

PLAN MOYEN TERME DE LA SDA Période 2017-2021



Conseil d'Administration de SDA du 21/11/2016

Diffusion :

☐ Administrateurs

SOMMAIRE

I. INTRODUCTION	3
II. AXES STRATÉGIQUES	4
III. HYPOTHESES	7
IV. OBJECTIFS&PRINCIPAUX PARAMETRES DU PMT	8
1. OBJECTIFS :	8
2. PRINCIPAUX PARAMETRES DE LA SDA :	18
V. PLANS D' ACTIONS	20
1. COMMERCIAL	20
2. RESEAUX ELECTRICITE	24
3. RESEAUX GAZ	34
VI. RESSOURCES	36
1. RESSOURCES HUMAINES	36
A. EMPLOI	36
B. FORMATION	39
2. INFRASTRUCTURES & MOYENS GENERAUX	45
VII.PLAN FINANCIER	46
1. COMPTE DE RESULTATS PREVISIONNELS	47
2. PLAN DE TRÉSORERIE PRÉVISIONNEL	49
3. PROGRAMME D'INVESTISSEMENT	51
4. PLAN DE FINANCEMENT	52
ANNEXES	54
1. HYPOTHESES du plan opérationnel physique et financier	54
2. ETAT D'AVANCEMENT des projets	54
3. INFRASTRUCTURES	54

I. INTRODUCTION

Le plan opérationnel à moyen terme de la SDA (PMT), pour la période 2017-2021, objet du présent document, est une actualisation du plan 2016-2020, approuvé par le conseil d'administration de la SDA.

Il définit les plans d'action quantifiés et valorisés, retenus sur la nouvelle période considérée, pour que les objectifs visés et les ressources disponibles sur le court terme, convergent vers les buts à moyen terme et long terme de la société.

Il a été tenu compte **des nouveaux engagements pris avec le concédant sur la même période** et, surtout, de la conjoncture financière actuelle particulièrement difficile, en apportant une attention particulière à l'aspect maîtrise des dépenses de fonctionnement et d'investissement par, notamment :

- Une priorisation des projets selon le bénéfice attendu, à court terme, en matière, particulièrement, d'amélioration de la qualité de service (technique et commerciale) et selon les moyens de financement ;
- Un contrôle plus approfondi des études correspondantes à chaque projet d'investissement ;
- Une recherche systématique d'optimisation des coûts des projets prévus ;

En outre, les écarts constatés en matière de réalisations de l'exercice, rapportées aux prévisions 2016, du précédent plan, ont été pris en considération afin d'ajuster au mieux les nouvelles prévisions du plan 2017-2021 et s'assurer de leurs réalisations.

II. AXES STRATÉGIQUES

Le plan stratégique de la SDA est basé sur les orientations stratégiques (*finalités*) du Groupe SONEGAS concernant la partie Distribution, segment Concessions électricité & gaz, à savoir :

- A. Conserver et développer les concessions en améliorant la qualité de service et en maîtrisant les coûts.**
- B. Développer une culture d'amélioration continue de la performance, y compris dans sa dimension « Image »**

Dans le cadre d'un scénario retenu, dit de « **Continuité** » : Concessions électricité, Concessions gaz, intégration commercialisation et GRD et services intégrés

Sur cette base, la SDA, poursuit la mise en œuvre de son plan stratégique dont les dix (10) axes stratégiques et les actions sous-jacentes sont rappelés ci-après :

1. Un service public accompli garantissant la sécurité, la fiabilité et la performance de ses réseaux d'électricité et de gaz :

Il s'agit pour cet axe d'assurer :

- a. Des interventions rapides, sûres, efficaces et de qualité ;*
- b. Des intervenants suffisamment dimensionnés, qualifiée et correctement dotée en moyens d'interventions;*
- c. Un délai d'alerte réduit et une information aux clients précise ;*
- d. Une réappropriation totale des actes de maintenance mais aussi un réaménagement continu des procédures de maintenance intégrant les aspects de performances;*
- e. Une meilleure planification des réseaux et sa mise en œuvre pratique dans les délais prévus.*

2. Une ressource Humaine compétente et optimisée :

Il s'agit d'assurer principalement :

- a. Un développement continu des compétences RH;*
- b. Une gestion de la performance;*
- c. Une capitalisation des connaissances et savoir-faire de la société et leur meilleure diffusion (Knowledge Management).*

3. Une autre image de la société :

L'objectif étant de restaurer l'image de la société et de changer la perception des clients et de parties prenantes en général, en garantissant :

- a. Un accueil amélioré et une meilleure disponibilité pour les clients;*
- b. Une identification visible et homogène;*
- c. Un état irréprochable des locaux et des véhicules ;*
- d. Des chantiers organisés et normalisée.*

4. Un accès facile à l'énergie :

Il s'agit de réaménager et améliorer les procédures de raccordement aux réseaux des clients et aussi respecter les engagements pris, à travers :

- a. Des démarches simplifiées et personnalisés pour les clients « grands comptes »;*
- b. Des informations claires et accessibles (procédures, références, ...);*
- c. Des délais de raccordements affichés, raisonnables et respectés;*

5. Une organisation adaptée aux exigences d'une grande ville :

Compte tenu de la complexité croissante des réseaux et la spécificité des grands centres urbains (*densité de clients, densité de charge, aménagements urbains, exigences en matière de qualité de service, etc...*), l'organisation de la société devrait être réaménagée, pour, entre autres, garantir une meilleure cohérence et homogénéité de traitement des clients, assurer plus de réactivité, devenir assez flexible pour s'adapter aux changements de l'environnement, de plus en plus dynamique. Ceci à travers :

- a. Une seule concession Electricité et une seule concession Gaz pour Alger ;*
- b. Une organisation en GRD Electricité et gaz (Gestionnaires de Réseaux de Distribution) clairement séparés de l'activité commercialisation ;*
- c. Des Bases d'interventions avancées (proximité) ;*
- d. Un système de management par la qualité.*

6. Une capacité de maîtrise d'œuvre alliant qualité et performance :

Afin de faire respecter les engagements de la société vis à vis de ses clients et des gestionnaires de la ville mais, également, ses objectifs tracés en matière de développement des réseaux, la société doit rapidement disposer de capacités de réalisation des travaux et les maîtriser :

- a. Des unités de travaux dédiées ;*
- b. Un système de qualification et de suivi des sous-traitants efficace qui favorise la montée en compétences des sous-traitants.*
- c. Des moyens d'intervention et une logistique adaptés.*

7. Une connaissance régulière des attentes clients :

La convergence des attentes des clients et les orientations de la société en matière d'amélioration des services est un gage de réussite. Pour ce faire il est indispensable de mesurer régulièrement ces attentes :

- a. Rencontre chaque année d'au moins de 1 à 2% de clients ;*
- b. Mesure annuelle de l'ISC (Indice de Satisfaction de la Clientèle).*

8. Une capacité d'innovation pour mieux gérer la complexité croissante des réseaux :

Il s'agit de favoriser et encourager les idées novatrices et les initiatives, intégrer les TIC et assurer, en permanence, une veille technologique :

- a. Développement des Systèmes d'Informations, partagés entre client, commercial et technique (SIG, ...);*
- b. Développement des nouvelles technologies (Smart Grid: télégestion, téléconduite,...; paiement électronique, ...);*
- c. Améliorer et adapter la conception des ouvrages.*

9. Des capacités financières :

Cet axe est déterminant pour la pérennité de développement de la société.

Afin de renforcer ses capacités financières, la société doit engager en parallèle plusieurs actions stratégiques :

- a. Protection des revenus par l'amélioration des processus de gestion ;*
- b. Développement de l'ingénierie sociale (solutions d'accompagnement avec les pouvoirs publics) pour le recouvrement des créances, la réduction des pertes (fraude) et les agressions des ouvrages ;*
- c. Maitrise des charges et optimisation des investissements ;*
- d. Maitrise de l'adéquation entre les couts de revient et les tarifs.*
- e. Mise en place d'une politique tarifaire affinée.*

10. Protection de l'environnement et intégrations des ouvrages Electricité & gaz:

La SDA est une société citoyenne et doit contribuer durablement à la préservation de l'environnement à travers des actions concrètes telles que :

- a. Enfouissement des réseaux ;*
- b. Réduction des émissions parasites et/ou accidentelles (Huiles, SF6, déchets,...).*

Pour atteindre ces objectifs stratégiques, la SDA poursuivra, sur la période du plan, la mise en œuvre de l'ensemble des projets, classés par activité et par axe stratégique, détaillés dans le document « **Plan opérationnel Moyen Terme (PMT) de la SDA 2016 - 2020** ».

Néanmoins, certains projets concernant notamment la réalisation d'infrastructures et l'acquisition de véhicules ont été décalés vers un horizon plus favorable, en en terme financier.

III. HYPOTHESES

Les états financiers de la société ont été élaborés selon les hypothèses suivantes (*lettre de cadrage de Sonelgaz du 19 septembre 2016*) :

Rubrique	Unité	PROB 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Prix d'achat Electricité SPE/IPP	DA/kWh	2,62	2,653	2,686	2,719	2,753	2,788
Prix de transit Transport Electricité (GRTE)	cDA/kWh	70	70				
Prix de transit Transport Gaz (GRTG)	cDA/ th	4,64	4,64				
Prix de vente moyen Electricité (*)	cDA/kWh	403,9	403,9				
Prix de vente moyen Gaz (*)	cDA/th	33,20	33,20				
Frais du personnel	TE%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Il y a lieu de noter les variations de certaines hypothèses par rapport au PMT SDA 2016-2020, à savoir :

- Augmentation du coût d'achat d'électricité de 1,25% par rapport à 2016 et une évolution moyenne de 1,25% sur la période 2017-2021 ;
- Variation du prix de vente moyen d'Electricité qui passe de 346,6 à 403,9 cDA/kWh;
- Variation du prix de vente moyen Gaz qui passe de 27,95 à 33,20 cDA/th;
- Répartition des frais de personnel en cohérence avec les mouvements prévus sur la période.

(*)
les tarifs de vente de l'électricité et du gaz, au client final, ont été maintenus invariants sur la période, bien qu'en deçà des tarifs requis.
Toutefois, il a été donné, à titre indicatif, les tarifs «d'équilibre » qui permettront d'engager les discussions avec le concédant sur une éventuelle révision tarifaire progressive ou, dans le cas échéant, des subventions d'exploitation.

IV. OBJECTIFS & PRINCIPAUX PARAMETRES DU PMT

1. OBJECTIFS :

Le plan d'actions, prévu sur la période 2017-2021 a pour principales visées l'amélioration continue des principaux indicateurs de performances de la concession de la SDA, pour atteindre, année par année jusqu'en fin de période, les objectifs arrêtés.

In fine, c'est la satisfaction de la clientèle qui est recherchée.

Ces objectifs, par activité, sont récapitulés comme suit :

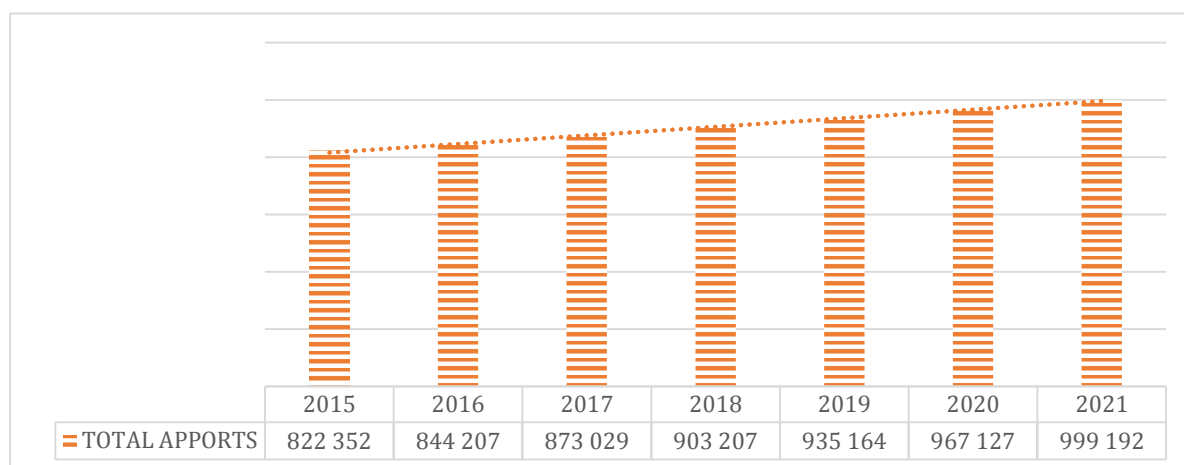
► COMMERCIAL

1. CLIENTÈLE

CLIENTELE ELECTRICIE :

A l'horizon 2021, le nombre de clients électricité avoisinera les **1 000 000** clients toutes tensions confondues, avec une moyenne d'apport annuel de plus de **30 000** clients :

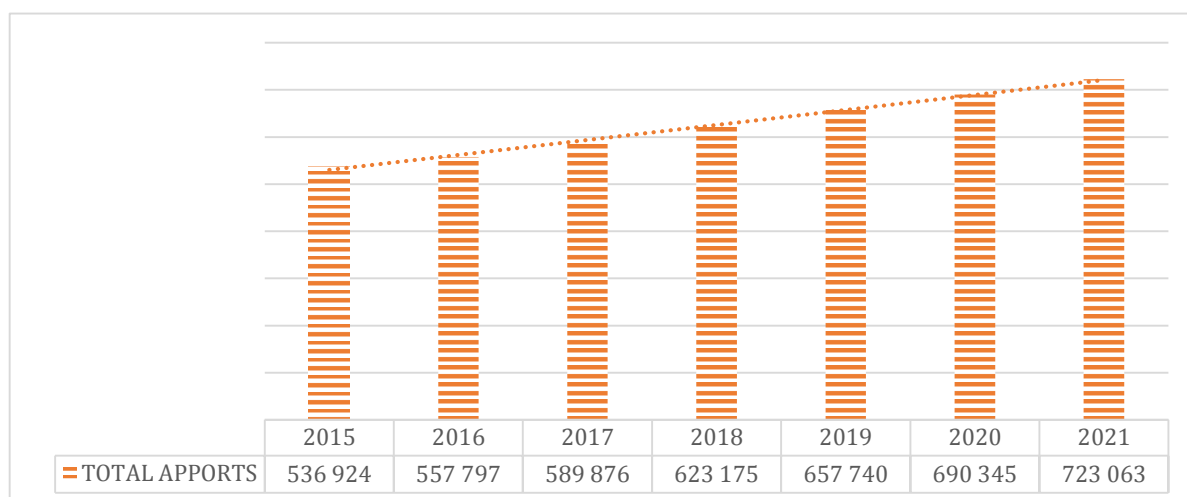
Intitulé	HISTORIQUE			PREVISIONS					TE(%) 17/16	TE(%) PMT
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021		
Apport des clients:	26 236	21 855	27 376	28 822	30 178	31 957	31 963	32 065	32%	8%
<i>Programmes Publics</i>	0	0	222	0	0	0	0	0	-	-
<i>RCN</i>	26 157	21 794	27 098	28 768	30 121	31 898	31 900	32 000	32%	8%
Basse Tension	26 157	21 794	27 320	28 768	30 121	31 898	31 900	32 000	32%	8%
Moyenne Tension	79	60	53	54	56	58	63	65	-10%	2%
Haute Tension	0	1	3	0	1	1	0	0	-100%	-100%
Total clients:	822 352	844 207	849 186	873 029	903 207	935 164	967 127	999 192	3%	3%
Basse Tension	818 261	840 055	845 070	868 823	898 944	930 842	962 742	994 742	3%	3%
Moyenne Tension	4 083	4 143	4 105	4 197	4 253	4 311	4 374	4 439	1%	1%
Haute Tension	8	9	11	9	10	11	11	11	0%	4%



CLIENTELE GAZ :

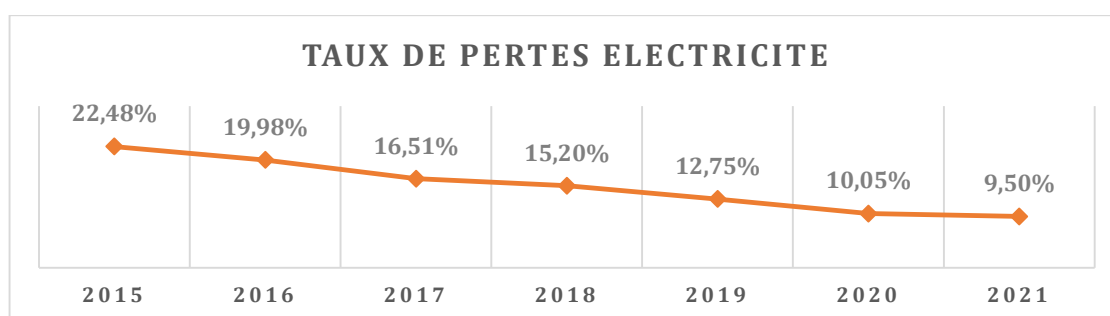
Dans sa démarche, la SDA compte déployer des efforts particuliers pour améliorer son taux de pénétration gaz, avec un objectif, à 2021, de raccordement en Gaz de plus de 165 000 clients :

Intitulé	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
Apport des clients:	26 251	20 873	34 082	32 079	33 299	34 565	32 605	32 718	54%	9%
<i>Programmes Publics</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
<i>RCN</i>	26 227	20 870	34 059	32 060	33 279	34 543	32 590	32 700	54%	9%
Basse Pression	26 227	20 870	34 059	32 060	33 279	34 543	32 590	32 700	54%	9%
Moyenne Pression	25	3	23	18	20	22	15	18	500%	43%
Haute Pression	-1	0	0	1	0	0	0	0	-	-
Total clients:	536 924	557 797	576 542	589 876	623 175	657 740	690 345	723 063	6%	5%
Basse Pression	536 158	557 028	575 758	589 088	622 367	656 910	689 500	722 200	6%	5%
Moyenne Pression	751	754	767	772	792	814	829	847	2%	2%
Haute Pression	15	15	17	16	16	16	16	16	7%	1%



