

# **SOCIETE NATIONALE D'ELECTRICITE**

## **RAPPORT ANNUEL 2016**



## LISTE DES ABREVIATIONS

ASIC	: Abonné Semi-industriel et Commercial
BAD	: Banque Africaine de Développement
BEI	: Banque Européenne d'Investissement
BT	: Basse Tension
CA	: Conseil d'Administration
CEPGL:	Communauté Economique des Pays de Grands Lacs
CDF	: Franc Congolais
COPIREP:	Comité de Pilotage de la Réforme des Entreprises Publiques
CSP	: Conseil Supérieur du Portefeuille
CVS	: Centre des Ventes et Services
DAM	: Département des Approvisionnements et Marchés
DCG	: Département du Contrôle Général
DDK	: Département de Distribution de Kinshasa
DDP	: Département de Distribution en Provinces
DEC	: Département Commercial
DEP	: Département Études, Planification, Normes et Standards
DEQ	: Département de l'Équipement et Électrification Rurale
DOS	: Département de l'Organisation et des Systèmes d'Informations
DOR	: Direction de la Province Orientale
DPK	: Direction Provinciale du Katanga
DPR	: Département de la Production
DRH	: Département des Ressources Humaines
DSG	: Département du Secrétariat Général
DTS	: Direction du Transport Sud
ECONAT:	Economie Nationale
EXIMBANK:	Export-Import Bank
FARDC:	Forces Armées de la République Démocratique du Congo
FEC	: Fédération des Entreprises du Congo
GWh	: GigaWatheure (10 <sup>6</sup> kWh)
HT	: Haute Tension
KWh	: KiloWatheure
KUSD	: Kilo Dollar American
kV	: Kilovolt
kVA	: Kilovolt Ampère
MLT	: Moyen et Long Terme
M'SHA	: Mwadingusha
MT	: Moyenne Tension
MW	: Mégawatt
MWh	: Mégawatheures (10 <sup>3</sup> kWh)
PCA	: Président du Conseil d'Administration
PMEDE:	Projet des Marchés d'Électricité pour la consommation Domestique et à l'Exportation
PMURR:	Programme Multisectoriel d'Urgence de Réhabilitation et de Reconstruction
RDC	: République Démocratique du Congo
SINELAC	: Société Internationale d'Electricité des Pays de Grands Lacs
SNEL	: Société Nationale d'Electricité
SAPMP	: Southern Africa Power Market Project
SCI	: Station de Conversion d'Inga
SCK	: Station de Conversion de Kolwezi
SNE	: Société Nationale d'Electricité (du Congo Brazzaville)
THTCC:	Très Haute Tension Courant Continu
USD	: Dollar American

## LETTRE DU PRESIDENT DU CONSEIL

L'année 2016 a constitué une année des grandes transitions dans la vie de notre entreprise.

En effet, cette année coïncide avec la clôture du Contrat de Performance signé entre la SNEL SA et l'ETAT dont l'objectif était de répondre aux défis opérationnels et financiers immédiats de la société tout en contribuant aux objectifs stratégiques du secteur de l'électricité.

L'année 2016 a été aussi celle de sensibilisation à l'économie d'énergie et de diversification des sources de production à travers la promotion des projets d'énergie renouvelable pour faire face au déficit énergétique actuel.

Le choix stratégique de diversification des sources de production est fortement soutenu par plusieurs partenaires en vue de la mise en œuvre des divers projets.

Les avancées technologiques enregistrées dans ce domaine au cours de ces dernières années permettent, actuellement, de développer des projets solaires photovoltaïques à des coûts assez abordables et à la portée de nos populations.

A terme, cette source de production pourrait permettre à la société de subvenir aux besoins en énergie dans les Centres autonomes thermiques en arrêt suite aux coûts de production élevés et aux contraintes de gestion.

Toutefois, la production thermique reste et constitue une alternative non négligeable pour répondre au déficit énergétique actuel. Cependant, il convient de revoir le modèle de fonctionnement en place, en mettant l'accent sur la rentabilité et la viabilité desdits Centres.

C'est dans ce cadre et en tant que société commerciale que SNEL SA a fait de la fonction commerciale son cheval de bataille, un enjeu capital pour sa survie.

Cette question a d'ailleurs fait l'objet d'une attention particulière du Conseil d'Administration qui l'a consacré, pour la deuxième année consécutive, « année du commercial » en donnant des orientations précises pour une gestion commerciale performante et contribuant pour une large part à l'amélioration de la facturation et à l'accroissement des recettes.

Les efforts de redynamisation de cette fonction commerciale vont se poursuivre laborieusement au cours des prochaines années avec la même volonté et détermination, de manière à rentabiliser les investissements consentis pour le développement de l'Entreprise.

Etant donné que l'homme constitue un pilier important dans le développement, nous invitons l'ensemble du personnel SNEL à un sens élevé d'éthique et de responsabilité dans l'exercice de ses fonctions, car la prospérité et l'image de marque de notre entreprise en dépendent.

**Joseph MAKOMBO MONGA MAWAWI**  
**Président du Conseil d'Administration**



## COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION



Joseph MAKOMBO MONGA MAWAWI  
Président du Conseil



Éric MBALA MUSANDA  
Directeur Général



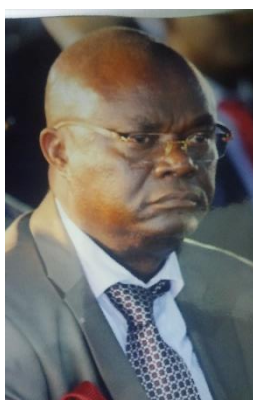
Bernadette MPUNDU MPIA  
Administrateur



Justin LUBO KASONGO  
Administrateur



Armand KASUMBU  
BORREY  
Administrateur



BOOLE NDOMBO  
BOLOMELE  
Administrateur

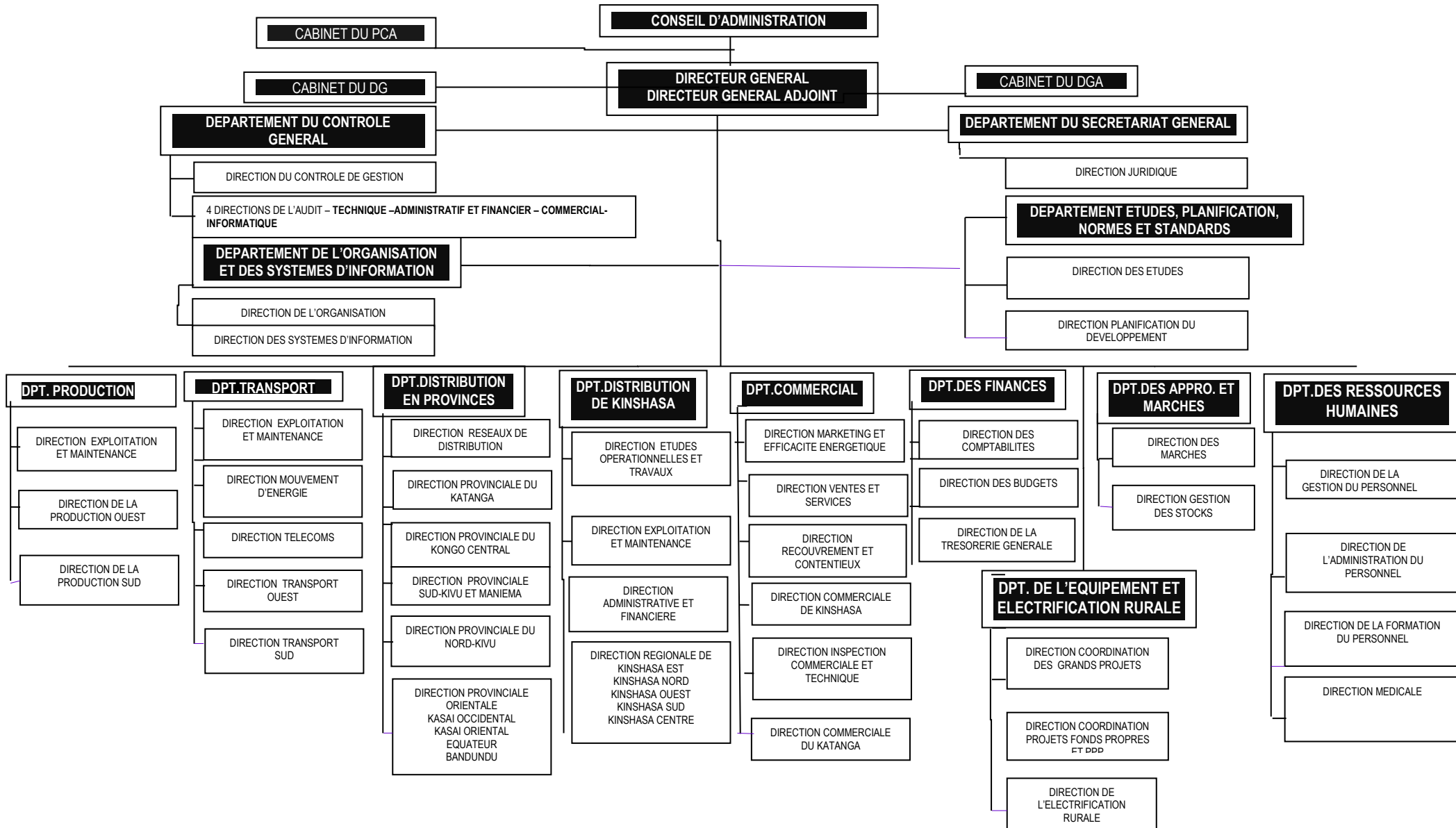


Eulalie MAKELA BAFIBA  
Administrateur



Louis KAHINDO  
BOYA BOZENE  
Administrateur

# ORGANIGRAMME DE LA SOCIETE NATIONALE D'ELECTRICITE « SNEL S.A. » au 31 décembre 2016



## AVANT-PROPOS

L'année 2016 a coïncidé avec le dernier exercice budgétaire dans l'exécution du Contrat de Performance de cinq ans, signé, entre le Gouvernement Congolais et la Société Nationale d'Electricité, le 27 février 2012.

Tout au long de ce challenge, SNEL s'est investie à réaliser ses 63 engagements au Contrat dont le taux d'exécution, au 31 décembre 2016, s'élève à 81%, en dépit de multiples difficultés rencontrées durant le parcours.

En effet, SNEL est confrontée depuis plusieurs années : à un déficit de fourniture d'énergie face à une demande sans cesse croissante ; à une trésorerie négative suite à l'application des tarifs administrés non rémunérateurs et le non-paiement par l'Etat et les entreprises publiques de leurs factures de consommation d'énergie, dont les conséquences immédiates ont été de priver l'entreprise d'importantes ressources.

A ces contraintes, il y a lieu d'ajouter les vols récurrents, par des bandes armées, des conducteurs en cuivre sur les lignes HT dans les réseaux Sud, Ouest et Est ainsi que l'installation d'une cassure prolongée de transfert des connaissances et de l'expertise suite à la mesure gouvernementale de gel des embauches.

Face à cet état de choses, la société s'est investie dans la réhabilitation et la modernisation de ses infrastructures, en mobilisant plus de USD 2 milliards pour la réalisation de plusieurs projets, sur financement des bailleurs de fonds institutionnels et divers partenaires privés (principalement miniers), dont certains vont atteindre leur maturité dans un avenir très proche (2017). C'est le cas :

- *des machines en réhabilitation et modernisation à INGA et NSEKE, dont la puissance additionnelle attendue s'élève à 380 MW en 2017 ;*
- *du renforcement de la capacité de transit de la liaison THTCC Inga-Kolwezi et des Stations de conversion pour garantir le transit de 500 MW avec sécurité n-1 ;*
- *du renforcement de la capacité de transit du couloir HTCA dans le réseau Sud à 500MW en prévision de l'interconnexion avec les réseaux de l'Afrique australe ;*
- *du renforcement de nombreux postes HT et sous-stations avec leurs liaisons MT ;*
- *de la construction de la centrale hydroélectrique de ZONGO 2 d'une capacité de 150 MW.*

S'agissant des réseaux de distribution de l'électricité, les opérations d'assainissement des réseaux et de fiabilisation de la desserte se sont poursuivies sans désemparer.

C'est dans ce même cadre que plusieurs actions entreprises, dont certaines à effets directs, ont permis d'assurer, au courant de la période du Contrat de performance, la continuité de production et de fourniture du produit et des services à la clientèle, et d'accroître significativement les performances de certains indicateurs.

Ces accroissements ont porté essentiellement sur : la puissance moyenne disponible 17%, le nombre des clients facturés 18%, le taux de recouvrement 23%, le ratio clients facturés sur agents 29%.

Par ailleurs, en prévision de l'application effective des tarifs rémunérateurs conformément aux dispositions de la nouvelle loi sur l'électricité, la société entend se doter des ressources financières suffisantes pour assurer son fonctionnement, la maintenance ainsi que l'amortissement de ses équipements.

C'est dans cette perspective que renaît, désormais, l'espoir de voir dans les prochaines années, SNEL rayonner et donner plus de satisfaction à sa clientèle.

Que vive la SNEL. Que vive la R.D. Congo.

**Eric MBALA MUSANDA**

**Directeur Général**

## ENVIRONNEMENT ECONOMIQUE

### Sur le plan international

En 2016, l'environnement économique international a été marqué par une stabilité de l'activité économique pour une bonne partie des économies mondiales. La croissance économique mondiale s'est maintenue autour de 3%.

### Sur le plan national

Après quelques années de forte croissance économique au cours desquelles le PIB a atteint une croissance de 9,4% en 2014 et de 6,9% en 2015, l'activité économique nationale a connu un recul en 2016 ; les prévisions les plus fiables donnent une croissance du PIB autour de 4%.

L'inflation, bien maîtrisée jusqu'au milieu de 2016, a connu une envolée importante qui la placerait en fin 2016 à un niveau supérieur à 10%.

Ces résultats en retrait sont essentiellement dus à trois grands facteurs :

- la baisse des cours des matières premières au cours du deuxième semestre 2016 ;
- l'écroulement de 38% du franc congolais face au dollar américain au cours du dernier trimestre 2016;
- le climat politique tendu qui a entraîné des incertitudes sur le plan économique et social.

### Sur le plan de l'Entreprise

Les impacts économiques ont été les suivants ;

- la baisse des ventes en volume des clients industriels HT d'environ 10%, essentiellement expliquée par la baisse de leurs activités due à la morosité des cours des matières premières ;
- la diminution des ventes des clients commerciaux en Basse tension due à la dégradation du pouvoir d'achat ;
- un effet négatif du cours de dollar sur les ventes et recettes facturées en francs congolais ;

## FAITS MARQUANTS

Au cours de l'exercice 2016, les activités de l'entreprise se sont déroulées dans un contexte marqué par les principaux faits ci-après :

### **Au plan de la Gouvernance**

Renouvellement du contrat de services, pour une durée supplémentaire de 22 mois, avec l'opérateur privé MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL (MHI) à travers la signature de l'Avenant n°1 au contrat n°08/PMEDE/COPIREP/SE/01/2015 en date du 12 septembre 2016.

### **Au plan de grands projets**

Clôture du projet SAPMP en date du 30 septembre 2016.

Ce projet a permis d'élever à 560 MW la capacité de transit sur le corridor Inga - Kasumbalesa par la réalisation des travaux de réhabilitation de plus ou moins 4.000 km des lignes existantes et la construction de 286 kilomètres de nouvelles lignes afin d'assouplir la desserte au sein de la province du Katanga et supporter le développement du marché régional d'électricité en Afrique Australe.

Dans ce même cadre, il a été posé, sur la ligne Inga-Kolwezi, 2300 kilomètres de fibre optique, lesquels ont permis de bâtir l'épine dorsale du système de communication dans le pays.

Enfin sur le volet social, le projet a favorisé l'émergence de sept pôles de développement communautaires.

Dans le cadre du projet PMEDE, il a été noté la mise en service de quelques infrastructures en construction et en réhabilitation notamment la réhabilitation hydromécanique et électromécanique du groupe 5 d'Inga 1 avec un apport supplémentaire de 55 MW, la réhabilitation des services auxiliaires électriques des centrales Inga 1 et 2 ainsi que la construction et la mise en service de la ligne 400 kV Inga - Kinshasa.

Tous les autres projets en cours d'exécution se poursuivent normalement. Il s'agit des projets financés par les bailleurs de fonds multilatéraux (PMEDE, PEPUR, NELSAP) et en partenariat public privé (construction de la centrale de ZONGO 2, FRIPT, TFM,...).

### **Au plan de son exploitation**

Le fonctionnement de l'entreprise a été enfreint par plusieurs contraintes dont les plus importantes sont:

- la persistance des tensions de trésorerie ;
- la fragilité des équipements de production, transport et de distribution;
- le faible taux de recouvrement dans certains segments de la clientèle, notamment les Instances Officielles, les entreprises paraétatiques, les organismes publics, les clients BT domestiques, les collectivités ainsi que les municipalités locales et notamment les centres à génération thermique ;



- le retard important dans la réalisation de grands projets de réhabilitation et de renforcement des équipements financés par les bailleurs de fonds multilatéraux et en partenariat public privé ;
- le maintien du gel des embauches par le gouvernement avec comme conséquence, la détérioration des performances attendues dans les activités de base, et le risque de non transfert de compétences et d'expérience aux plus jeunes pour garantir la relève;
- le harcèlement fiscal de la part des régies financières ;
- le paiement des pénalités importantes auprès des régies financières ;
- la persistance du litige tarifaire et financier avec TFM nonobstant son acceptation en 2016 du tarif électrique règlementé par l'autorité compétente ;
- le gel de l'application du principe de tarifs rémunérateurs (couvrant toutes les charges) édicté par la loi n°14/011 promulguée depuis le 17 juin 2014.

### **Production**

- Réparation et mise en service du groupe 4 d'Inga 2 le 13 septembre 2016 (160 MW);
- Mise en service après travaux de réhabilitation du groupe 5 d'Inga 1 le 07 décembre 2016 (55MW) ;
- Remise en service du groupe 1 de Mwadingusha en date du 06 septembre 2016 (11 MW);
- Réparation et mise en service du groupe ABC 3DXS de 220 kVA de la centrale thermique de Inongo, après huit ans d'arrêt.

### **Transport**

- Accroissement de la longueur du réseau de transport avec la mise en service de la deuxième ligne 400 kV Inga - Kinshasa long de 277,383 km ;
- Mise en service du nouveau tfo 132/15 kV-30 MVA au poste de Mpozo ;
- Mise en service du poste de sectionnement Tobakita de la ligne 220 kV Maluku - Bandundu ;
- Installation des compteurs d'énergie dans tous les postes HT du réseau Ouest en vue de la comptabilisation des pertes et de l'évaluation du rendement du réseau.

### **Distribution**

- Implantation d'un Tfo MT/MT 30/20 kV - 15 MVA n°4 à la S/S Masina (Kinshasa)
- Remplacement du Tfo MT/MT 30/6,6 kV - 10 MVA par celui de 30/6,6 kVA - 15 MVA à la sous-station Kingabwa (Kinshasa) ;
- Mise en service de 15 nouvelles cabines à Malueka (Kinshasa) ;
- Tirage de 41,514 km de nouvelles lignes et des liaisons MT à Kinshasa ;
- Implantation de 31 nouvelles cabines en provinces.

### **Commercial**

- Ouverture de 4 nouveaux Centres de Ventes et Services à Kinshasa ;
- Installation des compteurs acquis dans le cadre du PMEDE ;
- Création de l'entité « Brigade anti-fraude ».

## Finances

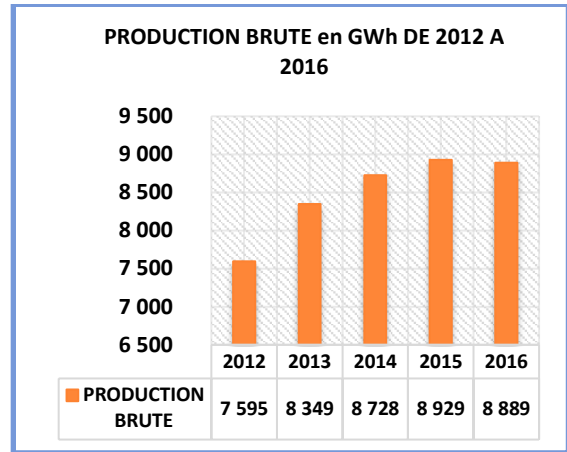
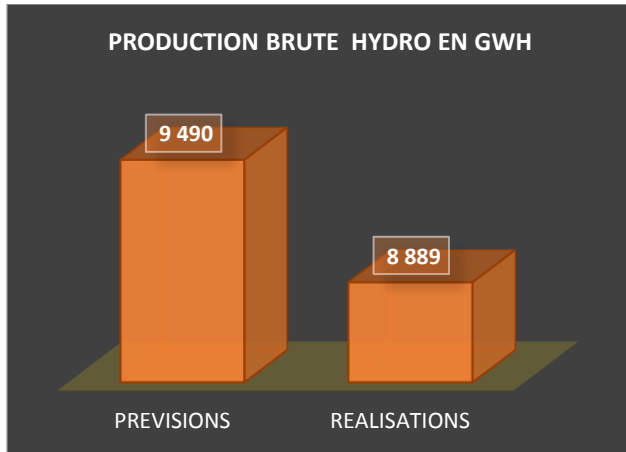
- Versement au Trésor Public au titre des impôts, taxes, contributions spécifiques et autres droits dus, pour un montant de FC 150 221 154 438 dont FC 71 635 036 743 paiements croisés entre les créances SNEL sur les Instances Officielles et les dettes vis -à-vis des régies financières (DGI, DGDA et DGRAD) avec des échanges des chèques à travers FBNBANK ;
- Assainissement et audit des comptes du bilan de la trésorerie pour des bilans plus réalistes des exercices 2014, 2015 et 2016.

## Ressources humaines

- Révision de certaines dispositions de la convention collective-application et évaluation du SMIG ;
- Paiement de la 4<sup>ème</sup> tranche des arriérés de gratifications aux mérites exercices 2006, 2007, 2008, 2009, 2010,2011 et 2012 ;
- Mise en place d'une commission technique sur l'examen de la sécurisation du revenu des travailleurs et récupération du pouvoir d'achat en octobre 2016.

