

**CONCESSION
DE DISTRIBUTION PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE UA HUKA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE UA HUKA
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

Basse tension : Tarif Usages Domestiques

Prime d'Abonnement = 13,68 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 229 XPF x kVA de puissance souscrite

Basse tension : 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

Moyenne tension : 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

Moyenne tension : 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

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

Avance sur consommation

P = 46,85 XPF

Tarif Usages Domestiques

- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite
- ASC = 2343 XPF x kVA de puissance souscrite

Autres Tarif Basse Tension

- 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	241 281	3 982 054
BT Usage domestique	P1	85 599	3 240 944
BT Usage domestique	P2	23 720	1 088 111
BT Usage domestique	P2'	832	42 269
BT Eclairage public	P3	28 602	915 422
BT Usage professionnel	P4	207 927	7 880 104
BT Usage professionnel	P4'	381	15 625
BT Usage professionnel	P4''		
BT Usage professionnel nuit	P4'''		
MT Tarif jour	P5	16 657	395 178
MT Tarif jour	P6		
MT Tarif jour	P7		
MT Tarif nuit	P8	13 098	268 060
MT Tarif nuit	P9		
MT Tarif uniforme	P10		
Régul			
Prépaiement			
Prépaiement hors toti			
Autres (employés...)		6 472	
		624 569	17 827 767
		Prime fixe	3 051 169
		Ventes H.T.	20 878 936

Prix moyen

33,4 XPF/kWh

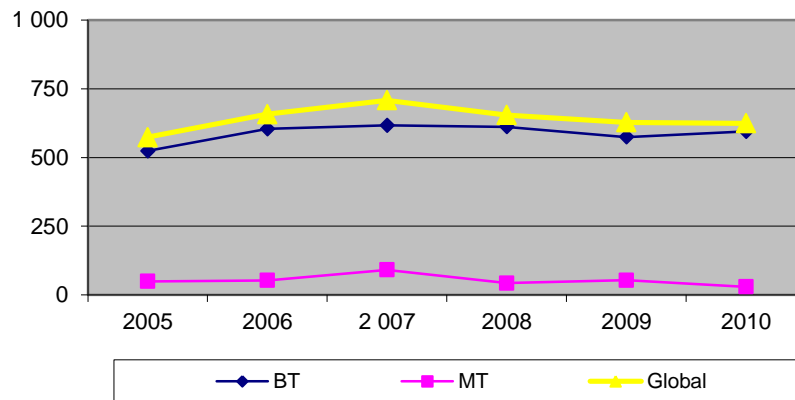
4°) – Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	6.213 XPF
- Frais de relance, coupure et fraude :	<u>412.320</u> XPF
Total	418.533 XPF

5°) – Statistiques de ventes

Croissance des ventes de kWh

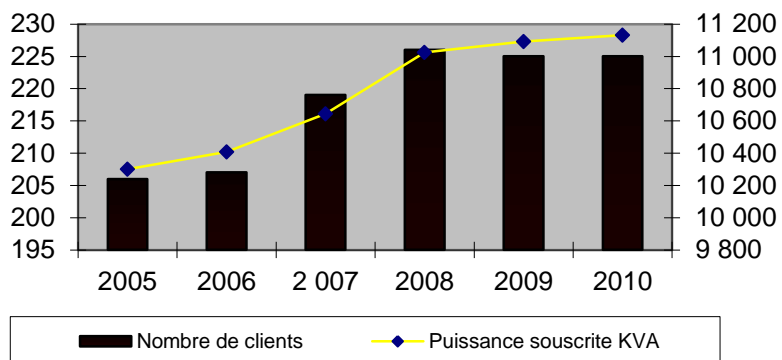


Les ventes d'énergie s'inscrivent en retrait pour la troisième année consécutive (-0,5% en 2010).

Les ventes BT sont en hausse de +3,5%.

S'agissant des ventes MT, la baisse enregistrée en 2010 s'établit à 44,3 %.