2. TAUX DE PERTES**ELECTRICITE**

Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
achats électricité SPE	3 375	4 099	4 184	4 326	4 832	5 202	5 573	5 813	6%	7%
achats électricité SKTM									-	-
achat aux tiers:	3 909	3 775	3 586	4 004	4 075	4 317	4 600	4 789	6%	5%
Kahrama	311	311	324	320	320	320	320	320	3%	1%
SKS	715	607	656	680	700	740	750	760	12%	5%
SKB	346	260	128	293	343	400	480	500	13%	14%
SKH	903	1 040	1 051	1 103	1 010	1 120	1 160	1 180	6%	3%
SKT	708	665	725	706	760	780	849	914	6%	7%
SKD	786	772	534	775	780	780	849	914	0%	3%
SPP1	106	85	144	90	120	130	140	145	6%	11%
Autres tiers	34	35	23	37	42	47	52	56	6%	10%
Achats électricité (BU*) :	7 284	7 874	7 770	8 330	8 907	9 519	10 173	10 602	6%	6%
<u>Ventes:</u>										
Ventes totales à la clientèle :										
Basse Tension	3 009	3 427	3 157	3 793	4 121	4 554	5 052	5 391	11%	9%
Moyenne Tension	2 098	2 308	2 286	2 530	2 780	3 069	3 384	3 468	10%	8%
Haute Tension	437	454	482	511	532	555	577	601	13%	6%
Sous-total (1)	5 544	6 190	5 926	6 833	7 433	8 178	9 013	9 460	10%	9%
<u>Autres facturation d'énergie:</u>										
Auxiliaires centrales SPE	3	2	3	3	3	3	3	3	30%	8%
Auxiliaires centrales SKTM	0	0,2	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0%	2%
Auxiliaires centrales IPP	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Auxiliaires poste GRTE	3	3	6	6	6	6	6	7	108%	19%
Pertes Transport	253	247	299	237	227	218	210	201	-4%	-4%
Sous- total (2)	259	252	308	246	237	227	219	211	-2%	-3%
Total des ventes (1)+(2)	5 803	6 442	6 234	7 079	7 670	8 406	9 231	9 671	10%	8%
Pertes de distribution	1 481	1 432	1 537	1 251	1 237	1 114	942	930	-13%	-8%
Taux de pertes de distribution	22,48%	19,98%	22,01%	16,51%	15,20%	12,75%	10,05%	9,50%	-17%	-14%

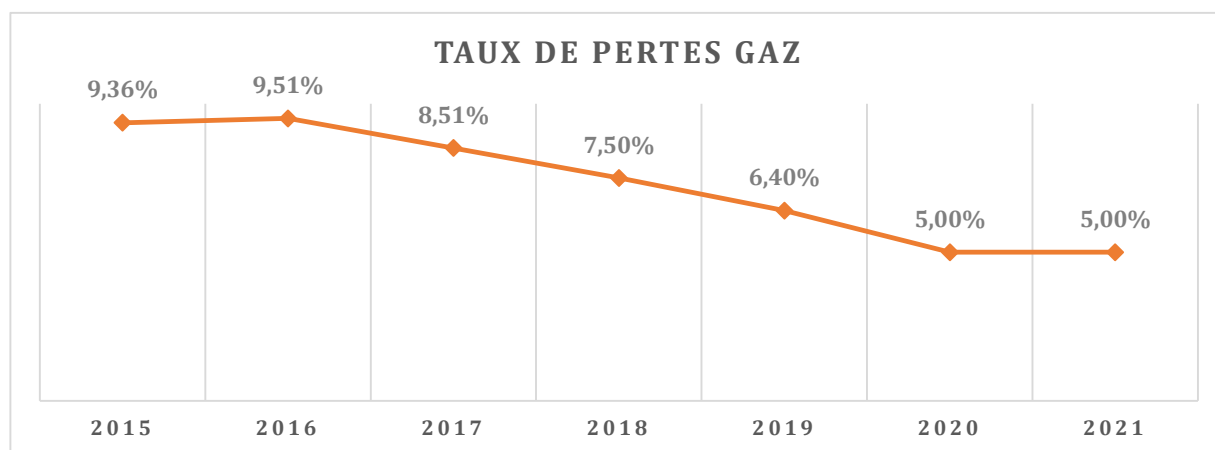
**NB :**

Pour les pertes électricité, il a été opté pour une approche d'amélioration progressive, continue et **maîtrisée** de ce paramètre, permettant de l'améliorer de près de **58%** à 2021. Dans l'intervalle du plan, une révision (*d'amélioration*) de l'objectif pourra être envisagée.

Noter que ces objectifs ont été révisés à la baisse, par apport à ceux présentés dans le plan 2016-2020, tenant compte des nouvelles orientations du propriétaire et de la situation financière critique de la société.

GAZ :

Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
Achats (HP+MP+BP)	1 126	1 295	1 382	1 429	1 517	1 685	1 872	2 048	10%	10%
Gaz Naturel	1 126	1 295	1 382	1 429	1 517	1 685	1 872	2 048	10%	10%
Propane									-	-
Achats pour les IPP			750						-	-
Ventes totales à la clientèle:	1 027	1 179	1 252	1 315	1 409	1 583	1 783	1 950	12%	11%
Basse Pression	818	951	1 007	1 069	1 148	1 295	1 466	1 618	12%	11%
Moyenne Pression	143	152	164	166	179	201	228	237	9%	9%
Haute Pression	66	75	80	79	83	86	89	95	5%	5%
Pertes	99	116	130	115	108	102	89	98	-1%	-3%
Taux de pertes	9,36%	9,51%	10,00%	8,51%	7,50%	6,40%	5,00%	5,00%	-11%	-12%

**NB :**

Pour les pertes gaz, l'objectif étant établi sur la base d'un diagnostic plus approfondi, afin d'agir sur les principales causes à l'origine des résultats défavorables, par rapport aux objectifs assignés, de ce paramètre. Le but étant de mettre en place les actions appropriées permettant de gagner environ 5 points sur la période du PMT.

3. Délais de raccordements clientèle :**BRANCHEMENT ELEC. / GAZ**

Désignation	Unité	HISTORIQUE			PREVISIONS						
		REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
<u>Branchement électricité:</u>											
- Délai de branchement	jours	6	8	8	8	7	7	6	6	-6%	-6%
- Hors délai	%	6%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	0%	-8%
<u>Branchement gaz:</u>											
- Délai de branchement	jours	6	8	8	8	7	7	6	6	-6%	-6%
- Hors délai	%	9%	6%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	-50%	-20%

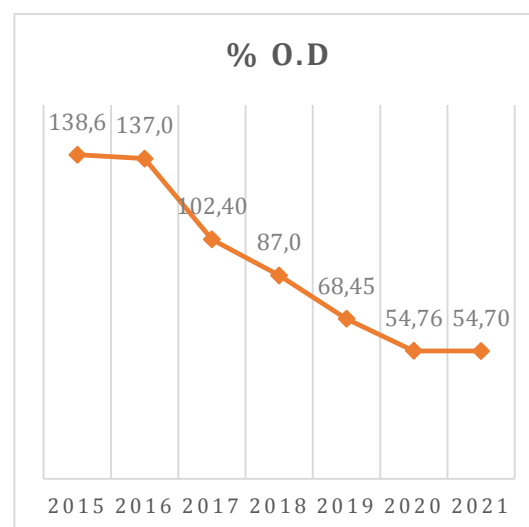
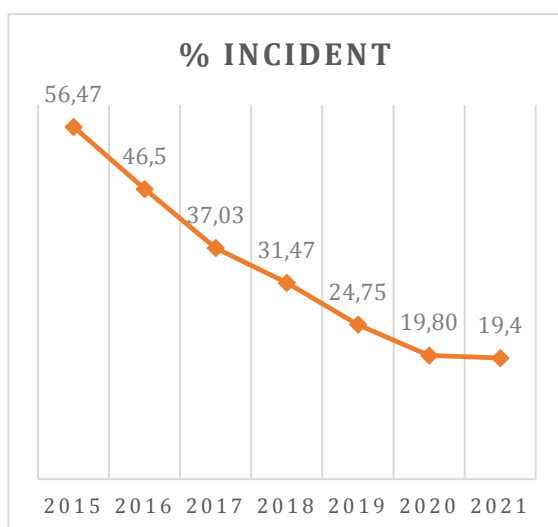
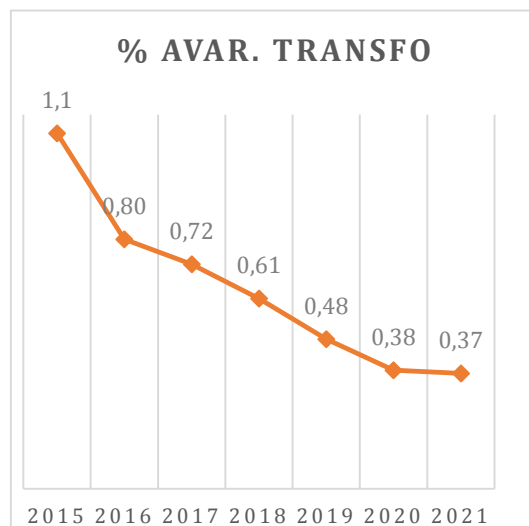
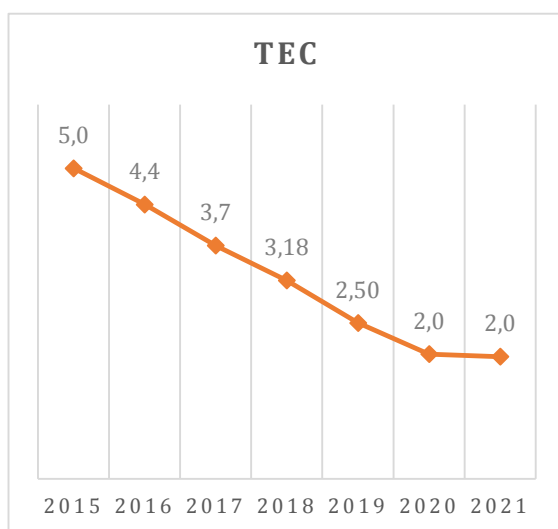
EXTENSION ELEC. / GAZ

Désignation	Unité	HISTORIQUE			PREVISIONS						
		REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
<u>Extension électricité:</u>											
- Délai d'Extension	jours	77	78	55	46	46	45	45	42	-41%	-12%
- Hors délai	%	52%	50%	21%	16%	10%	10%	10%	9%	-68%	-29%
<u>Extension gaz:</u>											
- Délai d'Extension	jours	63	65	55	46	46	45	45	42	-29%	-8%
- Hors délai	%	50%	50%	11%	11%	10%	10%	9%	8%	-78%	-31%

► RESEAUX ELECTRICITE

1. PARAMETRES DE QUALITE DE SERVICE

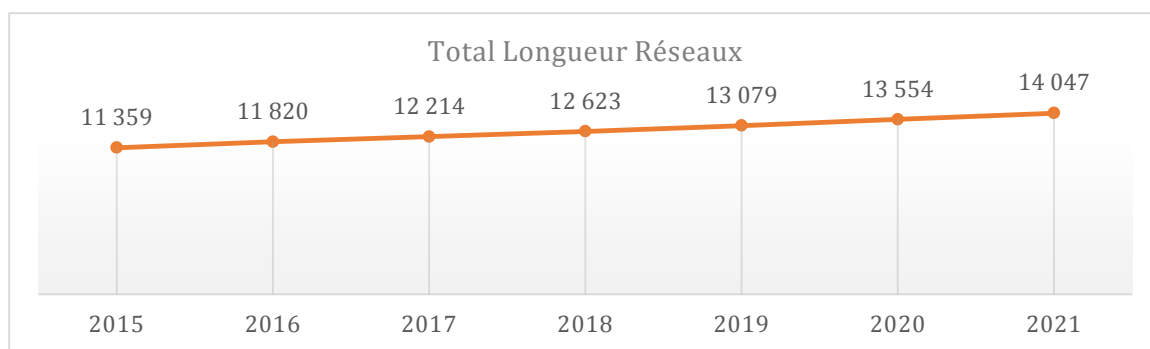
Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
Temps Equivalents de coupure	4,98	4,4	4,4	3,74	3,18	2,5	2	1,96	-15%	-15%
Taux avaries des transformateurs	1,1	0,8	0,84	0,72	0,61	0,48	0,38	0,37	-10%	-14%
Incidents aux 100 KM	56,47	46,5	43,56	37,03	31,47	24,75	19,8	19,4	-20%	-16%
Ouvertures de disjoncteurs aux 100 KM	138,64	137	120,47	102,4	87,04	68,45	54,76	54,7	-25%	-17%



Il est donc attendu une amélioration de l'ensemble des paramètres, en fin de période, de près de 50% par rapport à 2016, au regard du plan d'actions lancé.

2. LONGUEUR RESEAUX

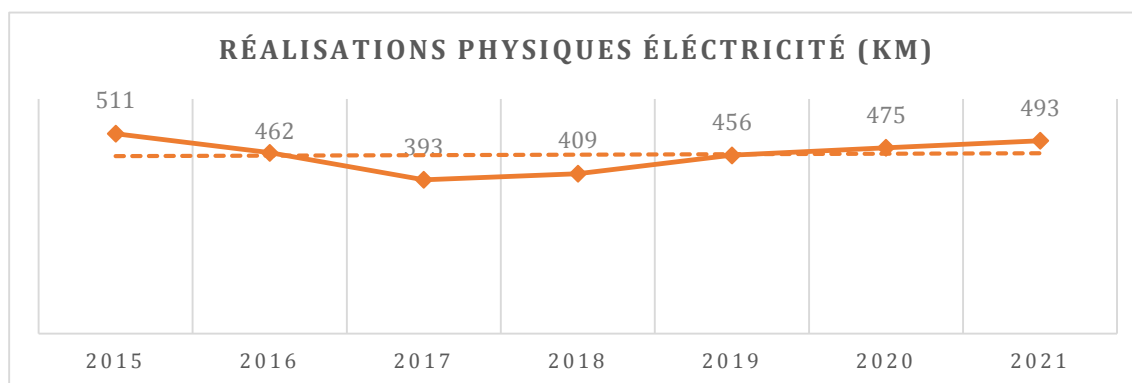
Désignation	Historique			Prévisions						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
Moyenne Tension	4468	4 670	4 655	4 882	5 045	5 227	5 417	5 614	5%	4%
Basse Tension	6890	7 150	7 008	7 332	7 578	7 851	8 137	8 433	3%	3%
TOTAL	11 359	11 820	11 663	12 214	12 623	13 079	13 554	14 047	3%	4%



3. PRÉVISIONS DES REALISATIONS PHYSIQUES

Situation des réalisations physiques par programme

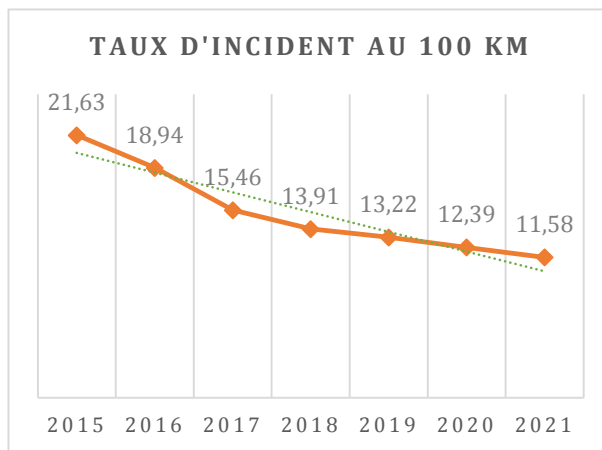
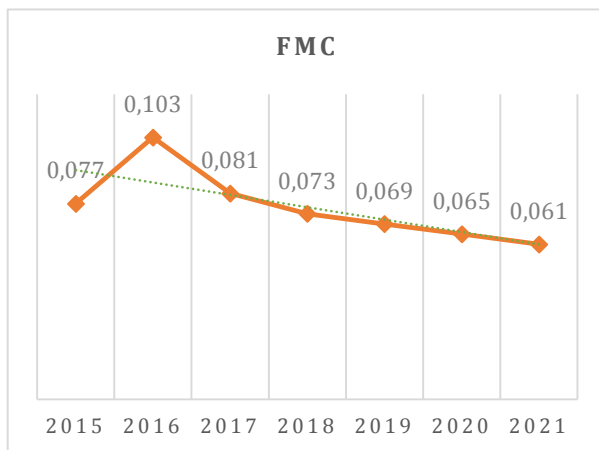
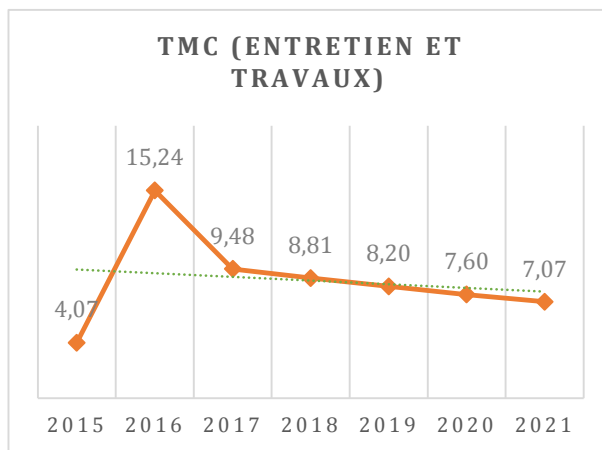
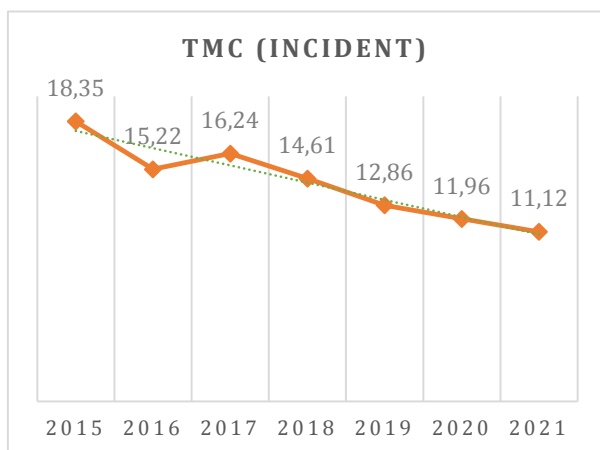
Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMTE
Programmes Publics	23	52	69	0	0	30	32	33	-100%	-9%
RCN	251	250	200	200	210	221	232	243	-20%	-1%
Programme propre	237	160	250	193	199	205	211	217	20%	6%
Total	511	462	519	393	409	456	475	493	-15%	1%



► RESEAUX GAZ

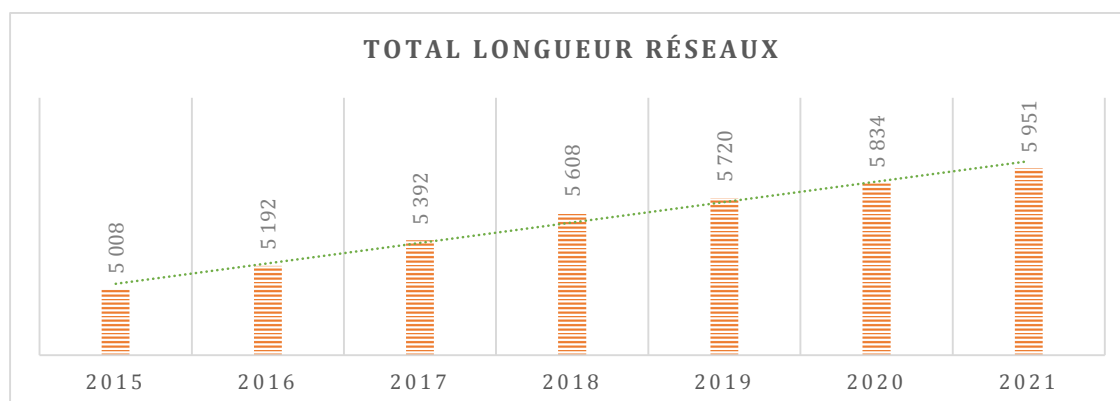
1. PARAMETRES DE QUALITE DE SERVICE

Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
TMC (incident)	18,35	15,22	17,46	16,24	14,61	12,86	11,96	11,12	7%	-6%
TMC (entretien et travaux)	4,07	15,24	9,98	9,48	8,81	8,2	7,6	7,07	-38%	-14%
FMC	0,077	0,103	0,086	0,081	0,073	0,069	0,065	0,061	-21%	-10%
TI au 100 Km réseau	21,63	18,91	16,27	15,46	13,91	13,22	12,39	11,58	-18%	-9%



2. LONGUEUR RESEAU

Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMTE
Moyenne Pression	5 008	5 192	5 310	5 392	5 608	5 720	5 834	5 951	4%	3%
TOTAL	5 008	5 192	5 310	5 392	5 608	5 720	5 834	5 951	4%	3%



NB : Le réseau basse pression a été totalement remplacé, à fin 2015, par le réseau moyenne pression.

