14A/793/2013/UAP/JK/J	03/06/2014	300	03/06/2039	168 251	10 614	4	-	-	6 723	-	-	7
RESEAUX 2014 CONCED UAPOU	01/07/2014	300	01/07/2039	97 444	-	5 847	-	-	-	-	-	3 898
RESEAUX CP UA POU 2015	01/07/2015	300	01/07/2040	22 149 121	-	442 982	-	-	-	-	-	442 982
RESEAUX 2015 CONCED UAP	01/07/2015	300	01/07/2040	56 063	-	1 121	-	-	-	-	-	1 121
RESEUAX UA POU	01/01/2007	420	01/01/2042	5 052 377	-	1 299 186	-	-	-	-	-	144 354
EXT RES SOUT STATION CHLO	24/02/2007	420	24/02/2042	375 753	-	95 043	-	-	-	-	-	10 736
EXT SOUT BTA SIT MAUIA	01/01/2008	420	01/01/2043	838 777	-	191 720	-	-	-	-	-	23 965
EXT 14A BTA QTR HIVATETE	01/01/2008	420	01/01/2043	863 076	-	197 272	-	-	-	-	-	24 659
EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	420	01/01/2043	555 333	-	126 936	-	-	-	-	-	15 867
EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	420	01/01/2043	703 780	-	160 864	-	-	-	-	-	20 108
EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	420	01/01/2043	177 556	-	776 808	-	-	-	-	-	22 194
EXTENSION HTA MOD UA POU	01/01/2009	420	01/01/2044	1 079 674	-	215 936	-	-	-	-	-	30 848
EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOU	01/01/2011	420	01/01/2046	1 246 897	178 003	127	-	-	35 500	-	-	126
COMPTAGE UA POU 92	01/01/1992	240	01/01/2012	179 933	179 933	-	68 681	-	-	-	-	-
COMPTAGE UA POU 1992	01/01/1992	240	01/01/2012	4 853 398	-	4 853 398	6 873 142	-	-	-	-	-
COMPTAGE UA POU 94	01/01/1994	240	01/01/2014	850 397	850 397	-	317 025	-	-	-	-	-
COMPTAGE UA POU 95	01/01/1995	240	01/01/2015	739 250	739 250	-	281 625	-	-	-	-	-
COMPTAGE UA POU 96	01/01/1996	240	01/01/2016	32 250	32 250	-	12 418	-	1 613	713	-	-
COMPTAGE UA POU 97	01/01/1997	240	01/01/2017	630 000	598 500	-	228 906	-	31 500	13 678	-	-
COMPTAGE UA POU 98	01/01/1998	240	01/01/2018	630 000	567 000	-	215 640	-	31 500	13 473	-	-
COMPTAGE UA POU 99	01/01/1999	240	01/01/2019	720 525	612 445	-	231 827	-	36 026	15 204	-	-
COMPTAGE UA POU 2001	01/01/2001	240	01/01/2021	163 195	-	122 397	-	-	-	-	-	8 159
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	240	01/01/2022	352 309	-	246 616	-	-	-	-	-	17 616
COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	240	01/01/2022	1 562 578	-	1 093 806	-	-	-	-	-	78 129
COMPTAGE UA POU 2003	01/01/2003	240	01/01/2023	860 164	-	559 104	-	-	-	-	-	43 008
POSE COMPTEUR 2004 UA POU	01/07/2004	240	01/07/2024	478 333	-	275 043	-	-	-	-	-	23 917
BRANCHEMENT UA POU 2004	01/07/2004	240	01/07/2024	1 096 648	-	630 572	-	-	-	-	-	54 833
COMPTAGE UA POU 2005	01/06/2005	240	01/06/2025	727 196	-	384 810	-	-	-	-	-	36 360
POSE COMPTEURS UA POU 05	01/07/2005	240	01/07/2025	375 526	-	197 149	-	-	-	-	-	18 776
BRCHT UA POU 2006	01/07/2006	240	01/07/2026	1 585 722	-	753 217	-	-	-	-	-	79 286
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2006	240	01/07/2026	509 573	-	242 049	-	-	-	-	-	25 479
BRCHT STATION CHLORATION	24/02/2007	240	24/02/2027	27 952	-	12 374	-	-	-	-	-	1 398
BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	01/07/2007	240	01/07/2027	1 029 275	-	437 444	-	-	-	-	-	51 464

