



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET 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 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

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

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

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. 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^{er} mars et 1^{er} 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 Huka

Aspects juridiques et contractuels :

- n/a

Aspects commerciaux :

- Les ventes d'énergie sur le périmètre de la concession diminuent de (-6,7 %) en 2015
- Le nombre de clients stagne, la puissance souscrite augmente de (+0,6 %).
- Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh baisse de (-2,2%)

Aspects techniques :

- La puissance de pointe appelée a été de 135 kWh
- Le temps moyen de coupure par client sur incident (TMCi) est de 3h14 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.

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>Basse tension : 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>Basse tension : 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>Basse tension : 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>Moyenne tension : 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>Moyenne tension : 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
Taxe municipale	
Autres tarifs BT et MT	2 XPF/Kwh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%

Avance sur consommation	P2 = 45 XPF
<p>Tarif Usages Domestiques</p> <ul style="list-style-type: none"> - ASC = 37,5 x P2 x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 688 XPF x kVA de puissance souscrite <p>Autres Tarif Basse Tension</p> <ul style="list-style-type: none"> - ASC = 75 x P2 x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 375 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 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	41 478	197 867	239 345	811 329	3 759 473	4 570 802			
BT Usage social	TP1	8 792	25 578	34 370	433 973	997 542	1 431 515			
BT Usage social	TP2	1 716	2 504	4 220	105 467	150 240	255 707	6 095,1	1 584 430	519
BT Usage domestique	P1	9 314	47 330	56 644	282 772	1 301 598	1 584 370			
BT Usage domestique	P2	1 878	8 157	10 035	90 819	367 065	457 884			
BT Usage domestique	P2'	503	1 468	1 971	28 400	82 208	110 608	837,1	329 071	69
BT Eclairage public	P3	2 904	12 568	15 472	102 977	427 312	530 289	264,0	89 470	22
BT Usage professionnel	P4	40 249	173 118	213 367	1 680 805	6 751 602	8 432 407	4 354,9	1 471 659	365
BT Usage professionnel	P4'			0			0			
MT Tarif jour	P5	1 078	8 691	9 769	29 279	225 966	255 245	240,0	361 740	20
MT Tarif jour	P6									
MT Tarif jour	P7									
MT Tarif nuit	P8	947	6 815	7 762	22 311	149 930	172 241			
MT Tarif nuit	P9									
MT Tarif uniforme	P10									
Régul										
Prépaiement										
Prépaiement hors toti										
Autres (employés...)			8 198	8 198		29 827	29 827	145	15 469	12
Total		108 859	492 294	601 153	3 588 132	14 242 763	17 830 895	11 936	3 851 839	1008

Prime d'abonnement	3 851 839
--------------------	-----------

Ventes totales	21 682 734
----------------	------------

Prix moyen	36,07
------------	-------

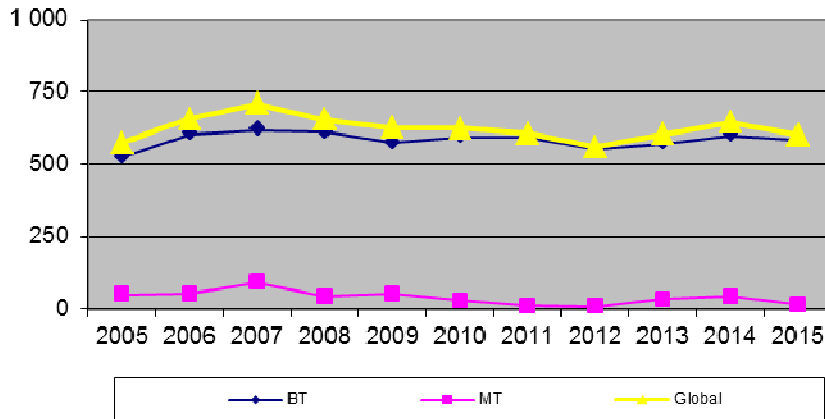
4°) – Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe : 22 733 XPF
- Frais de relance : 309 270 XPF
- Total : 332 003 XPF

5°) – Statistiques de ventes

Croissance des ventes de kWh

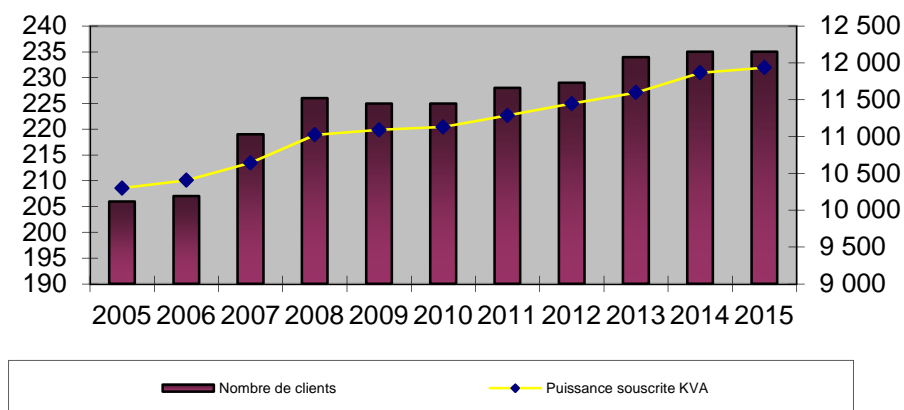


En basse tension les ventes reculent légèrement d'une année sur l'autre et leur progression par tarif se répartit comme suit :

Evolution globale des ventes BT :	-2,7%
dont Usages domestiques	1,6%
dont Eclairages Publics	-6,7%
dont Usages Professionnels	-8,7%

Ventes en volume au tarif MT en 2015	17 531
Ventes en volume au tarif MT en 2014	45 089
Ecart Annuel :	-61,1%