Les prévisions des longueurs de réseau MP 2017-2019 intègrent aussi la longueur réseau à réaliser pour l'alimentation de toute la ville de Sidi Abdallah. Au-delà de 2019 un taux d'évolution moyen de 2% a été appliqué par rapport à l'historique de réalisation sur les 5 années,

La longueur du réseau MP, passera de 5192 Km en 2016 pour atteindre 5 951 Km à l'horizon 2021, soit une évolution moyenne annuelle de 3%.

3. PREVISIONS DES REALISATIONS PHYSIQUES

Situation des réalisations physiques par programme

Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMTE
Programmes Publics	74	38	87	50	0	0	0	0	32%	-100%
RCN	72	101	25	97	85	83	81	79	-3%	-5%
Programme propre	14	14	88	19	97	82	28	8	40%	-10%
Total	160	152	200	166	182	165	109	87	9%	-11%

► HYGIENE, SECURITE, ENVIRONNEMENT

Il est visé, à fin de période du plan, une amélioration du Taux de Fréquence et Taux de Gravité pour rester normatif selon le référentiel **INERIS** (*INSTITUT NATIONAL DE L'ENVIRONNEMENT INDUSTRIEL ET DES RISQUES*) adopté, rappelé ci-après :

Taux de fréquence :

$$\frac{\text{Nombre d'accidents du travail avec arrêt}}{\text{Nombre d'heures travaillées}} \times 1\,000\,000$$

40 < TF	Mauvais
30 < TF < 40	Médiocre
20 < TF < 30	Moyen
15 < TF < 20	Correct
10 < TF < 15	Bon
5 < TF < 10	Très Bon
TF < 5	Excellent

Taux de gravité :

$$\frac{\text{Nombre de jours d'arrêt}}{\text{Nombre d'heures travaillées}} \times 1\,000$$

1 < TG	Mauvais
0,8 < TG < 1	Médiocre
0,5 < TG < 0,8	Moyen
0,3 < TG < 0,5	Correct
0,2 < TG < 0,3	Bon
0,1 < TG < 0,2	Très Bon
TG < 0,1	Excellent

TAUX DE FREQUENCE

Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMTE
SDA	7,99	5,5	4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-82%	-29%

TAUX DE GRAVITE

Désignation	HISTORIQUE			PREVISIONS						
	REAL. 2015	PROB. 2016	PREVU 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMTE
SDA	0,15	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0

2. PRINCIPAUX PARAMETRES DE LA SDA :

PARAMETRES	REALISE 2015	PROBABLE 2016	PREVU 2016	PREVISIONS					T.E (%) 17/16	T.E (%) PMTE	
				2017	2018	2019	2020	2021			
ENERGIE FACTUREE											
➤ Electricité (GWh)	5 544	6 190	5 926	6 833	7 433	8 178	9 013	9 460	10%	8%	
➤ Gaz (Mm³)	1 027	1 179	1 252	1 315	1 409	1 583	1 783	1 950	12%	10%	
➤ Pertes Electricité (%)	22,48%	19,98%	22,01%	16,51%	15,20%	12,75%	10,05%	9,50%	-17%	-13%	
➤ Pertes Gaz (%)	9,36%	9,51%	10,00%	8,51%	7,50%	6,40%	5,00%	5,00%	-11%	-12%	
ACCROISSEMENT ABONNES											
➤ Electricité	26 236	21 855	27 376	28 822	30 178	31 957	31 963	32 065	32%	3%	
➤ Gaz	26 251	20 873	34 082	32 079	33 299	34 565	32 605	32 718	54%	0%	
TOTAL ABONNES											
➤ Electricité	822 352	844 207	849 186	873 029	903 207	935 164	967 127	999 192	3%	3%	
➤ Gaz	536 924	557 797	576 542	589 876	623 175	657 740	690 345	723 063	6%	5%	
RESEAU DE DISTRIBUTION (KM)											
➤ Electricité	11 359	11 820	11 663	12 214	12 623	13 079	13 554	14 047	3%	4%	
➤ Gaz	5 008	5 192	5 310	5 392	5 608	5 720	5 834	5 951	4%	2%	
INVESTISSEMENTS (KM)											
➤ Electricité	511	462	519	393	409	456	475	493	-15%	6%	
➤ Gaz	160	152	200	166	182	165	109	87	9%	-15%	
DEPENSES D'INVESTISSEMENT (MDA)											
➤ Electricité	4 806	6 036	7 070	6 371	7 504	5 581	5 035	5 042	6%	-6%	
➤ Gaz	819	1 021	1 034	990	548	590	396	363	-3%	-22%	
TOTAL	5 625	7 057	8 104	7 361	8 052	6 171	5 431	5 405	4%	-7%	
NOMBRE D'EFFECTIFS ACTIFS											
TOTAL SDA	2 702	2 685	2 847	2 908	3 086	3 187	3 252	3 293	8%	3%	

Consistances physiques prévisionnelles :

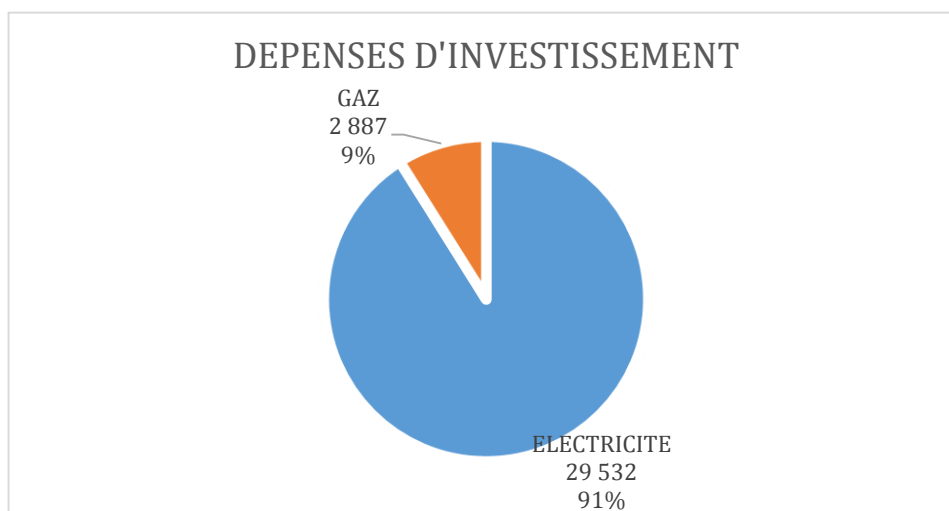
Sur la période 2017-2021 :

Ventes cumulées d'électricité (clients BT/MT/HT)	:	40 918 GWh
Chiffre d'affaires Électricité cumulé	:	171 107 MDA
Ventes gaz cumulées (clients BP/MP/HP)	:	8 039Mm ³
Chiffre d'affaires Gaz cumulé	:	27 238MDA
Evolution des consistances physiques des réseaux Electricité	:	+ 2 226Km
Evolution des consistances physiques des réseaux Gaz	:	+ 709 Km

Dépenses d'investissement :

Les programmes d'investissement inscrits dans le plan moyen terme 2017-2021 nécessitent de mobiliser une enveloppe financière de : **32 420 MDA**

Cette enveloppe est répartie comme suit :



Dépenses d'exploitation :

Les dépenses d'exploitation prévues sur toute la période sont de : **248 101 MDA**

Trésorerie et Financement :

La trésorerie restera déficitaire sur toute la période 2017-2021. (*Voir chap. **plan financement***)

Cette situation implique une incapacité de financement par fonds propres. Le recours unique aux ressources externes sera, donc, inéluctable.

En dehors d'éventuelles révisions tarifaires, des subventions d'exploitation sont rendues nécessaires pour réaliser les projets prévus dans le plan moyen terme.

V. PLANS D'ACTIONS

Pour rappel, les actions engagées par la SDA sur la période du plan, s'appuient sur un ensemble de projets concrets indiqués, ci-après, par leurs références ([PRJ N° Structure/Année](#)) et dont les fiches de synthèses ont été indiquées **en annexes 2. du plan 2016-2020**

Ces projets sont classés par activité et se rapportent systématiquement aux différents axes stratégiques, mentionnés plus haut. Ils précisent, en outre, les objectifs clairement visés, les responsabilités, les échéances et les coûts prévus.

Cette démarche **par projet** a déjà permis d'entrevoir les premières améliorations des résultats correspondants, pour les projets déjà lancés en 2016.

1. COMMERCIAL

Au vu de la situation actuelle, caractérisée par une persistance des pertes d'énergie distribuée et non comptabilisée et des pertes financières facturées non encaissées, préjudiciables pour la rentabilité de la SDA, et ce malgré la tendance d'amélioration observée, il est impératif de poursuivre le plan d'actions, déjà engagé, pour assurer la protection des revenus de la société :

En matière de réorganisation de l'activité Commerciale

Des changements organisationnels devant améliorer l'efficience des structures commerciales ont été lancés et se poursuivront pour finaliser :

- ✓ La décentralisation de l'ensemble des activités commerciales vers l'Agence Commerciale.
- ✓ La séparation effective des métiers techniques du commercial, au niveau de l'Agence Commerciale.
- ✓ Le renforcement de la ressource humaine opérationnelle au niveau des Agences Commerciales.
- ✓ La mise en place des procédures de suivi de la performance des agents commerciaux.

En matière de protection des revenus pertes d'énergie

Maîtrise des flux d'énergies

Après la généralisation de la télé relève des départs HTA puis des clients HTA, et afin de maîtriser les flux d'énergie, la SDA parachèvera la télé relève des postes Distribution publique ([cf. PRJ09DTE/2015](#)), et le rattachement des clients BT à ces postes ([cf. PRJ 06 DTE/2015](#)). Ceci permettra à court terme de :

- ✓ Détecter à tout instant les foyers de pertes ([cf. PRJ 03 DCM/2015](#))
- ✓ Mesurer le taux de pertes techniques. ([cf. PRJ08DTE/2015](#))
- ✓ Distinguer les pertes par catégorie de clientèle (HTA et BT).
- ✓ Déterminer le taux de pertes par Agence Commerciale.

- ✓ Analyser finement les achats gaz et les conditions de la relève contradictoire (cf. PRJ09DCM/2015)

Maitrise des ventes

- Les actions d'amélioration des ventes d'énergie (cf. PRJ 03 DCM/2015) sont rappelées ci-après :
 - ✓ Assurer une rigueur dans la gestion des signalés BT/BP et HTA/MP. Pour la HTA, il sera exploité les alarmes de la plateforme Télé relève HTA(*inversion de phase, absence de courant, fraude, Etc....*), et les données relatives aux clients (*configuration TC/TP...*) ;
 - ✓ Intégrer les nouveaux clients à la mise en service ;
 - ✓ Vérifier sur terrain les clients résiliés ;
 - ✓ Sécuriser le parc comptages (plombage), et assurer une gestion rigoureuse des compteurs ;
 - ✓ Traiter les consommations nulles et les comptages inaccessibles ;
 - ✓ Traiter la fraude ;
 - ✓ Remplacer le parc comptages défectueux ;
 - ✓ Analyser les ventes de la clientèle HTA à travers l'exploitation des données issues de la Télé relève HTA.
 - ✓ La mise à niveau des fichiers de gestion de la clientèle HTA et MP
- Finaliser le projet de télé relève des clients BT/FSM (cf. PRJ_08_DCM/2015). Le but étant de fiabiliser l'acte de relève de ce type de clients : gros consommateurs et multi sites (*EP, Administration....Etc.*).
- Terminer le déploiement du projet TSP et généraliser la relève des clients BT/BP par TSP (cf. PRJ_06_DCM/2015) en vue de :
 - ✓ Fiabiliser l'acte de la relève et améliorer la qualité de la facturation ;
 - ✓ Mettre à niveau le fichier clientèle BT/BP (CAE, Adresse, PMD,.....)
 - ✓ Optimiser les délais et les circuits de relève (Exploitation du GPS) ;
 - ✓ Mettre à niveau le parc de comptage défectueux (passif)

En matière de protection des revenus recouvrement

La situation actuelle des créances de la SDA, s'élève à plus de **cinq (05) mois de chiffre d'affaires de la Société**, détenue à hauteur de **37%** par les **clients privés**(Énergie),et **63%**parles **clients ADMINISTRATION** [49%Énergieet14%pour les **Travaux**]. Cette situation pèse lourdement sur la trésorerie de la société et, par voie de conséquence, nous impose la mise en place d'actions urgentes pour y remédier.

A cet effet, il a été décidé de poursuivre la **campagne spéciale recouvrement de créances** visant une amélioration annuelle de **10%** du solde global créance.

Il est à rappeler que la campagne entamée en 2016, s'appuie sur des actions vérifiables et des objectifs journaliers précis et réalisables (*Encaissement journalier, nombre de coupures/équipe, soldes ciblés,...etc.*) par DD, par Agence Commerciale et par Agent commercial de recouvrement dédié ; ainsi que sur un dispositif de pilotage et de reporting approprié multi niveaux : DD et DCM.

Pour les « Abonnés Ordinaires » AO :

- ✓ Segmenter et prioriser les clients AO possédant deux (02) factures et plus et dont le montant des créances est supérieur ou égal à **30 000 DA** comme première priorité, pour passer à des paliers inférieurs de segmentations jusqu'à normalisation du délai crédit client AO ;
- ✓ Mettre en place, par Agence Commerciale, au moins une équipe d'OPPI E/G composée d'un électricien et d'un gazier, dotés de moyens roulants et correctement outillés pour effectuer les suspensions de l'alimentation de l'électricité et/ou du gaz des clients ciblés ;
- ✓ L'objectif fixé par équipe à réaliser par jour de l'ordre de **20 coupures/jour** ;
- ✓ La coupure exécutée uniquement au panneau de comptage, le compteur correspondant sera systématiquement plombé ;
- ✓ Enrôler en justice par le biais des juristes des Agences Commerciales les créances des clients déjà coupés qui n'ont pas régularisé leur situation financière ;
- ✓ Généralisation et le maintien du principe de au plus« 01 facture impayée par client » ;

Pour les clients privés « HTA/MP.ACI » :

- ✓ Segmenter les clients privés possédant deux (02) factures ou plus ;
- ✓ Procéder immédiatement à la transmission des mises en demeure pour impayées aux autres clients et respecter le délai réglementaire avant de passer à l'acte de coupure
- ✓ Mettre en place par Direction de Distribution, au moins, une équipe d'exploitants électriciens et une équipe d'exploitants Gaz habilités, dotée de moyens roulants et correctement outillées pour effectuer la suspension de l'alimentation de l'électricité et/ou du gaz des clients ciblés ;
- ✓ Objectif fixé par équipe à réaliser par jour de l'ordre de **10 coupures/jours** ;
- ✓ Procéder à la coupure systématique uniquement des clients déjà mis en demeure ;
- ✓ Assurer un démarchage de proximité auprès des clients privés (HTA/MP ACI et FRM).

Pour les clients ADM (Gros Débiteurs):

- ✓ Constituer des dossiers complets sur chaque client (état détaillé des impayées, marché signé avec le client, correspondances, engagements de paiements ...etc.) ;
- ✓ Programmer des réunions de travail avec les organismes publics concernés pour les sensibiliser au sujet du règlement de leurs créances ;
- ✓ La saisine formelle et relances hebdomadaires pour les autorités de tutelle ;
- ✓ Le démarchage des organismes publics, administrations et des collectivités locales pour la négociation des échéanciers de paiement, pour les anciennes factures et ce dès la mise en place de leur budget en ciblant en priorité les Services de la Wilaya, DGSN, MDN

ENQUÊTE DE SATISFACTION CLIENTÈLE :

- ✓ Réalisation annuelle d'une enquête de satisfaction de la clientèle en s'appuyant sur les nouveaux services qu'offre le centre d'appels de la SDA(cf. [PRJ_01_DCM/2016](#));

SATISFACTION DEMANDE RACCORDEMENT :

- ✓ Mettre en place des marchés à commandes à coûts forfaités pour les petites extensions Electricité qui constituent la majorité du portefeuille RCN.

- ✓ Optimiser le circuit inter structures pour améliorer les délais de traitement des demandes de raccordement.

AUTRES ACTIONS DE PROGRÈS :

- Optimiser les services du centre d'appels en matière : Ecoute client (*réclamation, conseils, assistance,....*) ;
- Concrétisation de la séparation des activités commerciales et techniques;
- Projet SI de « Refonte du système de gestion clientèle »
- Création de nouvelles Agences Commerciales;
- Aménagements des Agences Commerciales;
- Généralisation de la fibre optique pour résoudre les problèmes de connexion;
- Refonte du Site Web de la SDA interactif pour répondre à l'ensemble des attentes clients.
- Offrir aux clients un service d'Auto-Relève en ligne, via le site Web de la SDA.
- Un service en ligne via le site Web de la SDA dédié aux PME/PMI pour faciliter la demande en ligne de leur raccordement en énergie.

2. RESEAUX ELECTRICITE

Les objectifs prévisionnels des paramètres de qualité de service ont été déterminés de sorte à les améliorer, à l'horizon 2021, de l'ordre de 50%, par rapport aux réalisations de 2016.

Ceci est réalisable à condition d'arriver au terme des programmes lancés, à savoir :

1) Amont réseaux de Distribution :

La concrétisation urgente de la création des nouveaux postes 60 kV sources décidés mais non réalisés (par GRTE) ;

2) Réseaux de Distribution :

- La réhabilitation des étages HTA restants ;
- Le renforcement et restructuration de HTA et BT vieillissant et devenus sous dimensionnés ;
- Le remplacement des équipements, de postes HTA/BT, déclassés et vétustes ;
- La poursuite de la création de nouveaux postes HTA/BT ;
- L'installation des détecteurs de défauts pour réseaux souterrains, notamment ;
- La maintenance préventifs des réseaux et ouvrages HTA et BT ;
- La poursuite de la campagne de diagnostic des câbles souterrains HTA.

Les principales actions d'amélioration des performances des réseaux électricité prévues à partir de l'année 2016, sont issues des différents plans Directeurs des Directions de Distribution (DD) de la SDA auxquels se rajoutent quelques projets particuliers pour la modernisation et l'automatisation des réseaux de distribution électrique.