Composants	Date de mise en service	Durée Amort	Date de fin de vie	Valeur Brute	Amortissement technique	Amortissement technique pour ordre	Provision pour renouvellement	Provision pour amortissement de caducité (y/c PRU)	Dotation/Reprise Global			ATO +/-
									AT	PR	Caducité	
BRCHT UAPOU 2007	01/07/2007	240	01/07/2027	1 906 353	-	810 202	-	-	-	-	-	95 318
BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2008	240	01/07/2028	835 074	-	313 155	-	-	-	-	-	41 754
BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	240	01/07/2028	1 984 791	-	744 297	-	-	-	-	-	99 239
BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	01/07/2009	240	01/07/2029	599 221	-	194 747	-	-	-	-	-	29 961
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	240	01/12/2029	746 569	-	227 081	-	-	-	-	-	37 329
BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	968 750	73 707	192 699	-	-	13 350	-	-	35 087
COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	1 290 551	-	354 902	-	-	-	-	-	64 527
BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	240	01/07/2031	523 416	39 699	78 070	-	-	8 793	-	-	17 378
COMPTAGE TIERS UAPOU 2011	01/07/2011	240	01/07/2031	811 876	-	182 673	-	-	-	-	-	40 594
BRCHT/CPTAGES UA POU	01/07/2012	240	01/07/2032	661 941	20 343	95 497	-	-	5 800	-	-	27 297
COMPTAGE TIERS UAPOU 2012	01/07/2012	240	01/07/2032	489 181	-	85 607	-	-	-	-	-	24 459
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2013	240	01/07/2033	763 159	32 646	62 749	-	-	13 038	-	-	25 120
COMPTAGE TIERS UAPOU 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	837 874	-	104 735	-	-	-	-	-	41 894
CPTEURS SOLAIRE UAP 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	53 909	-	6 738	-	-	-	-	-	2 695
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2014	240	01/07/2034	625 982	11 284	35 665	-	-	7 513	-	-	23 786
COMPTAGE TIERS UA POU2014	01/07/2014	240	01/07/2034	559 659	-	41 974	-	-	-	-	-	27 983
CPTEURS SOLAIRE UAP 2014	01/07/2014	240	01/07/2034	72 789	-	5 459	-	-	-	-	-	3 639
BRCHT/COMPTAGES UA POU	01/07/2015	240	01/07/2035	2 773 542	4 486	64 853	-	-	4 486	-	-	64 853
COMPTAGE TIERS UAP 2015	01/07/2015	240	01/07/2035	375 370	-	9 384	-	-	-	-	-	9 384
RENOUVELLEMENT PROG DIST UA POU							43 962 163	-	-	43 962 163	-	-
CESSION DIST UA POU								-	-	15 355 566	-	(16 404 986)
<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>				<b>359 758 273</b>	<b>5 115 902</b>	<b>129 424 950</b>	<b>60 935 477</b>	<b>-</b>	<b>465 479</b>	<b>63 937 892</b>		<b>(3 165 679)</b>
<b>&gt;&gt;&gt;&gt; TOTAL PAR CONCESSION UA POU</b>				<b>504 867 365</b>	<b>37 894 304</b>	<b>173 496 584</b>	<b>47 681 391</b>	<b>373 675 567</b>	<b>2 997 948</b>	<b>48 836 606</b>	<b>(5 884 446)</b>	<b>7 116 024</b>

### 3. Suivi du programme contractuel d'investissements

#### Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant
51	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	50 434	0%
51	B5906	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	50 434	0%
51	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	179 066	100%
51	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 594 476	0%
51	E4903	540110-RENOUVEL. RESEAUX ILES	621 929	0%
51	E4906	540110-RENOUV OCR HT ILES	33 883	0%
51	E4921	540114-RENOUV SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	21 392 441	0%
51		FINANCEMENT CONCEDANT	56 063	100%
51		FINANCEMENT TIERS	502 068	100%
<b>51</b>		<b>TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13</b>	<b>25 480 794</b>	
<b>51</b>		<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>	<b>25 480 794</b>	