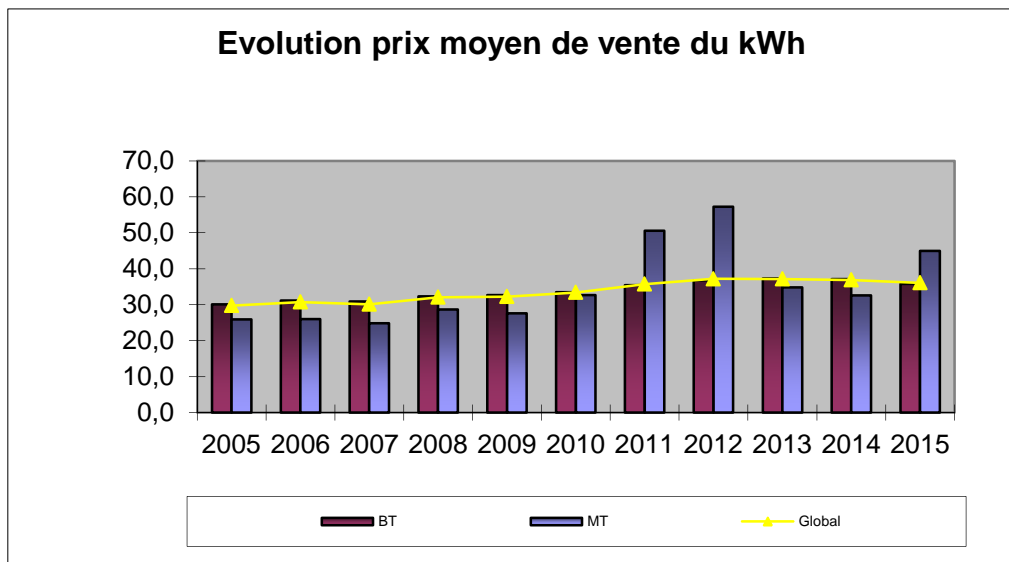
Nombre de clients et puissance souscrite



La concession compte 235 clients à fin 2015 dont :

		variation 2014
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	234	0,0%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>1</u>	0,0%
	235	0,0%

La puissance souscrite est de 11 936 kVA contre 11 868 en 2014 soit une hausse +0,6%.

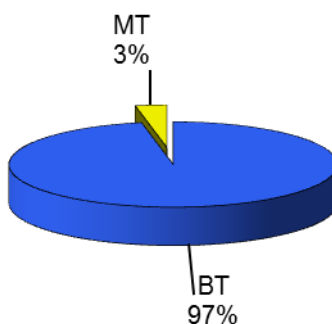


Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh est de 36,1 XPF, dont :

Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation 2014
Tarifs basse tension	35,8	-3,7%
Tarifs moyenne tension	<u>45,0</u>	38,1%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh :	36,1	-2,2%

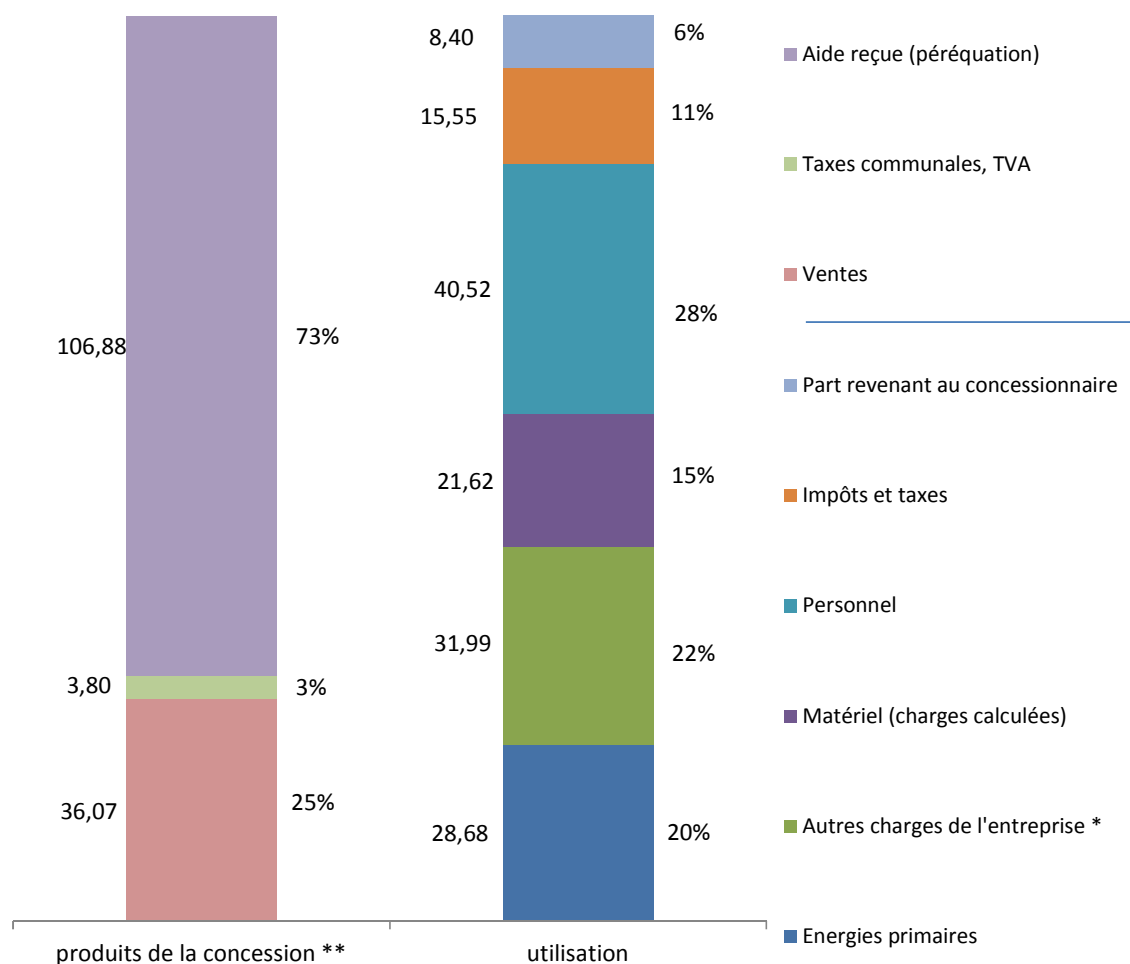
Il enregistre une diminution annuelle de (- 2,2 %).

Répartition des ventes BT / MT



Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Ua Huka

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



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

** Dont 39,87 F/KWh (28 %) 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
- Le coût d'achat des énergies renouvelables solaire.

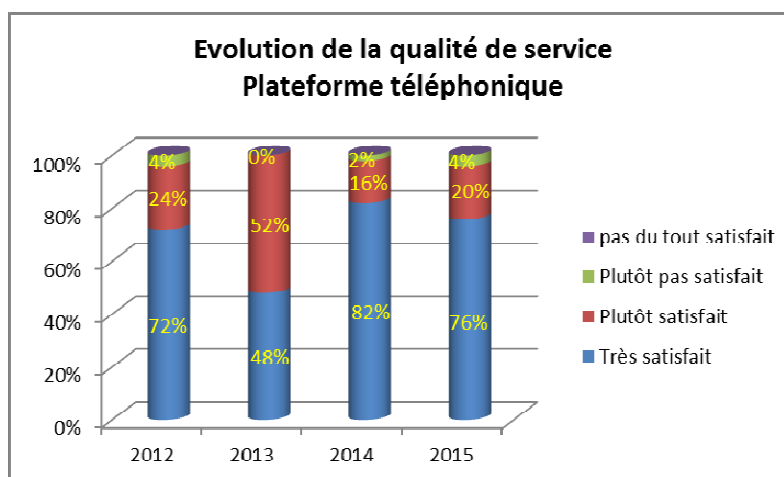
6°) Services offerts à la clientèle

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.