## EVOLUTION DES PRINCIPAUX AGREGATS

### 1. Production



En 2016, la production brute se chiffre à 8 889 GWh contre 9 490 GWh prévus, soit un écart négatif de 6,33% justifié par l'indisponibilité de quelques machines :

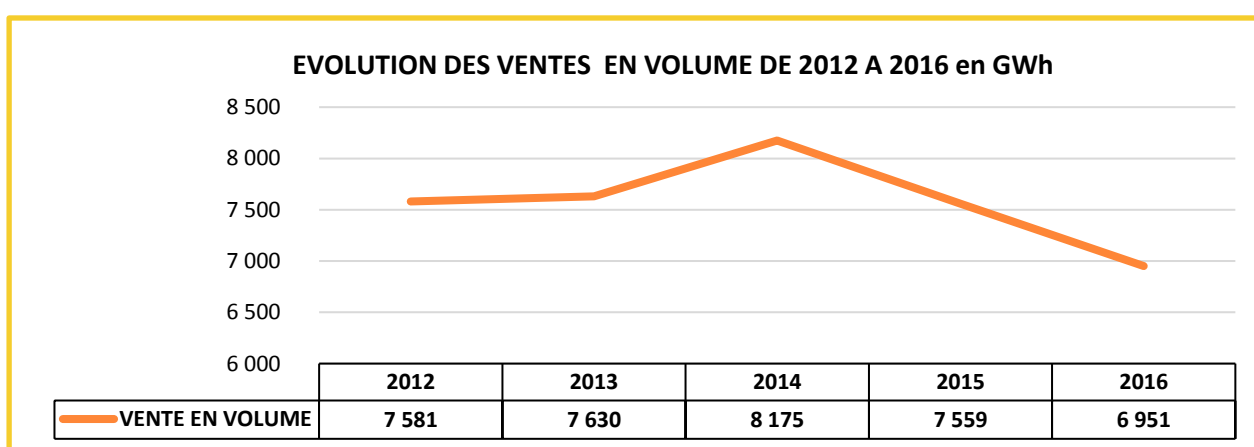
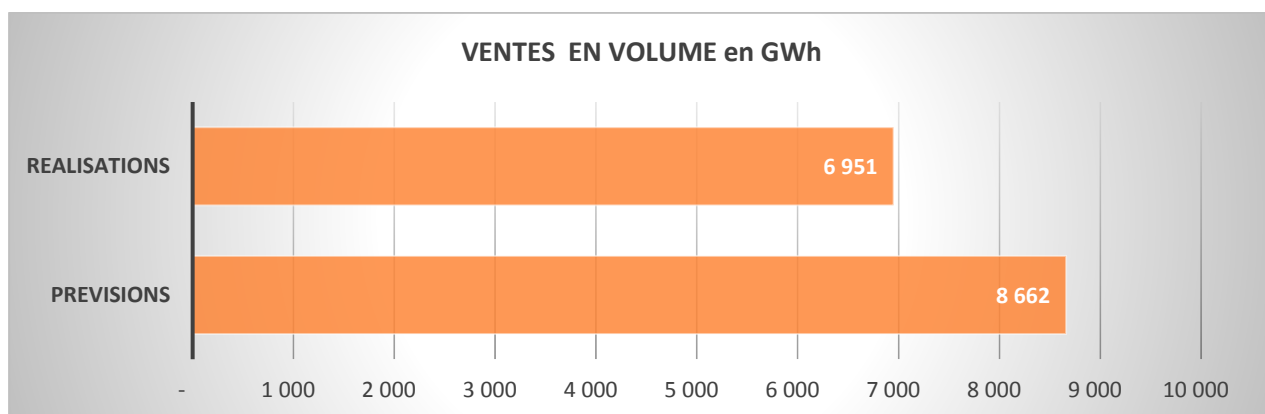
- Groupes prévus non rentrés au réseau :
  - Groupe 4 de la centrale de Mwadingusha (11 MW), attendu au réseau depuis janvier 2016 dont les travaux de fiabilisation en régie sur financement IVANOE se sont poursuivis jusqu'à la fin de l'exercice 2016 ;
  - Groupe 3 de la centrale de Koni (11,21 MW), attendu au réseau en décembre 2016, dont les travaux de fiabilisation se poursuivent ;
  - Groupe 3 de la centrale de Nzilo (27 MW), attendu au réseau depuis février 2016, dont les travaux de fiabilisation dans le cadre du projet FRIPT se poursuivent.
- Pertes dues aux incidents (incidents majeurs):
  - Groupe 6 de la centrale d'Inga 2, arrêt le 06/01/2016 suite à l'incendie partiel de l'armoire d'excitation. Il a été remis en service le 27/03/2016.
  - Groupe 3 de la centrale de Tshopo, arrêt le 10 mai 2016. La remise en service s'est effectuée le 12 septembre 2016;
  - Groupe 2 de la centrale de Bendera, arrêt le 06 août 2016 suite à un défaut d'alternateur. La remise en service est intervenue le 26 octobre 2016.

Par rapport à 2015, il est enregistré une diminution de la production brute en hydro de 0,73%, observée principalement dans les centrales du Sud suite à la limitation de charge à N'seke et N'zilo consécutivement au déficit hydrologique et une gestion efficiente des lacs de retenues de N'zilo et Mwadingusha.

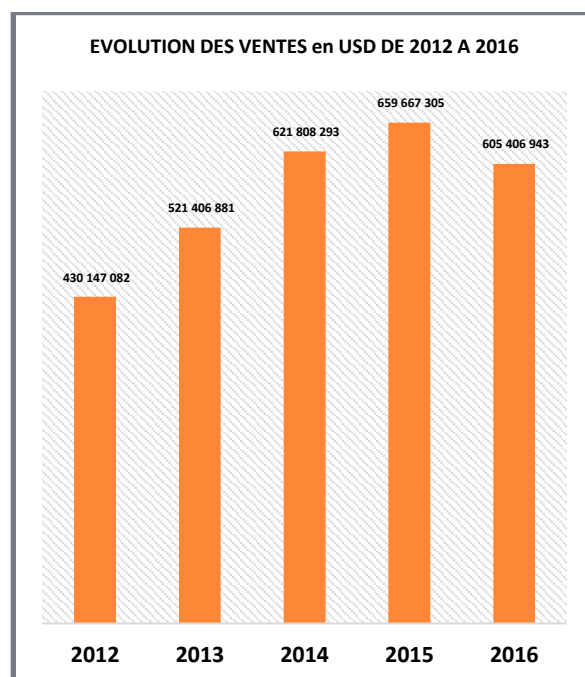
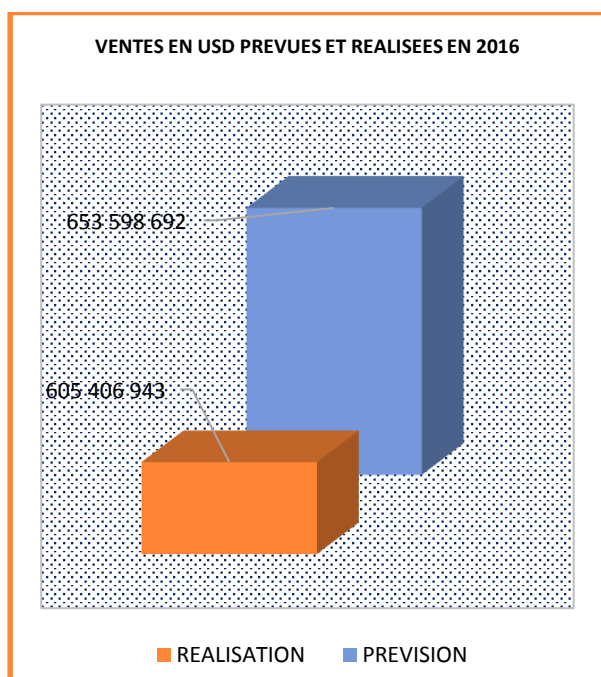
L'évolution positive de la production brute depuis 2012 à ce jour traduit les efforts réalisés dans le cadre du maintien et de la réhabilitation de l'outil de production.

En 2016, le taux de disponibilité de puissance en hydro se chiffre à 41,82% contre 44,58% prévu, soit un écart négatif de 6,19% justifié par les mêmes raisons ayant influencé le résultat de la production brute tel qu'évoqué ci-haut. Il est noté une tendance haussière de 2011 à 2016, avec un pic en 2015 suite aux efforts réalisés dans les travaux de maintenance et de réhabilitation des machines.

## 2. Ventes en volume

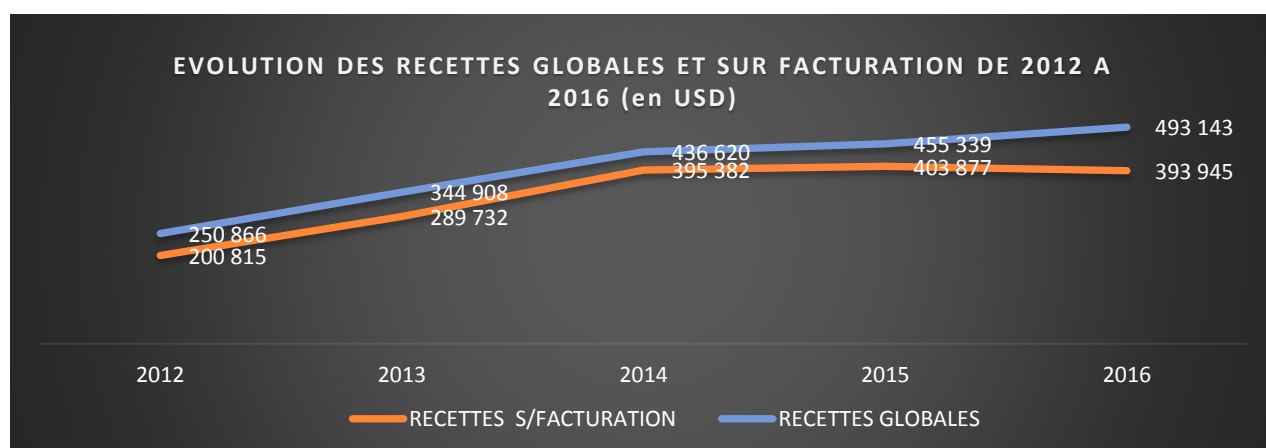
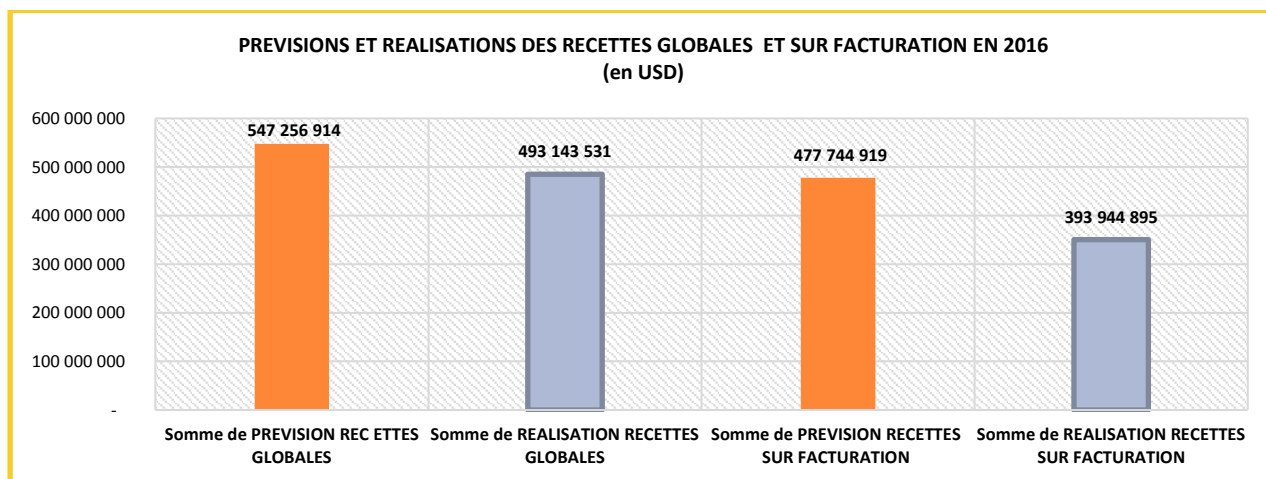


## 3. Ventes en valeur





## 4. Recettes en valeur



- En 2016, les ventes en volume et en valeurs se sont chiffrées respectivement à 6 951 GWh et USD 605 406 943 contre 8 662 GWh et USD 656 033 717 prévues dégageant un écart négatif respectivement de 19,75% et de 7,72% suite à la baisse de la production.

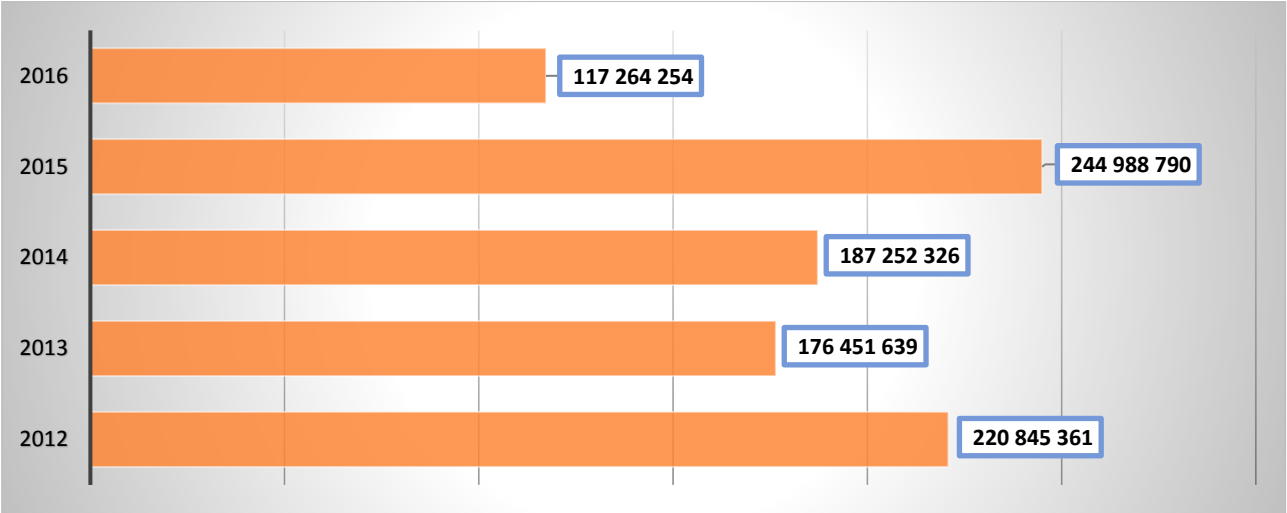
Par rapport à 2015 où elles ont affiché respectivement 7559 GWh et USD 659 667 305, il se dégage une baisse de 8,05% et 8,23% justifiée par les mêmes raisons telles qu'évoquées ci-haut.

- Les recettes globales ont affiché un montant de USD 493 143 531 contre 574 256 914 prévues, soit un écart négatif de 14,12%.

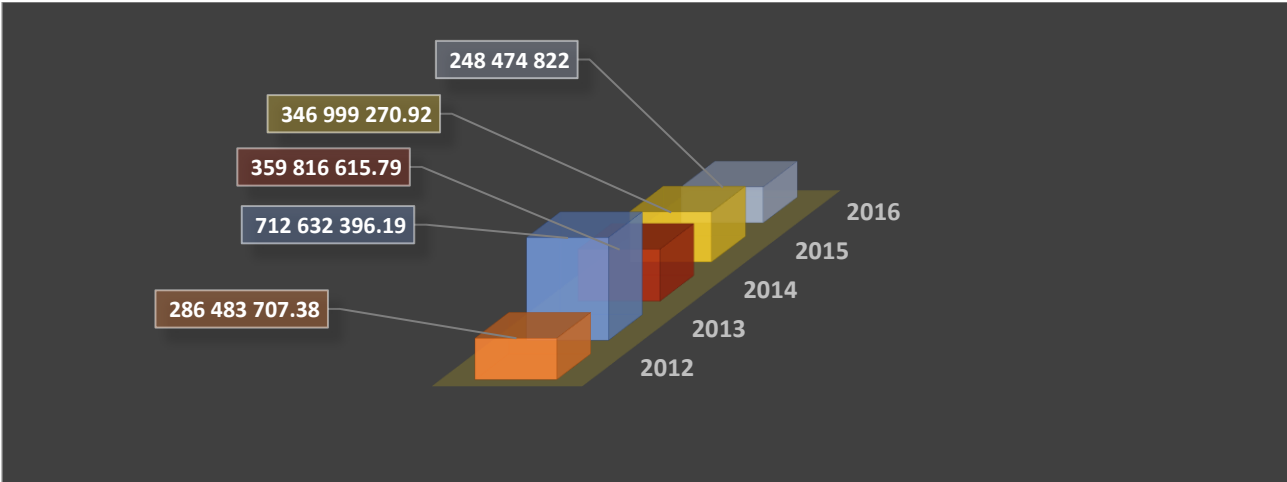
Par rapport à 2015 où les recettes se situaient à USD 455 339 470, il se dégage une hausse de 8,30%, influencée principalement par les recettes sur arriérées avec les paiements croisés des dettes réciproques entre l'Etat et SNEL SA pour un import de USD 57 308 029,39 réalisés au mois d'octobre 2015.

Comparées à l'année 2012, excepté les ventes en volume qui ont connu une baisse de 8,31%, les autres agrégats ont connu une tendance haussière.

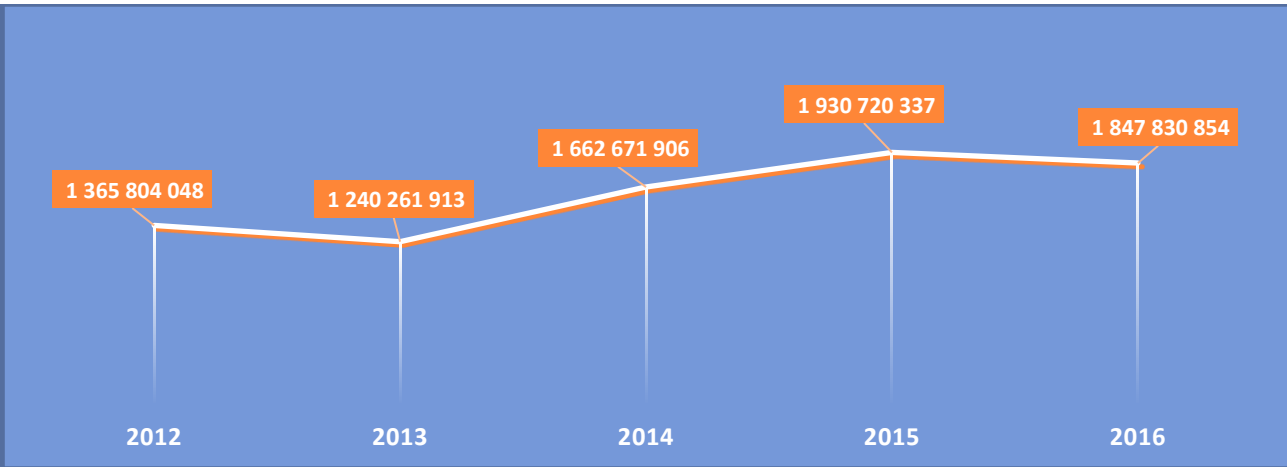
**5. Résultat Brut d'Exploitation (en USD)**



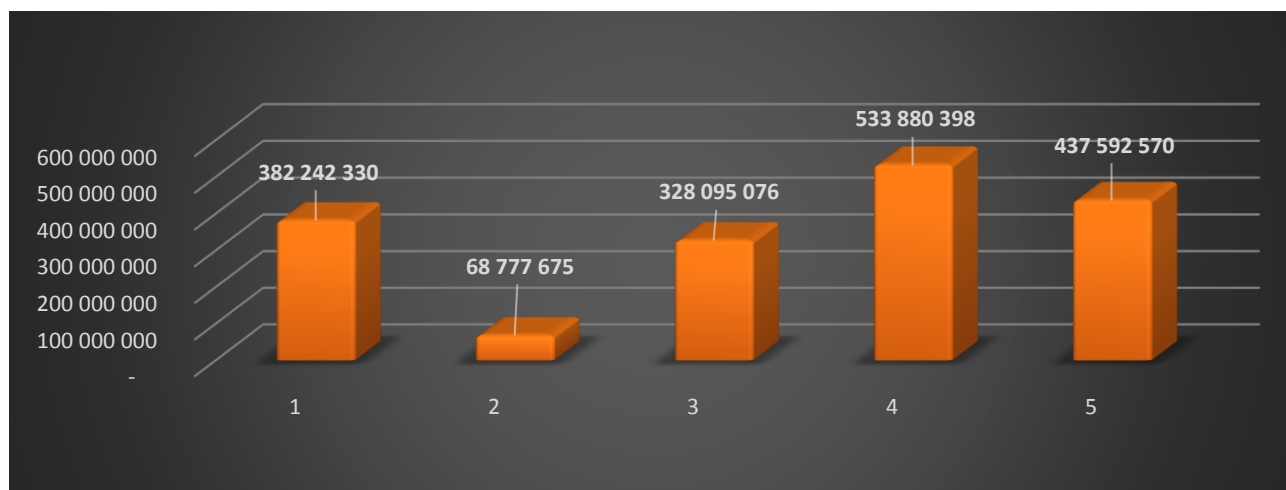
**6. Investissements (en USD)**



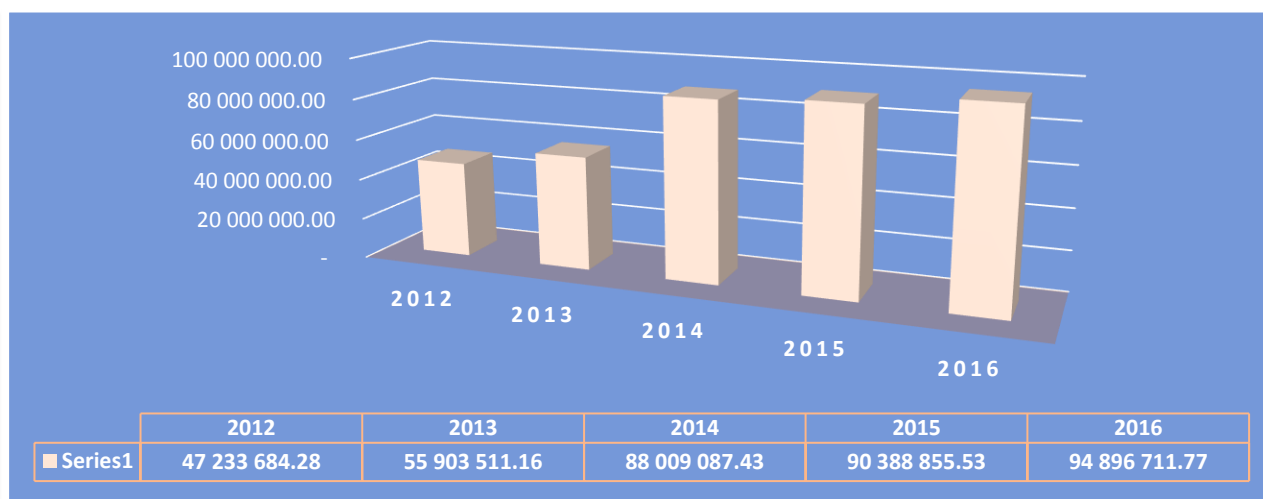
**7. Endettement (en USD)**



## 8. Marge Brute d'Autofinancement (en USD)



## 9. Trésorerie Nette (en USD)



En 2016,

- Le résultat brut d'exploitation s'est élevé à USD 117 264 254, soit une diminution de 52,13 % par rapport à l'année 2015 et de 46,90 % par rapport à celui réalisé en 2012 ;
- L'entreprise a réalisé des investissements de l'ordre de USD 248 474 822. Ils concernent principalement :
  - Les projets en cours pour un import de : USD 237 886 651 dont les plus importants sont SAPMP (USD 137 987773), FRIPT (26 207 220) Nseke (18 148 167) PEPUR (29 974 661), Zongo II (8 809 404) et PMEDE (5 835 513);
  - divers acquisitions (installations et agencements, terrains, matériels et mobiliers) : USD 10 588 171. .

Par rapport à ceux réalisés en 2015 et 2012, il s'observe une diminution respective de 28.39 % et 13.27 %.

