

**CONCESSION  
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 2010**

# SOMMAIRE

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

- Aspects commerciaux
  1. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2010
  2. Mode de détermination
  3. Chiffre d'affaires énergie
  4. Autres produits d'exploitation
  5. Statistiques de ventes
  
- Bilan technique
  1. Données de Production
  2. Qualité de service
  3. Qualité-sécurité-environnement
  4. Travaux significatifs-Faits marquants

## **2 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

- Bilan et comptes de résultat de la concession
  1. Méthodologie et clés de répartition analytique
  2. Faits marquants
  3. Commentaires
  4. Actif, Passif et Résultat de la concession

## **3 – 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

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

1. Etats des engagements à incidence financière

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

## Aspects commerciaux

### 1°) - Tarifs pratiqués, et évolution au cours de l'année 2010

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	janvier à juillet 2010	août à décembre 2010
BT Usage domestique	P0	de 0 à 150 kWh	15,91	17,35
BT Usage domestique	P1	de 151 à 280 kWh	37,31	38,75
BT Usage domestique	P2	de 281 à 500 kWh	45,41	46,85
BT Usage domestique	P2'	au-dessus de 500 kWh	50,41	51,85
BT Eclairage public	P3		31,41	32,85
BT Usage professionnel	P4	de 0 à 3000 kWh	37,31	38,75
BT Usage professionnel	P4'	au-dessus de 3000 kWh	41,01	42,45
MT Tarif jour	P5	de 0 à 16200 kWh	23,21	24,65
MT Tarif jour	P6	de 16201 à 48600 kWh	23,21	24,65
MT Tarif jour	P7	au-dessus de 48600 kWh	23,21	24,65
MT Tarif nuit	P8	de 0 à 9000 kWh	19,66	21,1
MT Tarif nuit	P9	au dessus de 9000 kWh	19,66	21,1
MT Tarif uniforme	P10		34,71	36,15

ACE = 16,73 XPF
<p><b>Basse tension :</b> Tarif Usages Domestiques Prime d'Abonnement = 13,68 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 229 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p><b>Basse tension :</b> Tarifs Usages Professionnels et Eclairage public Prime d'Abonnement = 17,10 x ACE x kVA de puissance souscrite soit : 286 XPF x kVA de puissance souscrite</p> <p><b>Moyenne tension :</b> Prime d'Abonnement = 912,60 x ACE x kVA de puissance souscrite/An jusqu'à 200 kVA soit : 15 268 XPF x kVA de puissance souscrite / An</p> <p><b>Moyenne tension :</b> Prime d'Abonnement = 570,38 x ACE x kVA de puissance souscrite/An au-delà de 200 kVA soit : 9542 XPF x kVA de puissance souscrite / An</p>

Taxes	Taux
<b>Taxe municipale</b>	3 XPF/kw
<b>TVA</b>	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%

<b>Avance sur consommation</b>	P = 46,85 XPF
<b>Tarif Usages Domestiques</b> - ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2343 XPF x kVA de puissance souscrite <b>Autres Tarif Basse Tension</b> - ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4685 XPF x kVA de puissance souscrite	

## 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 d'août 2010, en référence à l'arrêté n° 1249 CM du 28 juillet 2010, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF) le 29 juillet 2010.

## 3°) – Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus	Valeur XPF
BT Usage domestique	P0	965 675	15 942 956
BT Usage domestique	P1	402 362	15 246 541
BT Usage domestique	P2	125 290	5 753 736
BT Usage domestique	P2'	42 708	2 174 906
BT Eclairage public	P3	70 837	2 266 851
BT Usage professionnel	P4	534 119	20 245 346
BT Usage professionnel	P4'	44 774	1 856 227
BT Usage professionnel	P4''		
BT Usage professionnel nuit	P4'''		
MT Tarif jour	P5	35 720	852 324
MT Tarif jour	P6		
MT Tarif jour	P7		
MT Tarif nuit	P8	11 886	242 011
MT Tarif nuit	P9		
MT Tarif uniforme	P10		
Régul			
Prépaiement			
Prépaiement hors toti			
Autres (employés...)		17 751	23 393
		2 251 122	64 604 291
		Prime fixe	<b>11 648 608</b>
		<b>Ventes H.T.</b>	<b>76 252 899</b>

Prix moyen

33,9 XPF/kWh

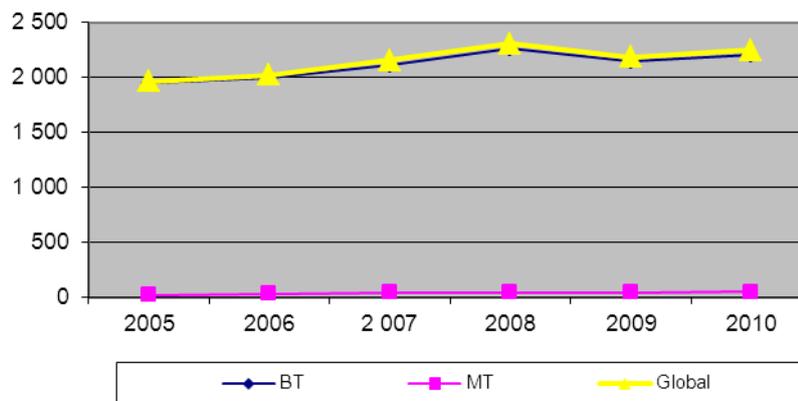
#### 4°) – Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	135.096 XPF
- Frais de relance, coupure et fraude :	<u>1.507.080 XPF</u>
Total	1.642.176 XPF

#### 5°) – Statistiques de ventes

**Croissance des ventes de kWh**

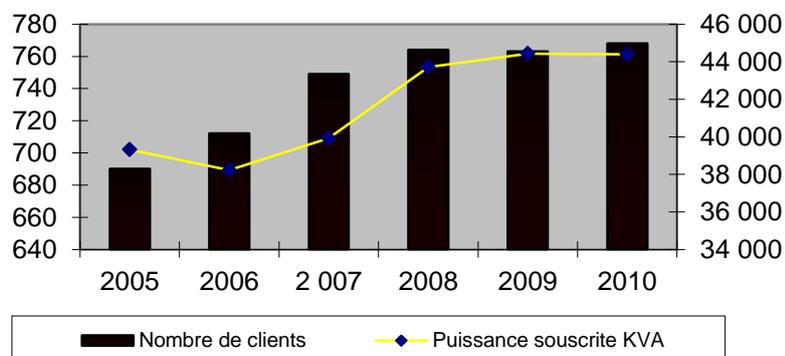


Les ventes d'énergie s'inscrivent en hausse de +2,9% en 2010.

Les ventes BT sont en hausse de +2,7%.

S'agissant des ventes MT, la hausse enregistrée en 2010 s'établit à 13,1%.