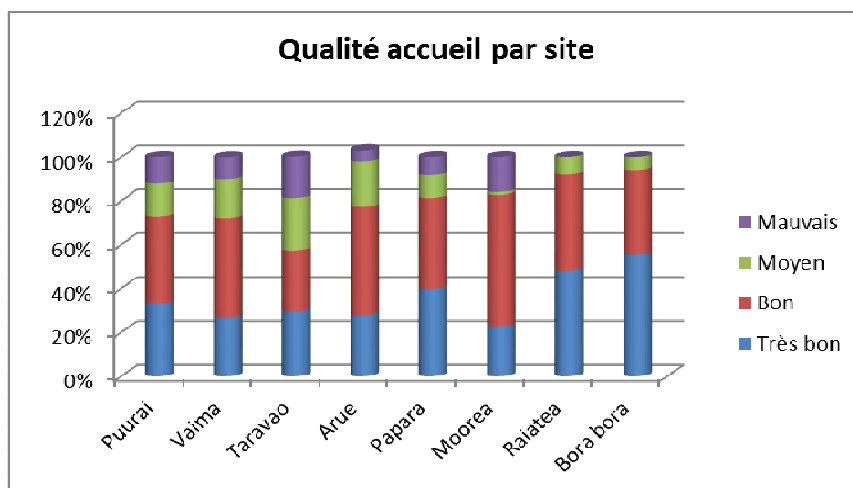
Indicateurs Centre de Relations		
Clients	2014	2015
Nombre d'appels	54 752	52 924
% traités	81%	81%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47
Webmails	2732	3 906

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.

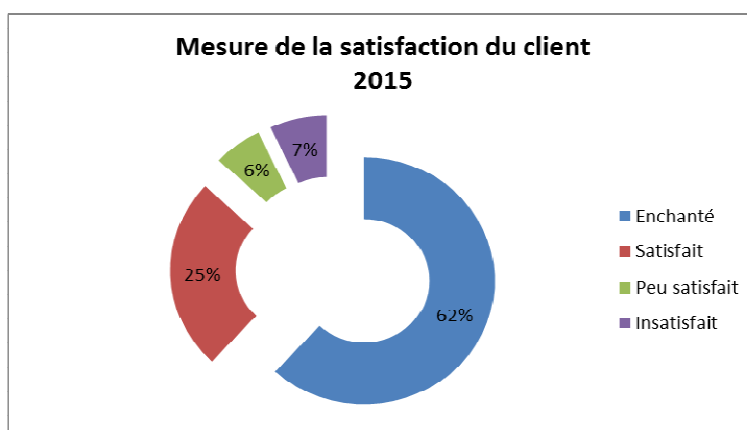
Evaluation accueil agence	2015
Très bon	30,6%
Bon	41,5%
Moyen	16,1%
Mauvais	11,7%



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- Puurai 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
Taputapuataea	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
Total général	10 912	7 685	5 983	11 425	43 188	79 193

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.

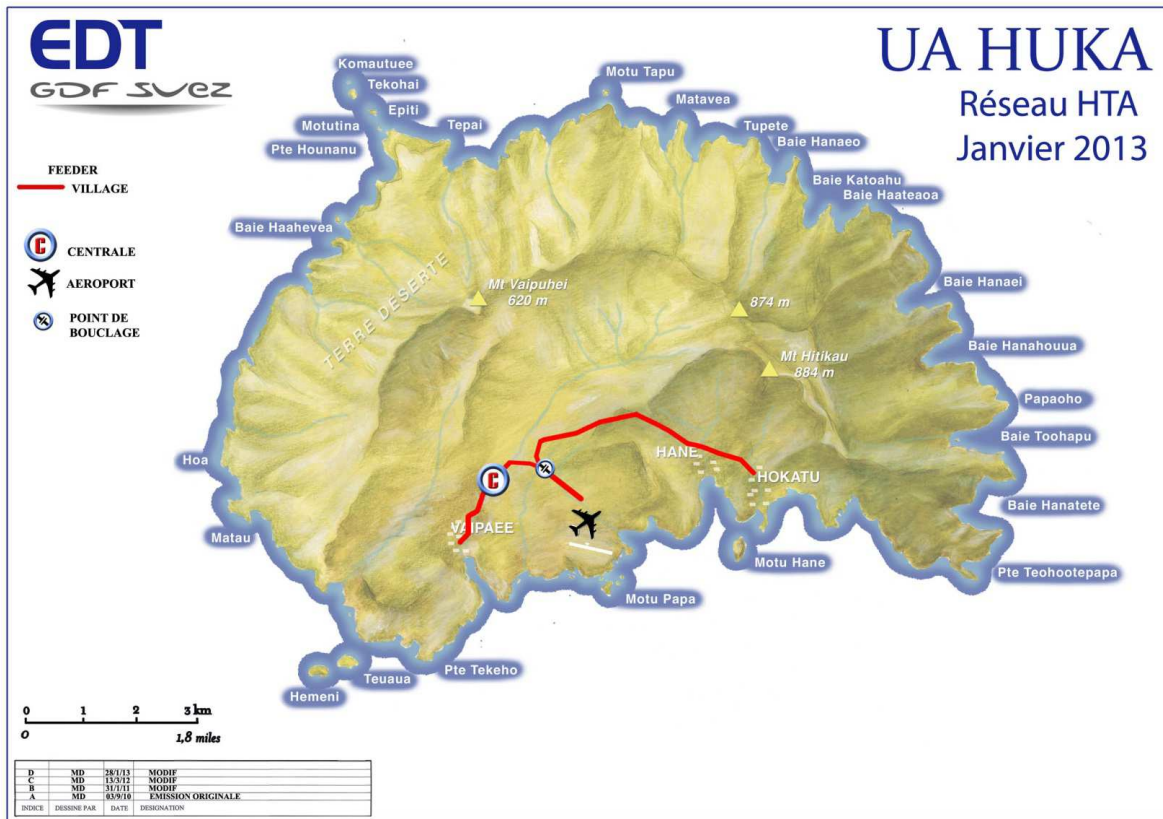
Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

- 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. Effectifs et organigramme
 2. Détails des ouvrages de production
 3. Données de production
 4. Qualité de service
 5. Qualité – Sécurité – Environnement
 6. Travaux significatifs – Faits marquants
 7. Unités d'œuvres 2015 de la concession