#### 4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

31 MF ont été investies dans le renouvellement des immobilisations du domaine concédé

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
51	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	50 434
51	B5906	RENOUV RESEAUX BT AERIEN TAHITI & ILES	50 434
51	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	2 594 476
51	E4903	540110-RENOUVEL. RESEAUX ILES	621 929
51	E4906	540110-RENOUV OCR HT ILES	33 883
51	E4921	540114-RENOUV SUPPORTS RESEAUX HT&BT - ILES	21 392 441
51	R51401	520068 REMPL TGBT UA POU	5 615 070
51		<b>TOTAL DES INVESTISSEMENTS DE RENOUVELLEMENT UA POU</b>	<b>30 358 667</b>

#### 5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
51	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	179 066
51		FINANCEMENT CONCEDANT	56 063
51		FINANCEMENT TIERS	502 068
51	R51400	520068 PROTECTION ARRIVEE TRANSFO TR2 UA POU	1 553 694
51	R51402	540112 EXTENS SALLE RANGEMENT CENT UA POU	270 708
51		<b>TOTAL DES INVESTISSEMENTS AMELIORANTS UA POU</b>	<b>2 561 599</b>

#### 6. Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22

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

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

	<b>année légale</b>	<b>Indemnité en 10ème de la VO</b>
du 01/01 au 31/12	2009 entière	0
du 01/01 au 31/12	2010 entière	1
du 01/01 au 31/12	2011 entière	2
du 01/01 au 31/12	2012 entière	3
du 01/01 au 31/12	2013 entière	4
du 01/01 au 31/12	2014 entière	5
du 01/01 au 31/12	2015 entière	6
du 01/01 au 31/12	2016 entière	7
du 01/01 au 31/12	2017 entière	8
du 01/01 au 31/12	2018 entière	9
du 01/01 au 31/12	2019 entière	10
du 01/01 au 30/09	2020 partielle	10

- Le montant de l'indemnité prévisionnelle au titre des investissements 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 et 2015 s'élève à 10 MXPF.