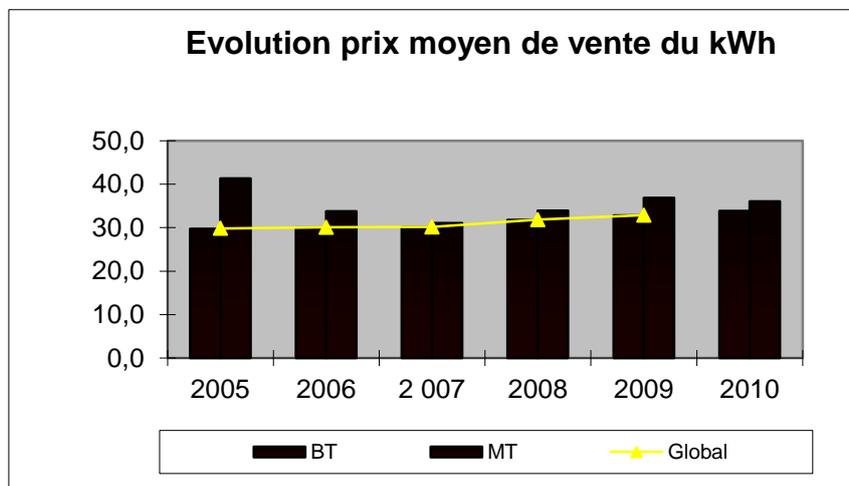
**Nombre de clients et puissance souscrite**



La concession compte 768 clients à fin 2010, en progression annuelle de 0,7 %, dont :

- 767 clients en Basse tension
- 1 client en Moyenne tension

La puissance souscrite s'établit à 44 398 kVA, contre 44 433 kVA en 2009 (-0,1%)

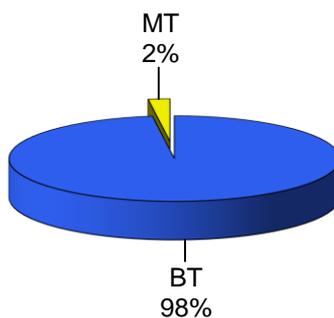


Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh est de 33,9 XPF, dont :

- 33,8 XPF en Basse tension
- 36 XPF en Moyenne tension

Il enregistre une augmentation annuelle de 3 %

### Répartition des ventes BT / MT

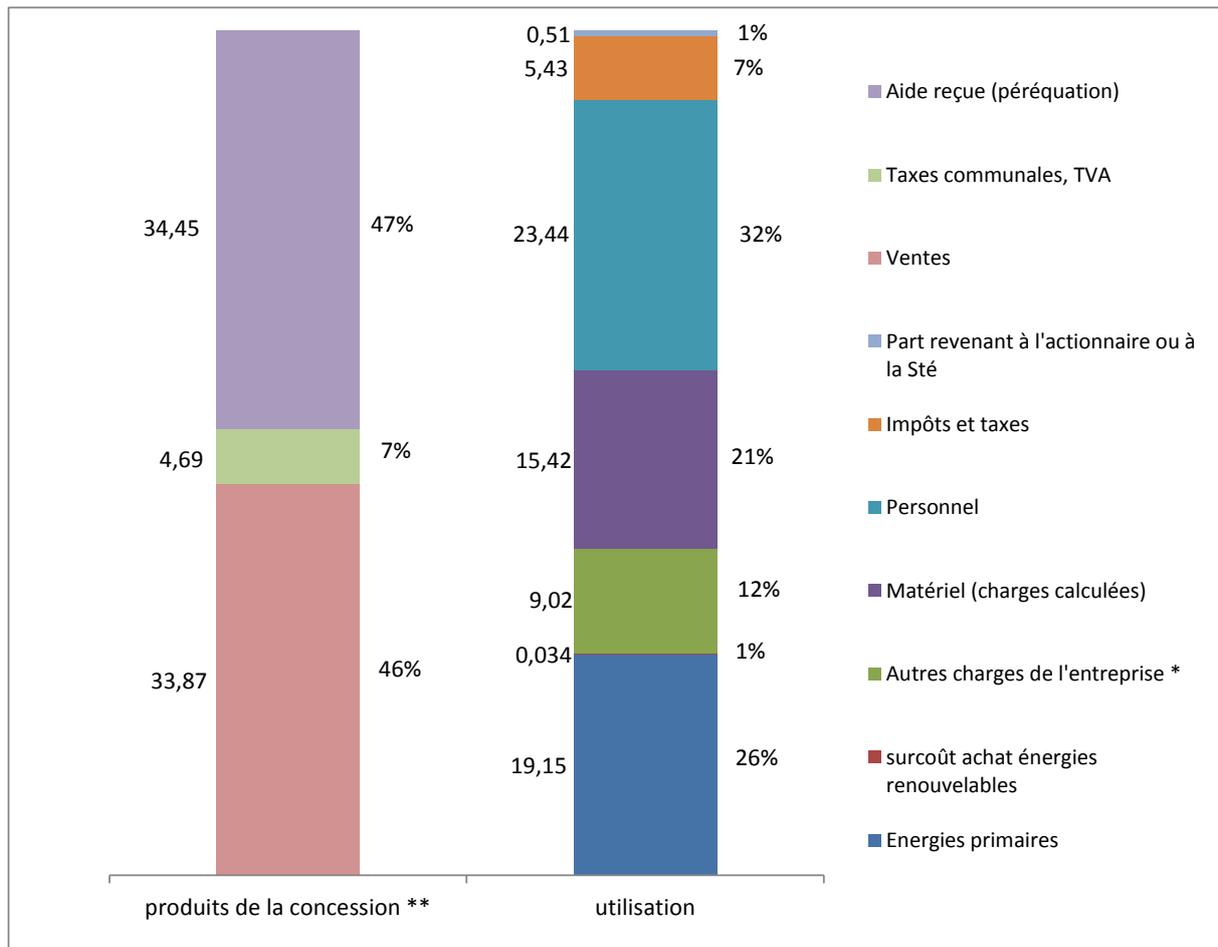


Les ventes de kWh 2010 se répartissent :

- à hauteur de 98%, en Basse tension
- à hauteur de 2%, en Moyenne tension

# Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Pou

2010 (en F/KWh et en pourcentage)



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

\*\* Dont 38,56 F/KWh (53%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

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

Les impôts comprennent :

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

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

Les énergies comprennent :