Bilan technique



1°) EFFECTIFS ET ORGANIGRAMME :

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de UA HUKA est resté inchangé, soit 2 agents en 2015 :

UA HUKA	
Agents d'Exploitation	
Roméo TAMARII	
Florian TAATA	

2°) 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 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G170	P250G170	FGWNAV01TF0A14761	18/04/2008	15586	19640	4054
G2 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G180	P250G180	FGWNAV01EF0A14532	18/04/2008	23338	24977	1639
G3 UA HUKA	FG WILSON	BASE	250	200	160	G181	P250G181	FGWNAV01CF0A14760	18/04/2008	19396	22385	2989
GSECOURS	FG WILSON	BASE	250	200	160	G206	P250G206		01/08/2011	21730	21730	0

3°) DONNEES DE PRODUCTION :

Sortie de centrale, 669 970 kWh ont été produits en 2015 contre 688 401 kWh en 2014.

234 354 litres de gazole ont été consommés en 2015 contre 231 867 en 2014 et 933 litres d'huile ont été consommés contre 920 en 2014

La puissance de pointe appelée est de 135 kW pour 2015, une augmentation par rapport à l'année 2014 qui était de 132 kW. La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 160 kW.

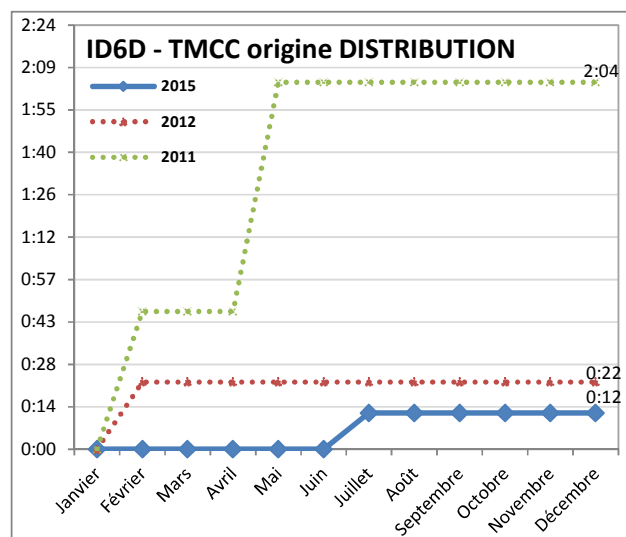
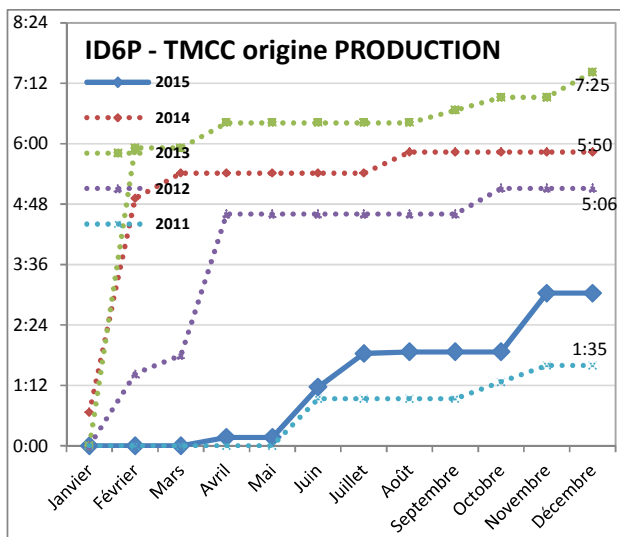
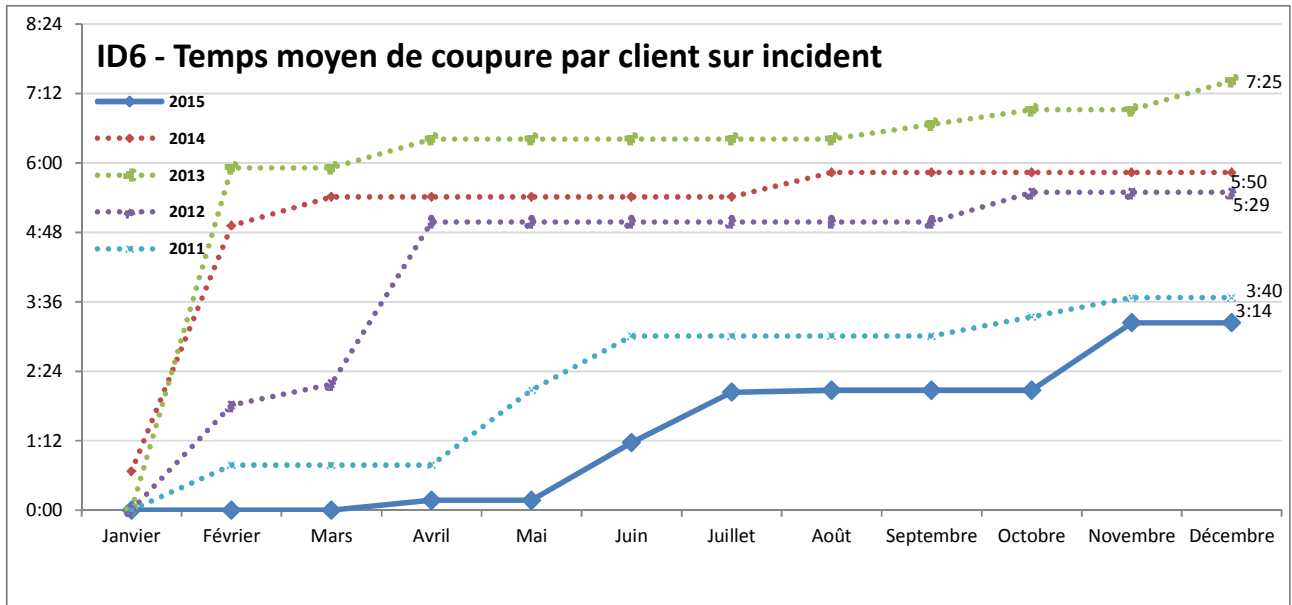
UA HUKA PRODUCTION	Energie Mensuelle BRUTE (kWh)	Energie Mensuelle Nette (kWh)	Pointe Maxi en kW	Conso gazole (l)	Conso spéc. (ml/kWh)
2015					
Janvier	63 551	62 953	119	20 065	316
Février	51 156	50 687	111	18 451	361
Mars	55 719	55 279	112	19 978	359
Avril	52 210	51 248	107	18 345	351
Mai	55 651	54 840	108	19 760	355
Juin	51 758	50 947	105	18 785	363
Juillet	58 406	57 607	111	19 705	337
Août	55 530	54 655	109	19 952	359
Septembre	54 878	54 031	118	18 217	332
Octobre	62 307	61 369	133	20 936	336
Novembre	55 851	54 989	123	19 435	348
Décembre	62 150	61 365	135	20 725	333
Total en Moyenne	679 167	669 970	135	234 354	345

4°) QUALITE DE SERVICE

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

Une amélioration sur la qualité de fourniture de l'énergie par rapport à 2014, un TMCC de 3h14 par rapport à 5h50 en 2013.