- La dette de l'entreprise a été évaluée à USD 1 847 830 853,91 ventilée comme suit
  - Emprunts et dettes financières diverses : USD 1 418 816 906,49
  - Dettes fournisseurs d'investissements : USD 27 601 436,95
  - Dettes fournisseurs d'exploitation : USD 228 408 927,35
  - Dettes sociales : USD 10 908 868,65
  - Dettes fiscales : USD 122 421 226,82
  - Clients avances reçues : USD 55 914,51
  - Créiteurs divers : USD 14 753 808,14
  - Dettes trésorerie : USD 24 863 765,00

Par rapport à 2015 (USD 1 930 720 337 ) et 2012 (USD 1 365 804 048), il se dégage respectivement une baisse de 4,29 % et un accroissement de 0,36 %.

- La Marge Brute de l'Autofinancement s'est chiffrée à USD 437 592 570, soit une baisse de 18,04 % par rapport à la réalisation de 2015 (USD 533 880 398) et un accroissement de 14,48 % par rapport à celle réalisée en 2012 (USD 382 242 330).
- La trésorerie nette a affiché un solde de USD 94 896 711,77. Par rapport à celle enregistré en 2015 (USD 90 388 855,53) et 2012 (USD 47 233 684,28), il se dégage un accroissement respectivement de 4,99 % et de 100,91 %.



## **ANALYSE DES RESULTATS GLOBAUX**

1. Bilan d'énergie
2. Bilan commercial
3. Indicateurs de performance
4. Chiffres caractéristiques

## BILAN D'ENERGIE 2016

DESIGNATION	INDICATEURS	REALISATIONS 2015 (1)	PREVISIONS 2016 (2)	REALISATIONS 2016 (3)	ECART %	
					4= (3)/(2)*100-100	(5)= (3)/(1)*100-100
PRODUCTION	<b>Puissance disponible moyenne (MW)</b>	<b>1 021,910</b>	<b>1 085,90</b>	<b>1 014,41</b>	<b>-6,58%</b>	<b>-0,73%</b>
	- Hydro	1 018,00	1 077,57	1 010,87	-6,19%	-0,70%
	- Thermique	3,910	8,33	3,54	-57,46%	-9,37%
	<b>Production brute totale (GWh)</b>	<b>8 929,801</b>	<b>9 490,061</b>	<b>8 889,094</b>	<b>-6,33%</b>	<b>-0,46%</b>
	-hydroélectrique	8 919,211	9 467,311	8 879,452	-6,21%	-0,45%
	-thermique	10,590	22,750	9,642	-57,62%	-8,95%
TRANSPORT	<b>Energie reçue (GWh)</b>	<b>9 726,873</b>	<b>10 218,463</b>	<b>9 435,173</b>	<b>-7,67%</b>	<b>-3,00%</b>
	Production	8 668,135	9 340,666	8 656,784	-7,32%	-0,13%
	Import	1 058,738	877,797	778,389	-11,32%	-26,48%
	<b>Energie livrée</b>	<b>8 791,971</b>	<b>9 249,122</b>	<b>8 588,452</b>	<b>-7,14%</b>	<b>-2,31%</b>
	Auxiliaires	24,774	23,327	26,878	15,22%	15,22%
	Clientèle HT	4 064,572	4 186,311	3 630,573	-13,28%	-10,68%
	Distribution	4 665,221	5 001,134	4 880,764	-2,41%	4,62%
	Export	37,404	38,350	50,237	31,00%	34,31%
	Rendement du transport	90,39%	90,51%	<b>91,03%</b>	0,57%	0,71%
DISTRIBUTION	<b>Energie reçue (GWh)</b>	<b>4 848,871</b>	<b>5 230,719</b>	<b>5 051,360</b>	<b>-3,43%</b>	<b>4,18%</b>
	-Transport	<b>4 649,889</b>	5 001,134	4 880,764	-2,41%	4,97%
	-Production hydro isolée	188,414	212,255	160,971	0,00%	-14,57%
	-Production thermique	10,568	17,330	9,625	-44,46%	-8,92%
COMMERCIAL	<b>Ventes énergie totale en GWh</b>	<b>7 559,457</b>	<b>8 661,590</b>	<b>6 951,236</b>	<b>-19,75%</b>	<b>-8,05%</b>
	HT	<b>4 061,469</b>	<b>4 876,733</b>	<b>3 661,171</b>	<b>-24,93%</b>	<b>-9,86%</b>
	MT	1 255,326	1 050,069	958,929	-8,68%	-23,61%
	BT	2 184,414	2 344,771	1 914,027	-18,37%	-12,38%
	Export	58,248	66,220	65,343	-1,32%	12,18%
	Etat		323,797	351,766	8,64%	

Le bilan des énergies montre une baisse de la production locale et une diminution des importations qui a impacté de manière significative les ventes aux clients HT.

Au niveau de la distribution, une amélioration de la livraison en distribution. En distribution (MT et BT), les ventes ont été perturbées par les effets de gêne technique dû principalement à l'intensification du délestage.

## BILAN D'ACTIVITES COMMERCIALES

DESIGNATION	INDICATEURS	REALISATIONS 2015 (1)	PREVISIONS 2016 (2)	REALISATIONS 2016 (3)	ECART %	
					(4)= (3)/(2)*100-100	(5)= (4)/(1)*100-100
<b>COMMERCIAL</b>	<b>Ventes énergie en USD</b>	<i>659 667 305</i>	<i>656 033 717</i>	<i>605 406 943</i>	<b>-7,72%</b>	<b>-8,23%</b>
	<b>Recettes globales</b>	<i>455 339 470</i>	<i>574 256 914</i>	<i>493 143 531</i>	-14,12%	8,30%
	- <b>Recettes sur facturation</b>	<i>403 877 151</i>	<i>477 744 919</i>	<i>393 944 895</i>	-17,54%	-2,46%
	- <b>Recettes sur arriérés</b>	<i>51 462 319</i>	<i>96 511 995</i>	<i>99 198 636</i>	2,78%	92,76%
	<b>Taux de recouvrement Global</b>	<i>69,03%</i>	<i>87,53%</i>	<i>81,46%</i>	-6,94%	18,01%
	<b>Taux de recouvrement/facturation</b>	<i>61,22%</i>	<i>72,82%</i>	<i>65,07%</i>	-10,65%	6,28%

## INDICATEURS DE PERFORMANCE

DESIGNATION		REAL. 2015 (1)	PREV. 2016 (2)	REAL. 2016 (3)	ECARTS %	
					$4=(3)/(2)*100-100$	$(5)=(3)/(1)*100-100$
<b>PRODUCTION</b>	Taux groupes en service centrales hydro	62,75%	64%	68,62%	6,74%	9,35%
	Taux groupes en service centrales thermiques	44,12%	48%	44,19%	-7,94%	0,16%
	Taux de disponibilité de puissance en Hydro	42,13%	44,58%	41,82%	-6,19%	-0,74%
	Taux de disponibilité de puissance en thermique	13,48%	12,72%	12,29%	-3,38%	-8,83%
<b>TRANSPORT</b>	Rendement	90,39%	90,73%	91,02%	0,32%	0,70%
	Taux de disponibilité de tfos HT	97,00%	98,00%	97,00%	98,98%	8,34%
	Nombre Défauts lignes aux 100 Km	7,53	4	7,73	93,25%	2,66%
	Nombre Défauts Postes	54		66		22,22%
<b>DISTRIBUTION</b>						
<b>DISTRIBUTION A KINSHASA</b>	Taux de transformateurs MT/MT en service	94,90%	97,44%	95,00%	-2,50%	0,11%
	Taux de cabines MT/BT en service	99,87%	100%	100,00%	0,00%	0,13%
	Nombre moyen d'interruptions MT aux 100 Km	212	80	203	153,75%	-4,25%
	Nombre moyen d'interruptions BT aux 100 Km	196	113	163	44,25%	-16,84%
	Durée moyenne d'interruption MT	4,5	3	7,12	137,33%	58,22%
	Durée moyenne d'interruption BT	2,6	1	4,66	366,00%	79,23%
	Nombre de cabines sous régime de délestage régulier	367	261	373	42,91%	1,63%
<b>DISTRIBUTION EN PROVINCES</b>	Taux de transformateurs MT/MT en service	80,56%	86,11%	80,56%	-6,45%	0,00%
	Taux de cabines MT/BT en service	94,23%	96,21%	90,65%	-5,78%	-3,80%
	Nombre moyen d'interruptions MT aux 100 Km	471	163	463	184,05%	-1,70%
	Nombre moyen d'interruptions BT aux 100 Km	954	335	1106	230,15%	15,93%
	Durée moyenne d'interruption MT	4,04	3,62	4,19	15,75%	3,71%
	Durée moyenne d'interruption BT	11,95	10,11	11,03	9,10%	-7,70%
	Nombre de cabines sous régime de délestage régulier	370	290	364	25,52%	-1,62%
<b>COMMERCIAL</b>	Taux de facturation de clients	74,99%	100%	73,55%	-26,45%	-1,92%
	Taux de recouvrement sur facturation (1)	61,22%	72,82%	65,07%	-10,65%	106,29%
	Taux de recouvrement global (2)	69%	87,53%	81,46%	-6,94%	18,05%
<b>RESSOURCES HUMAINES</b>	Ratio clients facturés/ agents	89	138	94	-32,01%	5,41%
	Ratio MWh vendus/agents	1077	1 308	1 026	-21,55%	-4,72%

(1) Il s'agit du recouvrement sur la facture émise dans la période

(2) Ce taux intègre également le recouvrement sur arriérés des factures anciennes

Le tableau ci-dessus reprend un certain nombre d'indicateurs de performance des activités opérationnelles.

- En production, le taux moyen de disponibilité de puissance qui donne la puissance moyenne dont a disposé l'entreprise pour produire l'énergie. Comparé aux entreprises du



secteur en Afrique, ce taux paraît faible. Mais, le vaste programme de réhabilitation des machines en cours d'exécution permettra, d'ici fin 2018, un retour vers un niveau des performances plus meilleur.

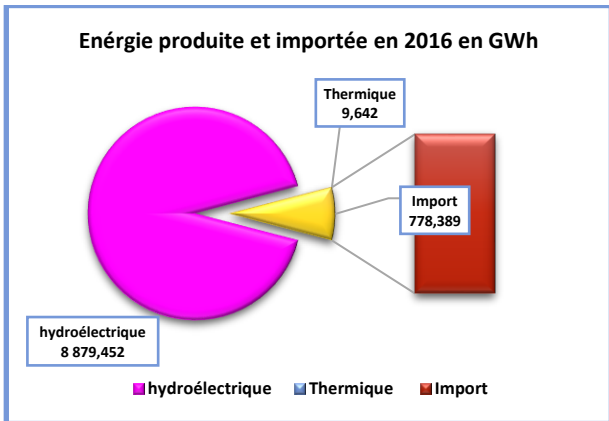
- Au transport,
  - le rendement de transport a été de 91,02%. Un programme de placement des compteurs est actuellement en cours et les premières simulations semblent indiquer que le taux de perte se placerait autour de 5%.
  - Taux de disponibilité des transformateurs HT, défauts lignes et postes : ces indicateurs ne traduisent pas de manière efficace le niveau de la qualité des services. Ils devraient être complétés par le temps équivalent de coupure qui permet de prendre en compte l'importance du volume des énergies non distribuées.
- En distribution, il est retenu les indicateurs ci-après : taux de transformateurs MT/MT en service, taux de cabines MT/BT en service, nombre moyen d'interruption MT aux 100km, nombre moyen d'interruption BT aux 100km et nombre de cabines sous régime de délestage.

Compte tenu du fait que SNEL est en déficit permanent d'énergie, ces indicateurs ont été calculés uniquement sur la base de la demande contrainte et ne peuvent, en aucune façon, traduire la couverture de la demande réelle.

## CHIFFRES CARACTERISTIQUES

LIBELLE	2015 (1)	2016 (2)	Ecart (3)= (2)-(1)/(1) %
<b>1. Puissance installée (MW)</b>	2 445,46	2445,77	0,00
- Hydraulique(1)	2416,98	2416,98	0
- Thermique	28,48	28,48	0
<b>2. Puissance disponible moy (MW)</b>	1021,91	1 014,41	-0,73%
- Hydraulique	1018	1 010,87	-0,70%
- Thermique	3,91	3,54	-9,37%
<b>2. Production brute (MWh)</b>	<b>8 929,801</b>	<b>8 889,094</b>	<b>-0,46%</b>
- Hydraulique	8 919,211	8 879,452	-0,45%
- Thermique	10,590	9,642	-8,95%
<b>3. Ventes énergie (GWh)</b>	7 559,458	6 951,236	-8,04%
<b>4. Nombre Clients facturés</b>	622 210	635 532	2,14%
<b>5. Chiffre d'affaires (KUSD)</b>	659 667	605 407	-8,23%
<b>6. Transport d'énergie :</b>			
• Longueur lignes S/intercon. + isolé (km) :	6 215,20	6 771,21	8,95%
- 500 kV (THTCC)	1 774,00	1 774,00	0,00%
- 400 kV (THCA)	-	253,00	100,00%
- 220 kV (HTCA)	2 071,00	2 374,01	14,63%
- 132 kV (HTCA)	328,50	328,50	0,00%
- 110-120 kV(HTCA)	1 287,40	1 287,40	0,00%
- 66-70 kV (HTCA)	581,00	581,00	0,00%
- 50-55 kV (HTCA)	173,30	173,30	0,00%
<b>7. Distribution d'énergie</b>			
□ <b>Nombre Cabines MT/BT :</b>	<b>4 033</b>	<b>4 147</b>	2,83%
- SNEL	2 237	2 300	2,82%
- MIXTES	63	62,00	-1,59%
- PRIVEES	1 469	1 521	3,54%
- ETAT	264	264,00	0
□ <b>Longueur réseaux (km)</b>	<b>17 771,85</b>	<b>17 894,44</b>	0,69%
- Réseau BT	13 233,42	13 469,92	1,79%
- Réseau MT	4 538,43	4 424,52	-2,51%
<b>8. Effectif du Personnel</b>	<b>7 018</b>	<b>6 774</b>	<b>-3,48%</b>
- Cadres de Direction	311	345	10,93%
- Cadres de Collaboration	1 165	1 241	6,52%
- Maîtrise	2 190	2 079	-5,07%
- Exécution	3 310	3 109	-6,07%

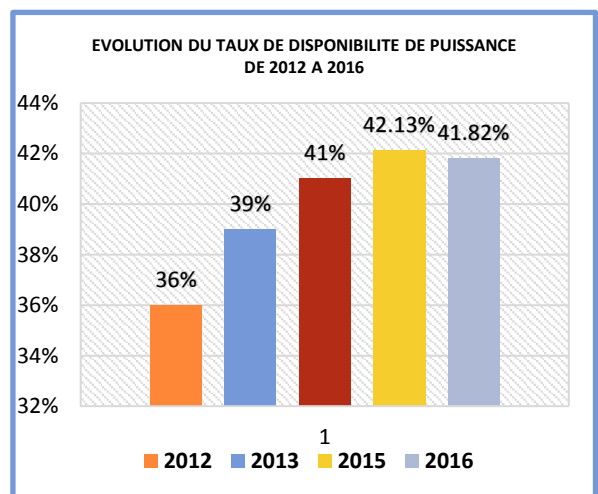
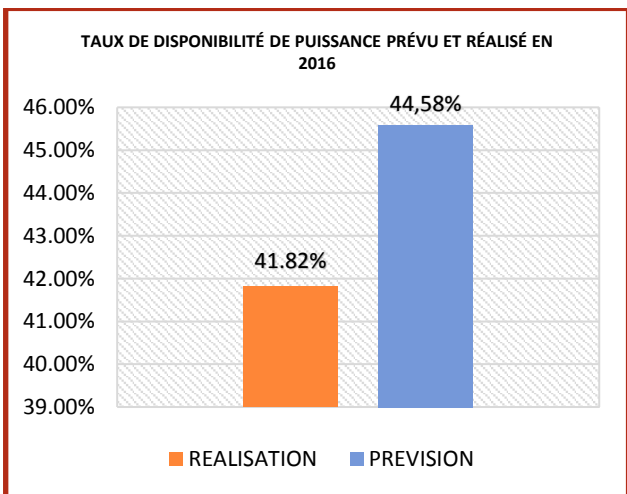
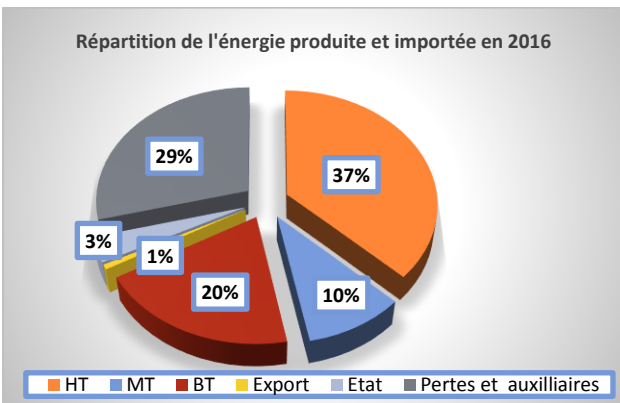
Les graphiques ci - dessous montrent le comportement des chiffres caractéristiques et des indicateurs de performances en 2016 au regard des objectifs fixés ainsi que leur évolution de 2012 à 2016.

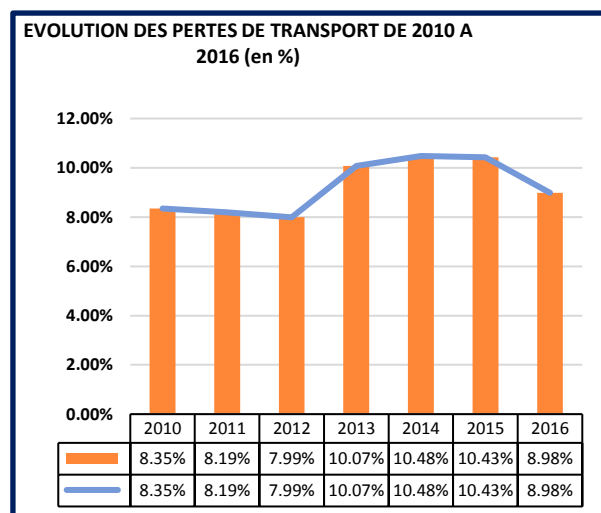
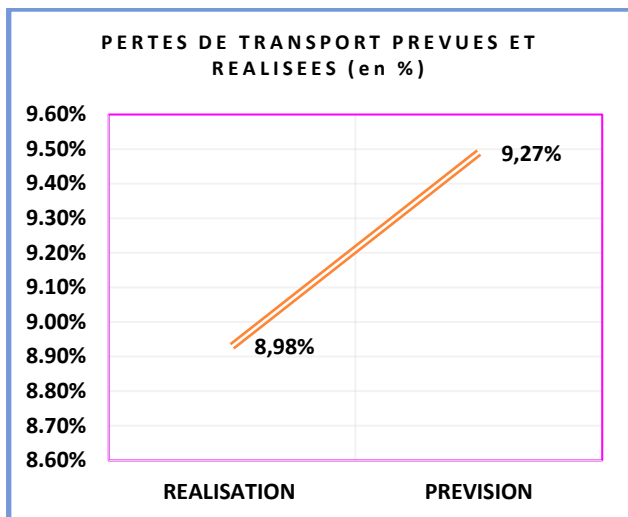


En 2016, l'énergie produite et importée s'est chiffrée à 9 667,779 GWh ventilée comme suit:

- production hydro: 8 879,452 GWh, production thermique: 9,642 GWh ;
- l'énergie importée : 778,389 GWh.

Cette énergie a été consommée de manière suivante : HT : 37%, MT : 10%, BT : 20%, Export : 1%, Etat : 3% et Pertes (consommation des auxiliaires y comprise, suite au manque de mesure fiable) : 29%.





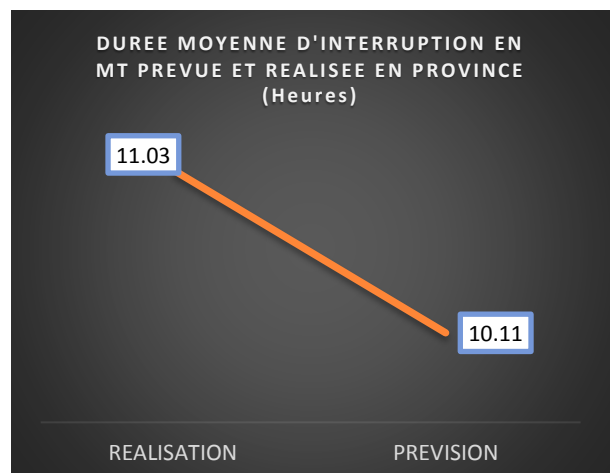
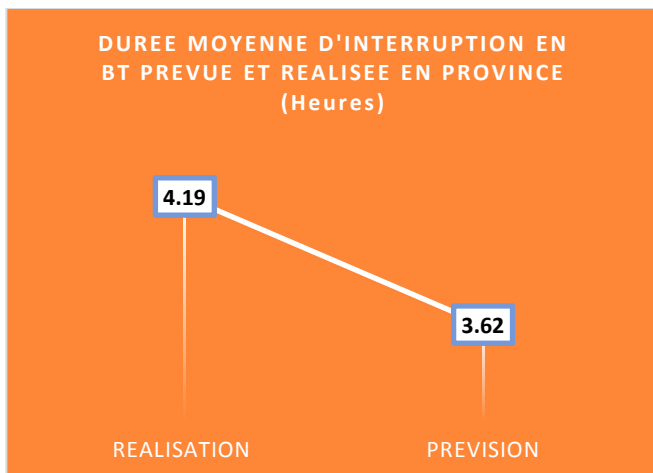
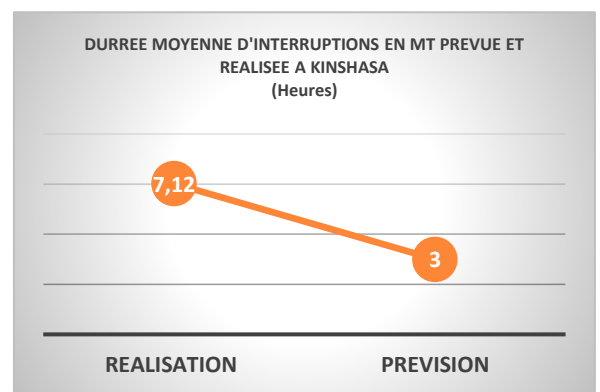
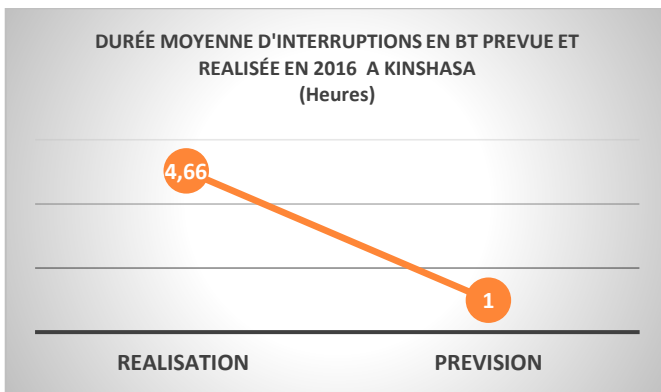
En 2016 :

- La longueur des lignes de transport d'énergie a connu une augmentation de 8,95%, soit 556,01 Km justifiée par :
  - la mise en service de la 2<sup>ème</sup> ligne Inga - Kinshasa. Longue de 276 km dont 253 km en 400 kV et 23 en 220 kV, elle est exploitée provisoirement en 220 kV en attendant la construction de deux postes ;
  - et de 303,01 Km en 220 kV (HTCA).
- Les pertes d'énergie enregistrées au niveau de transport ont affiché 8,98% contre les prévisions de l'ordre de 9,27%, soit un écart négatif de 3,13% traduisant ainsi une performance, justifiée par la mise en service des nouvelles lignes et de nouveaux équipements dans les postes et stations de conversion.