3) En matière de développement des réseaux électriques :

L'étude d'alimentation et de sécurisation des réseaux électriques d'Alger, sur la période 2015-2025, a fait ressortir la nécessité de réaliser trente-six (36) ouvrages, toutes tensions confondues (400 kV, 220 kV et 60 kV), en tenant compte du reliquat des ouvrages déjà décidés lors des études précédentes. Le tableau suivant récapitule ces besoins sur cette période:

Postes THT :

Poste	Reliquat	2015	2016	2017	Total	observations
400/220 kV	1	-	-	-	1	Non encore entamé
220/60 kV	5	1	-	1	7	Deux poste en cours : Ain BENIAN et Bab Ezzouar II .

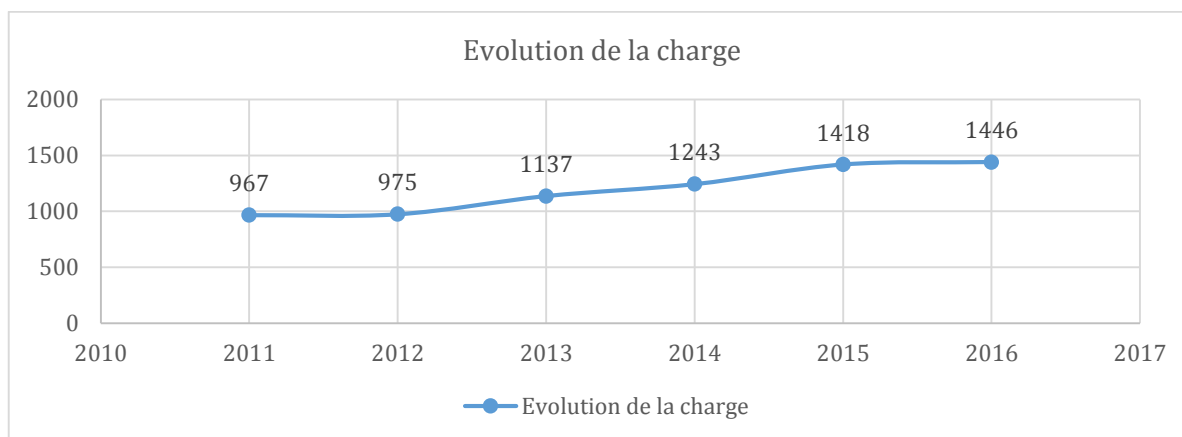
Poste 60/10 et 30 kV :

Poste	U	P	Date Besoin	DATE DE MISE EN SERVICE					DATE PROBABLE DE MISE EN SERVICE					Observation
	[kV]	[MVA]		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Bab El Oued	60/10	2*40	2008		-	-		CM*			PS**			
El Hamiz	60/10	2*40	2012		CM*			CM*		PS**				
Dar El Beida.2	60/10	3*40	2012										PS**	
Bouzareah	60/10	2*40	2012							PS**				
Bordj El Kiffan Est	60/10	2*20	2015				CM*		PM**					PM en réception
Chéraga	60/10	2*20	2016	CM*					PM**					
Hussein Dey	60/10	2*20	2013							PM**				PM en réalisation
Rouïba Nord	60/10	2*40	2013						CM**		PS**			1 CM à installer
Bachdjerah	60/10	2*40	2015								PS**			
Tixeraine	60/10	2*40	2013			CM*					PS**			
Birkhadem 2	60/10	2*40	2015										PS**	
B. Mourad Raïs	60/10	2*40	2017							CM*	PS**			
El Hammamet	60/10	2*40	2016										PS**	
El Biar	60/10	2*40	2017								PS**			
Oued Smar	60/10	2*40	2015										PS**	
Baraki Nord	60/10	2*40	2017			CM*				2ème CM**	PS**			2ème CM à installer .
Bordj El Bahri	60/10	2*40	2015										PS**	
Souidania	60/30	2*40	2012		-	-	CM*			PS**				
Staoueli	60/30	2*40	2012		-	CM*				PS**				
Eucalyptus	60/30	2*40	2015		-	CM*					PS**			2ème CM à installer 2016
Zéralda	60/30	2*40	2012		-	CM*				PS**				
Douéra	60/30	2*20	2013		-	CM*			PM**					PM en réception
Birtouta	60/30	2*40	2015		-	-	CM*		2 CM**		PS**			2ème CM à installer 2016
Plateau O. Fayet	60/30	2*40	2013		-	-	-			CM*	PS**			
Tessala El Merdja	60/30	2*40	2014		-	-	-					PS**		
Khraicia	60/30	2*40	2015										PS**	
Sidi Abdallah Centre Est	60/30	2*20	2006								PS**			Délocalisé Centre Ouest
Sidi Abdallah Nord-Est	60/30	2*20	2008		-	CM*	-		PM**					Délocalisé NordOuest
TOTAL 1	60/10	17	Reste à réaliser 28 poste sources décidés : 17 poste sources 60/10 kV et 11 poste sources 60/30											
TOTAL 2	60/30	11												
TOTAL		28												

- PS : Poste Blindé classique;
- PM : Poste Modulaire 60/30 - 10 kV, 2x20 MVA, 8 départs HTA;
- CM : Cabine Mobile 60/30 - 10 kV, 1x20 MVA, 4 départs HTA;
- (*) : ouvrage en service ; (**) ouvrage prévu.

A terme, si l'ensemble des ouvrages ont réalisés, la puissance installée devrait passer de 2600 MVA à 4700 MVA et la puissance garantie de 1388 MVA à 2628 MVA.

4) Evolution de la charge dans la capitale :



La puissance appelée en pointe (été) a augmenté de 48% pendant les cinq dernières années, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 9.5%. Cette tendance persistera, vu les différents projets lancés et maintenus dans la capitale. :

DD	Bologhine	Belouizdad	El Harrach	Gué de Constantine	Total SDA (MVA)
Prévisions de charges 2017- 2021 (MVA)	319	38	174	270	801

Il est, par ailleurs, enregistré un dépassement de la puissance de garantie de plusieurs postes 60 kV en service (*ex : poste Ain Benian, Hydra, Reghaïa, ...*) et une limite générale :

DD	PUISSANCE INSTALLEES (MVA)						TE moy.	Puissance garantie 2015 (MVA)
	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
BELOUIZDAD	845	845	865	865	840	840	-0,12%	460
BOLOGHINE	350	410	510	510	550	670	18,29%	258
EL HARRACH	710	710	750	770	850	930	6,20%	470
GUE CONSTANTINE	240	360	360	400	400	440	16,67%	240
W, ALGER (SDA)	2145	2325	2485	2545	2640	2880	6,85%	1428

DD	PUISSANCES MAXIMALES APPELEES (MVA)						TE moy.	P. Appelée / P. Garantie (2015)
	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
BELOUIZDAD	221	218	275	278	294	401,0	6,15%	63%
BOLOGHINE	220	241	241	341	301	300,7	8,09%	120%
EL HARRACH	323	308	392	386	488	451,5	0,31%	70%
G. CONST.	203	208	230	239	335	292,5	29,56%	210%
W, ALGER	967	975	1137	1244	1418	1446	9,56%	100%

5) Saturation des étages HTA en cellules «Départs» HTA :

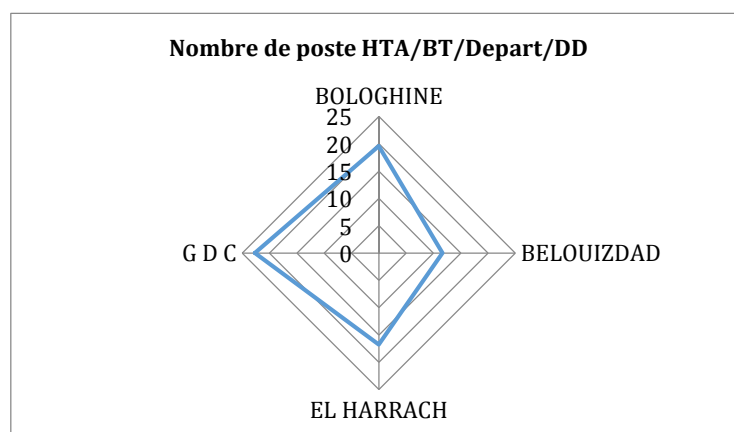
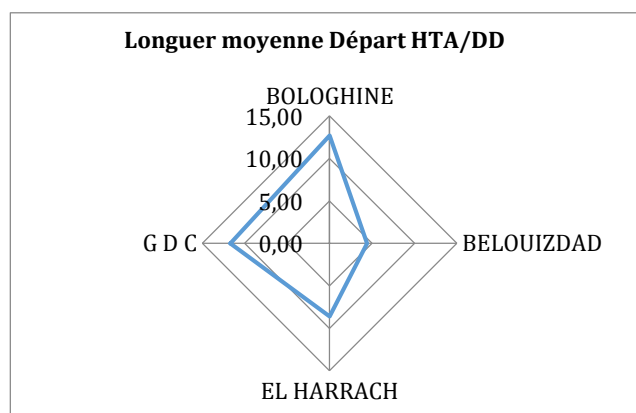
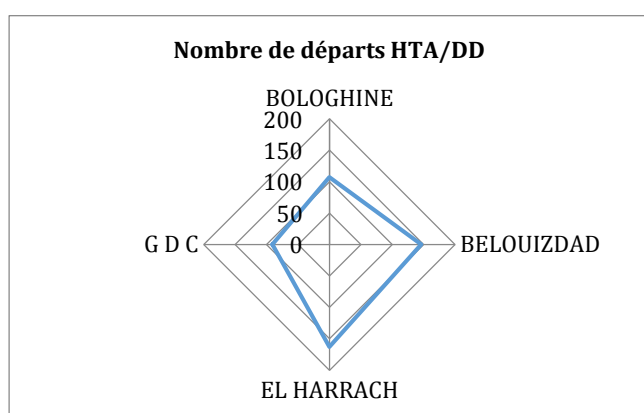
Le réseau HTA actuel desservant les différentes localités et quartiers de la capitale est constitué de près de **512 départs** moyenne tension, en majorité souterrains.

La réalisation moyenne des 5 dernières années est de 32 départs HTA souterrains par année. Cette réalisation est nécessaire pour :

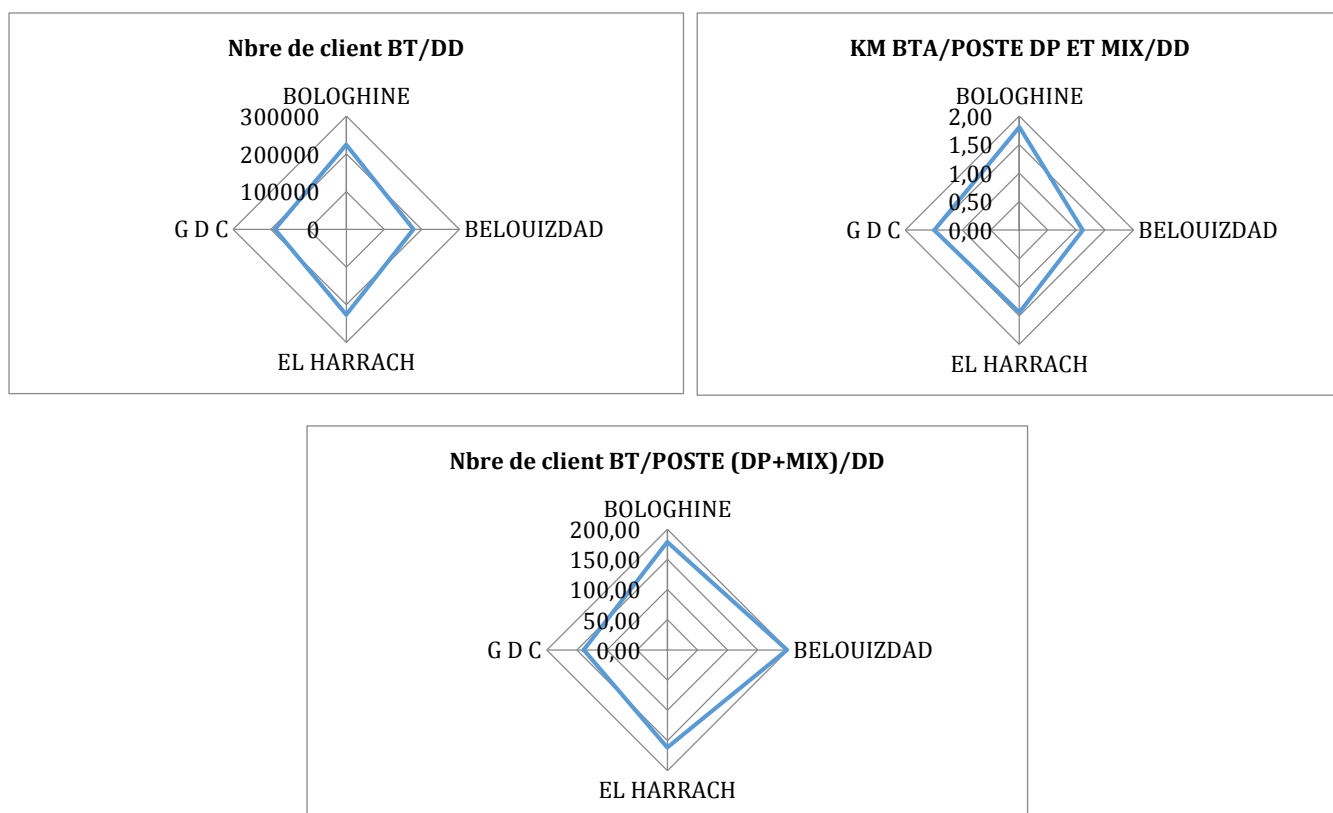
- Renforcer les réseaux existants ;
- Raccorder la nouvelle clientèle (notamment des clients dont la puissance demandée nécessite des départs dédiés en normale et en secours);
- Limiter la charge par départ pour assurer un secours total en schéma perturbé (n-1) et réduire les pertes techniques ;
- Limiter la longueur des câbles (compte tenu de la densité de charge dans la capitale, les contraintes de travaux, les risques d'atteintes de tiers,...) ;
- Disposer de cellules départs de réserves ;

Or, quasiment l'ensemble des étages HTA, bien que des travaux de réhabilitation et d'extension ont été réalisés, sont saturés en nombre de cellules départs, notamment en tension 10 KV.

6) RATIOS HTA



7) RATIOS BT



8) Suppression des postes de répartitions HTA/HTA :

Conformément aux règles de conception, ce type de poste a été créé en attendant la réalisation d'une source 60 kV et est, normalement, remplacé lorsque la charge atteint le seuil critique et que les contraintes d'exploitation (*coordination des protections, saturation de la source qui alimente le poste de répartition,...*) rendent économiquement viable la construction du poste source. C'est le cas des postes suivants :

DD	Poste Répartition HTA/HTA	TENSION (kV)	OBSERVATION
BELOUIZDAD	PARNET	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source HUSSEIN DEY.
	RAVIN	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source B.M.RAIS.
	TIXERAINE	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source TIXERAINE.
	ORFILAT	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source B.M.RAIS.
GUE CONST.	BARAKI	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste sources 60/10kV BARAKI.
	SIDI M BAREK	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source B.KHADEM.2.
BOLOGHINE	BOUZAREAH	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source BOUZAREAH.
	ZERALDA	30	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source ZERALDA.
	CLUB PINS	30	Sera supprimé à la mise en service des futurs poste source ZERALDA et STAOUELI
EL HARRACH	CERI	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source O.SMAR.
	DAR EL BEIDA	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source DAR EL BEIDA.2.
	EUCALPTUS	30	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source EUCALPTUS.
	STADE	10	Sera supprimé à la mise en service du futur poste source BARAKI NORD
SDA	13 POSTES HTA/HTA à supprimer		

9) Remplacement des Cabines Mobiles 60 KV :

Ce type d'ouvrage est normalement installé pour une période transitoire courte pour pallier à un déficit de source 60 kV et améliorer la qualité de service dans la localité desservie par ce dernier. C'est un ouvrage sans garantie et raccordé en antenne 60 kV.

N°	Cabine Mobile	DD	Tension (kV)	Observation
01	CM CHERAGA	BOL	60/10	
02	CM SIDI ABDELLAH (<i>Nord Est</i>)	BOL	60/30	
03	CM EL HAMIZ	EHR	60/10	
04	CM DOUERA (<i>Tessala El Merdja</i>)	BOL	60/30	
05	CM STAOUELI (<i>Club des Pins</i>)	BOL	60/30	
06	CM ZERALDA	BOL	60/30	
07	CM EUCALYPTUS	EHR	60/30	
08	CM TEXERAINE	BEL	60/10	
09	CM SOUIDANIA	BOL	60/30	
10	CM BAB EL OUED	BOL	60/10	
11	CM BARAKI NORD	GC	60/10	
12	CM BORDJ EL KIFFAN (<i>Bordj El Bahri</i>)	EHR	60/10	
13	CM BIRTOUTA	GC	60/30	
14	CM BIRTOUTA 2	GC	60/30	S4 2016
15	CM Eucalyptus2	EHR	60/30	S4 2016
16	CM ROUIBA NORD	EHR	60/10	S4 20 16
17	CM Bir Mourad rais	BZD	60/10	20 17
18	CM Plateau OFA	BOL	60/30	2017

10) Mise à niveau des étages HTA :

Ce type d'opération s'inscrit dans l'amélioration de la qualité de service en réduisant le nombre d'incident aux postes sources liés aux équipements vétustes.

Dans ce cadre Il sera lancé en 2017, la réhabilitation de l'étage 30 kV des deux postes sources BARAKI (2017) et ROUIBA (2017 et 2018).

A. RESEAUX HTA :

► Nombre de départ HTA

Sur la base des prévisions de charges 2017-2021, il sera nécessaire de créer environ **380** départs, à partir, notamment, des futures sources, afin de soulager les postes sources en service fonctionnant en dépassement de leurs puissances garanties, pour pouvoir raccorder les clients HTA (*clients et projets importants*) et limiter les départs HTA à **50%** de leur capacité admissible, afin d'assurer les secours en schéma perturbé (n-1).

NB : L'ensemble de ces départs sera réalisé en souterrain conformément au schéma directeur de la SDA.

► Alimentation des grands projets :

Il s'agit de la sécurisation de l'alimentation des zones industrielles/activités actuelles ainsi que l'alimentation des grands projets, tels que :

- Zones industrielles : Rouiba-Réghaia, Bab Ali ;
- Zones d'activités : El Achour, Oued El Kerma, Hydra ;

- Villes nouvelles : Sidi Abdellah, Plateau O.Fayet ;
- Zones touristiques : Sidi Fredj, baie d'Alger,... ;
- Equipements publics : CHU, Parkings, ensembles immobiliers,...

Un programme de logements très important ainsi que de nouveaux équipements publics et privés sont prévus pour être raccordés dès 2017, à partir des nouvelles sources prévues. Cependant, ces sources risquent très probablement d'accuser un retard dans leur réalisation selon l'état des chantiers de GRTE.