- **TMCC incidents production : 3h02**- dû au problème de fiabilité des P250.
- **TMCC incidents distribution : 12 minutes** à cause d'un arbre



5°) QUALITE – SECURITE – ENVIRONNEMENT

Régularisation de l'arrêté d'exploitation :

Un nouvel inspecteur des installations classées à la Direction de l'Environnement reprend l'instruction des dossiers de demande ICPE pour EDT. Il demande de nouvelles pièces administratives comme les permis de construire ou de conformité des centrales anciennes apportées par le concédant
Le dossier ICPE a été déposé à la DIREN en 2014 et est en cours d'instruction.

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

Réalisation d'un exercice incendie (simulation scénarios et maniement extincteurs) le 27/08 avec la participation d'un agent communal.

Traitement des effluents :

1 fût de filtres usagés a été rapatrié sur Tahiti pour traitement (Fenua Ma).

6°) TRAVAUX SIGNIFICATIFS – FAITS MARQUANTS

RAS

7°) 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	135
Puissance utile du groupe le plus puissant kW	160
Puissance garantie en kW (PG2)	160
Nb de kWh vendus	601 153
Quantité en litre de combustible	234 354
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	669 970
Nb de kWh hydro acheté par tarif	0
Nb de km de réseaux hors branchements	21,3
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	600
Nombre d'abonnés (BT et HT)	235

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	0	0	0	0	0

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
7,4	2,7	-	10,1	73,1%	26,9%	10,7	0,4	11,1	96,4%	3,6%	18,1	3,1	21,3	85,3%	14,7%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a un contrat :

- Pour le contrôle des extincteurs avec la société Fenua Incenide
- Pour le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec INEO
- Pour la visite/entretien de la nacelle avec Poly Diésel

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 Huka

- Les imputations directes concernent 83% du total des dépenses de la concession de Ua Huka. 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 17% 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 HUKA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	76%	7%	83%
Frais répartis sur la concession	9%	7%	17%
Total	86%	14%	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	54
	Mise à disposition du personnel	74 530
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	672 367
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	16 524

Autres parties liées

Libellé	Description	54
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	298 000
Ineo		1 259 486

1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf paragraphe :

4- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE 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

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 huka (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Ua huka
Frais de siège	1 191,2	1 081,9	5,0	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	0,5%
Exploitation des îles	227,7	207,4	4,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	742,4	15,3
Clientèle îles	46,8	46,8	0,5	Nombre d'abonnés îles	23 451,0	235,0
Travaux production	89,1	62,1	1,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	31,4	0,8
Service Grand compte	53,3	53,3	0,3	Contrats grands comptes	5 561,0	36,0

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°) – Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Ua huka	
	2015	2014
Immobilisations concédées	214 091 277	213 598 847
Immobilisations privées	11 126 333	11 126 333
Immobilisations en-cours	429 459	2 730 737
Avances et acomptes		
Total immobilisations brutes	225 647 069	227 455 917
Amortissements et provisions	-86 402 642	-76 474 626
Immobilisations nettes	139 244 427	150 981 291
Stock	6 123 224	5 565 399
Créances clients	4 575 043	5 240 196
Autres créances	247 221	946 202
Charges constatées d'avance	38 734	
Provisions pour dépréciation	-134 457	-108 946
Stock et créances nets	10 849 765	11 642 850
Compte courant du concessionnaire		
TOTAL ACTIF	150 094 192	162 624 141

PASSIF	Ua huka	
	2015	2014
Capital		
Réserves		
Report à nouveau		
Résultat	6 098 872	550 202
Capitaux propres	6 098 872	550 202
Droits des tiers et concédants	13 496 585	16 029 309
Caducité et provision pour renouvellement	58 072 294	43 745 314
Autres provisions	2 163 934	1 945 918
- PIDR	2 163 934	1 945 918
- Autres provisions		
Provision pour risques et charges	60 236 228	45 691 232
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	59 694 379	86 794 061
Emprunts et dettes financières		
Clients - avances sur consommation	878 030	1 083 510
Fournisseurs	4 799 443	7 497 130
Dettes fiscales et sociales	4 890 654	4 978 697
Autres dettes		
Produits constatés d'avance		
Emprunts et dettes	10 568 127	13 559 337
TOTAL PASSIF	150 094 192	162 624 141

Ua Huka 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE

P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	49 861 044	49 861 044
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2014	292	292
	- Forfait FP1 2015	170 757	170 757
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-42 080 009	-42 080 009
	par UO : Puissance maximale majorée	-144 110	-144 110
	- Maintenance	-19 752 368	-19 752 368
	- AC	-2 247 813	-2 247 813
	- ACE	-4 902 547	-4 902 547
	- MO	-12 602 008	-12 602 008
	- AUTRES		
	- Conduite et Fonctionnement	-164 393	-164 393
	- AC		
	- ACE	-110 575	-110 575
	- MO	-108 597	-108 597
	- AUTRES	54 779	54 779
- Amortissement des actifs de concession	-7 015 392	-7 015 392	
- Dot. Amortissement Technique	-1 759 012	-1 759 012	
- Dot. Amortissement Caducité	-2 588 062	-2 588 062	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-2 668 318	-2 668 318	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles			
- Quote part des activités support affectées	-15 147 856	-15 147 856	
- Fonctions supports	-11 387 218	-11 387 218	
- Frais de siège	-3 760 638	-3 760 638	

P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	5 893 401	5 893 401
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2014	688 401	688 401
	- Forfait FP2 2015	8,561	8,561
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-1 018 959	-1 018 959
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-1,5	-1,5
	- Maintenance	-769 072	-769 072
	- AC	-166 056	-166 056
	- ACE	-262 080	-262 080
	- MO	-340 936	-340 936
	- AUTRES (provision rév groupes...)		
- Quote part des activités support affectées	-249 887	-249 887	
- Fonctions supports	-158 824	-158 824	
- Frais de siège	-91 063	-91 063	

Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	17 243 052	17 243 052
	Par kWh produits sortie de centrale	25,0	25,0
	- Consommations	-17 243 052	-17 243 052
	- Fioul	315 676	315 676
	- Gasoil	-17 275 543	-17 275 543
	- Huile	-283 185	-283 185
- Urée			

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS		
	- Coûts directs		
	- Quote part des activités support affectées		
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	509 104	509 104
	- Coûts directs	-421 835	-421 835
	- AC	-460 425	-460 425
	- ACE	57 822	57 822
	- MO	-19 232	-19 232
	- AUTRES		
	- Quote part des activités support affectées	-245 389	-245 389

SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE			
TOTAL DES PRODUITS		73 506 601	73 506 601
MARGE AVANT IS		12 497 358	12 497 358
- I.S.		-7 286 615	-7 286 615
MARGE NETTE		5 210 743	5 210 743
En % des produits		7%	7%

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	10 037 845	10 037 845
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 2014	21	21
- Forfait FD2 2015	472 147	472 147	
COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-8 409 648	-8 409 648	
par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-395 562	-395 562	
- Maintenance	-1 014 274	-1 014 274	
- AC	-9 475	-9 475	
- ACE	-420 000	-420 000	
- MO	-584 799	-584 799	
- AUTRES			
- Conduite et Fonctionnement	-145 305	-145 305	
- AC	-8 559	-8 559	
- ACE	-73 165	-73 165	
- MO	-7 987	-7 987	
- AUTRES	-55 594	-55 594	
- Amortissement des actifs de concession	-5 980 340	-5 980 340	
- Dot. Amortissement Technique	-633 389	-633 389	
- Dot. Amortissement Caducité	-4 702 222	-4 702 222	
- Dot. Provision pour Renouvellement	-644 729	-644 729	
- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles			
- Quote part des activités support affectées	-1 269 729	-1 269 729	
- Fonctions supports	-518 169	-518 169	
- Frais de siège	-751 560	-751 560	

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	490 140	490 140
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	252 832	252 832
	- Coûts directs		
	- AC		
	- ACE		
	- MO		
	- AUTRES		
	- Quote part des activités support affectées	-5 430	-5 430
	- Fonctions supports	-5 430	-5 430
	- Frais de siège		
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	201 446	201 446	
- Coûts directs	-99 566	-99 566	
- AC	-28 335	-28 335	
- ACE			
- MO	-71 231	-71 231	
- AUTRES			
- Quote part des activités support affectées	-122 441	-122 441	

SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION

TOTAL DES PRODUITS	10 982 263	10 982 263
MARGE AVANT IS	2 345 178	2 345 178
- I.S.	-1 367 362	-1 367 362
MARGE NETTE	977 816	977 816
En % des produits	9%	9%

FOURNITURE D'ELECTRICITE

ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	72 997 497	72 997 497
	- Achat d'électricité d'origine thermique - Achat d'électricité d'origine hydraulique - Achat d'électricité d'origine solaire	72 997 497	72 997 497
COUTS D'ACHAT	-72 997 497	-72 997 497	
- Achat d'électricité d'origine thermique - Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui - Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP - Achat d'électricité d'origine solaire	-72 997 497	-72 997 497	

ETUDES & RACCORDEMENTS	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS		
	- Coûts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège		

GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	1 189 335	1 189 335
	- UO UC : Nombre d'abonnés 2014 - Forfait FC 2015	235 5 061	235 5 061
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	332 003	332 003	
- Frais de relance - Frais de perception de taxe	309 270 22 733	309 270 22 733	
COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-4 184 713	-4 184 713	
par UO : Nombre d'abonnés	-17 807	-17 807	
- Affranchissements - Fonctionnement - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège	-318 538 -3 006 518 -2 943 883 -62 635 -859 657 -485 674 -373 983	-318 538 -3 006 518 -2 943 883 -62 635 -859 657 -485 674 -373 983	

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	312 326	312 326
	- Coûts directs - AC - ACE - MO - AUTRES - Quote part des activités support affectées - Fonctions supports - Frais de siège	-19 911 -19 911 -38 259 -31 936 -6 323	-19 911 -19 911 -38 259 -31 936 -6 323

SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE

TOTAL DES PRODUITS	74 831 161	74 831 161
MARGE AVANT IS	-2 409 218	-2 409 218
- I.S.	1 404 701	1 404 701
MARGE NETTE	-1 004 518	-1 004 518
En % des produits	-1%	-1%

Ua Huka 2015		
Récurrent	Non Récurrent	Total

RESULTAT FINANCIER		
REVENU AUTORISE	1 712 158	1 712 158
- Intérêts sur emprunts bancaires		
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 712 158	-1 712 158
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		
MARGE AVANT IS		

TOTAL CONCESSION		
TOTAL DES PRODUITS	88 034 686	88 034 686
MARGE AVANT IS	12 433 317	12 433 317
- I.S.	-7 249 276	-7 249 276
MARGE NETTE	5 184 042	5 184 042
<i>En % des produits</i>	5,9%	5,9%
<i>En % des immos brutes</i>	2,3%	2,3%

IS : Report déficitaire

Rappel 2013/2014		2 015	2 014	2 013
Ventes d'ENERGIE aux clients		21 682 734	23 763 344	22 481 183
Péréquation		64 254 101	52 104 238	56 132 990
Revenu autorisé		85 936 835		
MARGE NETTE		5 184 042	467 672	793 127

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. Plan de Renouvellement

1. Variation du patrimoine immobilier

	2014	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2015
Production	93 280 287	0	2 829 272	2 668 318	93 441 241
Distribution	120 318 560		382 473	50 997	120 650 036
Total	213 598 847	0	3 211 745	2 719 315	214 091 277

Le total des acquisitions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 3,2 MF dont :

- 2,8 MF en production :
 - 2,6 MF pour l'énergie,
 - 0,3 MF en sécurité.
- 0,4 MF en distribution :
 - 0,3 MF pour le branchement et comptage,
 - 0,1 MF pour le réseau aérien,

Le total des cessions sur l'exercice 2015 s'élèvent à 2,7 MF dont :

- 2,7 MF sur la production pour le bâtiment.
- 0,1 MF sur la distribution pour le branchement et comptage.