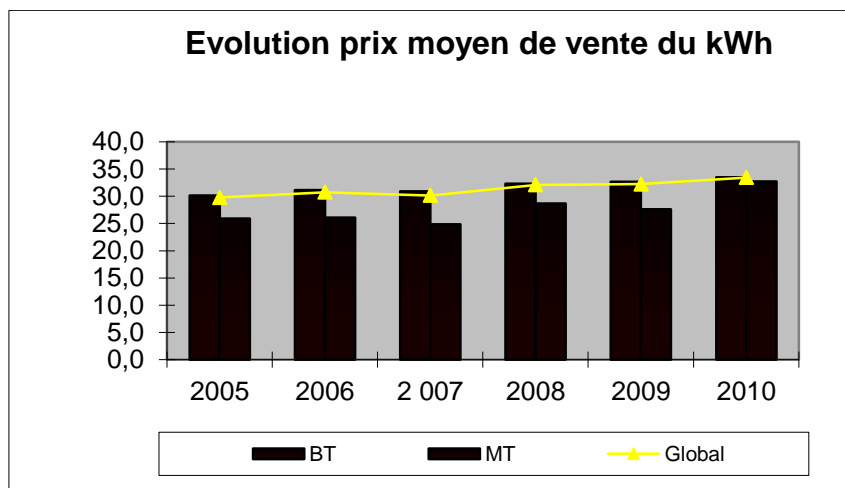
Nombre de clients et puissance souscrite



La concession compte 225 clients à fin 2010, en stagnation par rapport à 2009 :

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

La puissance souscrite s'établit à 11131 kVA, contre 11092 kVA en 2009 (+0.4%)

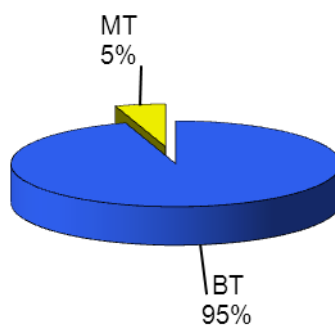


Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh est de 33,4 XPF, dont :