Exemples de projets en achèvement :

- Zones touristiques : Emir Sidi Fredj, Promenade d'Alger,... ;
- Gulf Bunk, chateau neuf El Biar;
- Hopital de jour Ain Naadja Alger ;
- Promotion immobilière Abradj Essaada Bir Mourad Rais ;
- 10 000 logements AADL VNSA Sidi Abd Ellah Nord Ouest
- 2x5000 logements AADL VNSA Sidi Abd Ellah Centre Ouest
- 5000 logements el karrouche reghaia
- 1900 logements eucalyptus
- 2004 +568 logements LPP korichi reghaia
- 2304 logts AADL + 2000 logemts LSP Hamiz ;
- 1200 logements mihoub Baraki
- 545 Logemets LSP staouali
- Usine de fabrication de produits plastiques Rouiba ;
- Augmentation de puissance du Centre de Recherche Nucléaire de Draria ;
- Station de pompage Sahel, Mahelma Equipements publics : Parkings, ensembles immobiliers,...
- Stade 40 000 places de baraki;
- ...etc

► **Postes HTA/BT et RESEAUX BT :**

Il s'agit de poursuivre les opérations de remplacements des équipements des postes MT/BT et réseaux BT classiques (nu) par du torsadé.

► **Changement de tension.**

Ce programme, en voie de finalisation, devra permettre d'éliminer, en fin de période (2021), totalement les chevauchements restants, dans certaines localités (*limites Alger intramuros/Extramuros*), entre réseaux de deux niveaux de tension 10KV et 30KV.

► **Enfouissement des réseaux :**

Réseaux HTA

Il est programmé l'enfouissement des réseaux aériens traversant les localités devenues très urbanisées (*Draria, Chéraga,...*), ceci avec la contribution financière de la Wilaya d'Alger à hauteur de 65%, selon la convention-cadre signée. (Cf. [fiche projet PRJ-N°01/DTE/2015](#)).

Réseaux BT

L'opération d'enfouissement des réseaux BT a été lancée en 2014 sur dix (10) grands boulevards de l'hyper centre d'Alger en 2014, auxquels ont été rajoutés six (06) nouveaux

boulevards en 2015 avec un taux de réalisation de plus de 60%. En 2016 (*au 4ème trimestre*) l'enfouissement des réseaux classiques de six boulevards sera lancé.

Il est prévu la réalisation annuelle de 08 boulevards, avec une moyenne de 10 km par an.

Pour ces projets, la contribution financière de la Wilaya d'Alger est à hauteur de 65%. Cette participation sera proposée pour être révisée à hauteur de 90%, compte tenu des difficultés financières de la société.

B. En matière d'exploitation des réseaux électriques

► Maintenance préventive :

Le programme de maintenance préventive devra permettre, d'améliorer nettement et immédiatement la performance des réseaux les plus perturbés, de sécuriser les ouvrages sensibles (postes HTA) et d'assurer le respect des règles de sécurité.

Cette action se base essentiellement sur la partie systématique répartie annuellement et la partie conditionnelle basée sur les réalisations antérieures, les visites et les conditions liées aux environnements externes de diagnostics détaillés.

► Réappropriation des actes de maintenance :

La réappropriation des actes de maintenance par des équipes propres correctement outillées, déjà engagée en 2014 et 2015 et mise en place à 80%, avec le recrutement et formations du personnel dédié et sa dotation, notamment, en moyens roulants. Elle sera totalement réappropriée en 2017.

b.1. réappropriation des actes de maintenance réseau télécom/fibre optique

la maintenance des réseaux fibre optique sera réappropriée progressivement à partir du deuxième semestre 2017 après acquisition d'équipements de mesure, de test et de fusion des câbles fibre optique et formation des équipes déjà engagé avec CAMEG.

► Mesures particulières pour les réseaux souterrains :

Les câbles souterrains restent la principale source d'incidents au niveau de la SDA (60%). Par conséquent, les actions à moyen terme déjà entamées doivent être poursuivies :

- Limiter les atteintes de tiers sur les câbles par la mise en place, par SDA, d'un système d'informations géographique de gestion des interventions sur la voirie (**Cf. fiche projet PRJ- N°11/DTE /2015**).
- Améliorer le suivi des travaux neufs de câbles par le renforcement des surveillants de travaux suffisamment formés ;
- Généralisation de la prise en charge par moyen propre des mises en œuvre des jonctions sur les réseaux neufs et en exploitation.
- Poursuite de la campagne de diagnostic préventif des câbles souterrains à l'aide du véhicule-laboratoire dédié.

- **Reprise de l'activité TST** : La reprise de l'activité TST HTA par la reconstitution de nouvelles équipes au niveau des DD. Cette opération sera lancée en premier lieu au niveau de la DD de Gué de Constantine en 2017 (**Fiche projet PRJ- N°09/DTE/2016**).

► **Projets particuliers :**

Dans la continuité de mise en œuvre de sa stratégie, la SDA compte lancer un ensemble de projets innovateurs pour accélérer l'automatisation de la gestion de ses réseaux de distribution d'électricité.

Il s'agit des projets qui permettront de poser les premières bases du Smart Grid :

1. En matière de systèmes d'informations techniques

Pour la gestion et préservation du patrimoine réseau et ouvrage de la SDA

- Réalisation d'un système d'information géographique relatif à la distribution électricité et gaz **(Cf. fiche projet PRJ- n° 05/DTE /2015).**
- Mise en place d'un système d'archivage électronique de la planimétrie. **(Cf. fiche projet PRJ- n° 04/DTE /2015).**
- Mise en place de la base de données des ouvrages basse tension **(Cf. fiche projet PRJ- n° 06/DTE /2015).**

2. En matière de réduction de pertes techniques

- Calcul des pertes techniques des réseaux HTA et BT, pour une meilleure maîtrise du taux de pertes **(Cf. fiche projet PRJ- n° 08/DTE /2015).**

3. En matière d'automatisation des réseaux électriques

- Extension et mise à niveau du système de télé conduite d'Alger ; **(Cf. fiche projet PRJ- n° 07/DTE /2015)**

Le nouveau système sera ainsi interfacé avec les autres projets en cours tels : la télégestion des compteurs HTA/BT DP, la télégestion des compteurs BT (Smart Grid-Model CIM).

Evaluation du projet <i>(réparti sur trois exercices)</i>	KDA
Fourniture et MEO de 850 RTU + Radios aux postes HTA/BT	820 348,02
Rénovation du centre principal de conduite	161 506,13
Création d'un centre de conduite de repli	141 821,59
Engineering	140 174,97
Formations	12 018,21
TOTAL PROJET :	1 275 868,92

Cette enveloppe est répartie sur les exercices 2017 à 2019 à raison de **425 289,64 KDA** par an.

- Poursuite du projet télégestion des compteurs des postes HTA/BT DP. Cette opération sera achevée le premier trimestre en 2017 *(prévue pour être finalisé fin 2016)*.
- Poursuite de la mise en œuvre de sites pilotes pour le choix des options techniques à retenir pour la télégestion des clients BT (Smart Grid) en vue de la généralisation de la télérelève des compteurs BT à partir de 2019.

- L'interconnexion en fibre optique de l'ensemble des agences et districts de la SDA et les nouveaux postes sources dont l'opération sera achevée en 2017. (Cf. fiches projets PRJ- N° 12/DTE /2016, PRJ- N° 13/DTE /2016 et PRJ- N° 14/DTE/2016).

3. RESEAUX GAZ

Pour améliorer la performance du réseau de distribution gaz en matière de la continuité et qualité de service et répondre aux exigences de la clientèle la continuité la poursuite de la mise en place du plan d'actions engagé courant l'exercice 2016 et inscrit dans le PMT 2017-2021 est nécessaire, ce plan d'actions vise principalement ce qui suit :

a- En matière d'exploitation et d'intervention :

- Poursuite de la mise en place des équipes d'intervention et de réparation des ouvrages aux niveaux des Districts et de leur dotations en moyens spécifiques (Cf. [fiche projet PRJ-n°03/DTG/2015](#))
- Mise en place d'équipes dédiées à la surveillance des travaux de tiers effectués à proximité des réseaux gaz pour limiter les agressions qui sont à l'origine de la majorité des incidents sur les ouvrages gaz, en plus de l'exploitation du nouveau système d'informations géographiques des interventions sur la voirie.
- Créer de nouveaux districts et bases d'interventions avancées pour notamment réduire les délais d'intervention en urbain et améliorer ainsi le TMCte.
- Former les opérateurs sur les différentes techniques (Acier, PE et Cuivre),(Cf. [fiche projet PRJ- n° 03/DTG /2015](#))
- Poursuivre la réalisation du système d'information géographique (SIG) des réseaux gaz. (Cf. [fiche projet PRJ- n° 05/DTG /2015](#) et Cf. [fiche projet PRJ- n° 04/DTG /2015](#))
- Lancer le système de télé exploitation des ouvrages gaz. (Cf. [fiche projet PRJ- n° 06/DTG /2015](#))

b- En matière de la maintenance des réseaux gaz :

- Doter les équipes de maintenance de protection cathodique en matériel adéquat pour réapproprier la recherche et localisation des défauts de protection cathodique (Cf. [fiche projet PRJ- n° 01/DTG /2015](#)). Cette opération sera finalisé en 2017.
- Renforcer les équipes de recherche de fuites gaz sur le réseau, avec remplacement du parc vétuste et dotation nouvelle. (Cf. [fiche projet PRJ- n° 02/DTG /2015](#))
- S'assurer de la réalisation du programme annuel d'entretien préventif des ouvrages aériens (CM), permettant d'anticiper et réduire le nombre de réclamation.

c- En matière de développement et mise à niveau du réseau gaz

Amont Réseaux de Distribution :

La réalisation par le GRTG des renforcements des postes issus des études d'alimentation des clients industriels MP ainsi que des grands ensembles des

logements programmés (*Ouled Fayet, Hai Djaafri, Ain Benian, Mahalma, Rahmania et anticipation des postes Zaatia, Sidi Bennour.....*)

Réseau de distribution :

Conformément au schéma directeur des réseaux gaz de la SDA, il s'agit de poursuivre les actions suivantes :

- Renforcer les réseaux existants par des bouclages ou remplacement de ceux existants par un diamètre supérieur,
- Restructurer, les réseaux et élaborer les schémas d'exploitation pour minimiser le nombre de clients interrompus en cas d'incidents ou travaux programmés;
- Raccorder la nouvelle clientèle y compris les grands projets tels que :
 - *Ville nouvelle de Sidi Abdellah*
 - *Pôle logements Plateau O.Fayet ;*
 - *Zones touristiques : Emir al Sidi Fredj,*
 - *Hopital du jour Ain Naadja Alger ;*
- Eliminer les points d'étranglements restants en remplaçant 50 Km de réseaux cuivre de faible diamètre par des réseaux PE standardisés.
- Remplacer progressivement 110 Km du réseau gaz acier de diamètres 40 à 80mm par le PE, compte tenu des difficultés de prise en charge de la réparation des réseaux acier lors des incidents.

d- Équipements spécifique :

Les équipements spécifiques prévus pour être acquis sur la période sont :

Equipement	2017	2018	2019	2020	2021
Les appareils de recherche systématique de fuite (<i>Appareil AIF et explosimètre/catharomètres</i>)	0	0	4	0	0
Matériel de protection cathodique	0	0	4	0	0
Equipement d'électro-soudage PE et accessoires	8	0	0	0	4
Equipement de soudage Acier et accessoires	8	0	4	0	0
Equipement d'intervention en charge gaz	8	0	4	0	0
Système de télé-exploitation	0	0	1*	0	0
Matériel d'exploitation gaz (<i>Compteurs industriel, outillage spécifique.....</i>)	4	0	4	0	0
Manomètres enregistreurs	0	16	0	0	0

Valorisation financière (MDA) :

Désignation	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Programme public	159	92	46			297
RCN	230	169	169	169	169	906
PP	192	132	118	88	52	582
Equipement spécifique	180	0	135	46	5	366
Total	761	393	468	303	226	2151

VI. RESSOURCES

1. RESSOURCES HUMAINES

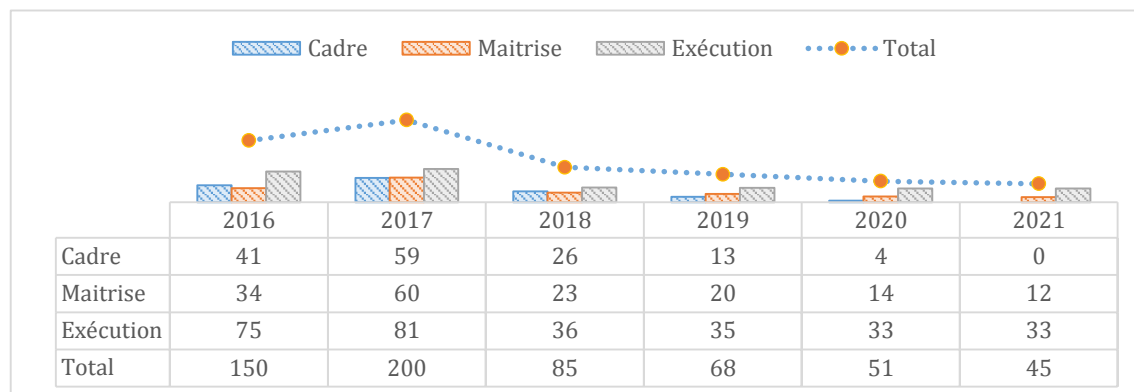
A. EMPLOI

Dans le cadre de l'élaboration du plan prévisionnel à moyen terme 2017-2021, la SDA s'est basée sur les axes et principes suivants :

- Pourvoir les postes organigramme vacants, en fonction de l'opportunité et des priorités dictées par les besoins des activités ;
- Assurer et préparer la relève (départ en retraite) ;
- Maîtriser l'organisation des structures de base (District, Agence commerciale) ;
- Conserver et valoriser les métiers de base de la société au niveau des structures commerciales principalement l'agence commerciale, et techniques (district électricité et gaz) pour combler tous les postes vacants.

En plus, pour assurer une gestion optimale de la ressource humaine, plusieurs projets ont été lancés à savoir :

- **Le parachèvement de la deuxième phase de la cartographie RH** : qui consiste en la mise en place et le redéploiement des agents positionnés en hors organigramme sur des postes normatifs, ([Cf. fiche projet PRJ- n° 01/DRH /2015](#))
- **Le lancement de la troisième phase de la cartographie RH** : qui consiste à l'adaptation de l'organisation de la SDA. ([Cf. fiche projet PRJ- n° 01/DRH /2016](#))
- **L'étude et la mise à jour des ratios des effectifs de la SDA** : Afin d'assurer une meilleure gestion prévisionnelle des postes clés, et disposer d'un ratio pertinent pour le dimensionnement des équipes opérationnelles ([Cf. fiche projet PRJ- n° 04/DRH /2015](#))
- **La poursuite de l'élaboration du référentiel des profils des emplois et des compétences (PEC)** ([Cf. fiche projet PRJ- n°3 /DRH /2015](#))
- **La mise en place d'un dispositif d'intégration des nouvelles recrues** : un dispositif d'intégration est en cours de mise en place pour améliorer la prise en charge des nouvelles recrues, pour éviter leur déperdition. ([Cf. fiche projet PRJ- n° 02/DRH /2015](#))
- **L'élaboration d'un référentiel réglementaire des procédures RH** : une mise à jour de la réglementation a été lancée, pour l'actualisation des procédures et notes réglementaires RH. ([Cf. fiche projet PRJ- n° 5/DRH /2015](#))

Prévision des recrutements par catégorie socioprofessionnelle**Recrutements par catégorie socioprofessionnelle**

Les prévisions d'emploi à moyen terme (PMT 2017-2021) tiennent compte de :

- Le remplacement des départs, notamment pour l'année en cours, avec un probable de départ en retraite de 195 (dont 90 % retraite anticipée) au 31/12/2016 ;
- Le recrutement de 38 cadres en remplacement suite nominations sur postes supérieurs ;
- Le renforcement minimum des effectifs sur les postes métier (ATC, ED, GD, OPPI, câblé, ...) selon les ratios en vigueur, et en tenant compte des nouvelles agences commerciales (Dergana, BABA ALI, Ben aknoun ...) ainsi que les bases avancées et districts techniques prévus ;
- Le pourvoi des postes clés vacants ;

PROBABLE 2016

DD	Effectif à fin 2015	Prévisions de recrutement				Départs prévisionnels				Effectif à fin 2016
		C	M	E	T	C	M	E	T	
SIEGE	293	2	0	0	2	21	9	4	34	261
BELOUIZDAD	585	11	10	19	40	7	40	12	59	566
BOLOGHINE	652	13	10	22	45	4	13	7	24	673
EL HARRACH	625	10	5	18	33	9	11	1	21	637
GUE DE CONSTANTINE	547	5	9	16	30	9	11	9	29	548
Total Effectif	2 702	41	34	75	150	50	84	33	167	2 685

PREVISION 2017

DD	Effectif à fin 2016	Prévisions de recrutement				Départs prévisionnels				Effectif à fin 2017
		C	M	E	T	C	M	E	T	
SIEGE	261	8	2	0	10	2	1	0	3	268
BELOUIZDAD	566	15	15	18	48	1	9	3	13	601
BOLOGHINE	673	14	13	20	47	0	2	0	2	718
EL HARRACH	637	12	10	25	47	0	2	0	2	604
GUE DE CONSTANTINE	548	10	20	18	48	1	3	2	6	668
Total Effectif	2 685	59	60	81	200	4	17	5	26	2859

PREVISION 2018

DD	Effectif à fin 2017	Prévisions de recrutement				Départs prévisionnels				Effectif à fin 2018
		C	M	E	T	C	M	E	T	
SIEGE	268	4	4	0	8	0	1	1	2	274
BELOUIZDAD	601	6	3	8	17	0	5	3	8	610
BOLOGHINE	718	6	4	10	20	0	2	1	3	735
EL HARRACH	604	6	5	11	22	1	5	2	8	618
GUE DE CONSTANTINE	668	4	7	7	18	0	0	0	0	686
Total Effectif	2 859	26	23	36	85	1	13	7	21	2923

PREVISION 2019

DD	Effectif à fin 2018	Prévisions de recrutement				Départs prévisionnels				Effectif à fin 2019
		C	M	E	T	C	M	E	T	
SIEGE	274	2	3	0	5	4	1	0	5	274
BELOUIZDAD	610	3	4	6	13	1	10	1	12	611
BOLOGHINE	735	2	3	9	14	0	1	1	2	747
EL HARRACH	618	4	5	13	22	3	0	1	4	636
GUE DE CONSTANTINE	686	2	5	7	14	0	0	0	0	700
Total Effectif	2 923	13	20	35	68	8	12	3	23	2968

PREVISION 2020

DD	Effectif à fin 2019	Prévisions de recrutement				Départs prévisionnels				Effectif à fin 2020
		C	M	E	T	C	M	E	T	
SIEGE	274	2	1	0	3	2	3	0	5	272
BELOUIZDAD	611	1	2	6	9	1	6	1	8	612
BOLOGHINE	747	1	4	9	14	0	1	2	3	758
EL HARRACH	636	0	3	11	14	0	2	0	2	648
GUE DE CONSTANTINE	700	0	4	7	11	0	3	0	3	708
Total Effectif	2 968	4	14	33	51	3	15	3	21	2998

PREVISION 2021

DD	Effectif à fin 2020	Prévisions de recrutement				Départs prévisionnels				Effectif à fin 2021
		C	M	E	T	C	M	E	T	
SIEGE	272	0	0	0	0	1	4	1	6	266
BELOUIZDAD	612	0	2	6	8	0	3	3	6	614
BOLOGHINE	758	0	3	9	12	0	1	1	2	768
EL HARRACH	648	0	3	11	14	0	5	1	6	656
GUE DE CONSTANTINE	708	0	4	7	11	0	4	0	4	715
Total Effectif	2998	0	12	33	45	1	17	6	24	3019

B. FORMATION

Le plan de formation prévu est lié d'une part aux opérations de recrutement, notamment ceux qui concernent les postes clés de la société et d'autre part, au perfectionnement professionnel dans le cadre de la réappropriation des métiers et la montée en compétence voulue.