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

# Bilan technique

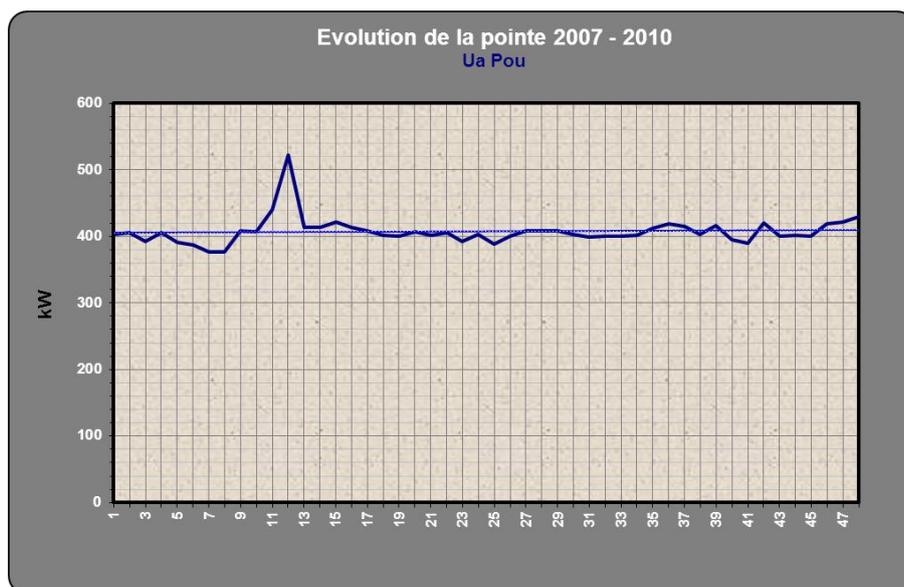
## 1. DONNEES DE PRODUCTION :

2,46 GWh ont été produits en 2010, contre 2,52 en 2009 – soit une baisse de 2,1 %.  
 701 000 litres de gazole ont été consommés – soit une baisse de 0,5 % par rapport à 2009.  
 3 094 litres d’huile ont été consommés.  
 La pointe a légèrement augmenté, passant de 420 kW en 2009 à 430 kW en 2010.  
 Le taux de disponibilité des groupes est à 98 %.

UA POU Production	2010							Variations sur 2009		
	taux de dispo prod	pointe kW	prod kWh	dont EnR kWh	gazole litres	conso l/kWh	huile litres	pointe %	prod %	gazole %
Janvier	100%	415	224 797	0	60 979	0,271	30	7,0%	6,1%	8,0%
Février	100%	403	199 525	0	53 821	0,270	205	0,8%	3,5%	-3,7%
Mars	100%	416	203 426	0	62 404	0,307	375	2,0%	-7,2%	3,9%
Avril	100%	395	192 409	0	60 969	0,317	210	-3,2%	-6,5%	6,1%
Mai	99%	390	198 852	0	60 825	0,306	365	-4,4%	-7,6%	3,9%
Juin	91%	420	206 135	0	61 496	0,298	245	4,2%	-1,3%	7,4%
Juillet	98%	400	212 207	0	56 829	0,268	240	0,3%	2,0%	-3,1%
Août	88%	402	206 955	0	56 269	0,272	242	0,5%	-0,7%	-2,9%
Septembre	100%	400	200 672	0	57 626	0,287	230	0,0%	-2,7%	-0,4%
Octobre	100%	419	208 917	0	57 348	0,275	287	4,5%	-3,3%	-4,4%
Novembre	100%	422	197 918	0	55 718	0,282	365	2,4%	-3,8%	-4,9%
Décembre	100%	430	210 256	0	57 057	0,271	300	2,6%	-3,5%	-4,0%
<b>TOTAL</b>	<b>98%</b>	<b>430</b>	<b>2 462 069</b>	<b>0</b>	<b>701 341</b>	<b>0,285</b>	<b>3 094</b>	<b>2,6%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>0,5%</b>

Energie spécifique 2010	3,51 kWh/l
PCI du gazole	9,91 kWh/l
Rendement global	35%

= énergie produite / énergie consommée = énergie spé / PCI



## 2. QUALITE DE SERVICE

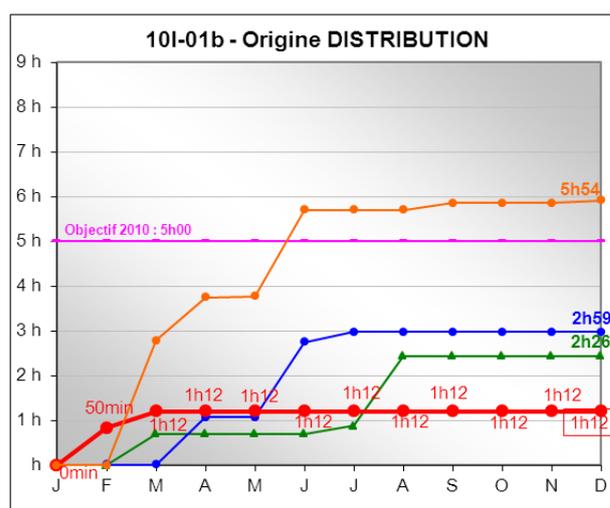
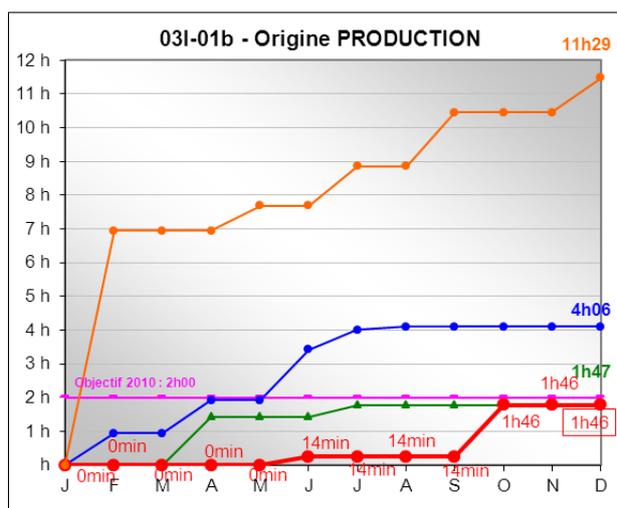
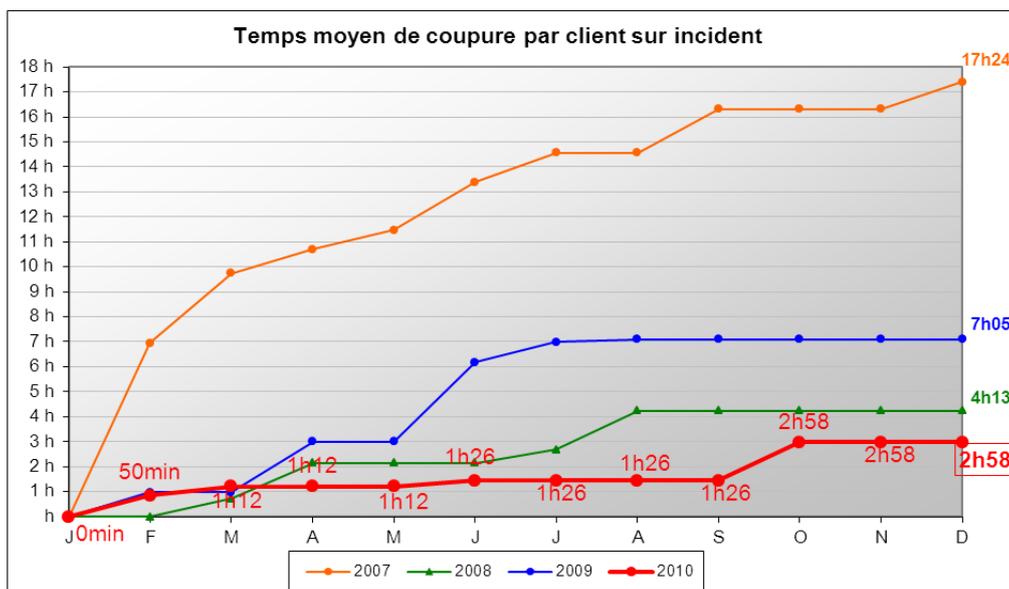
### Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyens de Coupure par Client)