- 33,5 XPF en Basse tension
- 32,7 XPF en Moyenne tension

Il enregistre une augmentation annuelle de 3,7%

Répartition des ventes BT / MT

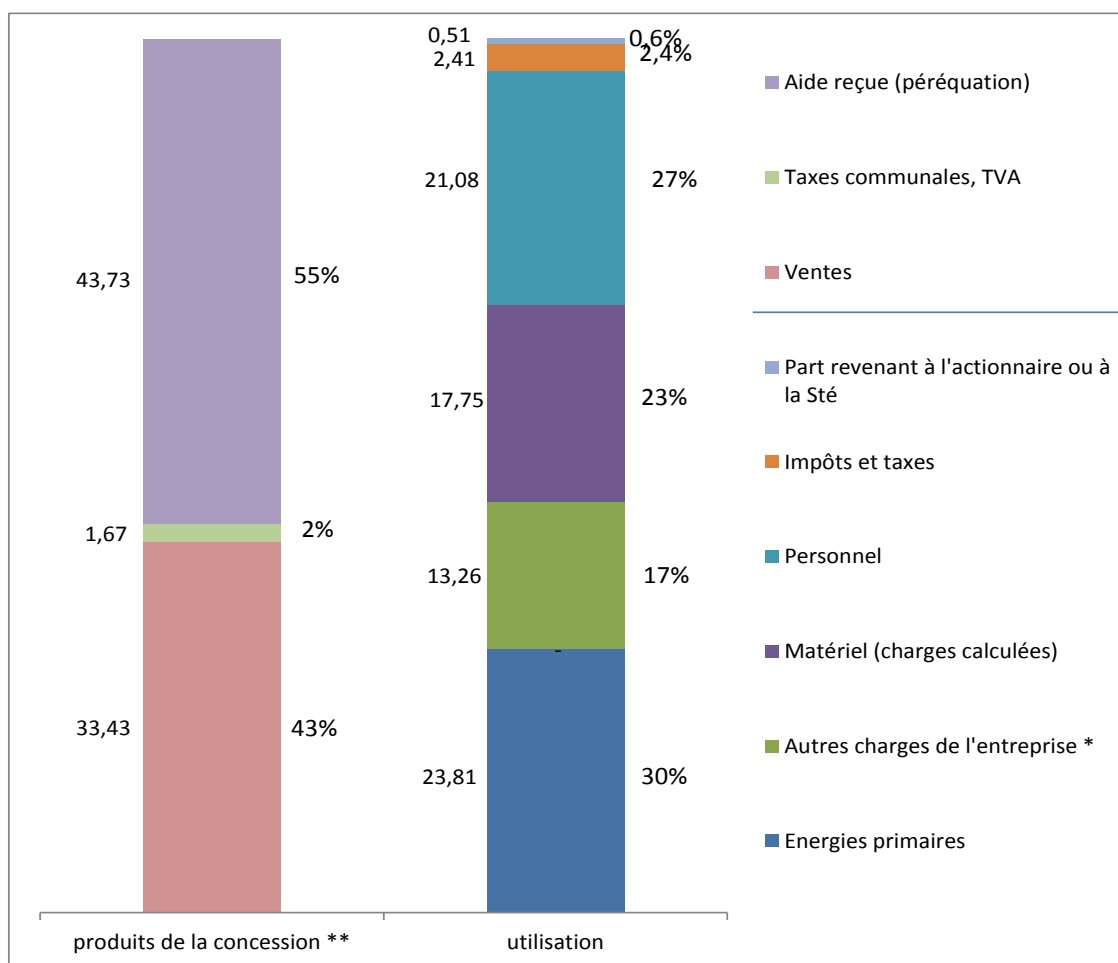


Les ventes de kWh 2010 se répartissent :

- à hauteur de 95%, en Basse tension
- à hauteur de 5%, en Moyenne tension

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

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 35,10 F/KWh (45%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- La TVA

Les impôts comprennent :

- 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 :

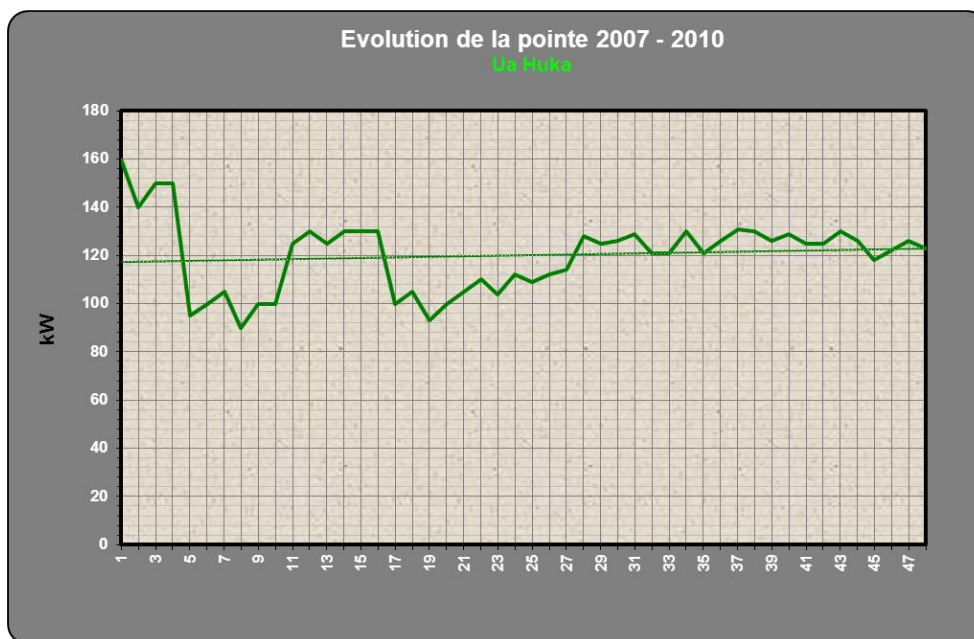
698 MWh ont été produits en 2010, contre 692.5 en 2009 – soit une augmentation de 0,8 %
 245388 litres de gazole ont été consommés – soit une consommation stable par rapport à 2009.
 906 litres d’huile ont été consommés.
 La pointe est restée stable à 131 kW

Le taux de disponibilité des groupes est à 99 %.