1/ FORMATION PROFESSIONNELLE SPECIALISEE (FPS)

- La poursuite des formation des Electriciens et Gaziers de Distribution et ce dans le but de renforcer les activités d'exploitation, de maintenance et d'entretien des réseaux électricité et gaz.
- La reconduction des efforts de formation pour la reconstitution et la création des équipes TST/MT

2/ PERFECTIONNEMENT PROFESSIONNEL (PP&PLD)

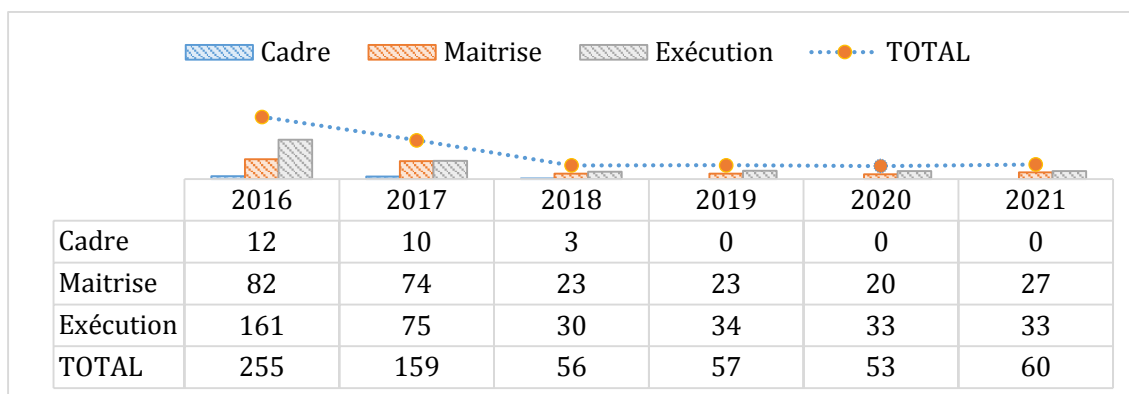
- Le lancement des actions de formation dans le cadre du développement du réseau de télécommunication, du réseau de la fibre optique, télérelève...
- La poursuite de la formation d'encadrement en gestion et management au profit des cadres supérieurs.
- La reconduction des actions d'apprentissage des deux langues française et anglaise au profit des cadres.
- La mise en œuvre des cycles de formation et de perfectionnement en sécurité électrique, carnet des prescriptions et code des manœuvres au profit des opérateurs et en particulier les formations spécifiques telles la protection cathodique, la cartographie, la GDO...

3/ FORMATION PAR MOYENS PROPRES :

Ces actions de formation, toucheront toutes les activités, à travers la réalisation de thèmes en relation directe avec les objectifs stratégiques de la société.

Intitulé		PROB 2016	2017	2018	2019	2020	2021	T.E (%) 17/16	T.E (%) PMT
FPS	C	12	10	3	0	0	0	-17%	-100%
	M	82	74	23	23	20	27	-10%	-20%
	E	161	75	30	34	33	33	-53%	-27%
	T	255	159	56	57	53	60	-38%	-25%
	H/J	21 450	13 560	4 620	4 800	4 440	5040	-37%	-25%
	Moyenne	7,99	4,74	1,58	1,62	1,48	1,67	-41%	-27%
PP	C	186	554	258	183	188	137	198%	-6%
	M	225	175	148	163	134	139	-22%	-9%
	E	71	75	66	77	68	63	6%	-2%
	T	482	804	472	423	390	339	67%	-7%
	H/J	2 410	4 020	2 360	2 115	1 950	1 695	67%	-7%
	Moyenne	0,90	1,41	0,81	0,71	0,65	0,56	57%	-9%
PMP	C	111	531	463	463	499	463	378%	33%
	M	315	355	344	351	351	351	13%	2%
	E	135	229	229	229	229	229	70%	11%
	T	561	1 115	1 036	1 043	1 079	1 043	99%	13%
	H/J	561	1 115	1 023	1 047	1 083	1 047	99%	13%
	Moyenne	0,21	0,39	0,35	0,35	0,36	0,35	87%	11%
Total Agent		1 298	2 078	1 564	1 523	1 522	1 442	60%	2%
H/J		24 421	18 695	8 003	7 962	7 473	7 782	-23%	-20%
Moyenne		9,10	6,54	2,74	2,68	2,49	2,58	-28%	-22%

* Hommes jours / effectif permanent

Formation Professionnelle Spécialisée (FPS):**PREVU 2016**

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FPS Techniques	8	720	36	3 240	74	6 660	118	10 620
FPS en Gestion	4	240	34	2 040	0	0	38	2 280
Total	12	960	70	5 280	74	6 660	156	12 900

PROBABLE 2016

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FPS Techniques	8	720	36	3 240	161	14 490	205	18 450
FPS en Gestion	4	240	46	2 760	0	0	50	3 000
Total	12	960	82	6 000	161	14 490	255	21 450

PREVISION 2017

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FPS Techniques	6	540	53	4 770	75	6 750	134	12 060
FPS en Gestion	4	240	21	1 260	0	0	25	1 500
Total	10	780	74	6 030	75	6 750	159	13 560

PREVISION 2018

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FPS Techniques	0	0	12	1 080	30	2 700	42	3 780
FPS en Gestion	3	180	11	660	0	0	14	840
Total	3	180	23	1 740	30	2 700	56	4 620

PREVISION 2019

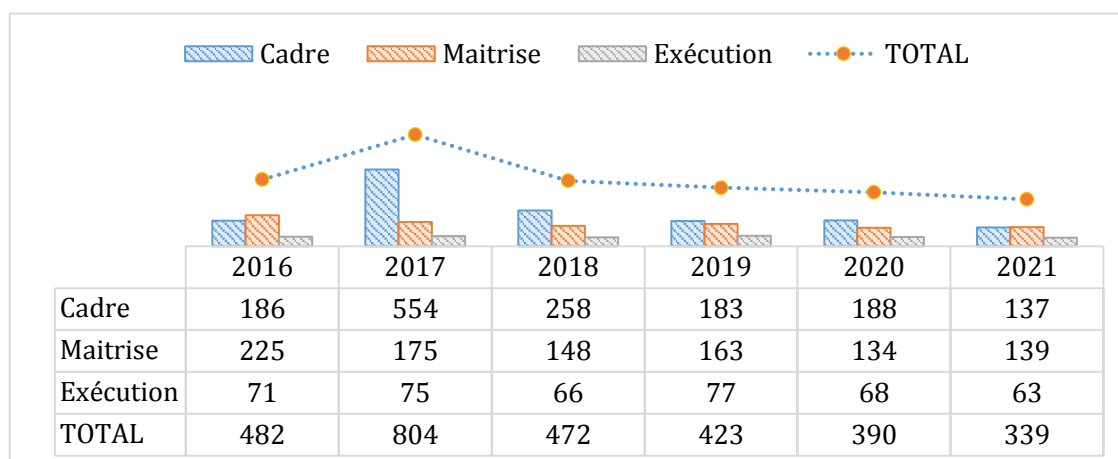
Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FPS Techniques	0	0	12	1 080	34	3 060	46	4 140
FPS en Gestion	0	0	11	660	0	0	11	660
Total	0	0	23	1 740	34	3 060	57	4 800

PREVISION 2020

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FPS Techniques	0	0	9	810	33	2 970	42	3 780
FPS en Gestion	0	0	11	660	0	0	11	660
Total	0	0	20	1 470	33	2 970	53	4 440

PREVISION 2021

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FPS Techniques	0	0	15	1 350	33	2 970	48	4 320
FPS en Gestion	0	0	12	720	0	0	12	720
Total	0	0	27	2 070	33	2 970	60	5 040

Perfectionnement Professionnel (PP):**PREVU 2016**

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
PP Techniques	70	350	165	825	71	355	306	1 530
PP en Gestion	116	348	60	180	0	0	176	528
Total	186	698	225	1 005	71	355	482	2 058

PROBABLE 2016

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
PP Techniques	70	350	165	825	71	355	306	1 530
PP en Gestion	116	580	60	300	0	0	176	880
Total	186	930	225	1 125	71	355	482	2 410

PREVISION 2017

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
PP Techniques	217	1 085	88	440	70	350	375	1 875
PP en Gestion	337	1 685	87	435	5	25	429	2 145
Total	554	2 770	175	875	75	375	804	4 020

PREVISION 2018

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
PP Techniques	129	645	94	470	61	305	284	1 420
PP en Gestion	129	645	54	270	5	25	188	940
Total	258	1 290	148	740	66	330	472	2 360

PREVISION 2019

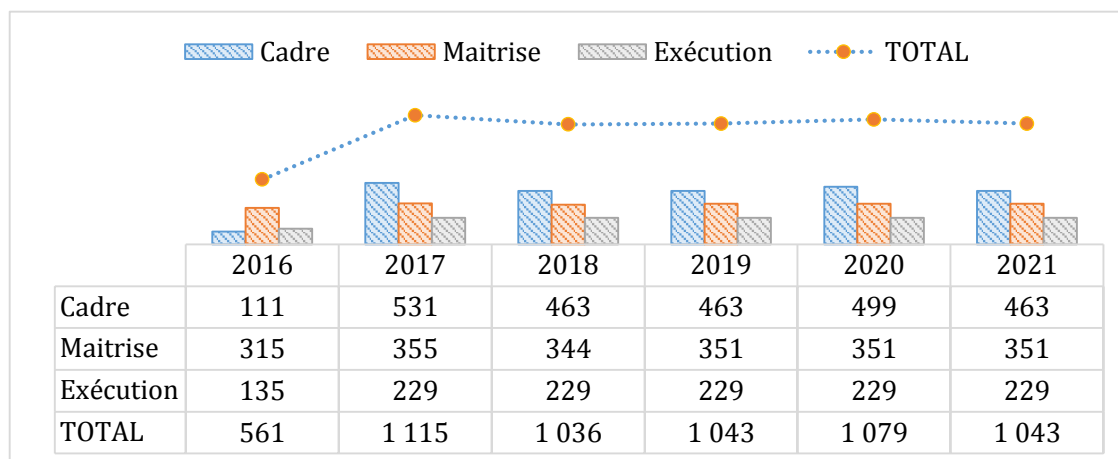
Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
PP Techniques	84	420	111	555	72	360	267	1 335
PP en Gestion	99	495	52	260	5	25	156	780
Total	183	915	163	815	77	385	423	2 115

PREVISION 2020

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
PP Techniques	82	410	83	415	65	325	230	1 150
PP en Gestion	106	530	51	255	3	15	160	800
Total	188	940	134	670	68	340	390	1 950

PREVISION 2021

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
PP Techniques	71	355	83	415	58	290	212	1 060
PP en Gestion	66	330	56	280	5	25	127	635
Total	137	685	139	695	63	315	339	1 695

Formation par Moyens Propres (FPM):**PROBABLE 2016**

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FMP Techniques	36	36	120	120	120	120	276	276
FMP en Gestion	75	75	195	195	15	15	285	285
Total	111	111	315	315	135	135	561	561

PREVISION 2017

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FMP Techniques	229	229	90	90	124	124	443	443
FMP en Gestion	302	302	265	265	105	105	672	672
Total	531	531	355	355	229	229	1 115	1 115

PREVISION 2018

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FMP Techniques	229	229	90	90	124	124	443	443
FMP en Gestion	234	234	254	241	105	105	593	580
Total	463	463	344	331	229	229	1 036	1 023

PREVISION 2019

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FMP Techniques	229	229	90	90	124	124	443	443
FMP en Gestion	234	234	261	265	105	105	600	604
Total	463	463	351	355	229	229	1 043	1 047

PREVISION 2020

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FMP Techniques	229	229	90	90	124	124	443	443
FMP en Gestion	270	270	261	265	105	105	636	640
Total	499	499	351	355	229	229	1 079	1 083

PREVISION 2021

Désignation	Cadre		Maîtrise		Exécution		Total	
	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J	Agents	H/J
FMP Techniques	229	229	90	90	124	124	443	443
FMP en Gestion	234	234	261	265	105	105	600	604
Total	463	463	351	355	229	229	1 043	1 047

2. INFRASTRUCTURES & MOYENS GENERAUX

Dans le cadre de la concrétisation et la mise en œuvre du plan de développement, moyen terme, de ses infrastructures, la SDA, en application de la politique de proximité prônée par la société, a dégagé une enveloppe financière de l'ordre de **2 263 MDA** pour la période 2017-2021, à l'effet de renforcer et de renouveler son patrimoine immobilier dédié aux activités de base technico-commerciales.

En matière d'infrastructures

La politique de la SDA sur le plan infrastructures vise principalement :

1. La réduction des distances pour une meilleure prise en charge des interventions par la création de nouveaux districts et bases d'intervention (électricité et gaz), par la combinaison entre la technique préfabriquée (durable) et la construction en dur, pour assurer une rapidité de mise en œuvre (*délai fixé de 3 à 6 mois, selon le cas*) (Cf PRJ-02 et PRJ-04 DAG/2015);
2. La création de nouvelles agences commerciales afin d'améliorer le service rendu à la clientèle (ratio normatif de moins de 20000 clients) (Cf. PRJ-02 et PRJ-03 DAG/2015);
3. L'amélioration des conditions de travail par la réhabilitation des infrastructures existantes (Cf. PRJ-03 DAG/2015).

43 projets infrastructures ont été maintenus et inscrits sur la période 2017-2021 contre 73 initialement, soit une réduction de plus de 40%. Ces projets sont répartis comme suit (détaillés en **annexe 3**) :

Nombre de projets	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Acquisition des locaux	4	2	1	0	0	7
Acquisition de terrains	0	3	3	0	0	6
Construction	7	5	3	0	0	15
Aménagement	7	5	2	1	0	15
TOTAL	18	15	9	1	0	43

Répartition de l'enveloppe financière, par exercice sur la période considérée :

Unité	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Siège SDA	8 834,955	59 994,50	16 919,65	0	0	0
BELOUIZDAD	81181,474	21 420	96 000	102 000	0	0
BOLOGHINE	42 205,37	328 000	135 000	85 000	0	0
EL HARRACH	16 683,16	195 983,80	165 000	80 000	60000	0
G CONSTANTINE	74 907,42	281 766,38	93500	60000	109 000	373271,23
TOTAL SDA	223 812,38	887 164,68	506 419,65	327 000,00	169 000,00	373 271,23
			2 486 667,94			

PLAN D'ACTIONS

Le plan d'action, pour la période 2017-2021, vise principalement l'optimisation et la maîtrise des coûts, à travers la mise en place d'un nouveau mode de construction des districts électricité et gaz (préfabriqué). Cette option vise la combinaison entre la technique préfabriquée et la construction en dur (Cf. PRJ-04 DAG/2016-2020) ;

VII. PLAN FINANCIER

Un découvert de trésorerie est prévu pour les cinq années du plan (2017-2021) qui atteindrait **98 877 MDA** en 2021. Ce déséquilibre financier est induit principalement par la hausse constante des achats consommés (*achats d'énergies 144 164 MDA*),

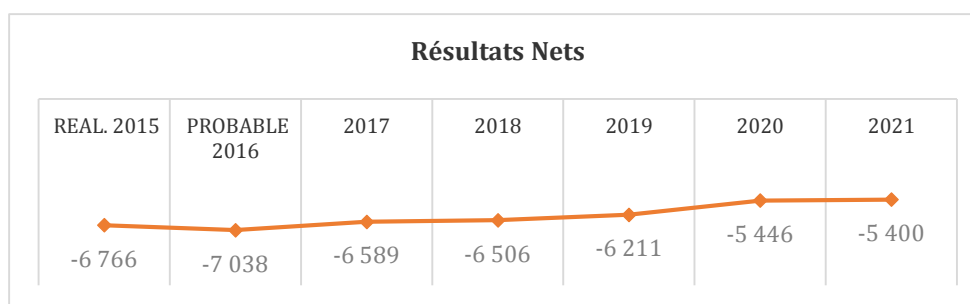
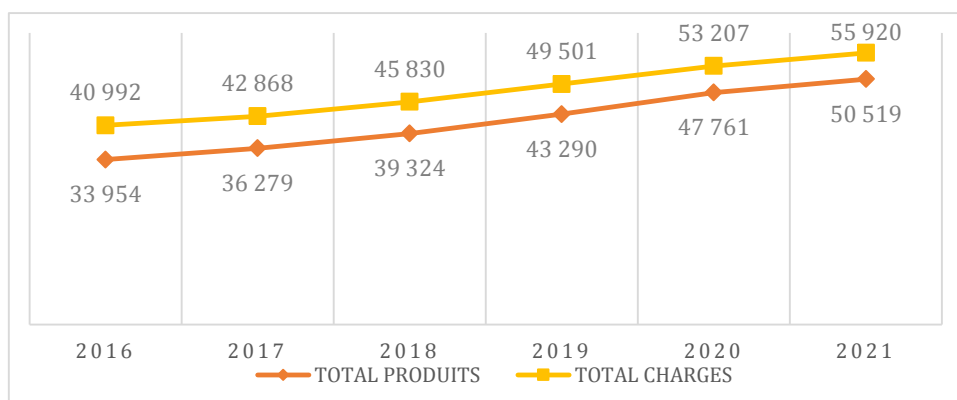
Sur la période 2017-2021, le résultat déficitaire de la Société persiste dont l'évolution en fin de période serait de **-5%** par rapport à 2017 pour atteindre en 2021 un déficit de **- 5 400 MDA**. En effet, l'amélioration de **42%** du taux de pertes et équivalent en solde créances ne fera que compenser l'évolution du déficit engendré par l'augmentation des coûts d'achat à la production.

Noter, par contre, que malgré l'évolution des prix de vente Electricité et gaz (+18% & +22%), le niveau du déficit connaîtra une amélioration de **54%**; néanmoins la société serait contrainte de supporter encore des résultats déficitaires à un degré moindre jusqu'à l'année 2021.