La qualité de fourniture de l'énergie est en amélioration par rapport à 2009, avec un TMCC de **2h58**

- **TMCC incidents production : 1h46**
- **TMCC incidents distribution : 1h12**

#### Défauts majeurs :

En production, un black-out de 54' sur les 1h46 totaux est dû à une erreur de manipulation lors de travaux par un sous-traitant (fermeture de vanne gasoil).



### **3. QUALITE – SECURITE – ENVIRONNEMENT**

**Approvisionnement hydrocarbures :** Le ravitaillement de la centrale s'effectue maintenant par camion-citerne et non plus par pipeline, avec un stockage gazole rénové en 2010.

### **4. TRAVAUX SIGNIFICATIFS – FAITS MARQUANTS**

Importants travaux d'aménagement de la centrale pour le renouvellement de deux groupes RVI 250 kVA par des groupes FG Wilson de 400 kVA. Renouvellement de la cuve gasoil 50 m<sup>3</sup>. Création d'une réserve d'eau.

Lancement des travaux de réalisation d'un traitement des rejets hydrocarbures par système SEREP.

La décision de commande d'un groupe de secours 160 kVA sur remorque a été prise en 2010 afin d'équiper la centrale et de faire face aux situations d'urgence sur le réseau.

## **2 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES**

# Bilan et compte de résultat de la concession

## 1°) – Méthodologie et clés de répartition analytique

### Bilan :

Tous les postes du bilan sont obtenus par une comptabilisation directe par concession à l'exception des comptes fournisseurs ; ceux-ci sont répartis par concession au prorata du chiffre d'affaires dégagé par concession.

Sont placés en hors concession les éléments suivants :

- Les immobilisations financières ;
- Les bâtiments de Puurai qui font l'objet d'une « location » aux entités les occupants ;
- Le compte courant du concessionnaire ;
- Les capitaux propres (capital, réserves et RAN).

La différence apparaissant au niveau du bilan de la concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ».

### Compte de résultat

**Les ventes d'énergie** correspondent au chiffre d'affaires calculé sur le nombre de kWh réellement vendu par concession.

**Le coût de production** est constitué des charges directes d'achats de matières premières, d'entretien des groupes et centrales, des amortissements et provisions.

La dotation aux amortissements de caducité, calculée par concession sur la valeur des immobilisations est répartie au prorata de celles-ci par processus (production, distribution...).

**Le coût de distribution** est constitué des charges directes d'entretien des réseaux, des amortissements et provisions.

Des compteurs installés sur Tahiti chez les clients permettent de connaître les pertes de distribution en quantité et en valeur. Ces pertes sont valorisées au coût de l'énergie transportée.

**Le coût de l'interface clientèle** est constitué des charges de fonctionnement des services de la clientèle (charges salariales, charges d'entretien, loyers, frais de téléphone etc... ) ainsi que les dotations ou reprises de provisions relatives aux créances détenues sur la clientèle.

**Les frais de siège** sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs, ils sont répartis sur les différentes concessions au prorata du nombre d'abonnés.

**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 ; cette rémunération est calculée sur la base de l'Euribor (3 mois) de l'exercice considéré lequel est complété d'un "spread" financier.

Sur 2010 :

- le taux moyen de l'Euribor (3 mois) est de : 0,8%
- le "spread" appliqué aux besoins de trésorerie est de + 0,8 point ce qui donne un taux d'emprunt de 1,6%
- le "spread" appliqué aux excédents de trésorerie est de – 0,3 point ce qui donne un taux de placement de 0,5%

Sur 2009 :

- le taux moyen de l'Euribor (3 mois) est de : 1,15%
- le "spread" appliqué aux besoins de trésorerie est de + 0,8 point ce qui donne un taux d'emprunt de 1,95%
- le "spread" appliqué aux excédents de trésorerie est de – 0,3 point ce qui donne un taux de placement de 0,85%

**Le coût de revient complet** somme les différents coûts cités ci-dessus, ramené au nombre de kWh vendus, il donne le coût de revient complet du kWh.

#### **Le résultat avant impôt et la péréquation tarifaire**

Du fait d'un tarif de vente identique sur l'ensemble de ses concessions et résultant d'une péréquation tarifaire, l'équilibre financier du concessionnaire est à considérer dans la globalité de ses concessions ; il en ressort une « solidarité intercommunale » ci-après dénommée « péréquation », qui ramène le taux de marge de chaque concession prise individuellement au niveau du taux moyen constaté sur l'ensemble des concessions.

**L'Impôt sur les Sociétés** est calculé par application au résultat de la concession, du taux moyen de l'IS constaté sur les résultats du concessionnaire à savoir 43,96% en 2010 (42,67% en 2009).

## **2°) – Faits marquants**

La qualité de fourniture de l'énergie a été considérablement affectée par le passage du cyclone OLI du 3 au 5 février 2010. Les îles les plus touchées ont été Raiatea et surtout Tubuai.

Si l'on ne tient pas compte de ce phénomène exceptionnel, qui compte pour 13h20 de temps Moyen de Coupure par Clients sur Incidents toutes îles confondues (TMC), la qualité de service s'est améliorée en 2010 avec un TMC de 7h42.

### Cyclone OLI

Les 3 et 4 Février 2010, le cyclone OLI frappait sévèrement la Polynésie française, et plus particulièrement les Iles-Sous-Le-Vent et les Australes, avec des destructions importantes sur certains réseaux ainsi qu'à la centrale de Raivavae.