Par rapport à 2015 où elles étaient évaluées à 9,61%, il s'observe une amélioration.

- Les défauts ligne aux 100 Km se situent à 7,73 alors que l'objectif était de les réduire à 4, soit un écart négatif de 93,25% observé principalement au réseau Sud sur la liaison THTCC suite :
  - au démarrage tardif des travaux de la campagne de débroussaillage des plate-formes des lignes dû à la nouvelle politique SNEL interdisant le versement d'acompte aux contractants pour l'exécution des travaux ;
  - à la recrudescence de vol des conducteurs en cuivre par des inciviques.

Par rapport à 2015, la situation est restée presque la même.



En 2016 :

- Le taux de transformateurs MT/MT en service à Kinshasa se situe à 95% contre 97,44% prévu, soit un écart négatif de 2,50% suite à l'indisponibilité de 2 tfos de 30 MVA, dont un pour la Sous Station Dévinière et un autre pour le Centre des Affaires.

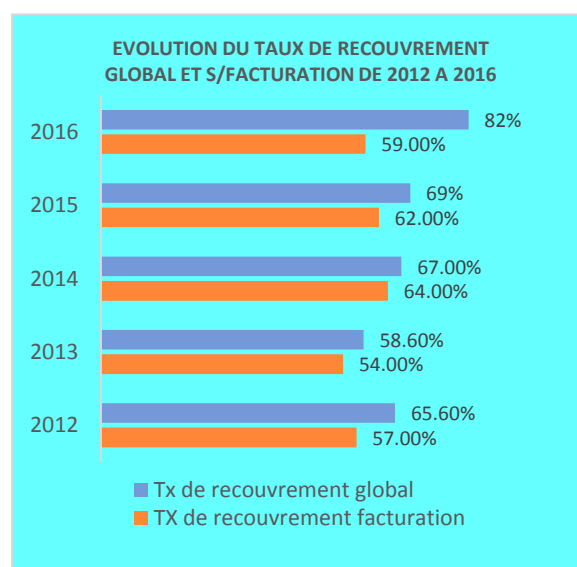
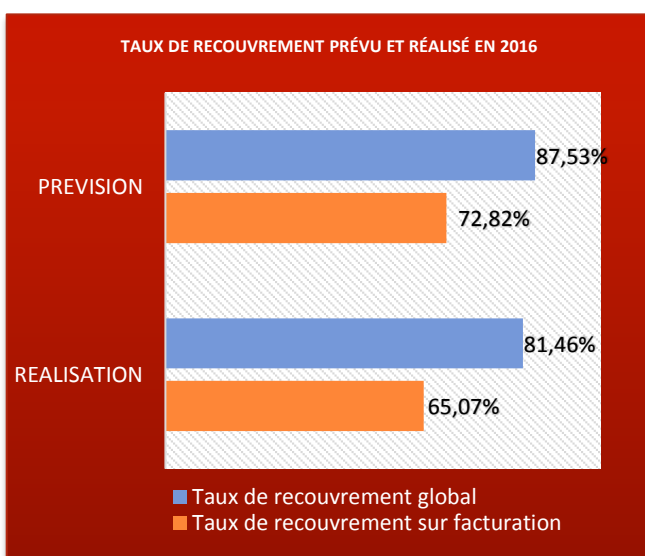
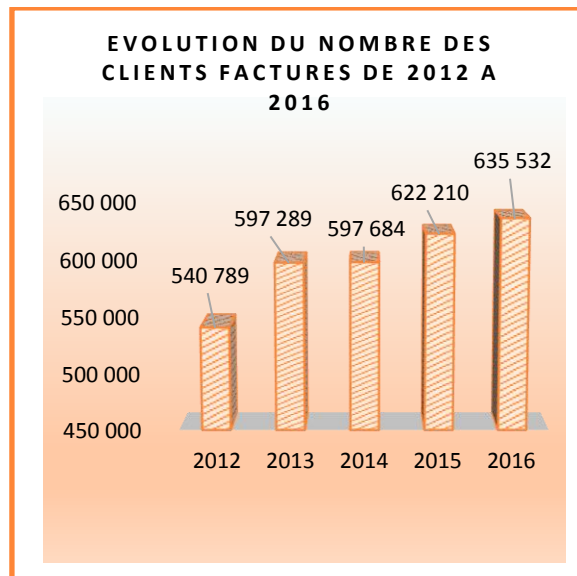
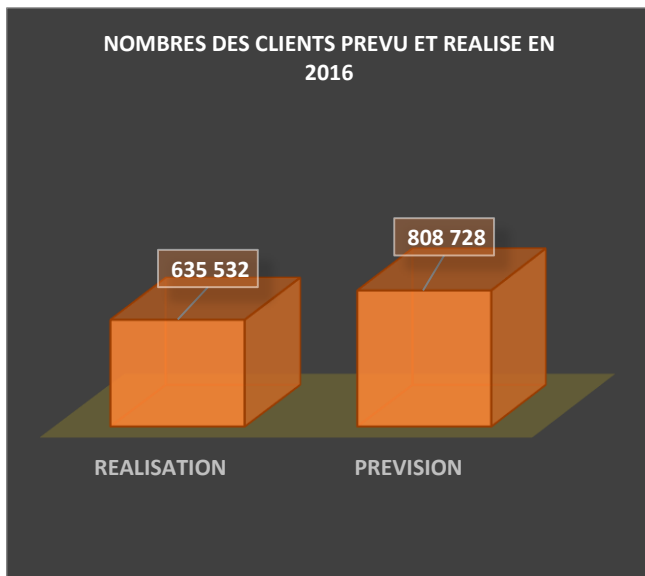
Par rapport à 2015, il a connu un accroissement de 0,11% justifié par le placement d'un tfo de 30/20/15 MVA à la sous - station MASINA.

En province, ce taux a affiché 80,56% contre 86,11%, soit un écart négatif de 6,45% dû à la non mise en service de 2 tfos prévus : PP5 Tfo 6,6/15/5 MVA (Province Orientale) et Tfo 6,6/15/10 MVA (Kasaï Oriental).

En 2015, ce taux se situait à 95,77%, soit une baisse de 3,33% justifiée par la non prise en compte de 2 tfos HT de Gbadolite.

Le taux de disponibilité des cabines MT/BT à Kinshasa s'est chiffré à 100% tandis qu'en Provinces, il se situe à 90,65% contre 96,21%, soit un écart négatif de 5,78% justifié principalement par la non mise en service des cabines prévues, suite à la précarité de la trésorerie. Par rapport à 2015, il se dégage une baisse de 5,75%, soit 9 cabines de moins dues principalement aux avaries.

- Les objectifs relatifs à la réduction de la durée moyenne d'interruptions en MT et en BT, tant à Kinshasa qu'en Provinces, n'ont pas été atteints. La qualité de service rendu à la clientèle ne s'est pas améliorée suite à la recrudescence des interruptions, dont la cause majeure est la vétusté des équipements du réseau et leur surcharge.



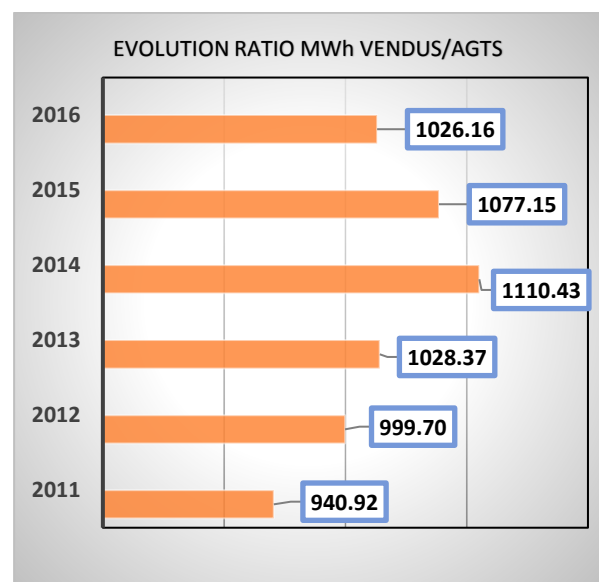
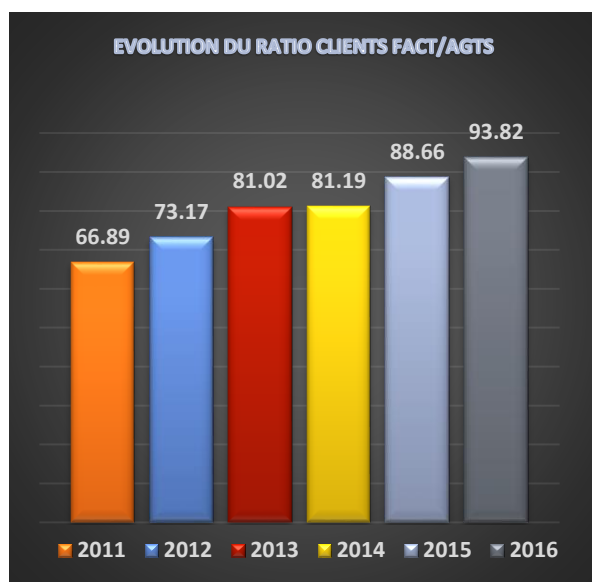
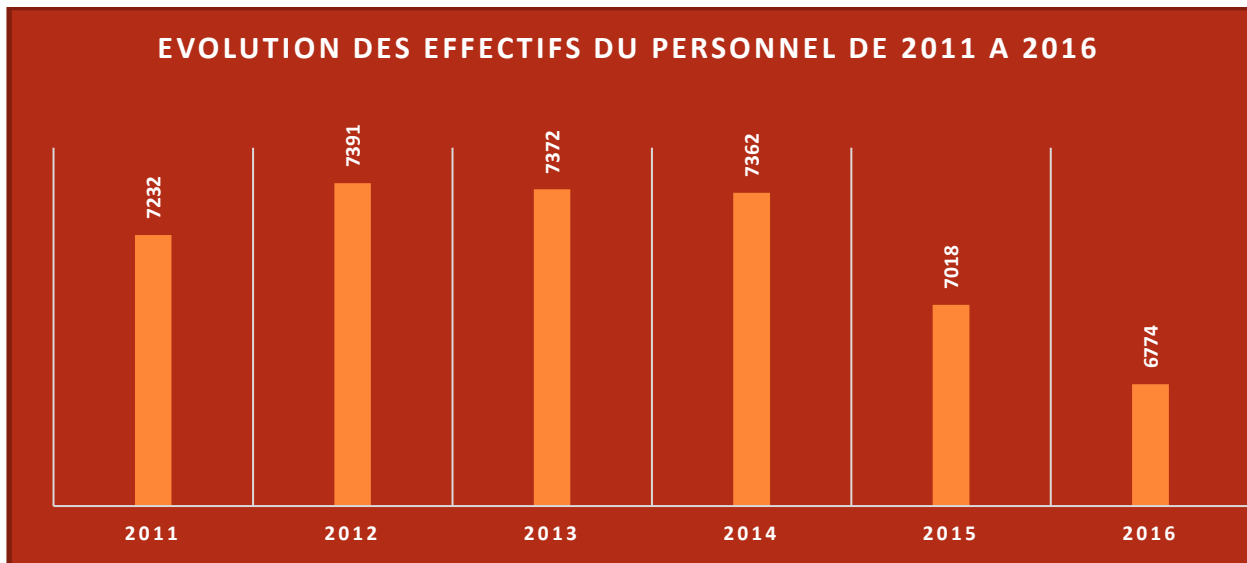
-+

Les indicateurs commerciaux renseignent qu'en 2016 :

- Le nombre des clients facturés s'est élevé à 635 532 contre 808 728 prévus, soit un écart négatif de 21,42%. Par rapport à l'année 2015 où il était enregistré 622 210 clients, il se dégage un accroissement de 2,1% suite aux opérations d'identification et de prise en charge des consommateurs non gérés de l'énergie électrique ainsi que la révisitation des Points Alimentés (PA) longtemps inactifs et non facturés.

De 2012 à 2016, il s'observe un accroissement moyen annuel de 6,31%.

- Le taux de recouvrement global s'est élevé à 81,46% contre 87,53% prévu, soit un écart négatif de 6,94%.
- De 2012 à 2016, le taux de recouvrement global a connu un accroissement de 25%. Tandis que celui sur facturation s'est accru de 3,5%.



En 2016, le ratio clients facturés/agents a affiché 94. Il s'est apprécié par rapport à 2015 où il se situait à 89. Cette amélioration est consécutive principalement à la diminution des effectifs du personnel suite à la mesure gouvernementale du gel d'embauche.

Par contre, le ratio MWh vendus/Agents de l'ordre de 1 026,16 s'est déprécié par rapport à 2015 (1 077,15) expliqué principalement par la baisse de 8,23% de volume de l'énergie vendue.



## **ANALYSE DES RESULTATS OPERATIONNELS**

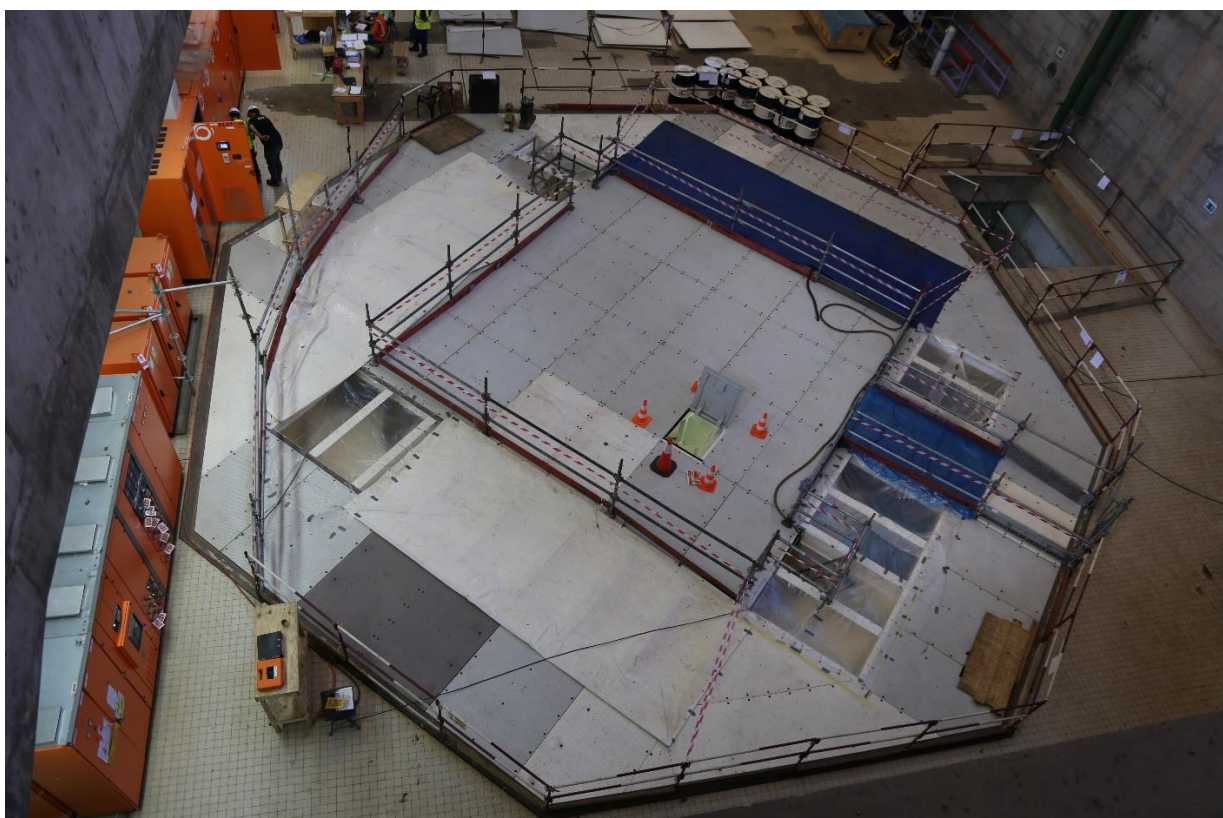
- 1. PRODUCTION DE L'ELECTRIVITE**
- 2. TRANSPORT DE L'ELECTRICITE**
- 3. DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE**
- 4. PROGRAMME D'EQUIPEMENT**
- 5. COMMERCIALISATION DE L'ELECTRICITE**

## PRODUCTION DE L'ELECTRICITE

### EVOLUTION DU PARC DE PRODUCTION

La puissance disponible moyenne a enregistré un écart négatif de 7,04% par rapport aux prévisions et une baisse de 0,73% par rapport à l'année 2015.

Ce résultat a été influencé principalement par les raisons précédemment évoquées. Il s'agit : du non-retour au réseau des groupes prévus, du retard enregistré dans la remise en service des groupes en réparation, des pertes dues aux incidents et à la limitation des charges.

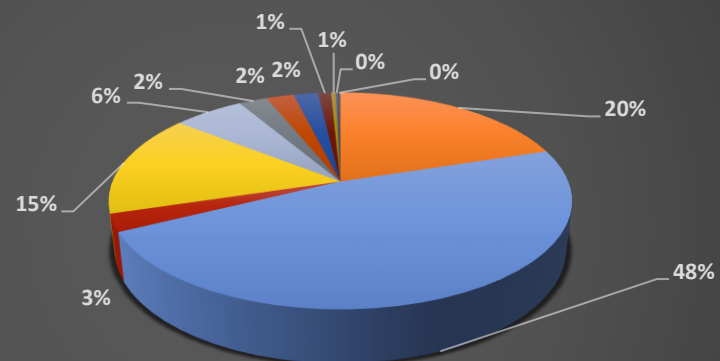


**Réhabilitation et modernisation en cours du groupe 21 de la Centrale Inga 2**

Par parc de production, ce résultat se présente comme suit :

RESEAU	CENTRALE	Année de mise en service	Groupes installés	Groupes en service	Puissance installée (MW)	PUISSANCE MOYENNE DISPONIBLE (MW)					PRODUCTION BRUTE (MWh)				
						Réalisation 2015 (1)	Prévision 2016 (2)	Réalisation 2016 (3)	Ecart en %		Réalisation 2015 (6)	Prévision 2016 (7)	Réalisation 2016 (8)	Ecart en %	
									4=(3)/(2)*100-100	(5)=(3)/(1)*100-100				9=(8)/(7)*100-100	10=(8)/(6)*100-100
OUEST	INGA 1	1972-1974	6	5	351,00	186,01	184,2165	203,24	10,33%	9,26%	1 629 406,03	1 621 021,87	1 785 229,00	10,13%	9,56%
	INGA 2	1981-1982	8	5	1424,00	485,33	546,0923	480,985	-11,92%	-0,90%	4 251 464,00	4 803 472,69	4 224 970,00	-12,04%	-0,62%
	ZONGO	1955-1965	5	2	75,00	26,66	28,1846	26,485	-6,03%	-0,66%	233 499,10	247 999,45	232 644,00	-6,19%	-0,37%
SUD	NSEKE	1956-1957	4	3	260,00	168,30	148,2440	154,85	-104,46%	-7,99%	1 474 270,11	1 304 361,29	1 360 211,98	4,28%	-7,74%
	NZILO	1953-1954	4	4	108,00	61,52	68,1387	59,06	86,68%	-4,00%	538 882,92	598 643,94	518 788,46	-13,34%	-3,73%
	M'SHA	1929-1954	6	3	68,04	26,03	34,1152	23,75	-30,38%	-8,76%	227 990,90	300 229,66	208 628,00	-30,51%	-8,49%
	KONI	1950	3	2	42,12	24,75	30,0343	23,18	-22,82%	-6,34%	216 787,30	264 279,68	203 575,00	-22,97%	-6,09%
EST	RUZIZI 1	1958-1972	4	4	29,80	17,70	13,4430	20,73	54,21%	17,12%	155 038,09	118 197,05	182 077,22	54,05%	17,44%
HYDRO ISOLES	TSHOPO	1959-1974	3	3	19,65	12,92	11,3299	10,77	-4,94%	-16,64%	113 183,10	99 643,53	94 580,10	-5,08%	-16,44%
	MOBAYI MBONGO	1989	2	1	11,37	2,07	2,3118	3,77	63,08%	82,13%	44 199,73	20 338,35	33 128,51	62,89%	-25,05%
	BENDERA	1959	3	1	17,20	5,05	7,9785	1,25	-84,33%	-75,25%	18 151,10	70 184,58	10 984,25	-84,35%	-39,48%
	KILUBI	1954	3	2	10,80	1,87	3,4799	2,8	-19,54%	49,73%	16 338,40	30 606,35	24 634,60	-19,51%	50,78%
<b>TOTAL HYDRO</b>			<b>51</b>	<b>35</b>	<b>2416,98</b>	<b>1 018,21</b>	<b>1 077,57</b>	<b>1 010,87</b>	<b>-6,19%</b>	<b>3,97%</b>	<b>8 919 210,78</b>	<b>9 478 978,43</b>	<b>8 879 451,12</b>	<b>-6,32%</b>	<b>-0,45%</b>

REPARTION DE LA PRODUCTION BRUTE PAR CENTRALE EN 2016 (%)



■ INGA 1 
 ■ INGA 2 
 ■ ZONGO 
 ■ NSEKE 
 ■ NZILO 
 ■ M'SHA 
 ■ KONI 
 ■ RUZIZI 1 
 ■ TSHOPO 
 ■ MOBAYI MBONGO 
 ■ BENDERA 
 ■ KILUBI

Par centrale, les résultats de production se présentent comme suit:

Excepté les centrales Inga 1 et Ruzizi 1, toutes les autres ont affiché un écart négatif par rapport aux prévisions et une baisse par rapport à l'année 2015, justifiée principalement par les mêmes raisons ayant influencé le résultat global.

La centrale Inga 1 a affiché 10,13% de plus par rapport aux prévisions et un accroissement de 9,56% par rapport à l'année 2015. Ceci résulte du retrait tardif du groupe 11 du réseau au regard du planning de réhabilitation des groupes dans le cadre du projet PMEDE.

La centrale Ruzizi 1; 54,05% de plus par rapport aux prévisions et 17,44% d'accroissement par rapport à l'année 2015, justifié par la bonne gestion du lac et des travaux de maintenance des groupes.

Quant aux dragues, il sied de noter que toutes les trois (Italdraghe, Bagema et Idreco) ont fonctionné respectivement pendant 1 344,8; 3 942,83 et 4 780,25 heures et ont évacué 280 225,96 m<sup>3</sup>; 1 860 967 m<sup>3</sup> et 1 544 912,41 m<sup>3</sup> des sédiments contre 709 496 m<sup>3</sup>, 2 216 678 m<sup>3</sup> et 2 472 088 m<sup>3</sup> des sédiments évacués en 2015, soit une baisse totale de 32% suite à quelques indisponibilités dues aux travaux de leur reconditionnement et entretien.