UA HUKA 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	99%	131	60 079	0	21 700	0,361	92	20,2%	-5,5%	-2,0%
Février	100%	130	53 661	0	17 657	0,329	30	16,1%	-3,6%	-13,5%
Mars	100%	126	61 306	0	19 769	0,322	135	10,5%	3,6%	-8,3%
Avril	100%	129	57 916	0	19 500	0,337	59	0,8%	4,3%	-1,7%
Mai	99%	125	59 059	0	21 400	0,362	90	0,0%	1,7%	3,7%
Juin	99%	125	56 432	0	20 400	0,361	63	-0,8%	2,4%	3,5%
Juillet	99%	130	58 379	0	21 300	0,365	59	0,8%	-1,4%	3,0%
Août	99%	126	56 323	0	21 800	0,387	103	4,1%	-1,9%	7,6%
Septembre	100%	118	55 710	0	19 800	0,355	50	-2,5%	-0,6%	-2,5%
Octobre	100%	122	59 902	0	20 500	0,342	68	-6,2%	8,1%	4,3%
Novembre	99%	126	58 113	0	19 800	0,341	98	4,1%	1,8%	1,0%
Décembre	100%	123	61 136	0	21 762	0,356	59	-2,4%	1,7%	3,5%
TOTAL	99%	131	698 016	0	245 388	0,352	906	0,8%	0,8%	-0,2%

Energie spécifique 2010	2,84 kWh/l
PCI du gazole	9,91 kWh/l
Rendement global	29%

= énergie produite / énergie consommée = énergie spé / PCI



QUALITE DE SERVICE

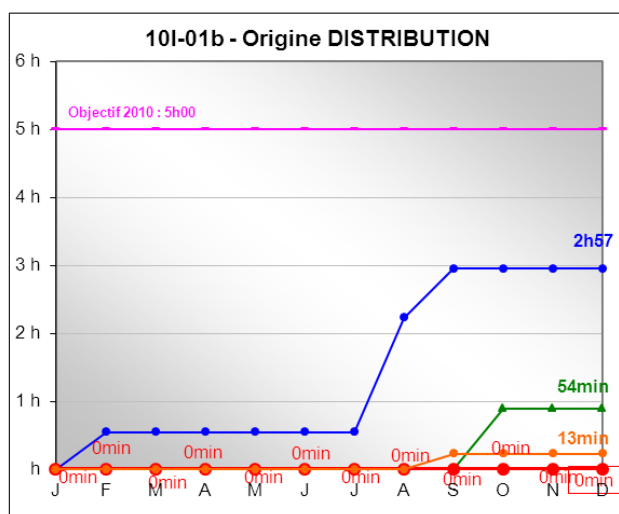
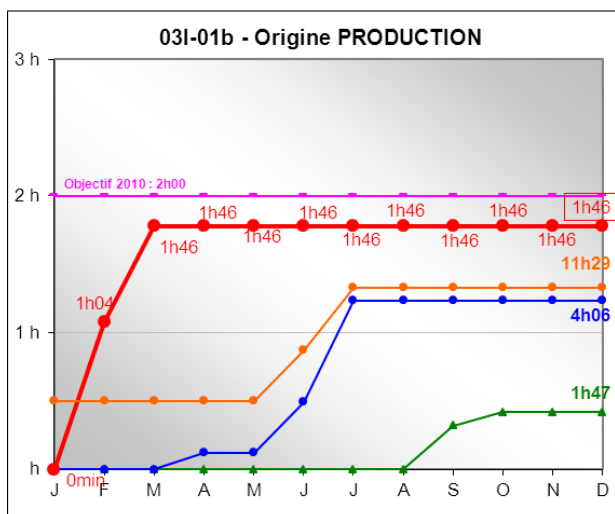
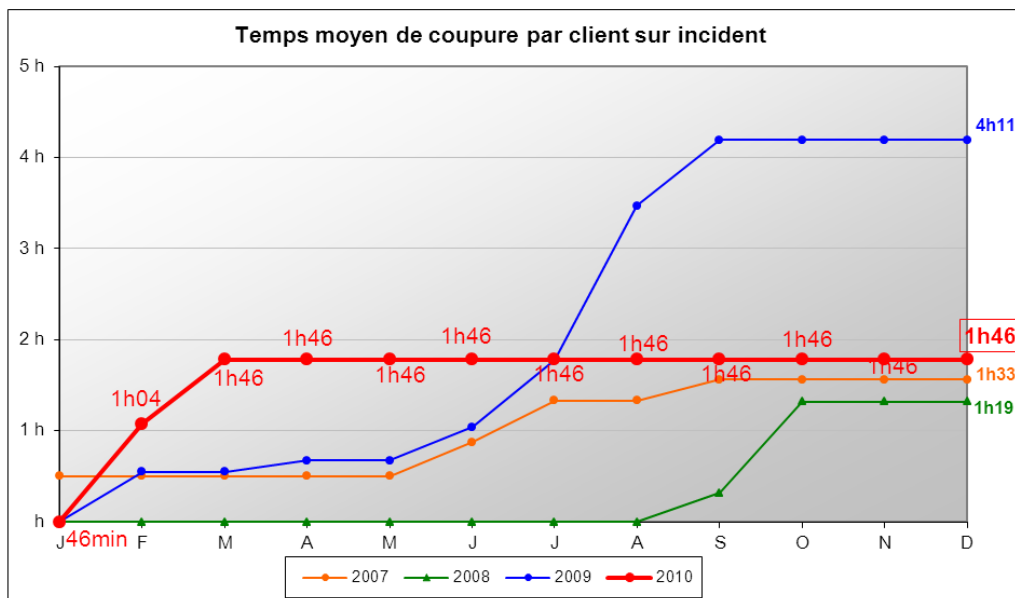
Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyens de Coupure par Client)