Face à cet évènement, la mobilisation des équipes d'EDT a été exemplaire, permettant un rétablissement du service en tous points dans des délais très brefs (inférieurs à 48 heures pour l'essentiel), sauf pour certaines zones dévastées de l'île de Tubuai, où nous devons attendre pour intervenir d'autres reconstructions (habitations, voirie...).

Conformément au cahier des charges de la concession, les surcoûts supportés par EDT de ce fait sont récupérés au travers des tarifs par étalement sur une durée de cinq ans.

## Evolution du contentieux tarifaire

Pour ce qui concerne l'exécution de la concession principale avec le Pays dite « Tahiti Nord », deux ajustements ont été dûment concertés et négociés en février puis en juillet 2009, dans la continuité des accords qui avaient mis fin au contentieux tarifaire en 2008.

Néanmoins, de nouvelles procédures devant les tribunaux ont été introduites et sont toutes conclues par un rejet des requêtes des demandeurs :

- Recours de deux représentants de l'Assemblée devant le Tribunal Administratif de Papeete contre le protocole transactionnel de novembre 2008 ;
- Recours de la Polynésie Française devant la Cour Administrative d'Appel en annulation de ce même protocole transactionnel ;
- Recours d'un consommateur contre l'arrêté 1907 CM du 29 juillet 2009 fixant les nouveaux tarifs électriques.

A ce jour, l'homologation du protocole transactionnel de novembre 2008, prononcée par le Tribunal Administratif de Papeete, le 30 avril 2009, a été confirmée par la Cour Administrative d'Appel de Paris le 30 décembre 2009.

L'ensemble des voies de recours étant épuisé en 2010 la créance de l'EDT est devenue certaine nous obligeant, malgré l'absence de paiement à constater un produit de 1.800 MF et une dette d'impôt sur les sociétés de près de 750 MF.

## Variation du prix achat des hydrocarbures

	Prix du Fioul	Prix du Go Tahiti	Prix du Go Iles	Arrêté CM
Jusqu'au 30/06/ 2008	38,68	56,20	40,00	Arrêté 773 Cm du 14/09/05
Acpt du 01/07/2008	53,74	77,27	54,24	arrêté 678 CM du 26/06/08 (simultané avec avenant 14 du 30/06/2008
Acpt du 02/2009	39,16	56,16	54,46	arrêté 226 CM du 06/02/09 (simultanée avenant 15 du 01/02/2009)
Acpt du 01/08/2009	44,16	58,46	60,16	arrêté 1205 CM du 29/07/09
Acpt du 08/2010	54,16	68,46	70,16	arrêté 1246 CM et 1248 CM du 28/07/10

## 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 14/09/05
Acpt du 01/07/2008	32,48	16,54	Avenant 14 du 30/06/08 - Convention N°80229
Acpt du 02/2009	30,98	17,17	Avenant 15 du 06/02/09 - Convention N°90056
Acpt du 01/08/2009	31,89	17,25	1207 CM du 29/07/09
Acpt du 08/2010	33,33	16,73	Arrêté 1249 CM du 28/07/10

### 3°) – Commentaires

Le résultat avant péréquation diminue de 4,2 MF sur Ua Pou en raison de la dégradation de la marge énergie de 0,6 MF et des autres charges pour 10,4 MF (charges calculées, clientèle) limité par une diminution des charges de production et de distribution pour 6 MF.

- La dégradation de la marge énergie pour 0,6 MF se décompose comme suit :
  - Effet volume résultant de la décroissance des ventes +2,9 MF
    - Hausse du CA à tarif constant : + 2,1 MF
    - Baisse des achats à prix constant: + 0,8 MF
  - Effet prix résultant de la variation des tarifs de vente d'énergie et d'achat du combustible -3,5 MF
    - Tarif de vente : + 2,2 MF
    - Prix du gasoil : - 5,7 MF
  
- L'augmentation des frais de siège imputés sur l'île de Ua Pou pour 0,1 MF, est directement liée à celle de Tahiti qui est répartie sur les îles au prorata du nombre d'abonnés.
- L'augmentation des charges calculées de 6,5 MF essentiellement sur le processus de distribution pour 4,6 MF liée à la provision pour renouvellement.
- L'augmentation des charges de clientèle pour 3,8 MF essentiellement liée à la hausse la masse salariale.

Toutefois il est à noter une baisse des charges de :

- production pour 3 MF dont 1,6 MF sur la maintenance avec la baisse des achats et 1,4 MF sur la conduite et fonctionnement,
- distribution pour 3 MF sur la conduite et fonctionnement liée la baisse de la masse salariale.

#### 4°) – Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Ua Pou	
	2010	2009
Immobilisations concédées	446 128 792	420 760 942
Immobilisations privées	22 100 525	20 383 397
Immobilisations financières		
Immobilisations en-cours	11 649 677	24 224 382
Avances et acomptes		
<b>Total immobilisations brutes</b>	<b>479 878 994</b>	<b>465 368 721</b>
Amortissements et provisions	-170 463 069	-191 522 927
<b>Immobilisations nettes</b>	<b>309 415 925</b>	<b>273 845 794</b>
Stock	5 331 033	6 912 000
Créances clients	17 786 789	36 252 500
Autres créances	1 151 327	
Charges constatées d'avance		
Provisions pour dépréciation		
<b>Stock et créances nets</b>	<b>24 269 149</b>	<b>43 164 500</b>
<b>Placements et trésorerie</b>		
<b>Compte courant du concessionnaire</b>	<b>7 732 004</b>	<b>6 273 095</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>341 417 078</b>	<b>323 283 389</b>