Cependant, quelques incidents ont affecté les performances en production, dont les plus significatifs sont :

- arrêt du groupe 26 de la centrale Inga 2, du 06 janvier au 27 mars 2016, suite à la défectuosité du tableau d'excitation ;
- arrêt du groupe 1 de la centrale Zongo 1, du 30 novembre 2016 au 03 janvier 2017, suite au grippage du palier inférieur alternatif, causé par la défectuosité de l'électropompe principal à huile et non reprise automatique de l'électropompe de secours ;
- indisponibilité du groupe 2 de la centrale Kilubi depuis le 30 octobre 2016 suite au grippage du palier intermédiaire de l'alternateur ;
- arrêt du groupe 1 de la centrale de Mobayi - Mbongo du 28 mars au 15 juillet 2016, suite aux deux enroulements en court - circuit ;
- arrêt du groupe 3 de la centrale de Tshopo, du 29 janvier au 11 mars 2016, après réparation de la porte d'aspirateur ;
- arrêt de la drague BAGEMA, du 24 octobre au 08 novembre 2016 suite à un défaut de câble marin 15 kV de la tuyauterie de refoulement.

Toutefois, pour maintenir l'activité et assurer la continuité de production, plusieurs initiatives ont été prises à savoir :

## **PRODUCTION OUEST**

- Remise en service du groupe 15 de la centrale Inga 1, le 07/12/2016 après sa réhabilitation par le groupement VOITH-ELECNOR dans le cadre du projet PMEDE ;
- Remise en service du groupe 24 de la centrale Inga 2, le 13/09/2016, après travaux de réparation de la pivoterie et de l'alternateur par SNEL.

## PRODUCTION SUD

- Remise en service du groupe 1 de la centrale de Mwadingusha, le 06/09/2016, après travaux de réhabilitation. Ce groupe a été immobilisé depuis 2001.

## CENTRALES ISOLEES

- Remise en service du groupe 1 de la centrale de Tshopo, le 12/09/2016, après travaux de reconditionnement de la vanne de tête et de culottage de câble en acier en panne depuis le 10/05/2016 ;
- Remise en service du groupe 2 de la centrale de Bendera, le 26/10/2016, après les travaux de réparation de l'alternateur ;
- Remise en service du groupe 1 de la centrale de Mobayi, le 19/12/2016 après les travaux de réparation de l'alternateur.

## PARC DE PRODUCTION THERMIQUE

ITEM	LIBELLE	REAL. 2015 (1)	PREV. 2016 (2)	REAL. 2016 (3)	Ecart en %	
					$4=(3)/(2)*100-100$	$5=(3)/(1)*100-100$
1	Nombre de groupes installés	68	68	69	1,47%	1,47%
2	Nombre de groupes disponibles	30	36	31	-11,11%	6,67%
3	Taux de disponibilité de groupes	44,12%	52,94%	44,92%	46,38%	5,12%
4	Puissance installée (MW)	28,786	30,786	28,79	-6,50%	0,00%
5	Puissance moyenne disponible (MW)	3,69	8,33	3,49	-58,10%	-5,42%
6	Taux de disponibilité de puissance	12,82%	27,06%	12,12%	-55,19%	-5,42%
7	Production brute en MWh	10 589,661	22 749,610	9 641,95	-57,62%	<b>-8,95%</b>
8	Production nette en MWh	10 565,771	22 704,110	9 625,41	-57,61%	<b>-8,90%</b>
9	Energie reçue des tiers (MWh)	8 156,000	-	8 701,00		
10	Energie totale livrée au réseau (MWh)	18 721,771	22 704,110	18 326,41	-19,28%	<b>-2,11%</b>

Dans le secteur thermique, le résultat reste faible suite au manque de gasoil pour faire fonctionner les groupes.

### Les initiatives ci-après ont été réalisées dans les centres thermiques :

- Réparation du groupe Volvo PENTA de 500 kVA de Gemena, en arrêt depuis 2009 ;
- Réparation du groupe Cummins 220 kVA de Kenge, en arrêt depuis 2015 ;
- Installation et mise en service du groupe de secours Perkins de 500 kVA à Inga.

## PERSPECTIVES DE PRODUCTION

Dans le secteur hydro interconnecté :

- Poursuite du programme de réhabilitation des groupes dans le cadre du projet PMEDE :
  - Groupe 14 d'Inga 1 (55 MW), dont la mise en service est prévue en avril 2017 ;
  - Groupe 11 d'Inga 1 (55 MW) ;
  - Groupes 21 et 22 d'Inga 2 (160 MW par groupe). Le retour respectif est prévu en mai et juin 2017.





**Travaux en cours de réhabilitation et modernisation du groupe 22 de la Centrale Inga 2, sur financement de la Banque Mondiale**

- **Projet FRIPT :**
  - Poursuite des travaux de réhabilitation du groupe 27 d'Inga 2 d'une puissance de 160 MW;
  - Fiabilisation du groupe 8 projeté après remise en service du groupe 7.
- **Projet TFM :**
  - Poursuite des travaux de réhabilitation du groupe 1 de la centrale de NSEKE.
  - Poursuite des travaux de réhabilitation des groupes : groupe 3 de Koni, groupe 4 de Mwadingusha et groupe 3 de Nzilo.
  - Projet de construction de la nouvelle centrale hydroélectrique de ZONGO 2 avec 3 groupes d'une puissance de 50 MW chacun. Un groupe est attendu au réseau au mois de juillet 2017, les deux autres successivement après une période respective de deux mois.
  - La puissance moyenne attendue des machines, en fin de réhabilitation d'ici 2018, est de 860 MW.
  - Construction de la deuxième prise d'eau et du nouveau canal d'amenée à INGA.



**Construction de la deuxième prise d'eau à Inga, en vue du renforcement du débit dans le canal d'amenée d'eau vers les centrales Inga 1 et Inga 2**



**Groupe15 de la centrale Inga 1, complètement réhabilité et modernisé sur financement de la Banque Mondiale. En service depuis le mois de décembre 2016**

Dans le secteur thermique :

- réparation et révision du groupe électrogène Cat 500 kVA de Mbandaka ;
- réparation et mise en service du groupe ABC 3 BDXS 220 kVA de Kaniama ;
- installation et mise en service du groupe Cat à gaz de 2000 kVA de Muanda.



## TRANSPORT D'ELECTRICITE

Les réseaux de transport SNEL ont affiché globalement un rendement au-delà de l'objectif fixé, soit 91,02% contre 90,51%.

Par rapport à l'année 2015, il est enregistré une amélioration de 1,65%. Cette performance fait suite à la mise en service de la deuxième ligne Inga – Kinshasa, la réhabilitation des équipements des postes et stations de conversion à Inga et à Kolwezi, ainsi qu'à l'installation des instruments fiables de mesure dans tous les principaux nœuds du réseau.

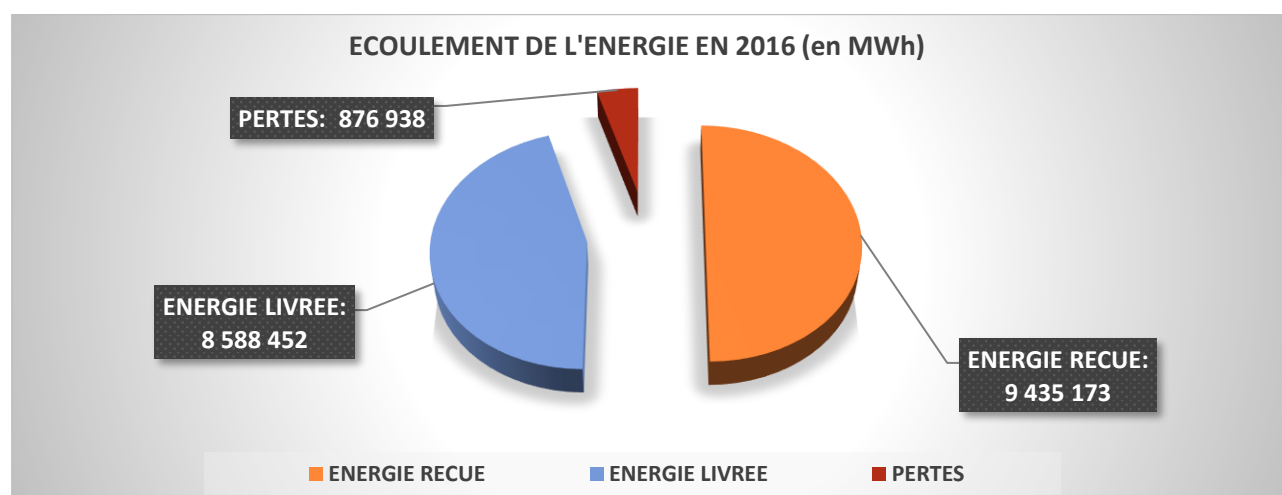
**Tableau 1. Indicateurs d'exploitation du Transport interconnecté**

ITEM	LIBELLE	REAL.2 015	PREV.2016	REAL.2 016
A	Energie reçue (en MWh)*	9 726 873	10 218 463	9 435 173
	Production	8 668 135	9 340 666	8 656 784
	Import	1 058 738	877 797	778 389
B	Energie livrée (en MWh)*	8 791 971	9 249 122	8 588 453
C	Rendement	90,39%	90,51%	91,03%
C = (A-B)/A	Pertes de transport(%)	9,61%	9,49%	8,97%

*\*Les énergies reçues comprennent aussi l'import d'une valeur de 877 797MWh.L'export est inclus dans les énergies livrées à hauteur de 50 237MWh.*

Il sied de noter que :

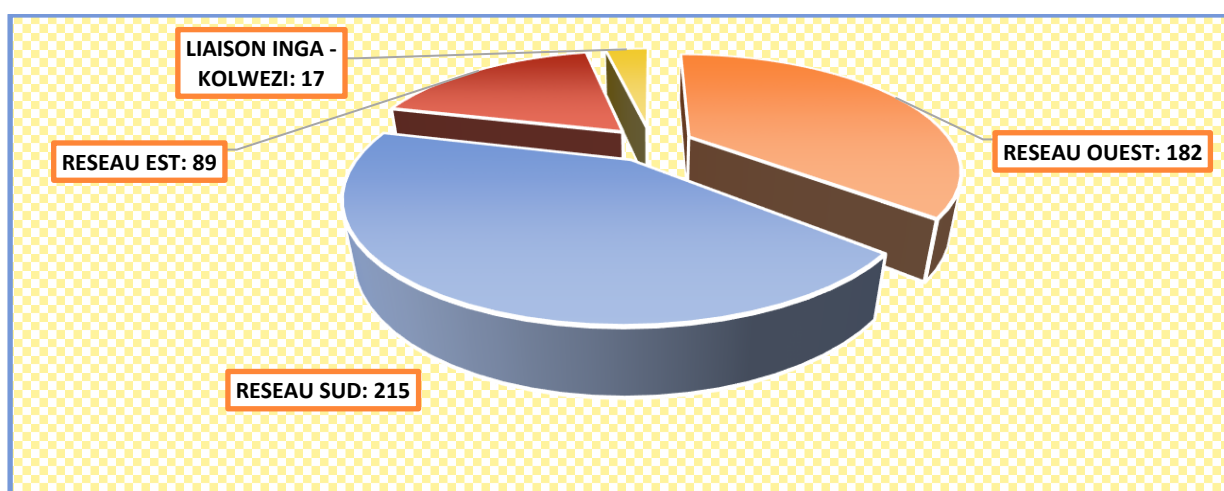
- l'export de l'énergie vers les réseaux de transport des pays voisins (BURUNDI, R WANDA, ENERCA et ANGOLA) est passé de 37 404 MWh, en 2015, à 50 237 MWh en 2016, soit une augmentation de 34,30 % expliquée principalement par l'accroissement de la production observé au parc Est (Ruzizi) ;
- l'import a, par contre, baissé de 25,06% par rapport à l'année 2015.



Cependant, quelques défauts ont été enregistrés au cours de l'exercice, dont la répartition par nature et par réseaux se présente comme suit :

Libellé	2015	2016	Variation
Nombre total de défauts	3 742	1 257	-66,14%
Défauts lignes	477	503	12,53%
Défauts lignes aux 100 km	7,53	7,73	2,66%
Défauts postes	54	66	22,22%
Autres types de défauts	3 211	688	-78,57%

La répartition des défauts par réseau est la suivante.



Parmi les incidents majeurs qui ont affecté les performances des réseaux de transport, les plus significatifs sont :

- écoulement du pylône 132 de la ligne 220 kV Kimwenza - Maluku suite au vol des cornières par des inciviques, ayant entraîné la mise à terre des conducteurs du terne n°2 ;
- vols récurrents des cornières et des conducteurs en cuivre de la ligne Mwadingusha-Shilatembo - Répartiteur Sud (RS) - Répartiteur Centre (RC) par des inciviques armés non autrement identifiés.

Pour assurer la continuité du transit d'énergie, les initiatives ci-après ont été prises au courant de l'exercice :

- mise en service du nouveau transformateur 132/15 kV - 30 MVA, acquis dans le cadre du projet PEMU de la REGIDESO, au poste de Mpozo ;
- mise en service du poste de sectionnement TOBAKETA de la ligne 220 kV Maluku - Bandundu en vue du raccordement du poste 220 kV de Bukangalonzo;
- mise en service, le 10 septembre 2016, de la nouvelle ligne 400 kV Inga - Kimwenza exploitée temporairement à la tension de 220 kV;
- maintenance annuelle des équipements des postes HT;
- installation des compteurs d'énergie dans tous les postes HT du réseau Ouest en vue de la comptabilisation des pertes et de l'évaluation du rendement du réseau;

- lutte antiérosive au pylône 159 de la ligne 70 kV Zongo-Gombe ;
- installation, dans le cadre du projet ALSTOM, des commutateurs PABX pour les communications par courants porteurs entre le dispatching HT de Gombe et le Poste de Dispersion d'Inga ;
- remplacement des bancs des batteries 48 Vcc type stationnaires par Alstom au poste de manœuvre de Selo et au shelter de Manzau pour l'alimentation des équipements de fibre optique ;
- remplacement des isolateurs cassés sur la ligne 132 kV Kintata - Boma et Kintata - Matadi ;
- débroussaillage des plates formes des lignes HTCA et THTCC de l'ensemble des réseaux de transport ;
- remplacement récurrent des conducteurs en cuivre volés par ceux en aluminium sur les axes de la ligne 120 kV Mwadingusha - Shilatembo ;
- remplacement de la chambre de coupure pôle jaune du disjoncteur 120 kV de la ligne RO au poste de Nzilo ;
- remplacement des isolateurs et manchonnage des brins cassés sur le fil de garde de la ligne 70 kV Kilubi - Kamina Base ;
- remplacement des cornières volées sur la ligne 120 kV Shilatembo - Répartiteur Sud (RS) dans les cantons proche de Kasapa ;
- montage d'un nouveau disjoncteur de marque ABB dans la travée du transfo 70/6,6 kV - 5,2 MVA au poste de KATANA à Bukavu ;
- poursuite des travaux de réhabilitation des machines synchrones n°1,2 et 3 de SCK par les contractants ABB et MARTHUNISEN ;
- montage de nouveaux transformateurs du convertisseur 21 dans les Stations de Conversion d'Inga et de Kolwezi par le contractant SEGELEC.



**Poste de Dispersion d'Inga**

## **PERSPECTIVES DE TRANSPORT**

- Poursuite de la construction des lignes de transport dans le réseau EST (GISENYI-GOMA-BUKAVU + 2 postes HT, fin travaux 2018) ;
- Remplacement de deux (2) transformateurs de 220/30/6,6 kV- 75 MVA par ceux de même capacité à Maluku;
- Remplacement d'un transformateur de 70/15kV-10 MVA au poste HT de Inkisi;
- Maintenance postes réseau Ouest, Sud, Est et compensateurs synchrones ;
- Débroussaillage des lignes THTCC et HTCA ;
- Réhabilitation du compensateur synchrone à Kolwezi n° SC 301, 302 et 303 ;
- Installation du nouveau compensateur synchrone à Kolwezi n° SC 304 et équipements auxiliaires.

## DISTRIBUTION

Le réseau de distribution SNEL a été caractérisé par la dégradation continue des infrastructures, surtout basse tension, due principalement à leur état de vieillissement ainsi qu'à leur exploitation en saturation permanente.

Suite à la forte demande toujours croissante, la quasi-totalité des installations de distribution fonctionnent en régime de surcharge qui exige, pour son équilibre, l'application d'un délestage systématique.

L'énergie distribuée en 2016 pour l'ensemble de la distribution SNEL est reprise dans le tableau ci-dessous :

Energie distribuée en MWh en 2016.

ITEM	INDICATEURS	REAL.2015 (1)	PREV.2016 (2)	REAL.2016 (3)	ECART (en %)	
					4=(3)/(2)*100-100	5=(3)/(1)*100-100
1	Energie reçue en MWh	4 848 871	5 230 719	5 051 360	-3,43%	4,18%
1.1	-Transport	4 649 888	5 001 134	4 880 764	-2,41%	4,18%
1.2	-Production hydro isolée	188 415	212 255	160 971	-24,16%	-14,57%
1.3	-Production thermique	10 568	17 330	9 625	-44,46%	-8,92%

## DISTRIBUTION DE KINSHASA

D'une manière générale, l'exploitation du réseau de Kinshasa a été caractérisée par une accalmie par rapport à l'exercice précédent, suite aux différents travaux de maintenance et réparation réalisés sur le réseau.

ITEM	INDICATEURS D'EXPLOITATION	REAL. 2 015 (1)	PREV. 2 016 (2)	REAL. 2016 (3)	ECART (en %)	
					4=(3)/(2)*100-100	5=(3)/(1)*100-100
01	Taux de disponibilité des transformateurs MT/MT	94,9%	97,44%	95,00%	-2,50%	0,11%
02	Taux de disponibilité Cabines MT/BT	100%	100%	100%	0,00%	0,00%
03	Nombre moyen d'Interruptions MT aux 100 Km	212	80	203	153,75%	-4,25%
04	Nombre moyen d'Interruptions BT aux 100 Km	196	113	163	44,25%	-16,25%

Les résultats ont été impactés négativement par les faits ci-dessous :

- avaries des parafoudres des lignes MT dues aux décharges atmosphériques ;
- vol des cornières sur la ligne 30 kV Maluku - N'sele;
- surcharge observée sur 4 liaisons 30 kV, 2 liaisons 20 kV et 60 liaisons 6,6 kV ;
- 85 avaries transfo des cabines MT/BT;
- 1 672 pannes de câbles moyenne tension ;
- délestage régulier de 373 cabines BT et certains feeders en surcharge.



En plus de ses propres incidents, le réseau a enregistré d'autres interruptions à la suite des réseaux de transport en amont. La puissance moyenne journalière délestée s'est élevée à 102,2 MW. Toutefois, pour assurer la continuité des services, plusieurs actions ont été réalisées, dont :

- implantation d'un Transfo MT/MT 30/20 kV - 15 MVA à la Sous Station Masina ;
- remplacement du Transfo MT/MT 30/6,6 kV - 10 MVA par celui de 30/6,6 kVA - 15 MVA à la sous-station Kingabwa ;
- reprise partielle BT des cabines de décharge construites dans le cadre du projet PMEDE et des projets sur fonds propres;
- mise en service de nouvelles cabines;
- entretien périodique de tous les postes et sous - stations ;
- lutte antiérosive, protection des cabines, pylônes et lignes aériennes ;
- tirage de 41.514 mètres de nouvelles lignes et des liaisons MT.

Le réseau de distribution de Kinshasa est long de 9 739 ,967 km. Par type de réseau, la longueur est répartie comme suit:

- 2 260,981 km pour les réseaux MT ;
- 7 478,986 km pour les réseaux BT.

## DISTRIBUTION EN PROVINCES

Le réseau de distribution en province a été caractérisé par :

- un déficit énergétique chronique dans presque toutes les provinces. Pour équilibrer la fourniture d'énergie et garantir au minimum la continuité de service, il a été pratiqué un délestage systématique ;
- l'arrêt de plus ou moins 85% des centres autonomes thermiques pour plusieurs raisons, dont le manque de gasoil, les pannes de moteurs ou les pillages des centrales et réseaux.

Le tableau ci-dessous donne les principaux indicateurs de performance

ITEM	INDICATEURS D'EXPLOITATION	REAL. 2 015 (1)	PREV. 2 016 (2)	REAL. 2016 (3)	ECARTS (en %)	
					4=(3)/(2)* 100-100	5=(3)/(1)* 100-100
01	Taux de disponibilité des transformateurs MT/MT	80,56%	86,11%	80,56%	-6,45%	0,00%
02	Taux de disponibilité Cabines MT/BT	94,23%	96,21%	90,65%	-5,78%	-3,80%
03	Nombre moyen d'Interruptions MT aux 100 Km	471	163	463	184,05%	-1,70%
04	Nombre moyen d'Interruptions BT aux 100 Km	954	335	1 106	230,15%	15,93%

La qualité de service s'est dégradée par rapport à 2015, surtout au niveau du nombre moyen des incidents aux 100 km en BT.

La continuité des services a été assurée par la réalisation d'un certain nombre d'actions, dont les plus marquantes sont :

- l'implantation de nouvelles cabines dont :
  - 18 nouvelles cabines SNEL MT/BT : DPK (2), DPB (7), DSK (5) et DOR (4) ;
  - 12 cabines privées: DPK (6), DPB (3), DNK (2) et DSK (1);
  - 1 cabine Etat à Kolwezi (DPK).
- la remise en service de 68 cabines MT/BT dont:
  - 51 cabines pour avarie transfo : DPK (25), DPB (20), DSK (5), DBD (1);

- 17 cabines pour renforcement puissance : DPK (2), DPB (9), DSK (4), DBD (2);
- les travaux de maintenance et de réparation des équipements.

Le réseau de distribution en provinces est long de 8 054,470 km en 2016 contre 8 175,963 km en 2015. Ce décroissement apparent fait suite aux travaux de mise à jour des données. Par type de réseau, la longueur est répartie comme suit:

- 5 890,932 km pour les réseaux BT ;
- 2 163,5375 km pour les réseaux MT.

### **PERSPECTIVES DE DISTRIBUTION : projets en cours**

- Construction du poste de Makala 220/20 kV - 100 MVA ;
- Construction du poste de Kimbanseke 220/20 kV - 100 MVA ;
- Construction de la sous - station UPN 30/6,6 kV - 15 MVA ;
- Réhabilitation du poste de Mitendi ;
- Renforcement des puissances dans les sous - stations : Campus, N'sele, Kinkole et Badiadingi ;
- Implantation de 175 nouvelles cabines MT/BT dont 150 à Kinshasa et 25 en provinces ;
- Assainissement du réseau de distribution tant à Kinshasa qu'en provinces ;
- Implantation de 250 cabines MT/BT de distribution publique dans le cadre des projets/Aese et Pagase;
- Extension du réseau de distribution, tant à Kinshasa qu'en provinces.



## COMMERCIAL

Les performances commerciales sont restées la préoccupation majeure de l'entreprise, tout le long de l'exercice 2016, étant donné que le Conseil d'Administration l'a déclaré « année du commercial ».

Cependant, les résultats réalisés sont demeurés en deçà des objectifs fixés, mais en amélioration par rapport à l'année 2015, principalement le nombre de clients facturés, et les recettes globales, lesquelles ont été influencées par les recettes sur arriérés.