Ets	Composants	date de mise en service	durée amort	date de fin de vie	taux améliorant*	Valeur Brute Concessionnaire	Montant de la part améliorante	Montant indemnité fin de concession
51	TVX GC GPE P400 HAKAHAU UA POU	15/11/2010	122	15/01/2021	100%	10 737 932	10 737 932	1 073 793
	FG WILSON P400 G3 HAKAHAU FGWRPES8HCMK01604	15/11/2010	84	15/11/2017	28%	12 293 485	3 442 176	-
	FG WILSON P400 G4 HAKAHAU FGWRPES8HCMK01599	15/11/2010	84	15/11/2017	28%	12 293 485	3 442 176	-
	F&P CUVE PRINCIPALE 50M3HAKAHAU UA POU	21/09/2010	123	21/12/2020	0%	5 044 045	-	-
	COMB F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	122	15/01/2021	28%	4 781 629	1 338 856	133 886
	EAU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	122	15/01/2021	28%	2 227 968	623 831	62 383
	ENER F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	122	15/01/2021	28%	2 355 934	659 662	65 966
	ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	122	15/01/2021	28%	1 029 832	288 353	28 835
	SECU F&P P400 GPE HAKAHAU UA POU	15/11/2010	122	15/01/2021	28%	2 528 869	708 083	70 808
	AIRE DEPOTAGE HAKAHAU UAPS/EMPRISE CENTRALE UA POU	01/01/2011	120	01/01/2021	100%	1 089 181	1 089 181	217 836
	SUPERVISION CENT UA POUINSTALLATION HAKAHAU	01/07/2012	102	01/01/2021	100%	204 185	204 185	61 256
	SUPERVIS* GPE FGW UA POU P400 CENTRALE HAKAHAU	01/07/2012	102	01/01/2021	100%	489 155	489 155	146 747
	F&P SYST SECURITE UA POUINCENDIE CENTRALE HAKAHAU	10/09/2012	100	10/01/2021	43%	6 800 123	2 897 717	869 315
	FG WILSON P400 P5 HAKAHAU FGWPES21PCDH01754 UA POU	01/08/2013	84	01/10/2020	0%	8 828 874	-	-
	FG WILSON P400 P5 HAKAHAU FGWPES21PCDH01754 UA POU (groupe)	01/08/2013	77	01/01/2020	0%	4 150 416	-	-
	FG WILSON P400 P5 HAKAHAU FGWPES21HCDH01750 UA POU	01/08/2013	84	01/10/2020	0%	8 828 873	-	-
	FG WILSON P400 P5 HAKAHAU FGWPES21HCDH01750 UA POU (groupe)	01/08/2013	77	01/01/2020	0%	4 150 416	-	-
	COFFRETS COMPTAGES UA POU CENTRALE UA POU	01/09/2013	88	01/01/2021	100%	2 082 573	2 082 573	833 029
	ENS DESHUILAGE SEREP UA POU CENTRALE HAKAHAU	01/01/2013	96	01/01/2021	100%	3 710 281	3 710 281	1 484 112
	EXTENS* ATELIER STOCKAGECENTRALE HAKAHAU UA POU	01/01/2014	84	01/01/2021	100%	655 479	655 479	327 740
	ETUDE DDAE CENTRAL UA POU	01/01/2014	84	01/01/2021	100%	2 105 784	2 105 784	1 052 892
	EXTENS*SALLE RANGEMENTCENTRALE UA POU	01/01/2015	72	01/01/2021	100%	270 708	270 708	162 425
	RENOV.TGBT PRISMA UA POU CENTRALE G3 & G4	01/05/2015	68	01/01/2021	0%	5 615 070	-	-
	PROTECT* TRANSF TR2 UAPOU	01/05/2015	68	01/01/2021	100%	1 553 694	1 553 694	932 216
	<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>					<b>103 827 991</b>	<b>36 299 826</b>	<b>7 523 239</b>
	Ets	Composants	date de mise en service	durée amort	date de fin de vie	taux améliorant	Valeur Brute Concessionnaire	Montant de la part améliorante
51	POSTE DP UA POU 2010CP	01/07/2010	300	01/07/2035	0%	177 682	-	-
	RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	0%	11 655 878	-	-
	BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	28%	968 750	268 008	26 801
	RENFORC POSTE 01032 VAIKAKA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	300	01/01/2036	50%	206 018	103 009	20 602
	RENFORC TRANSFO 01032VAIKAKA HAKAHAU UA POU	01/01/2011	300	01/01/2036	50%	498 133	249 067	49 813
	RENFORC POSTE 01031 VIVIII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	300	01/01/2036	50%	1 194 549	597 275	119 455
	RENFORC TRANSFO 01031VIVIII HAKAHAU UA POU	01/01/2011	300	01/01/2036	50%	498 133	249 067	49 813
	RENFORC POSTE H16 S101012 HUNANUI HOHOI UA POU	01/01/2011	300	01/01/2036	50%	2 286 863	1 143 432	228 686
	TRANSFO H61 01012 UA POUHUNANUI HOHOI HAKAHAU	01/01/2011	300	01/01/2036	50%	456 262	228 131	45 626
	REMPL IACM PAR IAM UA POU 0316A HAKAHETAU	13/01/2011	180	13/01/2026	41%	842 316	345 350	69 070
	EXT14A1 BT QT KAIHA UAPOUVALLEE HAAKUTI	01/01/2011	300	01/01/2036	100%	416 480	416 480	83 296
	EXT14A1 QT TAMRII UA POUVALLEE HAKAHA	26/01/2011	300	26/01/2036	100%	271 870	271 870	54 374
	RESEAUX CP UA POU 2011	01/07/2011	300	01/07/2036	0%	3 061 396	-	-
	EXT 14A1 BTS QT YIP UAPOUTEVAEA A HAKAHAU	01/01/2011	420	01/01/2046	100%	1 246 897	1 246 897	249 379
	BRCHT/CPTAGE UA POU 2011	01/07/2011	240	01/07/2031	34%	523 416	176 399	35 280
	EXT 14A1 BTA QT TAMRIITUKOOVE HAKAHAU UA POU	01/01/2012	300	01/01/2037	100%	1 496 400	1 496 400	448 920
	EXT 14A1 QT SCALLAMERAHAKAHAU UA POU	01/01/2012	300	01/01/2037	100%	540 240	540 240	162 072
	RESEAUX CP UA POU 2012	01/07/2012	300	01/07/2037	0%	25 812 032	-	-
	BRCHT/CPTAGES UA POU CP 2012	01/07/2012	240	01/07/2032	18%	661 941	116 278	34 883
	TRANSFO KENA 01011 UA POUFEEDER DEPART 1 HAKAHAU	01/07/2013	300	01/07/2038	0%	359 410	-	-
	RESEAUX CP UA POU 2013 CP 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	0%	43 213 856	-	-
	EXT 14A1 QT AKA UA POUNATAAFITUIETE HAAKUTI	03/09/2013	300	03/09/2038	100%	121 615	121 615	48 646
	EXT 14A1 QT HIKUTINI UA POU A HAKAMOUI	10/10/2013	300	10/10/2038	100%	248 645	248 645	99 458
	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2013	01/07/2013	240	01/07/2033	34%	763 159	261 201	104 480
	14A/09/2011/UAP/JK/PGQUART BRUNEAU HAKAHAU UAP	01/01/2014	300	01/01/2039	100%	520 386	520 386	260 193
	EXT 14A/793/2013/UAP/JK/JH QT TEIKITU HAKAHAU UAP	03/06/2014	300	03/06/2039	100%	168 251	168 251	84 126
	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2014	01/07/2014	240	01/07/2034	24%	625 982	150 415	75 208
	RESEAUX CP UA POU 2015CP 2015	01/07/2015	300	01/07/2040	0%	22 149 121	-	-
	BRCHT/COMPTAGES UA POU CP 2015	01/07/2015	240	01/07/2035	6%	2 773 542	179 066	107 440
	<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>					<b>123 759 223</b>	<b>9 097 480</b>	<b>2 457 621</b>