Il apparaît donc clairement que l'équilibre financier de la société est structurel et nécessite inévitablement une autre révision à la hausse des tarifs de l'Électricité et du Gaz ou, dans le cas échéant, des subventions d'exploitation.

D'autres dépenses d'exploitation viendront s'ajouter aux achats consommés, dont le montant global prévu pour toute la période 2017-2021 est de **103 937 MDA**. Il s'agit entre autres des services et frais de personnel, prévus à **55 448 MDA** et **18 819 MDA**, respectivement.

Pour faire face à ses dépenses, la SDA serait contrainte de financer ses investissements par le recours inévitable à des ressources externes.



1. COMPTE DE RESULTATS PREVISIONNELS

(Compte de résultats avec Tarifs en vigueur maintenus sur la période conformément aux hypothèses de la lettre de cadrage de Sonelgaz)

En 2017, le résultat de la SDA serait déficitaire de **6 589 MDA** contre un probable 2016 de **7 038 MDA**. L'écart constaté entre le probable 2016 et l'objectif 2016 (**11 631 MDA**) est dû principalement au gain généré par l'augmentation tarifaire appliquée en 2016.

Cette situation déficitaire s'explique par l'augmentation de la rubrique consommation de l'exercice notamment (montant cumulé 2017-2021 de **201 832 MDA**), qui est due principalement à l'évolution du prix d'achat d'électricité (+1,25% annuellement) et du coût de transit Elec/Gaz,

Il est important de souligner que le montant concernant la rubrique consommation de l'exercice (cumulé sur la période 2017-2021) représente à lui seul **82%** des charges globales (**247 326 MDA**).

Désignation	Réalisé 2015	Prévu 2016	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
Ventes Electricité à la clientèle:										
Ventes élec à la clientèle Basse Tension (BT)	12 462	10 945	15 529	17 185	18 674	20 634	22 890	24 428	11%	9%
Ventes élec à la clientèle Moyenne Tension (HTA)	6 880	7 923	9 102	9 975	10 960	12 102	13 342	13 675	10%	8%
Ventes élec à la clientèle Haute Tension (HTB)	962	1 671	1 184	1 333	1 388	1 448	1 505	1 568	13%	6%
Autres ventes d'électricité (centrales électrique et auxiliaires postes)	1 373	31	1 014	24	24	24	24	27	-98%	-52%
Facturations pertes de transport	635	778	646	628	611	594	577	560	-3%	-3%
Ventes Gaz à la clientèle:										
Ventes Gaz à la clientèle BP	2 411	2 640	3 290	3 697	3 970	4 479	5 069	5 596	12%	11%
Ventes Gaz à la clientèle MP	500	439	533	582	624	704	797	829	9%	9%
Ventes Gaz à la clientèle HP	137	210	155	163	171	177	184	196	5%	5%
Travaux prestations remboursables (TPR)	1 009	710	700	770	847	932	1 025	1 127	10%	10%
Production immobilisée	0		0	0	0	0	0	0		
I-PRODUCTION DE L'EXERCICE	26 369	25 346	32 154	34 357	37 269	41 094	45 412	48 006	7%	8%
Achats consommés:	21 277	22 560	23 810	24 822	26 850	29 109	31 558	33 429	4%	7%
Achats Gaz à Sonatrach SDx	1 118	1 415	1 326	1 464	1 554	1 726	1 917	2 098	10%	10%
Achats Gaz à Sonatrach (IPP)	742	768	906	988	1 073	1 166	1 266	1 376	9%	9%
Achats électricité chez SPE/SKTM	8 306	10 887	10 739	11 475	12 978	14 148	15 346	16 205	7%	9%
Achats électricité chez IPP	10 886	9 332	10 591	10 622	10 945	11 740	12 666	13 351	0%	5%
Autres Consommations	225	157	247	272	299	329	362	399	10%	10%
Services:	7 834	8 754	9 004	9 671	10 212	11 278	12 198	12 707	7%	7%
Services transit Elec	4 781	5 128	5 512	5 831	6 235	6 664	7 121	7 421	6%	6%
Services transit Gaz (SDx)	422	520	565	624	662	735	816	893	10%	10%
Services transit Gaz (IPP)	272	282	386	421	457	496	539	586	9%	9%
Services Inter groupe Sonelgaz	867	675	954	1 049	1 072	1 270	1 397	1 432	10%	8%
Services Hors groupe Sonelgaz	1 413	2 067	1 500	1 650	1 680	1 997	2 196	2 234	10%	8%
Prestations MM	80	82	88	96	106	116	128	141	10%	10%
II- Consommation de l'exercice	29 111	31 314	32 813	34 493	37 061	40 386	43 756	46 135	5%	7%
III- Valeur ajoutée d'exploitation	-2 742	-5 968	-660	-136	208	708	1 656	1 870	-79%	-223%
Charges de personnel	3 476	3 558	3 545	3 616	3 689	3 762	3 838	3 914	2%	2%
Impôts, taxes et versements assimilés	434	419	486	545	610	683	765	857	12%	12%
IV- Excédent Brut d'exploitation	-6 652	-9 945	-4 691	-4 297	-4 090	-3 737	-2 946	-2 901	-8%	-9%
Autres produits opérationnels	792	848	650	715	787	865	952	1 047	10%	10%
Autres Charges opérationnels	145	165	245	152	160	168	176	185	-38%	-5%
Dotations aux amortissements	2 335	2 369	2 452	2 709	2 988	3 256	3 507	3 746	10%	9%
Dotations aux provisions	1 306	865	1 240	1 178	1 119	1 063	1 010	960	-5%	-5%
Reprises sur pertes de valeur et provisions	3 005	1 203	1 145	1 203	1 263	1 326	1 392	1 462	5%	5%
V- Résultat opérationnel	-6 640	-11 293	-6 833	-6 419	-6 308	-6 033	-5 296	-5 283	-6%	-5%
Produits Financiers	20	1	5	5	5	5	5	5	0%	0%
Charges Financières	146	339	210	175	204	183	155	122	-17%	-10%
VI- Résultat Financier	-126	-338	-205	-170	-199	-178	-150	-117	-17%	-11%
VII-RESULTAT ORDINAIRE AVANT IMPÔTS (V+VI)	-6 766	-11 631	-7 038	-6 589	-6 506	-6 211	-5 446	-5 400	-6%	-5%
Impôts exigibles sur résultat ordinaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impôt différés (variations) sur résultats ordinaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	30 186	27 398	33 954	36 279	39 324	43 290	47 761	50 519	7%	8%
TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	36 952	39 030	40 992	42 868	45 830	49 501	53 207	55 920	5%	6%
VIII-RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES	-6 766	-11 631	-7 038	-6 589	-6 506	-6 211	-5 446	-5 400	-6%	-5%
Eléments extraordinaires (produits) (à préciser)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eléments extraordinaires (charges) (à préciser)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IX-RESULTAT EXTRAORDINAIRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X-RESULTAT NET DE L'EXERCICE	-6 766	-11 631	-7 038	-6 589	-6 506	-6 211	-5 446	-5 400	-6%	-5%

➤ **Compte de résultats avec les tarifs requis sur la période du PMT**

Il est important de souligner que malgré les hypothèses retenues qui visent principalement l'amélioration :

- Du taux de pertes pour atteindre 9,5% en 2021
- La réduction annuelle de 10 % du niveau des créances
- La maîtrise des charges

La société continuera à supporter des déficits jusqu'à 2021 étant donné que les prix de vente Elec/Gaz en vigueur couvrent partiellement les charges d'exploitation de la société (évolution du prix d'achat d'électricité de 1,25% annuellement) et des coûts de transit Elec/Gaz).

Les tarifs requis (marge bénéficiaire de 6% en 2017) permettant le passage à des résultats bénéficiaires de la société (Prix de vente Elec 530 cDA/ Kw pour l'électricité et 45,7 Cda/Th pour le Gaz) et de capitaliser des profits cumulé sur toute la période 2017-2021 lui permettant de supporter ses investissements.

DESIGNATION	Réalisé 2015	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021	TE(%) 17/16	TE(%) PMT
Ventes Electricité à la clientèle:	20 304	33 828	36 244	39 427	42 764	46 229	47 245	7%	7%
Autres ventes d'électricité (centrales électrique et auxiliaires postes)	1 373	1 014	24	24	24	24	27	-98%	-52%
Facturations pertes de transport	635	646	628	611	594	577	560	-3%	-3%
Ventes Gaz à la clientèle:	3 048	5 213	5 650	6 054	6 708	7 409	7 891	8%	9%
Travaux prestations remboursables (TPR)	1 009	700	770	847	932	1 025	1 127	10%	10%
Production immobilisée		0	0	0	0	0	0		
I-PRODUCTION DE L'EXERCICE	26 369	41 402	43 317	46 963	51 021	55 264	56 850	5%	7%
Achats consommés:	21 277	23 810	24 822	26 850	29 109	31 558	33 429	4%	7%
Services:	7 834	9 004	9 671	10 212	11 278	12 198	12 707	7%	7%
II- Consommation de l'exercice	29 111	32 813	34 493	37 061	40 386	43 756	46 135	5%	7%
III- Valeur ajoutée d'exploitation	-2 742	8 588	8 824	9 902	10 635	11 508	10 715	3%	5%
Charges de personnel	3 476	3 545	3 616	3 689	3 762	3 838	3 914	2%	2%
Impôts, taxes et versements assimilés	434	486	545	610	683	765	857	12%	12%
IV- Excédent Brut d'exploitation	-6 652	4 557	4 663	5 603	6 190	6 906	5 944	2%	5%
Autres produits opérationnels	792	650	715	787	865	952	1 047	10%	10%
Autres Charges opérationnels	145	245	152	160	168	176	185	-38%	-5%
Dotations aux amortissements	2 335	2 452	2 709	2 988	3 256	3 507	3 746	10%	9%
Dotations aux provisions	1 306	1 240	1 178	1 119	1 063	1 010	960	-5%	-5%
Reprises sur pertes de valeur et provisions	3 005	1 145	1 203	1 263	1 326	1 392	1 462	5%	5%
V- Résultat opérationnel	-6 640	2 415	2 541	3 386	3 894	4 556	3 561	5%	8%
Produits Financiers	20	5	5	5	5	5	5	0%	0%
Charges Financières	146	210	175	204	183	155	122	-17%	-10%
VI- Résultat Financier	-126	-205	-170	-199	-178	-150	-117	-17%	-11%
VII-RESULTAT ORDINAIRE AVANT IMPÔTS (V+VI)	-6 766	2 210	2 372	3 187	3 716	4 406	3 444	7%	9%
Impôts exigibles sur résultat ordinaires		0							
Impôt différé (variations) sur résultats ordinaires		0							
TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	30 186	43 202	45 240	49 017	53 217	57 613	59 364	5%	7%
TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	36 952	40 992	42 868	45 830	49 501	53 207	55 920	5%	6%
VIII-RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES	-6 766	2 210	2 372	3 187	3 716	4 406	3 444	7%	9%
Eléments extraordinaires (produits) (à préciser)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eléments extraordinaires (charges) (à préciser)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IX-RESULTAT EXTRAORDINAIRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X-RESULTAT NET DE L'EXERCICE	-6 766	2 210	2 372	3 187	3 716	4 406	3 444	7%	9%

2. PLAN DE TRÉSORERIE PRÉVISIONNEL

I- Trésorerie d'exploitation	Réalisé 2015		Probable 2016		2017		2018		2019		2020		2021		T.E (%) 17/16	T.E (%) PMTE
	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA		
1- Recettes d'exploitation :																
Solde de Trésorerie Initial	-17 540		-24 603		-34 089	0	-44 166	0	-56 067	0	-68 990	0	-83 158	0	39%	28%
Ventes Electricité à la clientèle:																
Ventes élec à la clientèle Basse Tension (BT)	13 308	932	15 018	2 178	16 909	2 452	18 426	2 672	20 308	2 945	22 514	3 265	24 172	3 505	13%	10%
Ventes élec à la clientèle Moyenne Tension (HTA)	6 880	482	8 732	1 484	9 829	1 868	10 796	2 051	11 912	2 263	13 135	2 496	13 620	2 588	13%	9%
Ventes élec à la clientèle Haute Tension (HTB)	962	67	1 147	195	1 308	249	1 379	262	1 438	273	1 496	284	1 557	296	14%	6%
Autres ventes d'électricité (centrales électrique et auxiliaires postes)	14 750	936	23 120	3 075	189	0	24	0	24	0	24	0	26	0	-99%	-74%
Facturations pertes de transport	626		644	0	631	0	614	0	596	0	580	0	562	0	-2%	-3%
Ventes d'électricité MM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Ventes Gaz:																
Ventes Gaz à la clientèle BP	2 411	169	3 144	456	3 630	526	3 924	569	4 394	637	4 970	721	5 508	799	15%	12%
Ventes Gaz à la clientèle MP	500	35	528	90	573	109	617	117	691	131	781	148	824	157	9%	9%
Ventes Gaz à la clientèle HP	137	10	152	26	162	31	170	32	176	34	183	35	194	37	7%	5%
Travaux prestations remboursables (TPR)	1 009	71	752	128	758	144	834	158	918	174	1 009	192	1 110	211	1%	8%
Autres produits opérationnels	792	55	674	115	704	134	775	147	852	162	937	178	1 031	196	5%	9%
Produits Financiers	20	1	5	1	5	1	5	1	5	1	5	1	5	1	0%	0%
Retrait Dépôt à terme (DAT-placement financier)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Solde de TVA à récupérer	1 584		0		0		0		0		0		0			
Total Recettes	42 980	2 758	53 914	7 746	34 699	5 513	37 564	6 010	41 314	6 620	45 634	7 319	48 609	7 788	-36%	-2%
2- Dépenses d'exploitation:																
Les Achats:	34 556	1 700	45 433	5 967	24 653	2 527	26 512	2 619	28 732	2 808	31 150	3 041	33 117	3 240	-46%	-6%
Achats Gaz à Sonatrach (SPE/SKTM)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Achats Fuel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Achats Gaz à Sonatrach SDx	1 118	78	1 292	220	1 441	274	1 539	292	1 697	322	1 885	358	2 068	393	12%	10%
Achats Gaz à Sonatrach (IPP)	742	52	879	149	975	185	1 059	201	1 150	219	1 249	237	1 358	258	11%	9%
Achats électricité chez SPE/SKTM	8 306		10 333		11 352		12 727		13 953		15 147	0	16 062		10%	9%
Achats électricité chez IPP	24 164	1 554	32 686	5 557	10 617	2 017	10 891	2 069	11 608	2 205	12 512	2 377	13 237	2 515	-68%	-17%
Autres Consommations	225	16	244	41	268	51	295	56	324	62	357	68	393	75	10%	10%
Les Services:	7 245	186	8 809	253	9 560	309	10 122	318	11 100	369	12 044	411	12 622	423	9%	7%
Services transit Elec	4 683	0	5 390	0	5 778	0	6 167	0	6 592	0	7 045	0	7 371	0	7%	6%
Services transit Gaz (SPE, SKTM)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Services transit Gaz (SDx)	422	0	541	0	614	0	655	0	723	0	803	0	880	0	13%	10%
Services transit Gaz (IPP)	272	0	367	0	415	0	451	0	490	0	532	0	578	0	13%	10%

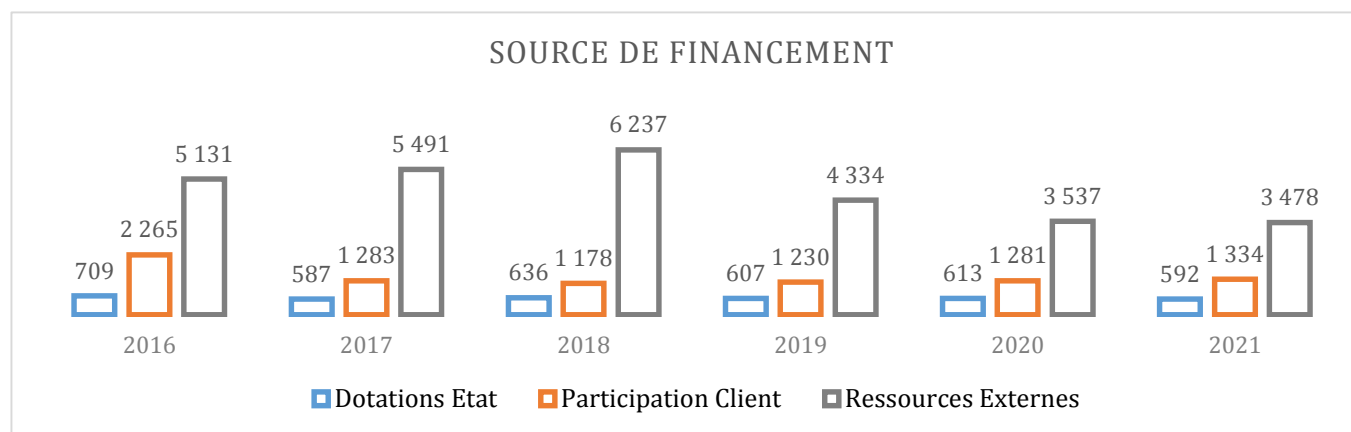
Services Inter groupe Sonelgaz	748	0	939	0	1 033	0	1 068	0	1 237	0	1 376	0	1 426	0	10%	9%
Services Hors groupe Sonelgaz	1 092	186	1 485	253	1 625	309	1 675	318	1 944	369	2 163	411	2 227	423	9%	8%
Prestations MM	28	0	86	0	95	0	104	0	115	0	126	0	139	0	10%	10%
Charges de personnel	2 880	0	3 545	0	3 616	0	3 689	0	3 762	0	3 838	0	3 914	0	2%	2%
Impôts & taxes	1 623	0	1 914	0	2 024	0	2 195	0	2 421	0	2 675	0	2 828	0	6%	8%
Autres Charges opérationnels	145	25	245	42	152	29	160	30	168	32	176	34	185	35	-38%	-5%
Charges Financières	146	0	210	36	175	30	204	39	183	35	155	29	122	23	-17%	-10%
Remboursements d'Emprunts (Sonelgaz & Institutions financières)	4	0	18	3	67	13	67	13	67	13	599	114	951	181	271%	121%
Dividendes versés aux actionnaires	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Dépôt à terme (DAT-placement financier)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Solde de TVA à payer	1 728		847		1 446		2 606		2 991		3 363		3 691			
Total Dépenses d'exploitation	48 326	1 911	61 022	6 300	41 694	2 907	45 553	3 019	49 424	3 257	54 000	3 628	57 430	3 903	-32%	-1%
Solde de Trésorerie d'exploitation	-22 886	847	-31 711	1 446	-41 084	2 606	-52 155	2 991	-64 177	3 363	-77 356	3 691	-91 978	3 886	30%	24%