Par catégories de la clientèle et par provinces, ces performances se présentent comme suit :

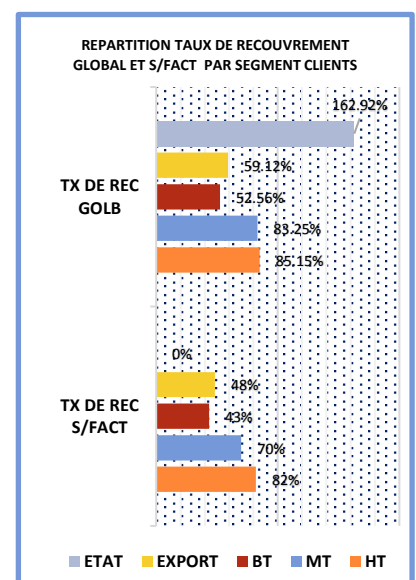
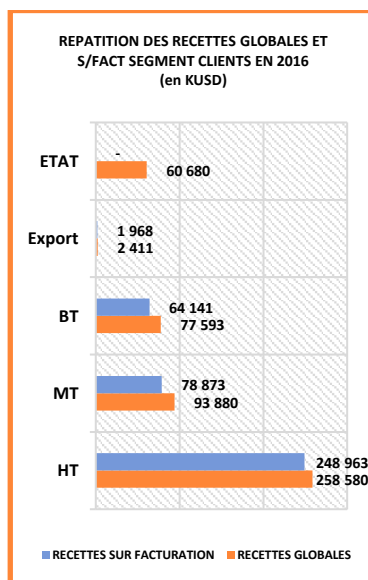
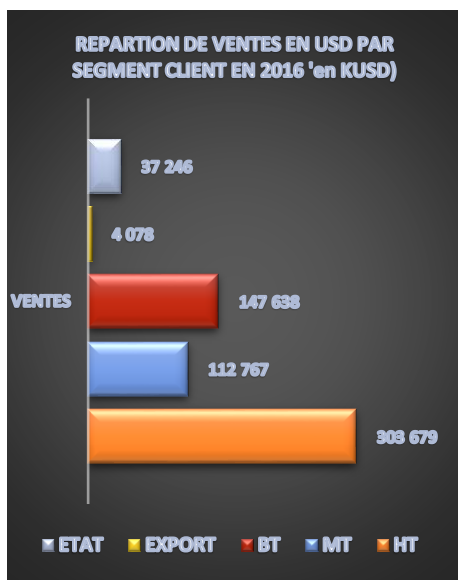
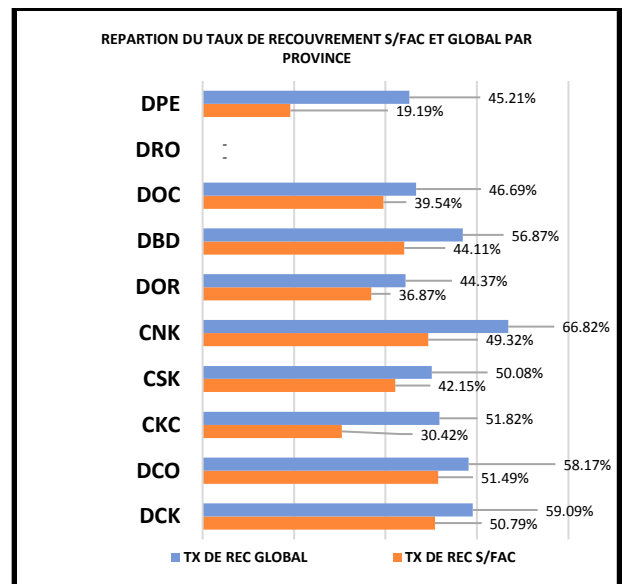
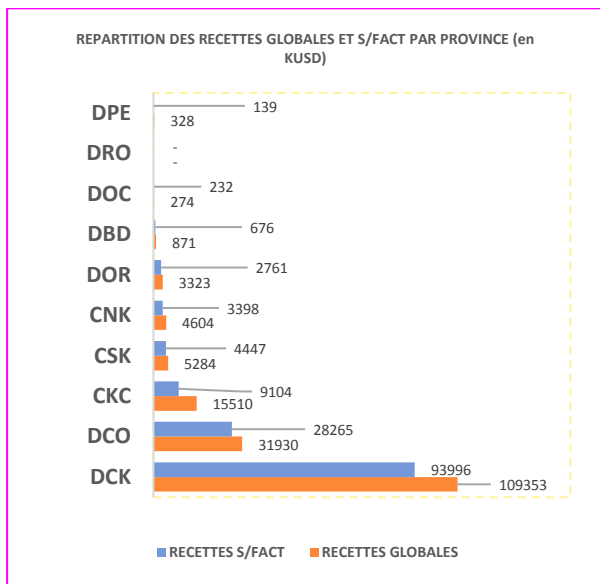
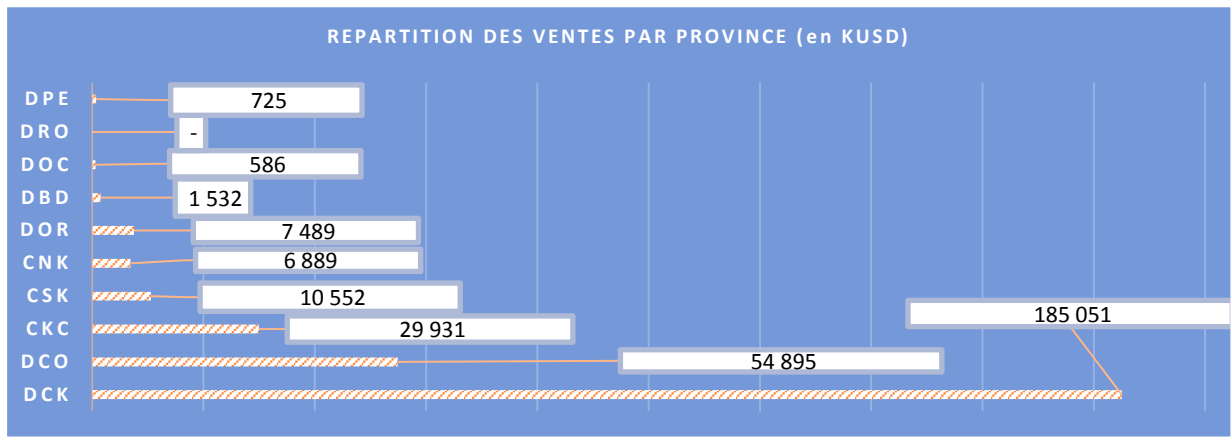
### PERFORMANCES COMMERCIALES PAR SEGMENT CLIENTELE

TENSION	CONSUMATION MWh	PROP %	VENTES USD	PROP %	REC/FACT USD	PROP %	REC/ARR USD	PROP %	REC GLOB USD	PROP %	TAUX DE RECOUVREMENT	
											S/FACT	GLOBAL
HT	3 661 171	53%	303 678 927	50%	248 962 688	63,20%	9 617 008	9,69%	258 579 696	52,43%	81,98%	85,15%
MT	958 929	14%	112 766 856	19%	78 873 319	20,02%	15 007 124	15,13%	93 880 443	19,04%	69,94%	83,25%
BT	1 914 027	28%	147 637 591	24%	64 141 288	16,28%	13 451 958	13,56%	77 593 246	15,73%	43,45%	52,56%
EXPORT	65 343	1%	4 077 581	1%	1 967 600	0,50%	442 517	0,45%	2 410 117	0,49%	48,25%	59,11%
ETAT	351 766	5%	37 245 988	6%	0	0,00%	60 680 029	61,17%	60 680 029	12,30%	0,00%	162,92%
<b>TOTAL</b>	<b>6 951 236</b>	<b>100%</b>	<b>605 406 943</b>	<b>100%</b>	<b>393 944 895</b>	<b>100%</b>	<b>99 198 636</b>	<b>100%</b>	<b>493 143 531</b>	<b>100,00%</b>	<b>65,07%</b>	<b>81,46%</b>

### LES PERFORMANCES COMMERCIALES PAR PROVINCE

PROVINCE	CONSUMATION (MWh)	PROP (%)	VENTES (USD)	PROP (%)	REC/FACT (USD)	PROP (%)	REC/ARR (USD)	PROP (%)	RECETTES GLOBALES (USD)	PROP %	TAUX DE RECOUV	
											S/FAC	GLOBAL
KINSHASA	1 171 157	44,72%	185 050 986	62,17%	93 995 890	65,72%	15 356 828	53,96%	109 352 718	63,77%	50,79%	59,09%
KATANGA	719 602	27,48%	54 894 525	18,44%	28 265 016	19,76%	3 665 369	12,88%	31 930 385	18,62%	51,49%	58,17%
KONGO CEN	383 938	14,66%	29 930 933	10,06%	9 103 524	6,37%	6 405 873	22,51%	15 509 397	9,04%	30,42%	51,82%
SUD KIVU	140 985	5,38%	10 551 728	3,55%	4 447 179	3,11%	836 732	2,94%	5 283 911	3,08%	42,15%	50,08%
NORD KIVU	70 867	2,71%	6 889 007	2,31%	3 397 585	2,38%	1 205 966	4,24%	4 603 551	2,68%	49,32%	66,82%
P.ORIENTAL E	96 999	3,70%	7 489 231	2,52%	2 761 023	1,93%	561 785	1,97%	3 322 808	1,94%	36,87%	44,37%
BANDUNDU	25 871	0,99%	1 532 265	0,51%	675 958	0,47%	195 494	0,69%	871 452	0,51%	44,11%	56,87%
K. OCC	1 049	0,04%	586 265	0,20%	231 797	0,16%	41 939	0,15%	273 736	0,16%	39,54%	46,69%
K. ORIENT	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%		
EQUATEUR	8 252	0,32%	725 496	0,24%	139 245	0,10%	188 739	0,66%	327 984	0,19%	19,19%	45,21%
<b>TOTAL</b>	<b>2 618 720</b>	<b>100%</b>	<b>297 650 436</b>	<b>100%</b>	<b>143 017 217</b>	<b>100%</b>	<b>28 458 725</b>	<b>100%</b>	<b>171 475 942</b>	<b>100%</b>	<b>48,05%</b>	<b>57,61%</b>

(NB : HT, Export et Etat non compris)



La contribution de chaque province dans les performances commerciales (hormis la clientèle Haute Tension, Export et l'Etat) révèle :

- **Ventes en USD :**

La Direction Commerciale de Kinshasa contribue à 62,17% suivie de la Direction Commerciale du Katanga avec 18,44% et la Division commerciale du Kongo Central avec 10,06%. Les provinces du Bandundu, de l'Equateur, du Kasai occidental et Oriental se classent à la traîne avec respectivement 0,47% ; 0,24% ; 0,16% et 0% de contribution aux ventes.

- **Recettes globales et sur facturation :**

La même tendance revient pour les recettes.

- **Taux de recouvrement global**

*Toutes les provinces ont réalisé un taux de recouvrement global inférieur à 60%, excepté la province du Nord Kivu (CNK) qui a enregistré un taux de 66,82%.*

La contribution de chaque segment dans les performances commerciales se présente comme suit :

- **Ventes en USD :**

HT : 50,16%, MT : 18,63%, BT : 24,39%, Export : 0,07% et Etat : 6,75%.

- **Recettes globales :**

HT : 52,43%, MT : 19,04%, BT : 15,73%, Export : 0,49% et Etat : 12,30%.

- **Taux de recouvrement global :**

HT : 85,15%, MT : 83,25%, BT : 52,56%, Export : 59,11% et Etat : 162,92%.

*La clientèle Basse Tension demeure le maillon faible.*

L'activité commerciale a tourné autour de deux objectifs principaux, à savoir « l'accroissement du chiffre d'affaires et l'amélioration des recettes ».

L'atteinte de ces objectifs s'est butée à quelques difficultés dont les plus significatives sont :

- insuffisance qualitative et quantitative de l'énergie électrique distribuée ;
- insuffisance quantitative du personnel des métiers de base technico-commerciaux ;
- interférence des autorités politico-administratives dans les actions de recouvrement ;
- facturation forfaitaire de plus de 90% des points alimentés sujette à toutes formes de réclamations et fraudes ;
- insolvabilité de la plupart des sociétés paraétatiques et des entités décentralisées de l'Etat ;
- recrudescence de la fraude dans les branchements et mode prépayé.

Cependant, des initiatives stratégiques mises en œuvre ont concouru à stabiliser, tant soit peu, l'activité et rapprocher les résultats des objectifs fixés.

Il s'agit de :

- identification et prise en charge systématique des consommateurs non gérés ;
- poursuite de l'installation et de la sécurisation des compteurs, tant classiques, prépaiement et télé-relève, à Kinshasa et en provinces ;
- mise en conformité des compteurs auprès de la clientèle HT et MT ;
- poursuite de l'implantation, au sein des entités commerciales, des Centres des Ventes et Services (CVS) pilotes ;
- poursuite de l'informatisation des caisses recettes de l'entreprise ;
- assainissement de l'encours-clients HT/MT à Kinshasa et en provinces ;
- promotion des ventes par des actions de sensibilisation de concert avec les médias sur l'économie de l'énergie, le respect du patrimoine, le paiement des factures et le respect du programme de délestage ;
- création de l'entité « Brigade anti-fraude » en prépaiement ;
- réconciliation des comptes avec les Clients-Fournisseurs.

## **PERSPECTIVES COMMERCIALES**

- Poursuite des travaux de placement des compteurs classiques, à prépaiement et à télé relève;
- Poursuite de l'assainissement et fiabilisation de l'encours clients HT, MT et BT ;
- Intensification du recouvrement des factures des Instances Officielles, organismes publics et Entreprises transformées ;
- Renforcement de la communication avec la clientèle à travers l'organisation des journées portes ouvertes à Kinshasa et dans les grandes villes du pays ;
- Intensification des campagnes de sensibilisation pour la lutte contre le gaspillage de l'énergie produite et livrée à la clientèle.

## INVESTISSEMENTS

La réalisation des grands projets s'est poursuivie tout le long de l'exercice. L'état d'avancement de différents projets est repris ci-dessous :

### Grands projets

Deux projets majeurs sont exécutés sur financement des bailleurs des fonds internationaux (Banque Mondiale, Banque Européenne d'Investissement, Banque Africaine de Développement, KFW) à savoir : Projet de Développement des marchés de l'Electricité pour la consommation Domestique et à l'Exportation (PMEDE) et le Projet de Marché d'Electricité en Afrique Australe (SAPMP). Ce dernier a pris fin au 30/09/2016, tandis que le terme du premier est fixé au 31 décembre 2018.

### Synthèse de l'état d'avancement physique par projets majeurs

	Désignation	Réalisation physique		Réalisation financière		Date fin des travaux
		Fournitures	Prestations	Fournitures	Prestations	
Production	Réhabilitation des groupes 21 et 22 Inga2	63%	72%	70,88%	78,33%	2017 (semestre 1)
	Réhabilitation des groupes 27 et 28 Inga2	60%		77%		Fin 2017 (G27)
						Fin 2018 (G28)
	Réhabilitation des groupes 11 et 15 Inga1	74%		84,58%	67%	Déc 2016 (grpe 15)
						Fin 2017 (grpe 11)
	Réhabilitation des groupes 14 Inga1	74%		84%		Fin 2017
	Réhabilitation des groupe 3 de NZilo	60%		77%		2017
	Construction de la Centrale Zongo 2	81%		79%		Juillet 2017 (1 grpe)
						Sept 2017 (2 grpes)
	Réhabilitation de Nseke (Groupe1)	90%		95%		Fin 2017
	Implantation d'une Centrale photovoltaïque à Manono	50%		33%		juin-17
Construction de la 2ème prise d'eau et du canal d'amenée additionnelle à Inga	29%		25%		juin-18	
Transport	Sécurisation alimentation de la Ville de Kinshasa	67%		30%		juin-18
	Construction du poste de Kimbanseke	35%		22%		juin-18
	Construction de la ligne HT 220 kV, Zongo 2 – Kinsuka (Kinshasa) et ligne 70 kV					2017 (70 kV) 2018 (220 kV)
	Construction des lignes d'interconnexion HT 220 kV et postes (à l'EST du pays)			30%		Fin 2018
Distribution	Electrification de Kimbanseke	88,50%		86,90%		2017
	<b>Electrification de poches noires.</b>	70,00%		95,00%		2017
	<b>Réhabilitation, renforcement du réseau de distribution MT/BT Matete</b>	15%		40%		juin-17
	<b>Assainissement des réseaux de distribution Kinshasa (16 communes)</b>					Passation de marché en cours
	<b>Assainissement des réseaux de distribution de la commune de Katuba</b>			35,70%		avr-17
	Implantation ligne 15 kV Bandundu-Dima-Bendela	4,18%		26,15%		Fin 2017
	<b>Electrification rurale de Yakussu :</b>	6,10%		26,80%		Fin 2017
	<b>Electrification rurale de Kabare :</b>	22,08%		52,06%		Fin 2017

Le cumul de décaissement de ces deux projets se présentent comme ci-après :

## PMEDE

Situation financière de décaissement au 31 décembre 2016 :

SOURCE DE FINANCEMENT	MONTANT USD	MONTANT DECAISSE USD	SOLDE USD	TAUX DE DECAISSEMENT
H2960	266.562.652,00	237.244.358,77	29.318.293,23	89,00%
H7080	237.337.272,00	141.490.235,80	95.847.036,20	59,62%
BEI	83.886.638,98	77.940.249,68	5.946.389,30	92,91%
SNEL BAD	1.782.065,00	1.243.133,23	538.932,08	69,76%
SNEL IDA	8.278.685,00	8.123.685,00	155.000,00	98,13%
KFW	21.328.000,00	433.442,00	20.994.558,00	2,00%
<b>TOTAL</b>	<b>619.175.313,28</b>	<b>466.475.104,47</b>	<b>152.700.208,81</b>	<b>75,34 %</b>

Ce programme, mis en vigueur depuis 2008, vise l'amélioration de l'efficacité opérationnelle et l'accroissement de la capacité de production, de transport et de distribution afin de satisfaire la demande intérieure d'électricité et promouvoir ainsi l'intégration du marché régional d'électricité.

Au plan interne, le programme a pour ambition de :

- réhabiliter les machines des centrales hydroélectriques d'Inga afin d'augmenter le productible dans le but de faire face à la demande sans cesse croissante du réseau de Kinshasa et combler le déficit énergétique du réseau du Katanga à la suite de la demande de l'industrie minière;
- renforcer et sécuriser l'alimentation de la ville de Kinshasa par la construction de la deuxième ligne 400 kV entre Inga et Kinshasa ;
- réhabiliter et renforcer le réseau de distribution de Kinshasa.

## SAPMP

Situation financière de décaissement au 31 décembre 2016 :

SOURCE DE FINANCEMENT	MONTANT USD	MONTANT DECAISSE USD	SOLDE USD	TAUX DE DECAISSEMENT
IDA 3831 (crédit)	175.624.144	174.407.379	1.216.764	99,31%
H500 (don)	140.939.092	137.251.916	3.687.176	97,38%
H801 (don)	176.711.600	175.508.084	1.203.519	99,32%
BEI	50.334.080	45.429.424	4.904.655	90,26%
SNEL	11.997.000	11.993.032	3.967	99,97%
<b>TOTAL</b>	<b>555.605.916</b>	<b>544.589.837</b>	<b>11.016.078,73</b>	<b>98,02 %</b>

Ce projet consiste en la réhabilitation et au renforcement du couloir d'exportation, constitué des systèmes THTCC Inga-Kolwezi avec comme résultats attendus le renforcement du corridor d'Inga jusqu'à la frontière avec la Zambie au niveau de Kasumbalesa, de manière à assurer le transit de 500 MW avec la sécurité n-1.

Ce projet terminé a permis la fiabilisation d'importants équipements du réseau SNEL SA, à savoir :

- la réhabilitation, le renforcement et la modernisation du système courant continu avec amélioration du transit de puissance sur la liaison Très Haute Tension Courant Continu à injecter au Katanga ;
- la réhabilitation des lignes (THTCC) Inga-Kolwezi et (HTCA) Kolwezi-Likasi du corridor d'exportation ;
- l'implantation d'un système de télécommunication par fibre optique afin d'améliorer l'exploitation du réseau de transport SNEL SA, particulièrement la télé conduite du réseau ;
- l'acquisition de moyens logistiques conséquents (hélicoptère bimoteur, engins, outillage et instrumentation) pour assurer la maintenance normative des installations de transport Haute Tension ;
- le renforcement du couloir 220 kV avec 3 lignes de transport HT, de Kolwezi à Luano, pour améliorer le transit de puissance sur le couloir d'exportation par la construction de nouvelles lignes 220 kV Fungurume-Panda-Karavia-Kasumbalesa, et ce, tout en améliorant significativement la stabilité du réseau sud ;
- la réhabilitation/modernisation et l'extension des postes 220 kV de Fungurume, Panda et Karavia dotés d'un compensateur d'énergie réactive (SVC) ;
- la modernisation du CDC à Likasi pour assurer la télé conduite du réseau de transport sud ;
- la construction et l'équipement de 7 postes de soutirage 220/0,230 kV le long des lignes 220 kV pour l'alimentation des ouvrages communautaires (villages, écoles et centres de santé).

## **Projets sur Fonds Propres et en Partenariat Public et Privé**

SNEL a, sur fonds propres, géré 16 projets, parmi lesquels 4 sont achevés, notamment, la ligne HT 220 kV Gisenyi-Goma qui, malheureusement, n'est pas mise en service à cause de l'absence du poste de Goma en cours de réalisation, l'alimentation en 220 kV de la cimenterie Kongo dans la province du Kongo Central, l'alimentation en 120 kV de la concession minière de Congo Dongfang Mining (CDM) à partir d'une travée du poste NR-Kasapa et l'alimentation en moyenne tension de la Ferme Bibatama et des localités environnantes dans la province du Nord-Kivu au départ de la ville de Goma.

En outre, plusieurs projets sont en cours de réalisation, dont:

### **Projet ZONGO II**

Ce projet porte sur la construction d'une centrale hydroélectrique de 3x50 MW, soit 150 MW, d'une ligne double terne 220 kV partant de Zongo jusqu'à Kinshasa (Kinsuka) et d'une ligne 70 kV reliant la centrale existante Zongo I et la nouvelle centrale Zongo II au niveau du poste Zongo I.

### **Projet FRIPT**

Le projet FRIPT (Fiabilisation et Réhabilitation des Infrastructures de Production et de Transport) qui est complémentaire au projet SAPMP, financé par la Banque mondiale, qui a réhabilité les convertisseurs d'Inga et de Kolwezi avec l'augmentation de la puissance de thyristors. Il est conçu en vue de desservir à terme les usines de KCC et de ses partenaires par la mise à leur disposition d'une puissance garantie de 450 MW à l'horizon 2016.



Ce projet comprend plusieurs marchés qui concernent les infrastructures de production et de transport. En production, on note la réparation du groupe G3 de la centrale de Nzilo, la réhabilitation et modernisation des groupes G27 et G28 de Inga 2.

En transport, il y a :

- réhabilitation des compensateurs synchrones n°1 et 2 (CS01 et CS02) de la station de conversion de Kolwezi ;
- réhabilitation et la modernisation des postes HTCA 220 kV d'Inga et de Kolwezi ;
- fourniture et montage des transformateurs élévateurs des groupes G27 et G28 de Inga 2 ;
- fourniture et montage des transformateurs des convertisseurs d'Inga et de Kolwezi.

L'objectif final de ce projet est d'atteindre un transit de 1000 MW sur la ligne THTCC 500 kV Inga-Kolwezi avec une sécurité n-1.

S'agissant de l'exécution financière, USD 28.232.653,00 ont été décaissés en 2016 correspondant à 7 % du financement ; ce qui porte le taux de réalisation financière à 79 % à fin 2016.

La gestion de ce projet a été confiée à CONGO ENERGY et la société canadienne CIMA assure le service d'ingénieur-conseil. Enfin, à la demande de KCC, un conciliateur, la société CMI, a été recrutée.