La qualité de fourniture de l'énergie s'est améliorée par rapport à 2009, avec un TMCC de **01h46** et retrouve le niveau des années 2007 et 2008.

- **TMCC incidents production** : 01h46' – un défaut majeur en production en 2010
- **TMCC incidents distribution** : 0' – Aucune coupure par incident sur le réseau HTA

Défauts majeurs :

Un défaut majeur a eu lieu en production : 1h04 de Black Out le 19 février sur une avarie groupe.



2. QUALITE – SECURITE – ENVIRONNEMENT

La centrale de Ua Huka est actuellement implantée sur une parcelle de terre pour laquelle nous attendons une régularisation foncière.

Cette démarche est menée dans le but de faire la demande d'arrêté d'autorisation d'exploiter.

AAE « Arrêté d'Autorisation d'Exploiter »

L'arrêté d'autorisation d'exploiter est en cours d'instruction pour le projet de la nouvelle centrale.

3. TRAVAUX SIGNIFICATIFS – FAITS MARQUANTS

Des travaux de remise en conformité du réseau BT ont été effectués en 2010, ce qui explique une absence de défaut majeur sur le réseau HT comme BT.

A signaler un incident le 14 novembre 2010 où un poteau BT du réseau a été tronçonné. Une plainte a été déposée à la Gendarmerie.

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 événement, 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 augmente de 6,6 MF sur Ua Huka essentiellement en raison de la baisse des charges de production et de distribution.

- Une diminution des charges de production pour 4,7 MF dont 2,2 MF en maintenance et 2,5 MF en conduite et fonctionnement.
- Une diminution des charges de distribution pour 2,2 MF sur la maintenance et baisse des charges de clientèle pour 0,4 MF.

Toutefois il est à noter,

- La dégradation de la marge énergie pour 0,7 MF se décompose comme suit :
 - Effet volume résultant de la croissance des achats et décroissance des ventes : -0,2 MF
 - Baisse du CA à tarif constant : - 0,1 MF
 - Hausse des achats à prix constant : -0,1 MF
 - Effet prix résultant de la variation des tarifs de vente d'énergie et d'achat du combustible -0,5 MF
 - Tarif de vente : + 0,7 MF
 - Prix du gasoil : - 1,2 MF
- Pas de grande variation sur les autres postes.

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

ACTIF	Ua huka	
	2010	2009
Immobilisations concédées	179 432 494	179 185 961
Immobilisations privées	709 173	565 548
Immobilisations financières		
Immobilisations en-cours	3 811 331	25 464 265
Avances et acomptes		
Total immobilisations brutes	183 952 998	205 215 774
Amortissements et provisions	-42 906 588	-34 389 908
Immobilisations nettes	141 046 410	170 825 866
Stock	3 598 075	3 993 183
Créances clients	4 969 980	6 906 629
Autres créances	3 285 286	
Charges constatées d'avance		
Provisions pour dépréciation	-35 010	-35 010
Stock et créances nets	11 818 331	10 864 802
Placements et trésorerie		
Compte courant du concessionnaire		
TOTAL ACTIF	152 864 741	181 690 668