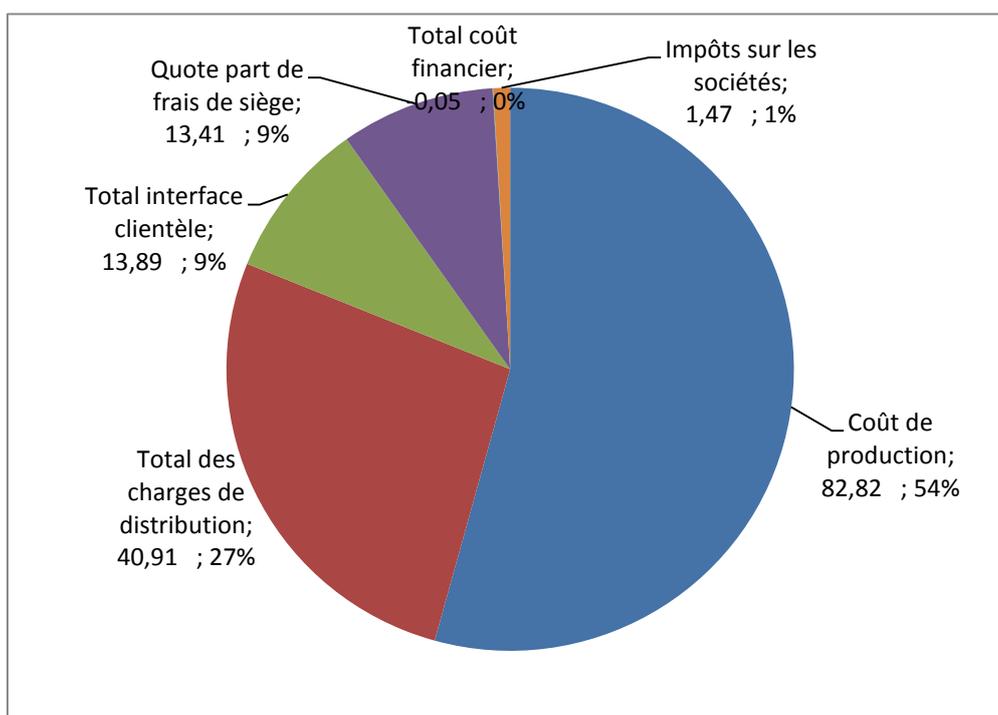
PASSIF	Ua Pou	
	2010	2009
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	1 344 963	2 312 697
<b>Capitaux propres</b>	<b>1 344 963</b>	<b>2 312 697</b>
<b>Droits des tiers et concédants</b>	<b>59 037 842</b>	<b>63 855 879</b>
Caducité et provision pour renouvellement	239 385 181	222 569 413
Autres provisions	5 972 878	4 937 724
<b>Provision pour risques et charges</b>	<b>245 358 059</b>	<b>227 507 137</b>
<b>Compte courant du concessionnaire (emprunt)</b>		
Emprunts et dettes financières		
Clients - avances sur consommation	2 823 765	2 736 447
Fournisseurs	15 426 845	13 136 345
Dettes fiscales et sociales	17 425 604	13 734 884
Autres dettes		
Produits constatés d'avance		
<b>Emprunts et dettes</b>	<b>35 676 214</b>	<b>29 607 675</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>341 417 078</b>	<b>323 283 389</b>

COMPTE DE RESULTAT PAR CONCESSION		Ua Pou	
		2010	2009
Ventes énergies	<b>Ventes d'énergie</b>	<b>76 252 899</b>	<b>71 917 878</b>
	nombre de kWh vendus	2 251 122	2 186 928
	prix moyen	33,87	32,89
Production du concessionnaire (sortie de centrale)	<b>Production Thermique du concessionnaire</b>		
	Nb de kWh produits (nets de consommations internes)	2 462 069	2 515 955
	Energie	-43 040 364	-38 265 132
	Maintenance et fonctionnement	-26 213 806	-29 190 563
	Amortissement des actifs de concession	-13 412 855	-9 786 218
	<b>Coût de production</b>	<b>-82 667 025</b>	<b>-77 241 913</b>
	<b>Coût de l'énergie / kWh produit</b>	<b>-17,48</b>	<b>-15,21</b>
	<b>Coût de production / kWh produit</b>	<b>-33,58</b>	<b>-30,70</b>
Energie livrée à l'entrée des Postes sources	<b>Production du concessionnaire</b>		
	Nb de kWh	2 462 069	2 515 955
	<b>Coût de production</b>	<b>-82 667 025</b>	<b>-77 241 913</b>
	Coût / kWh	-33,58	-30,70
	<b>Energie à l'entrée des postes sources</b>		
	Nb de kWh livrés	2 462 069	2 515 955
	Coût d'achat	-82 667 025	-77 241 913
	Coût / kWh	-33,58	-30,70
Energie livrée dans le réseau de distribution	<b>Energie sortant des postes sources</b>		
	Nb de kWh sortis des postes sources	2 462 069	2 515 955
	Coût de l'énergie injectée sur le réseau de distribution	-82 667 025	-77 241 913
	Coût / kWh	-33,58	-30,70
	<b>Livraisons directes sur le réseau</b>		
	<b>Achats producteurs solaires</b>		
	Nb de kWh achetés	3 445	
	<b>Coût d'achat</b>	<b>-155 027</b>	
	Coût / kWh	40,00	
	<b>Total énergie injectée en distribution</b>		
Nb de kWh	2 465 514	2 515 955	
Coût de l'énergie à l'entrée de la distribution	-82 822 052	-77 241 913	
Coût / kWh	-33,59	-30,70	

COMPTES DE RESULTAT PAR CONCESSION		Ua Pou	
		2010	2009
Energie livrée aux clients	<b>Pertes de distribution</b>		
	Nb de kWh perdus	210 947	329 027
	En % de l'énergie entrante	8,56%	13,08%
	Coût des pertes de distribution	-7 086 175	-10 101 403
	<b>Energie livrée aux compteurs</b>		
	Nb de kWh	2 254 567	2 186 928
	Coût de l'énergie distribuée	-75 735 878	-67 140 510
	<b>Distribution</b>		
	- Maintenance et Fonctionnement	-19 614 235	-22 723 356
	- Amortissement des actifs de concession	-21 300 002	-18 481 802
<b>Total des charges de distribution</b>	<b>-40 914 237</b>	<b>-41 205 158</b>	
<b>Par kWh vendu</b>	<b>-18,18</b>	<b>-18,84</b>	
<b>Interface clientèle</b>			
- Produits accessoires à l'énergie (perception de taxes, relances, coupures....)	1 642 176	1 295 487	
- Affranchissements	-1 213 349	-1 159 740	
- Fonctionnement	-14 319 727	-10 221 968	
<b>Total interface clientèle</b>	<b>-13 890 900</b>	<b>-10 086 221</b>	
<b>Par kWh vendu</b>	<b>-6,17</b>	<b>-4,61</b>	
Coût brut de l'énergie livrée aux clients	-137 627 190	-128 533 291	
<b>Par kWh vendu</b>	<b>-61,14</b>	<b>-58,77</b>	
Coût de structure et autres charges	<b>Frais de siège stricto sensu</b>	<b>-13 411 717</b>	<b>-13 264 508</b>
	<b>Par kWh vendu</b>	<b>-5,96</b>	<b>-6,07</b>
Coût financier	<b>Total coût financier</b>	<b>53 133</b>	<b>-609 892</b>
	<b>Par kWh vendu</b>	<b>0,02</b>	<b>-0,28</b>
Coût de revient et résultat des concessions	<b>Coût de revient total de l'énergie vendue avant péréquation</b>	<b>-150 985 774</b>	<b>-142 407 691</b>
	<b>Par kWh vendu</b>	<b>-67,07</b>	<b>-65,12</b>
	<b>Résultat avant péréquation</b>	<b>-74 732 875</b>	<b>-70 489 813</b>
	<b>Par kWh vendu</b>	<b>-33,20</b>	<b>-32,23</b>
	<b>Péréquation inter îles</b>	<b>77 544 262</b>	<b>74 838 525</b>
	<b>Par kWh vendu</b>	<b>34,45</b>	<b>34,22</b>
	<b>Coût de revient complet de l'énergie vendue</b>	<b>-73 441 512</b>	<b>-67 569 166</b>
	<b>Par kWh vendu</b>	<b>-32,62</b>	<b>-30,90</b>
	<b>Résultat des concessions avant impôt</b>	<b>2 811 387</b>	<b>4 348 712</b>
	<b>Par kWh vendu</b>	<b>1,25</b>	<b>1,99</b>
<b>Impôts sur les sociétés</b>	<b>-1 465 682</b>	<b>-2 036 015</b>	
<b>Résultat net par concession</b>	<b>1 345 705</b>	<b>2 312 697</b>	
<b>Par kWh vendu</b>	<b>0,60</b>	<b>1,06</b>	