### **Projet NSEKE**

Ce projet vise la réhabilitation des installations de la centrale hydroélectrique de Nseke et des réseaux de transport associés pour améliorer l'alimentation en énergie électrique des installations minières de TFM à Fungurume, suite aux accords de partenariat signé entre SNEL SA et Tenke Fungurume Mining SA (TFM).

Dans les réseaux de transport, les travaux suivants ont été réalisés :

- fourniture et mise en service de 21 transformateurs de puissance équipant le PHT Nseke ainsi que de 2 armoires de régulation AVR. Ces travaux sont terminés, mais il reste la mise en service d'un transfo 23 MVA, d'un transfo 50 MVA et les AVR.
- réhabilitation et modernisation des postes HT de Fungurume, Station de Conversion de Kolwezi et Nseke par le remplacement des équipements de coupure, protection, mesure, comptage, contrôle commande et auxiliaires. Ces travaux sont terminés. Néanmoins, les travaux supplémentaires de l'avenant n°4 concernant la réhabilitation des travées 120 kV de Nzilo et RO vers Nseke sont en cours d'exécution.
- réhabilitation et renforcement des lignes de transport du Katanga, notamment l'équipement du deuxième terne de la ligne 220 kV entre Nseke et SCK, la conversion de la ligne 120 kV en 220 kV, la démolition et la construction des pylônes et portiques à Nseke et Kolwezi pour la mise en œuvre des diverses permutations nécessaires pour les raccordements dans les postes 220 kV et 120 kV, le raccordement de la ligne L31 au poste de Fungurume.

### **Projet NELSAP**

Le projet s'étend sur 5 pays des Lacs Equatoriaux du Bassin du Nil : le BURUNDI, la RDC, le KENYA, l'OUGANDA et le RWANDA. Il vise l'amélioration des conditions de vie des populations ainsi que la qualité du cadre de développement économique et social de la région par la disponibilité accrue d'une énergie électrique à un coût abordable, ainsi que l'accès à l'électricité des populations par l'accroissement des échanges transfrontalier d'énergie électrique. Spécifiquement, le projet vise à établir l'interconnexion OUGANDA-RWANDA et KENYA-OUGANDA et à renforcer l'interconnexion existante entre le BURUNDI, la RDC et le RWANDA.

Les infrastructures à construire en RD Congo comprennent une ligne 220 kV Gisenyi- Goma, un poste 220/110-70 kV, 93 MVA à Goma, une ligne 220 kV Buhandahanda-Goma et un poste 220/110-70 kV, 50 MVA à Buhandahanda.

Les travaux de la ligne GISENYI-GOMA longue de 13 km ont pris fin au mois d'août 2016. Il s'agit de 12,1 km de ligne 220 kV de la frontière rwandaise au site du poste de Goma à construire et de 0,9 km 110 kV au départ de ce même poste jusqu'au croisement avec la ligne existante 70 kV Bukavu-Goma.

Le 9 octobre 2016, ce tronçon de 0,9 km a été intégré à la ligne Bukavu-Goma et mise sous tension en coupure d'artères.

A partir du 23 décembre 2016, la ligne est entrée dans la phase de la période de garantie d'un an conformément aux dispositions du cahier des charges.

Les 12,1 km de la ligne 220 kV GISENYI-GOMA ne sont pas raccordés, ni au départ ni à l'arrivée du fait que les postes sont inexistantes (défaillance de l'entrepreneur ISOLUX).

## **Projets PEPUR**

Considéré comme un projet complémentaire au PMEDE, le PEPUR est financé par la Banque Africaine de Développement à hauteur de USD 106 millions avec pour objectif spécifique de développer des infrastructures de distribution électrique à Kinshasa et dans les zones périurbaines et rurales de la RD Congo.

Les actions réalisées ont concerné :

- Implantation du poste HT de MAKALA 220/20kV-100MVA ;
- Implantation de 14 cabines pour alimenter 5.600 ménages dans les communes de SELEMBAO et de MONT-NGAFULA ;
- Implantation de 24 cabines au CAMPUS, KINKOLE et NSELE ;
- Implantation de 2 cabines et réseaux associés à GOMBE MATADI pour desservir 600 ménages ;
- Implantation de 4 cabines à NKAMBA et réseaux BT associés ;
- Assainissement par implantation de 60 cabines et réseaux BT associés dans 8 communes de la zone Ouest, Centre et Nord de Kinshasa : 25.000 clients concernés ;
- Assainissement par implantation de 55 cabines et réseaux BT associés dans 8 communes de la zone Est : 23.000 clients concernés.

## **ACTIVITES D'APPUI**

- 1. RESSOURCES HUMANES**
- 2. ETUDES ET PLANIFICATION**
- 3. CONTROLE GENERAL**
- 4. ORGANISATION ET SYSTEMES  
D'INFORMATION**
- 5. SECRETARIAT GENERAL**
- 6. APPROVISIONNEMENTS ET MARCHES**
- 7. FINANCES**

## RESSOURCES HUMAINES

L'effectif du personnel géré s'est élevé à 6 774 unités contre 7 018 en 2015, soit un écart négatif de 244 unités, justifié par les mouvements de sortie à savoir : les retraites (174) et les décès (70). La répartition par catégorie se présente de la manière suivante :

ITEM	CATEGORIE	2 015	2 016	ACCR%
1	Exécution	3 310	3 109	- 6
2	Maîtrise	2 190	2 079	- 6
3	Cadre	1 165	1 241	7
4	Cadre de Direction	353	345	- 2
	<b>Total</b>	<b>7 018</b>	<b>6 774</b>	<b>- 3</b>

### Mouvements du Personnel

	EXECUTION	MAITRISE	CADRE COLL.	CADRE DE DIR.	TOTAL
SITUATION A FIN 2 015	3.310	2.190	1.165	353	7.018
SITUATION A FIN 2016	3.109	2.079	1.241	345	6.774
ECART	-201	-111	76	-8	-244

### Répartition de l'effectif par filière d'activité

ITEM	SECTEUR D'ACTIVITE	EXEC.	MAIT.	CADRE DE COLLAB.	CADRE DE DIRECTION	TOTAL	%
1	Administration Centrale	209	323	505	227	1 264	18,66
2	Production	416	186	88	19	709	10,47
3	Transport	239	217	60	18	534	7,88
4	Distribution et commercial	1810	1 206	551	70	3 637	53,69
5	Centres thermiques	435	147	37	11	630	9,30
	<b>TOTAL</b>	<b>3 109</b>	<b>2 079</b>	<b>1 241</b>	<b>345</b>	<b>6 774</b>	<b>100</b>

La filière distribution concentre le gros de l'effectif évalué à 53,69%. Et le Département de Distribution de Kinshasa compte à lui seul 2 120 agents et cadres.

L'Administration Centrale constitue le second pôle de concentration des effectifs avec 18,66%, soit un effectif de 1 264 agents et cadres.

La filière Production compte 709 agents et cadres, soit 10,47% de l'effectif total.

La filière transport ne prend que 7,88% des effectifs, en dépit de son importance.

Les Centres thermiques affichent un taux de concentration de 9% pour un effectif de 630 agents.

La structure des effectifs SNEL par provinces illustre que trois provinces se démarquent des autres, aussi, une forte concentration des effectifs est remarquable dans les trois grands pôles d'activités à savoir : Kinshasa (31,30%), Katanga (20,22%), Kongo Central (17,82%).

### Répartition de l'effectif par sexe

L'effectif employé par SNEL durant l'année 2016 est composé à 84% d'agents masculins, soit 5 660 unités contre 16% d'agents féminins, soit 1 114 unités. Ce taux est très faible et devrait être relevé en privilégiant à l'avenir le recrutement d'un grand nombre de femmes.

### Masse salariale

La masse salariale s'est élevée à USD 122.764.652,16 en 2016 sur une prévision de USD 180.947.897,46, soit un taux de réalisation de 67,90%. Cet écart est justifié par la non mise en œuvre du plan de recrutement qui prévoyait l'engagement d'environ 700 nouvelles unités au courant de l'exercice.

Il sied de signaler que les réunions annuelles de la Délégation syndicale Nationale, sessions d'avril et d'octobre 2016 relatives aux négociations salariales n'ont pas pu se tenir. Cependant, depuis le premier trimestre 2016, un barème réaménagé a été mis en place conformément à l'application du SMIG qui a influé sur le salaire de base et la prime d'ancienneté réelle.

### Formation du personnel

Au cours de l'année 2016, 159 actions de formations ont été organisées au pays et à l'étranger en faveur de 2 552 agents et cadres sur un effectif de 6 788, représentant 37,59% de l'effectif.

Le volume de formation réalisé est de 13 836 HJF contre 11 875 HJF en 2015 soit, un accroissement de 17%.

Ce volume se répartit comme suit :

- 1 202 HJF pour le Centre de Formation de Sanga;
- 8 000 HJF pour des formations en ambulatoire ;
- 3 740 HJF pour les formations réalisées dans les centres spécialisés dont les cours d'anglais ;
- 894 HJF pour les formations à l'étranger.

FILIERE	EFFECTIFS FORMES					VOLUME DE FORMATION (HJF)
	CD	CC	M	EX	TOTAL	
Production	1	9	8	16	34	199
Transport	4	27	20	5	56	597
Distribution	19	147	203	167	536	4 760
Commercial	2	31	11	94	138	810
Autres (*)	261	567	440	429	1 697	6 184
<b>Total</b>	<b>287</b>	<b>781</b>	<b>682</b>	<b>711</b>	<b>2 461</b>	<b>12 550</b>

(\*) Autres: Finances, Formation, Gestion, Informatique, Management, Médical, Personnel et Projets.

### **D'autres activités ont été réalisées dans le cadre des ressources humaines à savoir:**

- Application et évaluation du SMIG;
- Finalisation de la Convention Collective
- Paiement 4<sup>ème</sup> tranche arriérés gratifications aux mérites exercices 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 et 2012 ;
- Mise en place d'une commission technique sur l'examen de la sécurisation du revenu des travailleurs et récupération du pouvoir d'achat (octobre 2016) ;
- Amélioration des conditions de vie et de travail dans les sites SNEL enclavés :
  - Ouverture et prise en charge des écoles des centres enclavés ;
  - Redynamisation des œuvres sociales ;
  - Fonctionnement des écoles SNEL du Sud, Ouest et Nord-Equateur ;
  - Assistance financière aux écoles non SNEL des centres enclavés de l'Ouest ;
- Actualisation et mise en œuvre du plan triennal de formation du personnel et accroissement du volume de formation en production, transport et distribution ;
- Renforcement du régime disciplinaire en vigueur et traitement de multiples dossiers ouverts à charge de différents agents.

### **PERSPECTIVES**

- Suite au déficit généralisé du personnel dans la plupart des entités opérationnelles SNEL, et au vieillissement du personnel dont l'âge moyen varie autour de 51 ans, un plan de recrutement prioritaire triennal 2014-2016 a été élaboré. Mais n'ayant jamais connu un début d'exécution faute d'autorisation du Gouvernement, il a été reconduit pour 2015-2017, puis reporté à 2017-2019.  
A cause du maintien de la mesure gouvernementale de gel des embauches, ce plan n'a pas connu un début d'exécution.
- Poursuite de l'opération de déploiement du personnel ;
- Poursuite de l'implantation du logiciel GRH-WIN à la Direction Générale et à la Direction Provinciale du Katanga.



## ETUDES ET PLANIFICATION

Les activités du Département ont porté essentiellement sur :

### **Plusieurs études dont principalement celles relatives à :**

- rentabilité financière du projet d'assainissement et d'extension des réseaux de distribution des communes de Lubumbashi, Likasi et Kolwezi avec implantation des compteurs à prépaiement, étude réalisée par ECA International, Inc ;
- faisabilité technico-économique du projet d'assainissement et d'extension des réseaux de distribution des villes de Bukavu et d'Uvira et implantation des compteurs à prépaiement ;
- projet d'implantation du nouveau compensateur synchrone à la station de conversion de Kolwezi dans son volet génie civil ;
- projet de construction du poste 220 kV de Kinsuka et réseaux de distribution associée ;
- étude environnementale réalisée par BIOCENOSE relative au projet de construction du poste 220kV (projet retenu par Shanghai Electric) de Kinsuka et réseaux associés ;
- faisabilité réalisée par Mining Chemical Suppliers (MCS) relative au projet d'assainissement et d'extension des réseaux de distribution associés de Kolwezi et environs : étude initialement soumise par MCS au Gouvernorat de la province du Lualaba ;
- projet de renforcement et d'amélioration de la desserte en énergie électrique de la ville de Kinshasa : projet recomposé en 5 lots rentables.

### **Autres activités réalisées:**

- Elaboration du plan directeur national de développement des systèmes électriques :
  - Plan triennal de réalisation des études de la demande finalisée ;
  - Plan finalisé et structuré en 3 volumes pour la ville de Kinshasa ;
  - Etudes de la demande finalisées, les projets de la période 2016-2030 sélectionnés, la monographie et les schémas des réseaux électriques finalisés pour les villes de Lubumbashi, Likasi et Kolwezi ;
- Elaboration des simulations et analyse de la mise en service de la centrale hydroélectrique de Zongo 2 avec intégration du poste 220 kV de Kinsuka au réseau Ouest ;
- Evaluation du coût de réalisation des études préliminaires de l'aménagement hydroélectrique de Bwele-Milondo situé dans la province du Kwilu ;
- Evaluation des sites potentiels d'implantation des STEP (Stations de transfert d'Énergie par Pompage) en RDC ;

### **PERSPECTIVES DE PLANIFICATION**

- Poursuite de l'étude de la demande de l'électricité à l'horizon 2015-2030;
- Elaboration du Plan Directeur de développement du réseau HT SNEL.

## CONTROLE GENERAL

L'activité, au niveau du contrôle, s'est focalisée sur la poursuite de deux axes majeurs :

- amélioration de la qualité du reporting interne et externe de SNEL;
- renforcement du contrôle interne.

### 1. AMELIORATION DU REPORTING INTERNE ET EXTERNE

La réalisation de cet objectif a permis de doter l'entreprise des informations fiables et utiles à la prise des décisions à travers des tableaux de bord et des rapports de gestion réguliers. Six actions ont concouru à sa concrétisation, à savoir :

- la poursuite de la refonte des Indicateurs de Gestion et la redéfinition de leur mode de calcul ;
- la refonte du calendrier de reporting ;
- l'amélioration de la qualité de l'information ;
- l'amélioration sensible de la qualité des rapports de gestion ;
- l'évaluation du niveau d'exécution des obligations du contrat de performance ;
- la renégociation des indicateurs du contrat de performance avec le Gouvernement dont la proposition SNEL lui a été transmise depuis novembre 2015.

Au niveau interne, l'action a été implantée aussi bien à la Direction Générale qu'en provinces. Et le reporting se fait systématiquement sous le nouveau format suivant un calendrier bien défini.

En plus, l'entité a poursuivi à assurer son rôle d'interface avec les organismes et partenaires institutionnels.

### 2. RENFORCEMENT DU CONTROLE INTERNE

L'atteinte de cet objectif était tributaire de la réalisation préalable des actions suivantes :

#### 2.1. Révision de la cartographie de risques

Cette action requiert l'appui d'un consultant externe ou d'un cabinet d'audit pour la formation des auditeurs. En attendant la mise à disposition progressive des moyens, l'action a été décalée pour 2017.

#### 2.2. Amélioration de la qualité des missions d'audit

Pour y arriver, les actions ci-après ont été réalisées, à savoir :

- **définition d'une nouvelle approche de l'audit** : caractérisée par le renforcement de l'axe d'appui de l'Audit aux autres entités pour leur permettre de mieux opérer. Les actions de renforcement des contrôles deviennent ainsi la priorité « UNE » des missions d'audits. L'aspect répressif qui est nécessaire se poursuit évidemment avec vigueur pour tous les cas de flagrance.
- **élaboration d'un plan d'actions des missions d'audit 2016** : axé sur l'amélioration de la fourniture des Clients et la sécurisation du cycle de revenus.

- **exécution d'un reporting de suivi des plans d'actions des recommandations issues des audits** : le Département a effectué des missions de suivi de recommandations des missions d'audits déjà réalisées.
- **restructuration de l'organisation de l'Audit** : le projet de structure des directions d'audits dûment validé par la Direction Générale a été soumis à l'adoption du Conseil d'Administration en décembre 2015. En attendant, un recrutement interne a été organisé à fin 2016, le Département a retenu trois auditeurs dont deux auditeurs techniques et un auditeur commercial.

Plusieurs missions d'audit ont été réalisées au courant de l'année dont :

- ✓ missions de suivi de recommandations des missions d'audits déjà réalisées en provinces notamment à Lubumbashi, Likasi, Kolwezi, Kisangani, Goma , Bukavu, Mbandaka ,Matadi, Inga, Boma, Cataractes et Lukaya ;
- ✓ audit de la gestion de débroussaillage de DTS, DTO et TRE ;
- ✓ audit de la gestion technique des sous-stations, des cabines MT/BT de distribution publique et des canalisations et des réseaux MT de DDK ;
- ✓ audit de la gestion technique du système des mesures et comptage des clients MT et BT ASIC de Kinshasa ;
- ✓ audit de la consignation du transformateur n° 2 de 50 MVA 220/70/15kV à Kwilu ;
- ✓ audit de vol de câbles ALAC 147,1 mm<sup>2</sup> du projet ACAPOL ;
- ✓ audit de gestion des maisons SNEL et des maisons en location à Kisangani et au Kongo Central ;
- ✓ Audit de la gestion de trésorerie à l'Administration Centrale à Kinshasa

## **PERSPECTIVES**

- Assurer le suivi-évaluation systématique de l'activité de l'entreprise à travers ses principales filières en privilégiant l'analyse et le contrôle des indicateurs de performance et de pilotage des plans d'actions ;
- Mettre en place des tableaux de bord par provinces et par domaine d'activités (sectoriels);
- Poursuivre le renforcement des contrôles en général et du cycle des revenus et des procédures de gestion technique en particulier, notamment sur la gestion des délestages ;
- Assurer l'audit de suivi des recommandations de différentes missions d'audits réalisés précédemment ;
- Intensifier les audits de système de comptage de tous les segments des activités techniques et commerciales ;
- Appuyer les Départements Commercial et Financier dans les opérations d'assainissement des comptes clients (en priorisant la clientèle MT et BT ASIC) et poursuivre les opérations d'apurement des comptes ;
- Contribution à la mise en place du module reporting ERP ;
- Révision de la cartographie de risques ;
- Renforcement des capacités des contrôleurs et Auditeurs ;
- Identification évaluation des procédures prioritaires par domaine d'activités.

## ORGANISATION ET SYSTEMES D'INFORMATION

Les actions menées ont tourné autour de principaux axes suivants :

### ORGANISATION

- Structuration des entités en vue d'un meilleur fonctionnement et articulation des responsabilités;
- Mise à jour de l'organigramme théorique;
- Mise à jour des procédures essentielles des entités avec un accent prioritaire sur les activités commerciales, techniques et financières ;
- Implantation et vulgarisation des procédures essentielles à tous les niveaux d'activités opérationnelles ;
- Evaluation de la macrostructure actuelle en fonction du niveau réel des activités SNEL.

### SYSTEMES D'INFORMATION

- Formation et accompagnement des agents SNEL sur l'utilisation de l'espace collaboratif, la messagerie SNEL et le Help desk ;
- Equilibrage de la bande passante du signal Microcom pour les utilisateurs DG et DGA ;
- Formation des agents DSI sur « la gestion des projets » ;
- Refonte du réseau LAN du bâtiment DG/SNEL ;
- Mise en place du réseau VSAT SNEL : installation d'une antenne VSAT 3.8 et du HUB au bâtiment DG ;
- Système d'évaluation des agents basé sur le résultat « E-PERFORM » ;
- Sécurité des données du système à prépaiement : SUPPRIMA » ;
- Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur : GMAO ;

### PERSPECTIVES

- Mise à jour des procédures prioritaires ;
- Campagne de vulgarisation de ces procédures ;
- Travaux d'assainissement de l'organigramme SNEL ;
- Poursuite de déploiement de GCOWEB/BT (sous Citrix) ;
- Migration de GDECOMPTE vers WINDEV (calcul des décomptes) ;
- Modernisation des systèmes d'information (TI) SNEL ;
- Projet télé relève : PRACDIS ;
- Rénovation du siège national : architecture de câblage et de connexion ;
- Poursuite du déploiement du logiciel nouvelle écriture en provinces ;
- Démarrage du projet ERP, fin 2017.

## SECRETARIAT GENERAL

Les initiatives réalisées ont été axées autour de :

- traitement de nouvelles affaires et suites leur réservées, des procédures contre SNEL ou à son initiative ainsi que de différentes invitations, convocations, mandats et exploits de justice ;
- examen des contrats soumis et la production des études sur certaines questions de droit posées pour la gestion de l'entreprise ;
- réhabilitation de l'immeuble DG et préparatif de la réception provisoire pour janvier 2017 ;
- programme d'identification, de sécurisation, d'obtention des titres de propriété des immeubles, terrains et maisons SNEL ainsi que d'actualisation des contrats de bail caducs à Kinshasa et en provinces ;
- récupération des biens spoliés ou occupés par les tiers ;
- redynamisation de la communication et intensification des actions relatives à la visibilité de l'image de marque et des réalisations de SNEL SA auprès de la population avec l'accompagnement de la presse écrite audio-visuelle du pays ;
- surveillance des installations et biens de la société, contrôle des postes, l'escorte des fonds et matériels appartenant à la société suivant les consignes en matière de gardiennage.

### PERSPECTIVES

- Mise en œuvre de la nouvelle politique de communication ;
- Sécurisation du patrimoine SNEL ;
- Sécurisation des installations ;
- Mise en place d'une nouvelle approche de la gestion des contentieux ;
- Récupération et réhabilitation des bâtiments occupés par les Administrations publiques.

## APPROVISIONNEMENTS ET MARCHES

Les activités du Département ont porté essentiellement sur :

- Traitement de 3 012 réquisitions émanant de différentes filières de la société ;
- Réalisation de 5 615 sorties locales des matériels du MCL au profit des entités SNEL ;
- Régularisation comptable de 311 mouvements/entrées de stocks ;
- Mise à jour des documents de gestion des mouvements de stocks du MCL ;

S'agissant des équipements électromécaniques :

- 02 commandes placées pour un montant de USD 5 563,40 ;
- 02 commandes payées pour un montant de USD 18 331,01 ;
- 87 livraisons effectuées pour un montant de USD 138 617,10.
- Commande et distribution des produits pétroliers destinés aux véhicules et groupes électrogènes à la DG pour une valeur de 694 024 690,00 FC correspondant à la consommation totale de 466 685,70 litres répartie de la manière suivante :
  - 410 490 litres de GO pour une valeur totale de 600 569 250,00 FC ;
  - 54 106 litres d'essence pour une valeur totale de 79 285 440,00 FC ;
  - 2 089,70 litres d'autres produits pour une valeur totale de 14 170 000,00 FC.
- Réception de 343 dossiers pour l'acquisition des matériels d'exploitation et équipements dont :
  - 223 en appel d'offres ;
  - 94 transmis pour ouverture ;
  - 26 transmis pour analyse.
- Suivi des paiements effectués sur les dossiers existants de 310 commandes pour un total de 23 649 153,72 \$ dont :
  - 207 commandes pour un montant de USD 23 649 153,72 payés totalement, et
  - 103 partiellement payées pour un montant de USD 9 510 646,19.
- Passation de 14 commandes relatives à l'acquisition des matériels d'exploitation et travaux pour une valeur de USD 2 215 239,47 dont 5 livraisons effectuées pour une valeur de USD 656 792,00 et 09 en attente de livraison pour une valeur de 1 565 447,47 ;
- Suivi de placement de 220 commandes, relatives à l'acquisition des matériels et travaux pour une valeur de USD 19 932 052,93 02 ;
  - Examen de 315 demandes d'agrément des sociétés désireuses de nouer des relations d'affaires avec SNEL.