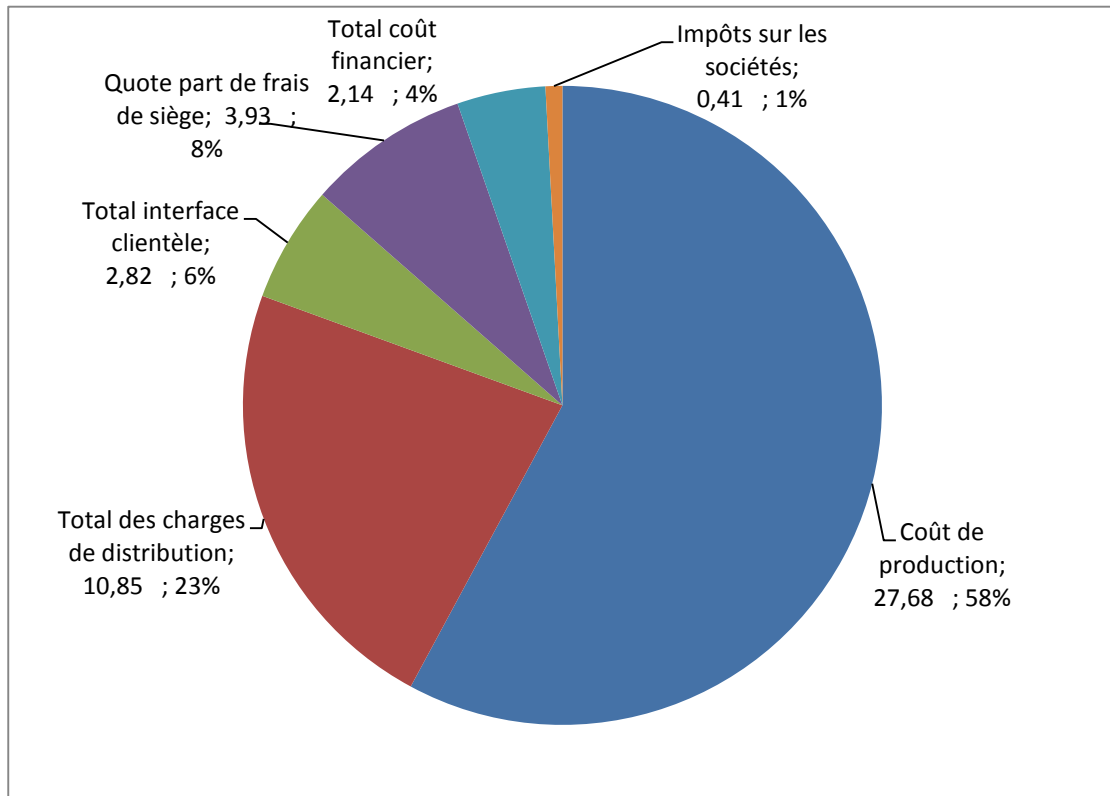
PASSIF	Ua huka	
	2010	2009
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	373 157	663 973
Capitaux propres	373 157	663 973
Droits des tiers et concédants	27 925 082	30 950 806
Caducité et provision pour renouvellement	27 759 908	25 300 005
Autres provisions	1 765 596	2 102 206
Provision pour risques et charges	29 525 504	27 402 211
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	85 153 772	109 928 623
Emprunts et dettes financières		
Clients - avances sur consommation	964 991	813 603
Fournisseurs	3 873 295	6 729 767
Dettes fiscales et sociales	5 048 940	5 201 685
Autres dettes		
Produits constatés d'avance		
Emprunts et dettes	9 887 226	12 745 055
TOTAL PASSIF	152 864 741	181 690 668