## 7. Plan de Renouvellement

### Distribution

	2016	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
TRANSFOS	-	-	-	-	-	-
IAT IAM	12 500 000	-	-	-	-	12 500 000
Postes DP	-	-	-	-	-	-
BRANCHEMENT ET COMPTAGES	9 354 721	872 585	872 585	997 966	-	12 097 857
TELECOM	-	-	-	-	-	-
RESEAU AERIEN	7 000 000	12 180 000	7 211 575	7 319 749	14 859 090	48 570 413
RESEAU SOUTERRAIN	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>28 854 721</b>	<b>13 052 585</b>	<b>8 084 160</b>	<b>8 317 715</b>	<b>14 859 090</b>	<b>73 168 270</b>

### Production :

	2016	2017	2018	2019	2020	Total à renouveler
GROUPE		30 454 140			12 737 402	43 191 542
FILIERES INCENDIE		20 300 000				20 300 000
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>50 754 140</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12 737 402</b>	<b>63 491 542</b>

## **5 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC**

### 1. Etats des engagements à incidence financière

## **1. Etats des engagements à incidence financière**

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

Durée : 1<sup>er</sup> décembre 2014 au 31 décembre 2020 (et couvre la période allant jusqu'au 31/12/2020)

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 0,20 xpf/litre sur les prestations locales.

Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

### **b) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite**

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

Une somme est provisionnée chaque année, en fonction notamment d'une estimation du turnover du personnel, de l'âge prévisionnel de départ à la retraite des agents, et de leur niveau de rémunération prévu.

### **c) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux**

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

### **d) Baux**

Bailleur	Objet du bail
AIR TAHITI	AGENCE UA POU

### **e) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque**

Conventions de raccordement et d'achat, conformes au modèle adopté par arrêté n°2128 CM du 23/11/2010. Les prix de rachat, garantis 25 ans, varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.

La durée des contrats est cependant limitée à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

### **f) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire**

EDT a adhéré en 1970 au régime de retraite complémentaire pour ses cadres et agents de maîtrise, auprès des caisses CRE et IRCAFEX, institutions paritaires désignées par les régimes ARRCO et AGIRC pour la Polynésie française.

### **g) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle**

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

#### **h) 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. Ce sont ainsi près de 44.000 poteaux qui sont mis à disposition, toutes concessions confondue, contre rémunération.

Durée : 1<sup>er</sup> janvier 2014 – 31 décembre 2020