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'élèvent à 0,4 MF contre 2,8 MF fin 2014 soit une baisse de -2,3 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		
BATIMENT UA HUKA	01/01/2000	420	01/01/2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
APPOT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	288	01/01/2031	15 955 746	-	5 983 407	-	-	-	-	-	664 823	
REAMENAG BAT CENTRALE	01/03/2009	310	01/01/2035	6 491 218	-	1 717 032	-	-	-	-	-	251 273	
ARMOIRE SECURITE UA HUKA	01/08/2013	257	01/01/2035	395 848	-	44 667	-	-	-	-	-	18 483	
FG WILSON P250 UA HUKA	18/04/2008	84	18/04/2015	10 329 172	10 329 172	-	-	-	586 338	-	-	-	
FG WILSON P250 UA HUKA	18/04/2008	84	18/04/2015	10 329 171	10 329 171	-	-	-	586 337	-	-	-	
FG WILSON P250 UA HUKA	18/04/2008	84	18/04/2015	10 329 171	10 329 171	-	-	-	586 337	-	-	-	
FILIERE UA HUKA	01/01/2002	300	01/01/2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
AMENAG NV STOCKAGE GASOIL	01/08/2013	257	01/01/2035	13 110 153	-	1 479 355	-	-	-	-	-	612 147	
RENOV.TGBT TRANSFO SEPAM	01/03/2009	300	01/03/2034	13 546 582	-	3 702 731	-	-	-	-	-	541 863	
FOURN BLOC 24V POUR ALIM	01/02/2015	239	01/01/2035	160 954	-	7 408	-	-	-	-	-	7 408	
ISNTAL COFFRET COMPTAGE	01/04/2015	237	01/01/2035	2 413 318	-	91 645	-	-	-	-	-	91 645	
AIR DEPOTAGE UA HUKA	01/04/2007	300	01/04/2032	6 054 335	-	2 119 016	-	-	-	-	-	242 174	
DDAE ENVIRONNEMENT UAHUKA	18/04/2008	300	18/04/2033	602 000	-	185 483	-	-	-	-	-	24 080	
SYST EXTINC INCENDIE HUKA	01/01/2011	288	01/01/2035	3 468 573	-	722 620	-	-	-	-	-	144 524	
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	01/10/2015	231	01/01/2035	255 000	-	3 312	-	-	-	-	-	3 312	
CESSION CENTRALE UA HUKA												(889 440)	
TOTAL PRODUCTION UA HUKA				93 441 241	30 987 514	16 056 676				1 759 012	2 668 318		1 712 292
TRANSFO UA HUKA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	227 161	118 123	-	49 377	-	9 087	4 088	-	-	
TRANSFOS UA HUKA CP 2005	01/07/2005	300	01/07/2030	633 142	265 922	-	119 937	-	25 325	11 423	-	-	
POSTE CP UA HUKA 20070	01/07/2007	300	01/07/2032	1 518 215	-	516 195	-	-	-	-	-	60 729	
TRANSFO VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	300	23/07/2033	1 065 000	-	316 897	-	-	-	-	-	42 600	
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	300	01/01/2038	498 156	-	59 778	-	-	-	-	-	19 926	
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	300	01/01/2038	498 156	-	59 778	-	-	-	-	-	19 926	
MEP COFFRET RELESTAGE DP	01/01/2013	300	01/01/2038	498 156	-	59 778	-	-	-	-	-	19 926	
TRANSFO SOCLE UA HUKA	01/01/2013	300	01/01/2038	1 855 951	-	222 714	-	-	-	-	-	74 238	
POSTE UA HUKA 2000	01/01/2000	300	01/01/2025	5 062 637	3 240 087	-	1 423 608	-	202 505	118 634	-	-	
RES.AERIEN UA HUKA 2002	01/01/2002	300	01/01/2027	2 671 684	1 496 142	-	777 528	-	106 867	75 710	-	-	
RES.AERIEN UA HUKA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	30 999	16 120	-	7 464	-	1 240	622	-	-	
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	262 613	-	136 559	194 520	-	-	16 210	-	10 505	
RESEAUX UA HUKA 2003	01/01/2003	300	01/01/2028	592 818	-	308 268	439 108	-	-	36 593	-	23 713	
RESEAU CP 41906 2004 HUKA	01/07/2004	300	01/07/2029	87 035	40 035	-	18 055	-	3 482	1 570	-	-	
RESEAU UA HUKA 2004	01/07/2004	300	01/07/2029	591 344	-	272 021	394 703	-	-	34 322	-	23 654	
RENF QTIER TEI KIHUANAKA	01/01/2005	300	01/01/2030	3 727 358	1 640 035	-	739 566	-	149 095	67 234	-	-	
RESEAUX UA HUKA 2005	01/06/2005	300	01/06/2030	449 010	-	190 079	275 812	-	-	26 061	-	17 960	
RENF RES BTA CP UA HUKA	01/07/2006	300	01/07/2031	116 877	-	44 413	-	-	-	-	-	4 675	
EXT BTA QTIER FOURNIER UA	31/05/2007	300	31/05/2032	1 683 437	-	583 591	-	-	-	-	-	67 337	
EXT BTA QTIER TEATIU UA	31/05/2007	300	31/05/2032	1 050 584	-	364 200	-	-	-	-	-	42 023	
RESEAUX CP UA HUKA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	3 110 097	-	1 057 434	-	-	-	-	-	124 404	
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	317 785	-	108 045	-	-	-	-	-	12 711	
RESEAUX UA HUKA 2007	01/07/2007	300	01/07/2032	97 468	-	33 141	-	-	-	-	-	3 899	
RESEAUX CP UA HUKA 2008	01/07/2008	300	01/07/2033	2 148 084	-	644 423	-	-	-	-	-	85 923	
EXT BTA VAIPAEE UA HUKA	23/07/2008	300	23/07/2033	7 891 809	-	2 348 249	-	-	-	-	-	315 672	
EXT BTA QT PAUTEHEA	18/08/2008	300	18/08/2033	528 798	-	155 878	-	-	-	-	-	21 152	
RENOV.ECLAIR.PUBL.UA HUKA	01/01/2009	300	01/01/2034	367 819	-	102 991	-	-	-	-	-	14 713	