COMPTE DE RESULTAT PAR CONCESSION		Ua huka	
		2010	2009
Ventes énergies	Ventes d'énergie	20 878 936	20 243 837
	nombre de kWh vendus	624 569	627 865
	prix moyen	33,43	32,24
Production du concessionnaire (sortie de centrale)	Production Thermique du concessionnaire		
	Nb de kWh produits (nets de consommations internes)	698 016	692 499
	Energie	-14 873 054	-13 553 933
	Maintenance et fonctionnement	-7 264 388	-11 988 865
	Amortissement des actifs de concession	-5 538 650	-6 055 322
	Coût de production	-27 676 092	-31 598 120
	Coût de l'énergie / kWh produit	-21,31	-19,57
	Coût de production / kWh produit	-39,65	-45,63
Energie livrée à l'entrée des Postes sources	Production du concessionnaire		
	Nb de kWh	698 016	692 499
	Coût de production	-27 676 092	-31 598 120
	Coût / kWh	-39,65	-45,63
	Energie à l'entrée des postes sources		
	Nb de kWh livrés	698 016	692 499
	Coût d'achat	-27 676 092	-31 598 120
	Coût / kWh	-39,65	-45,63
Energie livrée dans le réseau de distribution	Energie sortant des postes sources		
	Nb de kWh sortis des postes sources	698 016	692 499
	Coût de l'énergie injectée sur le réseau de distribution	-27 676 092	-31 598 120
	Coût / kWh	-39,65	-45,63
	Livraisons directes sur le réseau		
	Achats producteurs solaires		
	Nb de kWh achetés		
	Coût d'achat		
Coût / kWh			
Total énergie injectée en distribution			
	Nb de kWh	698 016	692 499
	Coût de l'énergie à l'entrée de la distribution	-27 676 092	-31 598 120
	Coût / kWh	-39,65	-45,63

COMPTE DE RESULTAT PAR CONCESSION		Ua huka	
		2010	2009
Energie livrée aux clients	Pertes de distribution		
	Nb de kWh perdus	73 447	64 634
	En % de l'énergie entrante	10,52%	9,33%
	Coût des pertes de distribution	-2 912 148	-2 949 193
	Energie livrée aux compteurs		
	Nb de kWh	624 569	627 865
	Coût de l'énergie distribuée	-24 763 944	-28 648 927
	Distribution		
	- Maintenance et Fonctionnement	-5 303 613	-7 535 874
	- Amortissement des actifs de concession	-5 547 987	-5 001 891
Total des charges de distribution	-10 851 600	-12 537 765	
Par kWh vendu	-17,37	-19,97	
Interface clientèle			
- Produits accessoires à l'énergie (perception de taxes, relances, coupures....)	418 533	480 930	
- Affranchissements	-353 032	-337 434	
- Fonctionnement	-2 881 375	-3 349 542	
Total interface clientèle	-2 815 874	-3 206 047	
Par kWh vendu	-4,51	-5,11	
Coût brut de l'énergie livrée aux clients	-41 343 566	-47 341 931	
Par kWh vendu	-66,20	-75,40	
Coût de structure et autres charges	Frais de siège stricto sensu	-3 929 214	-3 923 794
	Par kWh vendu	-6,29	-6,25
Coût financier	Total coût financier	-2 140 310	-2 028 499
	Par kWh vendu	-3,43	-3,23
Coût de revient et résultat des concessions	Coût de revient total de l'énergie vendue avant péréquation	-47 413 090	-53 294 224
	Par kWh vendu	-75,91	-84,88
	Péréquation inter îles	27 314 168	34 298 898
	Par kWh vendu	43,73	54,63
	Impôts sur les sociétés	-406 650	-584 538
	Résultat net par concession	373 363	663 973
Par kWh vendu	0,60	1,06	

Synthèse de la répartition des coûts – UA HUKA

2010 (en MF et en %)



3 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

1. Variation du patrimoine immobilier

	2009	Acquisition	Diminution	2010
Production	83 173 238			83 173 238
Distribution	96 012 723	2 312 669	2 066 136	96 259 256
Total	179 185 961	2 312 669	2 066 136	179 432 494

Les acquisitions sur l'exercice 2010 s'élèvent à 2,3 MF sur le réseau de distribution, il s'agit essentiellement du réseau. Pas d'acquisition sur le processus production.