## FINANCES

L'activité financière a été caractérisée, au cours de l'année, par la persistance de fortes tensions de trésorerie. En effet, depuis de nombreuses années, SNEL continue à faire face à une trésorerie fragile consécutive à plusieurs facteurs, dont :

- l'administration des tarifs ne permettant pas à la société de couvrir ses charges d'exploitation et soutenir l'effort d'investissement ;
- la soumission aux conditions contraignantes de nantissement de ses recettes d'exploitation, provenant surtout des clients miniers, pour assurer le service de la dette extérieure vis-à-vis des partenaires au développement et privés ;
- le harcèlement judiciaire et fiscal;
- le manque de soutien de l'Etat propriétaire dans les discussions d'affaires avec les plus grands clients surtout miniers, en matière de recouvrement de leurs factures de consommation d'énergie.

En dépit de toutes ces contraintes imposées, SNEL a pu payer au trésor public pour l'exercice 2016 un montant total de **FC 138 226 763 847,47** dont :

- FC 59 983 100 432,62 au titre des reversements de l'intégralité des impôts courants collectés en 2015.
- FC 20 864 950 978,40 au titre de droits de douane pour l'énergie importée ;
- FC 1 619 127 924,92 au titre de divers taxes et contribution au budget de l'Etat ;
- FC 53 315 357 060,57 au titre de pénalités DGI, DGRAD et INPP.

Et, FC 11 994 251 591,42 aux organismes sociaux (INSS, INPP et ONEM).

### **PERSPECTIVES DES FINANCES**

- Poursuite du nettoyage et fiabilisation comptes à la suite des audits ;
- Production régulières des états financiers ;
- Traçabilité des transactions financières avec les banques ;
- Finalisation de l'implantation du logiciel « nouvelle écriture » en attendant la mise en place du progiciel ERP ;
- Mise en place d'une planification de la trésorerie.

# ***ETATS FINANCIERS 2016***

***1. BILANS***

***2. COMPTE DES RESULTATS***

***3. AGREGATS ET INDICATEURS  
FINANCIERS***

**BILAN AU 31 DECEMBRE 2016**  
(exprimé en Francs Congolais)

Réf.	ACTIF	Notes	31/12/2016			31/12/2015
			Brut	Amort. / Prov.	Net	Net
	<b>ACTIF IMMOBILISE (1)</b>					
<b>AA</b>	<b>Charges immobilisées</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
AY	Charges à répartir				0	0
<b>AD</b>	<b>Immobilisations incorporelles</b>		<b>330 001 633</b>	<b>322 977 024</b>	<b>7 024 608</b>	<b>813 089 806</b>
AE	Frais de recherche et de développement				0	0
AF	Brevets licences logiciels		330 001 633	322 977 024	7 024 608	813 089 806
AH	Autres immobilisations incorporelles				0	0
<b>AI</b>	<b>Immobilisations corporelles</b>		<b>9 696 218 140 496</b>	<b>1 282 740 393 258</b>	<b>8 413 477 747 238</b>	<b>7 121 507 171 923</b>
AJ	Terrains		363 556 451 707		363 556 451 707	267 351 935 436
AK	Bâtiments		299 861 490 557	37 336 640 355	262 524 850 202	235 333 768 924
AL	Installations et agencements		8 808 435 336 394	1 156 825 837 648	7 651 609 498 745	6 451 001 554 403
AM	Matériels		203 966 349 069	72 248 129 734	131 718 219 335	163 647 833 598
AN	Matériels de transport		20 398 512 769	16 329 785 520	4 068 727 249	4 172 079 561
<b>AP</b>	<b>Avances et acomptes versés sur immobilisations</b>		<b>34 903 336 237</b>	<b>636 787 356</b>	<b>34 266 548 881</b>	<b>24 164 884 022</b>
<b>AQ</b>	<b>Immobilisations financières</b>		<b>24 506 447 130</b>	<b>51 026 029</b>	<b>24 455 421 101</b>	<b>22 401 849 983</b>
AR	Titres de participation		5 713 479 529	51 026 029	5 662 453 500	5 662 453 500
AS	Autres immobilisations financières		18 792 967 601		18 792 967 601	16 739 396 483
<b>AZ</b>	<b>TOTAL ACTIF IMMOBILISE (I)</b>		<b>9 755 957 925 495</b>	<b>1 283 751 183 667</b>	<b>8 472 206 741 828</b>	<b>7 168 886 995 734</b>
	<b>ACTIF CIRCULANT</b>					
<b>BA</b>	<b>Actif circulant H.A.O.</b>					
<b>BB</b>	<b>Stocks</b>		<b>42 345 973 979</b>	<b>0</b>	<b>42 345 973 979</b>	<b>35 509 014 417</b>
BC	Stocks en consignation		685 187 949		685 187 949	43 276 120
BD	Matières premières et autres approvisionnements		41 660 786 030		41 660 786 030	35 465 738 297
<b>BG</b>	<b>Créances et emplois assimilés</b>		<b>1 671 780 041 880</b>	<b>309 769 858 800</b>	<b>1 362 010 183 080</b>	<b>1 254 271 139 839</b>
BH	Fournisseurs, avances versées		57 272 695 925	15 157 769 415	42 114 926 510	114 722 199 437
BI	Clients		894 823 945 158	294 612 089 385	600 211 855 773	585 544 157 342
BJ	Autres créances		719 683 400 797	0	719 683 400 797	554 004 783 060
<b>BK</b>	<b>TOTAL ACTIF CIRCULANT (II)</b>		<b>1 714 126 015 859</b>	<b>309 769 858 800</b>	<b>1 404 356 157 059</b>	<b>1 289 780 154 256</b>
	<b>TRESORERIE - ACTIF</b>					
BQ	Titres de placement				0	0
BR	Valeurs à encaisser		1 562 427 626	0	1 562 427 626	1 500 055 085
BS	Banques, chèques postaux, caisses		121 801 222 439	174 596 333	121 626 626 106	101 596 957 539
<b>BT</b>	<b>TOTAL TRESORERIE - ACTIF (III)</b>		<b>123 363 650 064</b>	<b>174 596 333</b>	<b>123 189 053 731</b>	<b>103 097 012 624</b>
<b>BU</b>	<b>Ecart de conversion - Actif (IV)</b>		<b>293 112 459 783</b>	<b>0</b>	<b>293 112 459 783</b>	<b>278 432 078 309</b>
	(perte probable de change)					
<b>BZ</b>	<b>TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)</b>		<b>11 886 560 051 202</b>	<b>1 593 695 638 800</b>	<b>10 292 864 412 402</b>	<b>8 840 196 240 923</b>

Réf	PASSIF	Notes	31/12/2016	31/12/2015
	<b>CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES</b>			
CA	<b>Capital</b>		6 384 108 500 000	6 384 108 500 000
CB	Actionnaires capital non appelé			
CC	<b>Primes et Réserves</b>		<b>212 060 540 418</b>	<b>-726 508 962 131</b>
CE	Ecart de réévaluation		935 805 549 727	457 734 631
CF	Réserves indisponibles			0
CG	Réserves libres		37 342 087 641	37 342 087 641
CH	Report à nouveau + ou -		-761 087 096 950	-764 308 784 403
CI	<b>Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)</b>		<b>3 802 076 554</b>	<b>3 221 687 453</b>
CK	<b>Autres capitaux propres</b>		<b>511 640 936 390</b>	<b>393 920 425 838</b>
CL	Subventions d'investissement		511 640 936 390	393 920 425 838
CM	Provisions réglementées et fonds assimilés			0
CP	<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES (I)</b>		<b>7 111 612 053 362</b>	<b>6 054 741 651 161</b>
	<b>DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (1)</b>			0
DA	Emprunts		1 157 456 831 481	868 254 227 896
DB	Dettes de crédit-bail et contrats assimilés			0
DC	Dettes financières diverses		567 240 967 417	477 135 932 868
DD	Provisions financières pour risques et charges		820 653 138 102	941 396 977 541
DE	<b>(1) dont H.A.O. ;...../ .....</b>			
DF	<b>TOTAL DETTES FINANCIERES(II)</b>		<b>2 545 350 936 999</b>	<b>2 286 787 138 305</b>
DG	<b>TOTAL RESSOURCES STABLES ( I + II)</b>		<b>9 656 962 990 361</b>	<b>8 341 528 789 466</b>
	<b>PASSIF CIRCULANT</b>			
DH	Dettes circulantes H.A.O. et ressources assimilées		33 551 994 860	28 892 561 445
DI	Clients avances reçues		67 969 052	67 319 909
DJ	Fournisseurs d'exploitation		277 651 311 060	232 430 520 098
DK	Dettes fiscales		148 813 859 959	133 083 574 180
DL	Dettes sociales		13 260 697 464	13 661 299 433
DM	Autres dettes (fournisseurs d'investissements & créd. div.)		17 934 562 454	17 797 423 496
DN	Risques provisionnés		0	12 632 586 038
DP	<b>TOTAL PASSIF CIRCULANT (III)</b>		<b>491 280 394 849</b>	<b>438 565 284 599</b>
	<b>TRESORERIE-PASSIF</b>			
DR	Banques, crédits de trésorerie		7 941 874 169	6 129 192 401
DS	Banques découverts		22 282 237 603	13 132 355 579
DT	<b>TOTAL TRESORERIE-PASSIF (IV)</b>		<b>30 224 111 773</b>	<b>19 261 547 980</b>
DU	<b>Ecart de conversion - Passif (V)</b>		<b>114 396 915 420</b>	<b>40 840 618 879</b>
	(gain probable de change)			
DZ	<b>TOTAL GENERAL ( I + II + III + IV + V)</b>		<b>10 292 864 412 402</b>	<b>8 840 196 240 923</b>

## COMPTE DE RESULTAT

### CHARGES

Réf.	CHARGES	31/12/2016	31/12/2015
	<b>ACTIVITE D'EXPLOITATION</b>		
	<i>(Marge brute sur marchandises voir TB)</i>		
RC	Achats de matières premières et fournitures liées		0
RD	(-)Variation de stocks (- ou +)		0
	<i>(Marge brute sur matières voir TG)</i>		
RE	Autres achats	169 999 979 738	150 391 004 705
RH	(-) variation de stocks (- ou +)	-5 987 051 498	-5 463 853 976
RI	Transports	19 149 210 157	18 430 578 420
RJ	Services extérieurs	40 516 197 541	41 495 422 939
RK	Impôts et taxes	47 471 510 242	9 129 875 849
RL	Autres charges	329 876 194 216	350 247 439 150
	<i>(Valeur ajoutée voir TN)</i>		
RP	Charges de personnel(1)	148 534 206 869	120 729 214 374
	(1) dont personnel extérieur : / 0		
RQ	<i>(Excédent brut d'exploitation voir TQ)</i>		
RS	Dotations aux amortissements et aux provisions	378 556 463 301	470 327 768 528
RW	<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>1 128 116 710 566</b>	<b>1 155 287 449 989</b>
	<i>(Résultat d'exploitation voir TX)</i>		
	<b>ACTIVITE FINANCIERE</b>		
SA	Frais financiers	47 995 902 259	44 474 154 271
SC	Pertes de change	11 841 070 743	2 604 364 038
SD	Dotations aux amortissements et provisions	0	19 545 881 395
SF	<b>Total des charges financières</b>	<b>59 836 973 003</b>	<b>66 624 399 704</b>
	<i>(Résultat financier voir UG)</i>		
SH	<b>Total des charges des activités ordinaires</b>	<b>1 187 953 683 569</b>	<b>1 221 911 849 693</b>
	<i>(Résultat des activités ordinaires voir UI)</i>		
	<b>HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O.)</b>		
SK	Valeurs comptables des cessions d'immobilisations		0
SL	Charges H.A.O.		0
SM	Dotations H.A.O.		0
SO	<b>Total des charges H.A.O.</b>		<b>0</b>
	<i>(Résultat H.A.O. voir UP)</i>		
SQ	Participation des travailleurs		0
SR	Impôts sur le résultat	5 665 213 613	2 754 390 288
SS	<b>Total participation et impôts</b>	<b>5 665 213 613</b>	<b>2 754 390 288</b>
ST	<b>TOTAL GENERAL DES CHARGES</b>	<b>1 193 618 897 182</b>	<b>1 224 666 239 981</b>
	<i>(Résultat net voir UZ)</i>		

## PRODUITS

Réf	PRODUITS		31/12/2016	31/12/2015
	<b>ACTIVITE D'EXPLOITATION</b>			
TC	Ventes de produits fabriqués			0
TD	Travaux, services vendus		577 116 856 378	545 395 848 622
TE	Production stockée (ou déstockage)		0	46 379 400
TF	Production immobilisée		0	80 000
TG	<b>MARGE BRUTE SUR MATIERES</b>	<b>577 116 856 378</b>	<b>545 442 308 022</b>	
TH	Produits accessoires		1 246 019 210	1 378 209 814
TI	CHIFFRE D'AFFAIRES (1) (TA + TC + TD + TH)	<b>578 362 875 588</b>	<b>546 774 058 436</b>	
TJ	(1) dont à l'exploitation .....			
TK	Subventions d'exploitation		404 944 120	25 970 078
TL	Autres produits		313 337 529 348	365 386 217 047
TN	<b>VALEUR AJOUTEE</b>	<b>291 079 308 659</b>	<b>347 955 778 474</b>	
TQ	<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>142 545 101 790</b>	<b>227 226 564 100</b>	
TS	Reprises de provisions		289 134 488 264	314 109 709 935
TT	Transferts de charges		889 877 284	681 472 761
TW	<b>Total des produits d'exploitation</b>		<b>1 182 129 714 604</b>	<b>1 227 023 887 657</b>
TX	<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>54 013 004 037</b>	<b>71 736 437 668</b>	
	Bénéfice (+) ; Perte (-)			
	<b>ACTIVITE FINANCIERE</b>			
UA	Revenus financiers		100 410 115	128 670 550
UC	Gains de change		15 122 726 530	605 346 939
UD	Reprises de provisions			
UE	Transferts de charges		1 114 768	0
UF	<b>Total des produits financiers</b>		<b>15 224 251 413</b>	<b>734 017 489</b>
UG	<b>RESULTAT FINANCIER (+ ou -)</b>	<b>-44 612 721 590</b>	<b>-65 890 382 215</b>	
UH	<b>Total des produits des activités ordinaires</b>		<b>1 197 353 966 016</b>	<b>1 227 757 905 146</b>
UI	<b>RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES</b>	<b>9 400 282 447</b>	<b>5 846 055 453</b>	
	( + ou - )			
UJ	(1) dont impôt correspondant .....			
	<b>HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)</b>			
UK	Produits des cessions d'immobilisations		0	0
UL	Produits H.A.O.		0	44 457 244
UM	Reprises H.A.O.		67 007 720	85 565 045
UN	Transferts de charges		0	0
UO	<b>Total des produits H.A.O.</b>		<b>67 007 720</b>	<b>130 022 289</b>
UP	<b>RESULTAT H.A.O. (+ ou -)</b>	<b>67 007 720</b>	<b>130 022 289</b>	
UT	<b>TOTAL GENERAL DES PRODUITS</b>		<b>1 197 420 973 736</b>	<b>1 227 887 927 435</b>
UZ	<b>RESULTAT NET</b>	<b>3 802 076 554</b>	<b>3 221 687 453</b>	
	Bénéfice (+) ; Perte (-)			



## AGREGATS ET INDICATEURS FINANCIERS

ITEM	LIBELLE	2012	2013	2014	2015	2016
<b>1</b>	<b>STRUCTURE FINANCIERE</b>					
<b>1.1</b>	Surface financière					
A	Actif total	7 628 755 925 845	8 100 478 177 417	8 539 092 623 394	8 840 196 240 923	10 292 864 412 402
B	Dettes totales	1 252 881 690 763	1 147 866 493 536	1 480 286 175 989	1 790 584 407 305	2 246 202 305 520
<b>A-B</b>	<b>Actif net</b>	<b>6 375 874 235 082</b>	<b>6 952 611 683 881</b>	<b>7 058 806 447 405</b>	<b>7 049 611 833 618</b>	<b>8 046 662 106 882</b>
C	Capitaux permanents	6 840 209 959 042	7 632 329 761 303	8 082 128 488 865	8 341 528 789 466	9 656 962 990 361
D	Actif immobilisé	6 373 583 844 422	6 866 498 410 999	7 022 793 224 837	7 168 886 995 734	8 472 206 741 828
<b>C/D</b>	<b>Taux de couverture de l'actif immobilisé par les capitaux permanents</b>	<b>107,32%</b>	<b>111,15%</b>	<b>115,08%</b>	<b>116,36%</b>	<b>113,98%</b>
E	Fonds propres	6 011 389 092 590	5 865 691 404 322	5 989 298 963 447	6 054 741 651 161	7 111 612 053 362
<b>E/D</b>	<b>Taux de couverture de l'actif immobilisé par les capitaux propres</b>	<b>94,32%</b>	<b>85,42%</b>	<b>85,28%</b>	<b>84,46%</b>	<b>83,94%</b>
<b>B/C</b>	<b>Endettement</b>	<b>20,84%</b>	<b>19,57%</b>	<b>24,72%</b>	<b>29,57%</b>	<b>31,58%</b>
<b>1.2</b>	Solvabilité					
<b>E/B</b>	<b>ratio de solvabilité</b>	4,80	5,11	4,05	3,38	3,17
F	Valeurs d'exploitation	31 689 457 615	31 375 846 734	32 365 521 752	35 509 014 417	42 345 973 979
G	valeurs réalisables	1 193 434 612 049	893 911 468 083	1 139 682 007 787	1 289 780 154 256	1 404 356 157 059
0	Valeurs disponibles	30 048 011 759	77 803 722 835	99 020 334 604	103 097 012 624	123 189 053 731
<b>J=F+G+H</b>	<b>Actif circulant</b>	<b>1 255 172 081 423</b>	<b>1 003 091 037 652</b>	<b>1 271 067 864 143</b>	<b>1 428 386 181 297</b>	<b>1 569 891 184 769</b>
I	Dettes à court terme	788 545 966 803	282 592 144 857	408 336 877 584	445 194 246 541	521 504 506 622
<b>J-I</b>	<b>Fonds de roulement</b>	<b>466 626 114 620</b>	<b>720 498 892 795</b>	<b>862 730 986 559</b>	<b>983 191 934 756</b>	<b>1 048 386 678 147</b>
<b>F+G-I</b>	<b>Besoins en fonds de roulement</b>	<b>436 578 102 861</b>	<b>642 695 169 960</b>	<b>763 710 651 955</b>	<b>880 094 922 132</b>	<b>925 197 624 416</b>
<b>1.4</b>	Rentabilité					
K	Résultat net	-186 789 267 896	-300 083 745 042	-212 654 923 161	3 221 687 453	3 802 076 554
<b>K/E</b>	<b>Taux de rendement des capitaux propres</b>	<b>-3,11%</b>	<b>-5,12%</b>	<b>-3,55%</b>	<b>0,05%</b>	<b>0,05%</b>

<b>2</b>	<b>ANALYSES DE L'ACTIVITE</b>					
<b>L</b>	Variation de stocks	47 295 446 386	67 550 741 507	162 341 787 968	150 391 004 705	169 999 979 738
<b>M</b>	Transports	13 350 196 014	14 767 915 131	24 170 086 279	18 430 578 420	19 149 210 157
<b>N</b>	Services extérieurs	29 003 686 606	28 764 653 741	36 788 685 944	41 495 422 939	74 068 192 401
<b>L+M+N</b>	Consommation	89 649 329 006	111 083 310 379	223 300 560 191	210 317 006 064	263 217 382 296
<b>O</b>	Fournisseurs	150 103 475 924	263 842 103 125	241 023 074 194	261 323 081 543	277 651 311 060
<b>P</b>	Délai de paiement fournisseurs					341 jours
<b>Q</b>	Délai de recouvrement créances					537 jours
<b>R</b>	Chiffre d'affaires	341 480 447 992	433 052 705 444	532 745 880 403	546 774 058 436	578 362 875 588
<b>S</b>	Résultat brut d'exploitation	202 586 242 208	163 306 573 725	173 116 460 657	227 226 564 100	142 545 101 790
<b>R/S</b>	<b>RBE/CA</b>	<b>59,33%</b>	<b>37,71%</b>	<b>32,50%</b>	<b>41,56%</b>	<b>24,65%</b>
<b>T</b>	Amortissements	350 002 490 301	178 889 880 005	177 962 408 868	187 266 001 817	184 611 693 653
<b>U</b>	Provisions non exigibles	187 425 962 001	184 847 830 373	337 339 405 701	304 685 686 177	375 281 069 509
<b>K+T+U</b>	<b>Marge Brute d'Autofinancement</b>	<b>350 639 184 406</b>	<b>63 653 965 336</b>	<b>302 646 891 408</b>	<b>495 173 375 447</b>	<b>563 694 839 716</b>

En 2016,

- Le taux de couverture des immobilisations par les capitaux permanents est appréciable. Il se situe à 113,98 %, la norme étant fixée à >100 %. Par rapport à 2015 où il était à 116,36 %, il se dégage une baisse de 2,05 %.

Comparé à celui enregistré en 2012, il s'observe un accroissement de 6,39 %, influencé principalement par les ressources extérieures.

- Le taux de couverture des immobilisations par les capitaux propres s'élève à 83,94 %, il est inférieur à la norme fixée à >100 %0. Ceci traduit la dépendance aux financements extérieurs pour la couverture des immobilisations.

Par rapport à 2015 et 2012, il s'observe une baisse respective de 0,62 % et de 11,01 %.

- Le ratio de solvabilité est appréciable étant donné qu'il est conforme à la norme fixée à >1, soit 3,17. Il justifie que les créanciers SNEL jouissent d'une grande sécurité de leur fonds.

Par rapport à 2015 et 2012 il s'est détérioré respectivement de 3,38 % et 4,80 % suite, d'une part à la diminution des capitaux propres qui sont amputés des pertes des exercices antérieurs et l'augmentation de l'endettement.

- Le ratio d'endettement traduit le poids de la dette totale de l'entreprise sur les capitaux propres. Il est conforme à la norme fixée à < 50 % soit 31,58 %.
- Le Fonds de roulement se chiffre à FC 1 003 090 352 151, soit une augmentation respectivement de 6,79 % et de 122,88 % par rapport à 2015 (FC 935 050 334 301) et 2012 (FC 436 578 102 861).
- Le Besoin en fonds de roulement se chiffre à FC 879 901 298 420. Il a augmenté de 5,76 % par rapport à 2015 (FC 831 953 321 677) et de 101,55 % par rapport à 2012 (FC 436 578 102 861), influencé principalement par le passif non assurable dont le montant s'élève à FC 520 873 489 137.
- La rentabilité de l'entreprise affiche un résultat net de la période de FC 3 802 076 554 contre FC 3 221 687 454 en 2015, il se dégage un accroissement de 18,02 %.
- Le délai de paiement fournisseurs se situe à 341 jours par contre celui de recouvrement créances (hors mis le passif non assurable) se situe à 537 jours.