## Synthèse de la répartition des coûts – UA POU

2010 (en MF et en %)



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

## 1. Variation du patrimoine immobilier

	2009	Acquisition	Diminution	2010
<b>Production</b>	106 737 268	53 293 179	33 712 405	126 318 042
<b>Distribution</b>	314 023 674	15 316 555	9 529 479	319 810 750
<b>Total</b>	420 760 942	68 609 734	43 241 884	446 128 792

Les acquisitions sur l'exercice 2010 s'élèvent à 68,6 MF :

- 53,3 MF pour la production, il s'agit essentiellement de l'achat de groupe FG WILSON P400 G.3
- 15,3 MF pour la distribution concerne essentiellement le réseau.

Les diminutions s'élèvent à 43,2 MF dont :

- 33,7 MF sur le processus de production, sortie de deux groupes RVI de 275 KVA pour 24 MF et 9,5MF de filières.
- 9,5 MF sur le processus de distribution, essentiellement du réseau aérien.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'établissent à 11 MF, en baisse de 13 MF par rapport à 2009.

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

Ets	Site	Composants	Date de mise en service	Valeur Brute
51	X51	A.N CONSTRUCTION UA POU	01/01/1986	15 451 380
51	X51	BATIMENT UA POU	01/01/1986	-
51	X51	AN CONST CONCEDANT UA POU	01/01/1992	6 139 481
51	X51	BATIMENT CENTRALE UA POU	18/11/2006	992 580
51	X51	MUR SECU BATIMENT CENTRAL	01/01/2007	9 157 874
51	X51	RENOVAT° CENTRALE HAKAHAU	01/01/2007	1 785 000
51	X51	TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	10 737 932
51	X51	FG WILSON P400 E1 UA POU	18/11/2006	12 020 891
51	X51	FG WILSON P400 E1 UA POU	18/11/2006	12 020 891
51	X51	FG WILSON P400 G3 HAKAHAU	15/11/2010	12 293 485
51	X51	FG WILSON P400 G4 HAKAHAU	15/11/2010	12 293 485
51	X51	A.N FILIERE UA POU	01/01/1986	40 973
51	X51	FILIERE UA POU	01/01/1986	-
51	X51	AN FILIERE CONCED UA POU	01/01/1992	3 265 682
51	X51	INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	668 770
51	X51	FOURN.ENS.COMPTAG.THOKEIM	01/06/2009	1 738 840
51	X51	F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	5 044 045
51	X51	COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	4 781 629
51	X51	EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 227 968
51	X51	INSTAL 2GRPES UA POU	18/11/2006	2 710 359
51	X51	INSTALLATION CONDENSATEUR	15/10/2007	3 411 342
51	X51	ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 355 934
51	X51	INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	1 070 540
51	X51	ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	1 029 832
51	X51	INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	335 730
51	X51	EQUIP DETECTION INCENDIE	30/08/2007	1 469 072
51	X51	SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 528 869
51	X51	INSTALL 2GRPES UA POU	18/11/2006	745 458
51	X51	CESSION PROD UA POU		
<b>51</b>		<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>		<b>126 318 042</b>
51	X51	TRANSFO UA POU 1997	01/01/1997	222 836
51	X51	TRANSFO UA POU 2000	01/01/2000	194 225
51	X51	TRANSFO UA POU 2003	01/01/2003	1 032 448
51	X51	TRANSFO ELEVATEUR SECOURS	01/10/2004	1 238 454
51	X51	TRANSFO POSTE CP DP UAPOU	01/07/2006	936 932
51	X51	POSTE H61 TAHAA	01/01/2007	578 910
51	X51	POSTE CP UA POU 2007	01/07/2007	426 338
51	X51	POSTE UA POU 97	01/01/1997	3 869
51	X51	POSTE UA POU 98	01/01/1998	167 223
51	X51	POSTE CENTRALE HAKAHAU	01/02/2004	2 914 589
51	X51	POSTE PROTECT° ELEVATEUR	01/12/2004	16 517 092
51	X51	TRANSFO ELEVATEUR UA POU	01/10/2006	3 236 594
51	X51	POSTE DP UA POU	01/01/2007	1 124 011
51	X51	POSTE DP UA POU 2008	01/07/2008	3 018 367
51	X51	POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	177 682
51	X51	RESEAUX UA POU 1992	01/01/1992	78 083 457
51	X51	RES.AERIEN UA POU 97	01/01/1997	3 713 158
51	X51	RES.AERIEN UA POU 98	01/01/1998	36 666 933
51	X51	RES.AERIEN UA POU 99	01/01/1999	18 130 917
51	X51	RES.AERIEN UA POU 2000	01/01/2000	1 678 113
51	X51	RES.AERIEN UA POU 2001	01/01/2001	45 000
51	X51	RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	647 173
51	X51	RESEAUX UA POU 2001	01/01/2001	548 313
51	X51	RES.AERIEN UA POU 2002	01/01/2002	99 091
51	X51	RESEAUX UA POU 2002	01/01/2002	1 371 888
51	X51	RES.AERIEN UA POU 2003	01/01/2003	20 893 178
51	X51	RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	350 063
51	X51	RESEAUX UA POU 2003	01/01/2003	42 290
51	X51	RESEAU CP41906 2004 UAPOU	01/07/2004	224 131
51	X51	RESEAUX UA POU 2004	01/07/2004	1 245 468
51	X51	RESEAU HTA/BTA COM UA POU	02/12/2004	4 419 691
51	X51	RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	4 460 577
51	X51	RESEAUX UA POU 2005	01/06/2005	12 910
51	X51	RESEAUX CP 51906 2005UAPO	01/06/2005	549 536
51	X51	EXT BTA AHSCHA LOUIS	01/01/2006	563 794