Les diminutions s'élèvent à 2 MF sur le processus de distribution, il s'agit du réseau aérien.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'établissent à 3,3 MF, en hausse de 3,2 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
54	X54	BATIMENT UA HUKA	01/01/2000	-
54	X54	APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	18 624 064
54	X54	REAMENAG BAT CENTRALE	01/03/2009	6 491 218
54	X54	GROUPE VOLVO UA HUKA	01/01/2007	2 381 987
54	X54	GROUPE VOLVO UA HUKA	01/01/2007	2 365 783
54	X54	FG WILSON P250 UA HUKA	18/04/2008	10 329 172
54	X54	FG WILSON P250 UA HUKA	18/04/2008	10 329 171
54	X54	FG WILSON P250 UA HUKA	18/04/2008	10 329 171
54	X54	A.N FILIERE UA HUKA	01/01/2002	1 681 920
54	X54	FILIERE UA HUKA	01/01/2002	-
54	X54	APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	437 835
54	X54	RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	01/03/2009	13 546 582
54	X54	AIR DEPOTAGE UA HUKA	01/04/2007	6 054 335
54	X54	DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	18/04/2008	602 000
54		TOTAL PRODUCTION UA HUKA		83 173 238
54	X54	TRANSFO UA HUKA 2003	01/01/2003	227 161
54	X54	TRANSFOS UA HUKA CP 2005	01/07/2005	633 142
54	X54	POSTE CP UA HUKA 20070	01/07/2007	1 518 215
54	X54	TRANSFO VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	1 065 000
54	X54	POSTE UA HUKA 2000	01/01/2000	5 062 637
54	X54	RES.AERIEN UA HUKA 2001	01/01/2001	10 740 132
54	X54	RES.AERIEN UA HUKA 2002	01/01/2002	9 189 771
54	X54	RESEAUX UA HUKA 2002	01/01/2002	3 686 632
54	X54	RES.AERIEN UA HUKA 2003	01/01/2003	30 999
54	X54	RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	262 613
54	X54	RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	592 818
54	X54	RESEAU CP 41906 2004 HUKA	01/07/2004	87 035
54	X54	RESEAUX UA HUKA 2004	01/07/2004	591 344
54	X54	RENF QTIER TEIKIHUANAKA	01/01/2005	3 727 358
54	X54	RESEAUX UA HUKA 2005	01/06/2005	449 010
54	X54	RENF RES BTA CP UA HUKA	01/07/2006	116 877
54	X54	APPORT CONCEDANT 1995	01/01/2007	8 161 268
54	X54	EXT BTA QTIER FOURNIER UA	31/05/2007	1 683 437
54	X54	EXT BTA QTIER TEATIU UA	31/05/2007	1 050 584
54	X54	RESEAUX CP UA HUKA 2007	01/07/2007	3 110 097
54	X54	RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	317 785
54	X54	RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	97 468
54	X54	RESEAUX CP UA HUKA 2008	01/07/2008	2 148 084
54	X54	EXT BTA VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	7 891 809
54	X54	EXT BTA QT PAUTEHEA	18/08/2008	528 798
54	X54	RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	01/01/2009	367 819
54	X54	RESEAUX CP UA HUKA 2009	01/07/2009	14 567 855
54	X54	RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	1 909 547
54	X54	EXTENSION BTSOUT VAIPAEE	23/07/2008	7 817 357
54	X54	COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	20 752
54	X54	COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	272 016
54	X54	COMPTAGE UA HUKA 2001	01/01/2001	150 348
54	X54	COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	154 801
54	X54	COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	558 094
54	X54	COMPTAGE UA HUKA 2003	01/01/2003	306 378
54	X54	POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	01/07/2004	95 148
54	X54	BRANCHEMENT UA HUKA 2004	01/07/2004	124 700
54	X54	BRCHT UA HUKA 2006	01/07/2006	653 727
54	X54	BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2006	296 260
54	X54	APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	2 841 821
54	X54	BRCHT UAHUKA 2007	01/07/2007	658 452
54	X54	BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2007	1 238 449
54	X54	BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2008	753 793
54	X54	BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	98 743
54	X54	COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	246 533
54	X54	BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	156 589
54		TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA		96 259 256
54		TOTAL CONCESSION UA HUKA		179 432 494

3. Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution

Ets	Composants	Date de mise en service	Durée Amort An	Date de fin de vie	Valeur Brute
54	RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	1 909 547
54	COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	246 533
54	BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	240	01/07/2030	156 589
54	TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA				2 312 669

4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

Ets	Libellés d'investissement	Montant
54	540110-EQUIP. SUPPORTSRESEAUX HT&BT - ILES	1 909 547
54	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	156 589
54	TOTAL DES DEPENSES DE RENOUVELLEMENT	2 066 136

4 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

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