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	
RESEAUX CP UA HUKA 2009	01/07/2009	300	01/07/2034	14 567 855	-	3 787 641	-	-	-	-	-	582 714
RESEAU CP UA HUKA 2010	01/07/2010	300	01/07/2035	1 909 547	-	420 101	-	-	-	-	-	76 382
RESEAUX CP UA HUKA 2011	01/07/2011	300	01/07/2036	10 713 209	-	1 928 376	-	-	-	-	-	428 528
RESEAUX 2011 CONCED HUKA	01/07/2011	300	01/07/2036	62 032	-	11 165	-	-	-	-	-	2 481
RESEAUX CP UA HUKA 2012	01/07/2012	300	01/07/2037	7 852 081	-	1 099 291	-	-	-	-	-	314 083
ELECT RESEAU AERIE FISTI	01/01/2013	300	01/01/2038	2 908 182	-	348 981	-	-	-	-	-	116 327
RESEAUX CP UA HUKA 2013	01/07/2013	300	01/07/2038	14 403 564	-	1 440 357	-	-	-	-	-	576 143
RESEAUX 2013 CONCED UA HU	01/07/2013	300	01/07/2038	36 733	-	3 673	-	-	-	-	-	1 469
RESEAUX 2015 CONCED UAH	01/07/2015	300	01/07/2040	65 406	-	1 308	-	-	-	-	-	1 308
EXTENSION BTSOUT VAIPAEE	23/07/2008	420	23/07/2043	7 817 357	-	1 661 498	-	-	-	-	-	223 353
ELECT RESEAU SOUT FESTIVA	01/01/2013	420	01/01/2048	13 150 658	-	1 127 199	-	-	-	-	-	375 733
COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	240	01/01/2020	20 752	16 602	-	4 959	-	1 038	401	-	-
COMPTAGE UA HUKA 2000	01/01/2000	240	01/01/2020	272 016	-	217 614	282 568	-	-	23 548	-	13 601
COMPTAGE UA HUKA 2001	01/01/2001	240	01/01/2021	150 348	-	112 760	146 703	-	-	12 225	-	7 517
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	240	01/01/2022	154 801	108 360	-	39 456	-	7 740	3 288	-	-
COMPTAGE UA HUKA 2002	01/01/2002	240	01/01/2022	558 094	-	390 667	514 315	-	-	42 860	-	27 904
COMPTAGE UA HUKA 2003	01/01/2003	240	01/01/2023	306 378	-	199 147	266 094	-	-	22 174	-	15 319
POSE COMPTEUR 2004 UA HUK	01/07/2004	240	01/07/2024	95 148	54 709	-	18 981	-	4 757	1 651	-	-
BRANCHEMENT UA HUKA 2004	01/07/2004	240	01/07/2024	124 700	-	71 702	96 577	-	-	8 398	-	6 235
BRCHT UA HUKA 2006	01/07/2006	240	01/07/2026	653 727	-	310 519	418 247	-	-	44 026	-	32 687
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2006	240	01/07/2026	296 260	140 723	-	48 821	-	14 813	5 139	-	-
APPORT CONCEDANT UA HUKA	01/01/2007	12	01/01/2008	2 653 463	-	2 653 463	-	-	-	-	-	-
BRCHT UAHUKA 2007	01/07/2007	240	01/07/2027	658 452	-	279 843	376 927	-	-	44 344	-	32 922
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2007	240	01/07/2027	1 238 449	526 340	-	43 891	-	61 922	5 164	-	-
BRCHT/CPTAGES CP UA HUKA	01/07/2008	240	01/07/2028	753 793	282 674	-	98 069	-	37 689	13 075	-	-
BRCHT 2009 FINANCIERS	01/12/2009	240	01/12/2029	98 743	-	30 033	40 454	-	-	6 650	-	4 937
COMPTAGE TIERS UAH 2010	01/07/2010	240	01/07/2030	246 533	-	67 798	91 317	-	-	16 603	-	12 327
BRCHT/CPTAG UA HUKA 10/10	01/07/2010	240	01/07/2030	156 589	43 061	-	14 938	-	7 829	2 716	-	-
BRCHT/CPTAGE UA HUKA 2011	01/07/2011	240	01/07/2031	137 361	-	30 906	-	-	-	-	-	6 868
COMPTAGE TIERS UAHUKA2011	01/07/2011	240	01/07/2031	158 745	-	35 717	-	-	-	-	-	7 937
COMPTAGE TIERS UAHUKA2012	01/07/2012	240	01/07/2032	52 915	-	9 261	-	-	-	-	-	2 646
COMPTAGE TIERS UAHUKA2013	01/07/2013	240	01/07/2033	291 195	-	36 400	-	-	-	-	-	14 560
COMPTAGE TIERS UAHUKA2014	01/07/2014	240	01/07/2034	185 690	-	13 927	-	-	-	-	-	9 285
BRCHT/COMPTAGES UA HUKA	01/07/2015	240	01/07/2035	182 556	-	4 564	-	-	-	-	-	4 564
COMPTAGE TIERS UAH 2015	01/07/2015	240	01/07/2035	134 511	-	3 363	-	-	-	-	-	3 363
CESSION DIST UA HUKA												(50 997)
TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA				120 650 036	7 988 933	23 881 706	6 941 995	-	633 389	644 729	-	3 855 882
>>>> TOTAL PAR CONCESSION UA HUKA				214 091 277	38 976 447	39 938 382	6 941 995	79 588 801	2 392 401	3 313 047	7 290 284	5 568 174

3. Suivi du programme contractuel d'investissements

Total distribution

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Taux d'améliorant
54	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	131 559	100%
54	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	50 997	0%
54		FINANCEMENT CONCEDANT	65 406	100%
54		FINANCEMENT TIERS	134 511	100%
54		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	382 473	
54		TOTAL DISTRIBUTION UA HUKA	382 473	

4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
54	E4901	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	50 997
54	R54302	520068 INSTAL COFFRETCMPTAGE DIRIS CTRL UAHUKA	2 413 318
54	R54501	540057 ACHAT GROUPE MOTOPOMPES PORTATIFS	255 000
54		TOTAL DES INVESTISSEMENTS DE RENOUVELLEMENT UA HUKA	2 719 315

5. Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Montant
54	E4900	540110-NVX COMPTEURS/PREPAIEMENT ILES (COMPTAGE)	131 559
54		FINANCEMENT CONCEDANT	65 406
54		FINANCEMENT TIERS	134 511
54	R14007	540111 FOURN BLOC 24V PRALIM CELLULES 8CONCESSION	160 954
54		TOTAL DES INVESTISSEMENTS AMELIORANTS UA HUKA	492 430

6. Plan de Renouvellement

Distribution

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total à renouveler
BRANCHEMENT ET COMPTAGE					404 072	207 831	985 459	421 316	296 120		1 279 565	2 228 609	1 015 306	132 995	542 977	7 514 250
POSTE DP (ILES)										7 553 953						7 553 953
RESEAU AERIEN												4 282 025	1 313 183	984 345	6 059 717	12 639 270
TRANSFO (ILES)													325 588		918 705	1 244 293
Total général					404 072	207 831	985 459	421 316	296 120	7 553 953	1 279 565	6 510 634	2 654 077	1 117 340	7 521 399	28 951 766

Production :

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total à renouveler
FILIERES												3 025 762				3 025 762
GROUPE	28 840 260															28 840 260
Total général	28 840 260											3 025 762				31 866 022

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^{er} 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) 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.

e) 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.

f) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

1. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

➤ Aspects commerciaux

g) 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^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020