Ets	Site	Composants	Date de mise en service	Valeur Brute
51	X51	EXT BTA BRUNEAU PASCAL	06/03/2006	235 658
51	X51	RESEAU HTA HOHOI UAPOU 06	01/06/2006	5 940 091
51	X51	RESEAUX UA POU 2006	01/07/2006	1 408 602
51	X51	RESEAU 15% EXT UA POU 06	01/07/2006	132 798
51	X51	RENF RES BTA CP UA POU	01/07/2006	369 143
51	X51	RESEAUX UA POU	01/01/2007	2 021 930
51	X51	RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	305 084
51	X51	RES AERIEN CP UA POU 2007	01/07/2007	3 378 086
51	X51	RESEAUX UA POU 2007	01/07/2007	677 984
51	X51	15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	90 666
51	X51	EXT BTA SIT MAUI'A POUR	01/01/2008	406 904
51	X51	EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	168 283
51	X51	EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	263 917
51	X51	EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	129 467
51	X51	RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	249 014
51	X51	RESEAUX CP UA POU 2008	01/07/2008	22 416 398
51	X51	RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008	23 218 770
51	X51	EXT BTA QT TOKIAHI-TOHIPU	21/11/2008	239 221
51	X51	RESEAUX CP UA POU 2009	01/07/2009	408 833
51	X51	RESEAUX 2009 CONCEDANT	01/12/2009	158 096
51	X51	RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	01/07/2010	1 223 694
51	X51	RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	11 655 878
51	X51	RESEUX UA POU	01/01/2007	5 052 377
51	X51	EXT RES SOUT STATION CHLO	24/02/2007	375 753
51	X51	EXT SOUT BTA SIT MAUIA	01/01/2008	838 777
51	X51	EXT 14A BTA QTR HIVATETE	01/01/2008	863 076
51	X51	EXT 14A BTA QTER MAUHAI	01/01/2008	555 333
51	X51	EXT 14A BTA QTER HAOAKA	01/01/2008	703 780
51	X51	EXT 14A BTA QTER TETAHUNA	01/01/2008	776 808
51	X51	EXTENSION HTA MOD UA POU	01/01/2009	1 079 674
51	X51	COMPTAGE UA POU 92	01/01/1992	179 933
51	X51	COMPTAGE UA POU 1992	01/01/1992	8 049 269
51	X51	COMPTAGE UA POU 94	01/01/1994	850 397
51	X51	COMPTAGE UA POU 95	01/01/1995	739 250
51	X51	COMPTAGE UA POU 96	01/01/1996	32 250
51	X51	COMPTAGE UA POU 97	01/01/1997	630 000
51	X51	COMPTAGE UA POU 98	01/01/1998	630 000
51	X51	COMPTAGE UA POU 99	01/01/1999	720 525
51	X51	COMPTAGE UA POU 2001	01/01/2001	163 195
51	X51	COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	352 309
51	X51	COMPTAGE UA POU 2002	01/01/2002	1 562 578
51	X51	COMPTAGE UA POU 2003	01/01/2003	860 164
51	X51	POSE COMPTEUR 2004 UA POU	01/07/2004	478 333
51	X51	BRANCHEMENT UA POU 2004	01/07/2004	1 096 648
51	X51	COMPTAGE UA POU 2005	01/06/2005	727 196
51	X51	POSE COMPTEURS UA POU 05	01/07/2005	375 526
51	X51	BRCHT UA POU 2006	01/07/2006	1 585 722
51	X51	BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2006	509 573
51	X51	BRCHT STATION CHLORATION	24/02/2007	27 952
51	X51	BRCHT/CPTAGES CP UAPOU 07	01/07/2007	1 029 275
51	X51	BRCHT UAPOU 2007	01/07/2007	1 906 353
51	X51	BRCHT/CPTAGES CP UA POU	01/07/2008	835 074
51	X51	BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	1 984 791
51	X51	BRCHT/CPTAGE UA POU 2009	01/07/2009	599 221
51	X51	BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	746 569
51	X51	BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	968 750
51	X51	COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	01/07/2010	1 290 551
51	X51	CESSION DIST UA POU		
51		<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>		<b>319 810 750</b>
51		<b>TOTAL CONCESSION UA POU</b>		<b>446 128 792</b>

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

#### Total production

Ets	Composants	Date de mise en service	Valeur Brute
51	TVX GC GPE P400 HAKAHAU	15/11/2010	10 737 932
51	FG WILSON P400 G3 HAKAHAU	15/11/2010	12 293 485
51	FG WILSON P400 G4 HAKAHAU	15/11/2010	12 293 485
51	F&P CUVE PRINCIPALE 50M3	21/09/2010	5 044 045
51	COMB F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	4 781 629
51	EAU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 227 968
51	ENER F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 355 934
51	ENVT F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	1 029 832
51	SECU F&P P400 GPE HAKAHAU	15/11/2010	2 528 869
<b>51</b>	<b>TOTAL PRODUCTION UA POU</b>		<b>53 293 179</b>

#### Total distribution

Ets	Composants	Date de mise en service	Valeur Brute
51	POSTE DP UA POU 2010	01/07/2010	177 682
51	RESEAUX 2010 CONCED UAPOU	01/07/2010	1 223 694
51	RESEAU CP UA POU 2010	01/07/2010	11 655 878
51	BRCHT/CPTAGE UA POU 2010	01/07/2010	968 750
51	COMPTAGE TIERS UAPOU 2010	01/07/2010	1 290 551
<b>51</b>	<b>TOTAL DISTRIBUTION UA POU</b>		<b>15 316 555</b>

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

Ets	Libellés d'investissement	Montant
51	510065 INST 2 GRPES FG WILSON CENT HAKAHAU	27 008 065
51	620 REPLCT CUVE 50M3CENTRALE UAPOU	5 044 045
	<b>TOTAL PRODUCTION</b>	<b>32 052 110</b>
51	540110-RENOUVEL. TRANSFO.ILES	177 682
51	540110-EQUIP. SUPPORTSRESEAUX HT&BT - ILES	9 404 528
51	235074-EQUIPT & SUPPORTSRESEAUX HT&BT - TAHITI	1 002 260
51	RENFORC RESEAUX BT AERIENTAHITI & ILES	904 389
51	RENFORC RESEAUX BT SOUTERRAIN TAHITI & ILES	112 260
51	RENOUV RESEAUX BT AERIENTAHITI & ILES	185 827
51	540110-RENOUVEL. RESEAUXILES	46 614
51	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	700 742
	<b>TOTAL DISTRIBUTION</b>	<b>12 534 302</b>
<b>51</b>	<b>TOTAL DES DEPENSES DE RENOUVELLEMENT</b>	<b>44 586 412</b>

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

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

La concession de Ua Pou ne dispose pas d'engagement particulier à incidence financière.