II- Trésorerie d'Investissement	Réalisé 2015		Probable 2016		2017		2018		2019		2020		2021		T.E (%) 17/16	T.E (%) PMTE
	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA		
<u>1-Ressources des investissements :</u>	5 625		8 104		7 361		8 052		6 171		5 431		5 405		-9%	-8%
Dotation Etat	294		709		587		636		607		613		592		-17%	-4%
Participation Client	1 259		2 265		1 283		1 178		1 230		1 281		1 334		-43%	-10%
Mobilisation dette	4 072		5 131		5 491		6 237		4 334		3 537		3 478		7%	-7%
Autofinancement	0		0		0		0		0		0		0		-	-
<u>2-Emplois (dépenses des investissements) :</u>																
Programme des investissements	5 625	956	8 104	1 378	7 361	1 399	8 052	1 530	6 171	1 173	5 431	1 032	5 405	1 027	-9%	-8%
Solde de Trésorerie d'investissement	0	956	0	1 378	0	1 399	0	1 530	0	1 173	0	1 032	0	1 027	-	-
Solde de trésorerie	-22 886		-31 711		-41 084	0	-52 155	0	-64 177	0	-77 356	0	-91 978	0	30%	24%
Agios sur Découvert	-1 716		-2 378		-3 081		-3 912		-4 813		-5 802		-6 898		30%	24%
Solde de Trésorerie Final	-24 603	0	-34 089	0	-44 166	0	-56 067	0	-68 990	0	-83 158	0	-98 877	0	30%	24%

3. PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

LIBELLE	Réalisation		2016						2017		2018		2019		2020		2021	
			2015		Réalisé à Sept,		Prévu											
	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA
Electrification Rurale	236	40	13	2	27	5	16	3	10	2	16	3	16	3	17	3	18	3
Quartier Lotissement Sociaux	47	8	145	25	265	45	627	107	615	117	740	141	747	142	755	143	772	147
Raccordement Clientèle Nouvelle	1 512	257	991	169	2110	359	2122	361	1 744	331	1 644	312	1 723	327	1 801	342	1 884	358
Programme Propre	2 233	380	1272	216	2735	465	1905	324	2 001	380	3 970	754	2 541	483	2 029	386	1 820	346
Infrastructures	50	8	77	13	547	93	179	30	710	135	405	77	262	50	135	26	299	57
Autres	729	124	520	88	1430	243	1055	179	1292	245	729	138	292	56	298	57	250	47
Total électricité	4 806	817	3019	513	7115	1209	5905	1004	6371	1210	7504	1425	5581	1060	5035	956	5042	958
Distribution Public Gaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quartier Lotissement Sociaux	108	18	72	12	263	45	202	34	159	30	92	17	46	9	46	9	-	-
Raccordement Clientèle Nouvelle	425	72	151	26	215	37	457	78	230	44	169	32	169	32	169	32	169	32
Programme Propre	91	15	49	8	76	13	190	32	192	36	132	25	118	22	88	17	52	10
Infrastructures	12	2	19	3	137	23	45	8	177	34	101	19	65	12	34	6	75	14
Autres	182	31	2	0	298	51	94	16	231	44	54	10	192	36	59	11	67	13
Total gaz	819	139	293	50	989	168	988	168	990	188	548	103	590	112	396	76	363	69
Total Général	5 625	956	3 313	563	8 104	1 378	6 893	1 172	7 361	1 399	8 052	1 529	6 171	1 172	5 431	1 032	5 405	1 027

4. PLAN DE FINANCEMENT



Ressources en %	Réalisé 2015		Probable 2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA
Dotations Etat	294	50	709	120	587	112	636	121	607	115	613	117	592	113
Participation Clients	1 259	214	2 265	385	1 283	244	1 178	224	1 230	234	1 281	243	1 334	254
Mobilisation dette	4 072	692	5 131	872	5 491	1 043	6 237	1 185	4 334	824	3 537	672	3 478	661
Autofinancement (cash flow)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totaux	5 625	956	8 104	1 378	7 361	1 399	8 052	1 530	6 171	1 173	5 431	1 032	5 405	1 027

Ressources en %	Réalisé 2015		Probable 2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA	Montant HT	Montant TVA
Dotations Etat	5%	5%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	10%	10%	11%	11%	11%	11%
Participation Clients	22%	22%	28%	28%	17%	17%	15%	15%	20%	20%	24%	24%	25%	25%
Mobilisation dette	72%	72%	63%	63%	75%	75%	77%	77%	70%	70%	65%	65%	64%	64%
Autofinancement (cash flow)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totaux	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

PLAN D' ACTIONS

Dans le cadre de la mise en place du PMT 2017-2021, pour sa partie financière, il a été mis en place un plan d'actions ciblant en particulier le suivi régulier et systématique des paramètres financiers pour une meilleure anticipation des actions correctives :

1/ Analyse des flux de trésorerie :

- Contrôler les flux de trésorerie à travers un meilleur suivi des engagements grâce aux systèmes d'informations (*GTR, ELMALIYA, ENGAGEMENT*) ;
- Assurer un suivi régulier et périodique du plan de trésorerie ;
- Mettre en place les outils d'analyses financières trimestrielles.

2/ Assainissement des comptes ([Cf. PRJ-03 DFC/2015](#)) :

- Préparer les dossiers d'assainissement des comptes et les présenter au CA ;

3/ Maitrise des charges :

- Analyser les produits et les charges par structure et par énergie à partir des données de la comptabilité analytique([Cf. PRJ-02 DFC/2015](#)).

4/Clôture trimestrielle des comptes

- Production des comptes de synthèse trimestrielle ([Cf. PRJ-01/DFC/2015](#))
- Contrôler la fiabilité des éléments de clôture

ANNEXES

1. **HYPOTHESES du plan opérationnel physique et financier**
2. **ETAT D'AVANCEMENT des projets**
3. **INFRASTRUCTURES**

ANNEXE 1 : HYPOTHESES du plan opérationnel physique et Financier

HISTORIQUE DU BILAN (2012-2015)

Actif	2011			2012			2013			2014			2015		
	Montant brut	Amort ou provision	Montant net	Montant brut	Amort ou provision	Montant net	Montant brut	Amort ou provision	Montant net	Montant brut	Amort ou provision	Montant net	Montant brut	Amort ou provision	Montant net
I- Actifs non-courants															
1- Ecart d'acquisition - Goodwill positif ou négatif	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2- Immobilisations incorporelles	88	88	0	88	88	-	88	88	-	88	88	0	88	88	0
Frais de développements immobilisables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Logiciels informatiques et assimilés	88	88	0,06	88	88	-	88	88	-	88	88	0	88	88	0
Autres immobilisations incorporelles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3- Immobilisations corporelles	70 309	34 670	35 640	73 659	36 849	36 810	79 914	39 260	40 655	61 931	29 058	32 873	69 071	31 393	37 679
Terrains	24	-	24	24	-	24	24	-	24	14		14	14		14
Agencements et aménagements de terrain	179	121	58	179	124	55	179	126	52	149	114	35	149	116	33
Constructions (Bâtiments et ouvrages d'infrastructure)	1 782	893	889	1 782	919	863	1 896	948	948	1 433	773	661	1 542	795	746
Installations techniques, matériel et outillage industriel	58 274	28 936	29 338	60 466	30 578	29 887	64 611	32 435	32 176	48 757	23 421	25 336	54 367	25 096	29 271
Autres immobilisations corporelles	10 051	4 720	5 331	11 208	5 228	5 980	13 204	5 751	7 454	11 578	4 750	6 827	13 000	5 385	7 615
Immobilisations en concession	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4- Immobilisations en cours	6 183	-	6 183	8 864	-	8 864	15 151		15 151	12 013		12 013	9 785		9 785
5- Immobilisations financières	356	-	356	488	-	488	17	-	17	44	-	44	49	-	49
Titres mis en équivalence- entreprises associées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres participations et créances rattachées	3	-	3	16	-	16	16		16	43		43	47		47
Autres titres immobilisés															
Prêts et autres actifs financiers non courants	1	-	1	1	-	1	1	-	1	1		1	1		1
Actifs d'impôt différé	351	-	351	471	-	471	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Actifs non - courants	76 936	34 757	42 178	83 098	36 937	46 162	95 171	39 348	55 824	74 076	29 146	44 930	78 993	31 480	47 513
II- Actifs courant															
6- Stocks et encours	16	7	10	28	7	22	30	7	23	101	7	94	118	9	109
7- Créances et emplois assimilés	19 780	7 159	12 621	20 553	6 878	13 676	23 538	7 247	16 291	19 188	6 118	13 070	20 113	3 668	16 445
Clients	18 348	6 955	11 394	18 666	6 689	11 977	21 719	7 058	14 661	17 800	5 937	11 863	18 698	3 432	15 266
Autres débiteurs	628	205	423	1 281	188	1 092	785	189	595	-		-	790	236	554
Impôts	804	-	804	606	-	606	1 034		1 034	753	182	572	625		625
Autres créances et emplois assimilés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	635		635	-	-	-
8- Disponibilités et assimilés	2 427	140	2 287	2 370	234	2 136	4 783	166	4 616	2 764	129	2 635	3 334	127	3 207
Placements et autres actifs financiers courants	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie	2 427	140	2 287	2 370	234	2 136	4 783	166	4 616	2 764	129	2 635	3 334	127	3 207
Total actif courant	22 224	7 306	14 918	22 952	7 118	15 834	28 351	7 420	20 930	22 053	6 254	15 799	23 565	3 804	19 761
Total Général de l'actif	99 159	42 063	57 096	106 050	44 055	61 995	123 522	46 768	76 754	96 129	35 400	60 728	102 558	35 285	67 273

Passif	2011	2012	2013	2014	2015
I- Capitaux propres	9 219	3 138	4 423	5 916	9 000
Capital émis(ou compte de l'exploitation)	20 100	20 100	25 962	36 021	9 000
Autres fonds propres	-	-	-	-	36 871
Capital non appelé	1 979	1 979	1 979	1 979	-
Primes et réserves	869	869	869	416	1 979
Ecart de réévaluation	-	-	-	-	416
Ecart d'équivalence	-4 750	-6 081	-6 373	-8 844	-
Résultat net	-8 978	-13 729	-18 014	-23 655	-6 766
Autres capitaux propres - Report à nouveau	-	-	-	-	-32 499
II- Passifs non courants	18 401	20 215	20 644	16 297	17 797
Emprunts et dettes financières	643	696	807	570	629
Impôts (différés et provisionnés)	681	725	-	-	-
Autres dettes non courantes	-	-	-	-	-
Provisions et produits constatés d'avance	17 077	18 795	19 837	15 727	17 168
III- Passifs courants	29 476	38 642	51 687	38 515	40 477
Fournisseurs et comptes rattachés	6 981	11 102	16 077	12 649	13 589
Impôts	674	1 212	720	523	550
Autres dettes	21 818	26 299	34 890	25 335	26 327
Trésorerie passif	3	29	-	8	11
Total Générale Passif	57 096,15	61 995,23	76 753,88	60 728,25	67 273,17

Historique du compte de résultat (2011-2015 & Probable 2016)

COMPTE DE RESULTAT PAR NATURE	2011	2012	2013	2014	2015	Probable 2016
Chiffre d'affaires	23 770	26 027	27 717	21 235	24 362	30 493
Chiffre d'affaires intra groupe	1 295	1 281	1 446	1 887	2 007	1 660
Variation stocks produits finis et encours	-	-	-	-	-	-
Production immobilisée	-	-	-	-	-	-
Subvention d'exploitation	-	-	-	-	-	-
I-PRODUCTION DE L'EXERCICE	25 065	27 308	29 163	23 122	26 369	32 154
Achats consommés	7 210	8 915	13 011	12 408	12 970	13 071
Achats consommés intra groupe	9 026	9 096	8 915	6 686	8 307	10 739
Autres consommations	-	-	-	-	-	-
Services extérieurs	1 549	1 999	2 040	1 949	1 413	1 500
Services extérieurs intra groupe	6 183	6 909	7 420	5 746	6 421	7 504
Autres services extérieurs	-	-	-	-	-	-
II-COMMERCIALISATION DE L'EXERCICE	23 968	26 919	31 386	26 789	29 111	32 813
III-VALEUR AJOUTÉE D'EXPLOITATION (I-II)	1 096	388	2 222	3 667	2 742	660
Charges de personnel	3 307	3 902	4 037	3 190	3 476	3 545
Impôts, taxes et versements assimilés	432	491	505	388	434	486
	- ²	-	-	-	-	-
IV-EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	642	4 005	6 765	7 245	6 652	4 691
Autres produits opérationnels	1 099	770	3 337	642	792	650
Autres produits opérationnels intra groupe	-	-	-	-	-	-
Autres charges opérationnelles	147	151	156	158	145	245
Dotations aux amortissements	1 980	2 172	2 488	1 894	2 335	2 452
Dotations aux provisions	1 620	1 353	1 281	1 000	1 306	1 240
Reprises sur pertes de valeur et provisions	607	1 021	1 282	1 091	3 005	1 145
	- ⁴	-	-	-	-	-
V-RESULTAT OPERATIONNEL	683	5 890	6 070	8 565	6 640	6 833
Produits financiers	0	0	5	1	20	5
Charges financières	279	188	308	280	146	210
	-	-	-	-	-	-
VI-RESULTAT FINANCIER	279	188	304	279	126	205
VII-RESULTAT ORDINAIRE AVANT IMPÔTS (V+VI)	962	6 078	6 373	8 844	6 766	7 038
Impôts exigibles sur résultat ordinaires	-	-	-	-	-	-
Impôt différé (variations) sur résultats ordinaires	212	75	-	-	-	-
TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	26 771	29 099	33 787	24 855	30 186	33 954
TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	31 521	35 101	40 161	33 699	36 952	40 992
VIII-RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES	- 4 749	- 6 003	- 6 373	- 8 844	- 6 766	- 7 038
Eléments extraordinaires (produits) (à préciser)	2	108	-	-	-	-
Eléments extraordinaires (charges) (à préciser)	3	186	-	-	-	-
IX-RESULTAT EXTRAORDINAIRE	- 1	- 79	-	-	-	-
X-RESULTAT NET DE L'EXERCICE	- 4 750	- 6 081	- 6 373	- 8 844	- 6 766	- 7 038

Hypothèses d'élaboration du compte de résultat prévisionnel (2017-2021)

Désignation	Unité	2017	2018	2019	2020	2021
I/ Hypothèses d'élaboration du compte de Résultat Prévisionnel						
Paramètres de Produits						
Electricité:						
<u>Ventes électricité à la clientèle:</u>	GWh	6 833,40	7 433,13	8 178,22	9 012,51	9 460,32
Ventes élec à la clientèle Basse Tension (BT)	GWh	3 792,69	4 121,49	4 554,01	5 051,81	5 391,28
Ventes élec à la clientèle Moyenne Tension (HTA)	GWh	2 529,72	2 779,64	3 069,21	3 383,70	3 468,20
Ventes élec à la clientèle Haute Tension (HTB)	GWh	511,00	532,00	555,00	577,00	600,84
Autres ventes (centrales électrique et auxiliaires postes)	GWh	9,20	9,20	9,20	9,20	10,32
Quantités facturées pertes de transport	GWh	236,85	227,38	218,28	209,50	200,72
Ventes d'électricité MM	GWh	-	-	-	-	-
Gaz:						
<u>Ventes Gaz à la clientèle:</u>	10 ⁶ m ³	1 314,50	1 409,45	1 582,55	1 782,58	1 950,35
Ventes Gaz à la clientèle BP	10 ⁶ m ³	1 069,15	1 147,93	1 295,14	1 465,65	1 618,18
Ventes Gaz à la clientèle MP	10 ⁶ m ³	166,34	178,52	201,41	227,93	237,17
Ventes Gaz à la clientèle HP	10 ⁶ m ³	79,01	83,00	86,00	89,00	95,00
Transit Gaz	10 ⁶ m ³	-	-	-	-	-
Travaux prestations remboursables (TPR)	MDA	770,00	847,00	931,70	1 024,87	1 127,36
Heure productive (Prestations et travaux) Inter groupe Sonelgaz	H	-	-	-	-	-
Heure productive (Prestations et travaux) Hors groupe Sonelgaz	H	-	-	-	-	-
Nombre - Quantité (Prestations et travaux) Inter groupe Sonelgaz	N - Q	-	-	-	-	-
Nombre - Quantité (Prestations et travaux) Hors groupe Sonelgaz	N - Q	-	-	-	-	-
Homme/jour (Prestations et travaux) Inter groupe Sonelgaz	H/J	-	-	-	-	-
Homme/jour (Prestations et travaux) Hors groupe Sonelgaz	H/J	-	-	-	-	-
Mètre Carré (Prestations et travaux) Inter groupe Sonelgaz	M ²	-	-	-	-	-
Mètre Carré (Prestations et travaux) Hors groupe Sonelgaz	M ²	-	-	-	-	-
Réseau électrique (Sociétés travaux) Inter groupe Sonelgaz	Km	-	-	-	-	-
Autres réalisations (Sociétés travaux) Hors groupe Sonelgaz	Km	-	-	-	-	-
Réseau gaz (Prestations et travaux) Inter groupe Sonelgaz	Km	-	-	-	-	-
Autres réalisations (Prestations et travaux) Hors groupe Sonelgaz	Km	-	-	-	-	-
Prix de transactions:						
Prix de vente électricité (SPE/ SKTM/MM) / Achat électricité	DA	2,653	2,686	2,719	2,753	2,788
Prix de vente électricité des autres producteurs / Achat électricité	DA	2,653	2,686	2,719	2,753	2,788
Prix de transit électricité	DA	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Prix de vente électricité à la clientèle:	DA	4,039	4,039	4,039	4,039	4,039
Prix de vente électricité à la clientèle Basse Tension (BT)	DA	4,531	4,531	4,531	4,531	4,531
Prix de vente électricité à la clientèle Moyenne Tension (HTA)	DA	3,943	3,943	3,943	3,943	3,943
Prix de vente électricité à la clientèle Haute Tension (HTB)	DA	2,609	2,609	2,609	2,609	2,609
Prix de transit gaz	DA	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436
Prix de vente gaz à la clientèle:	DA	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Prix de vente gaz à la clientèle BP	DA	3,458	3,458	3,458	3,458	3,458
Prix de vente gaz à la clientèle MP	DA	3,496	3,496	3,496	3,496	3,496
Prix de vente gaz à la clientèle HP	DA	2,063	2,063	2,063	2,063	2,063
Prix de l'heure productive	DA	-	-	-	-	-
Prix du nombre ou prix de la quantité	DA	-	-	-	-	-
Prix de l'homme/jour	DA	-	-	-	-	-
Prix du mètre carré	DA	-	-	-	-	-
Prix de vente du Kilomètre (Réseau électrique)	DA	-	-	-	-	-
Prix de vente du Kilomètre (Réseau gaz)	DA	-	-	-	-	-
Prix d'achat Gaz	DA	1,024	1,024	1,024	1,024	1,024
Prix d'achat Fuel	DA	-	-	-	-	-
Prix d'achat chez Sonelgaz	DA	-	-	-	-	-
Retrait Dépôt à terme (DAT-placement financier)	MDA	-	-	-	-	-
Production immobilisée	%	-	-	-	-	-
Paramètres de charges						
Achats consommés:						
Achats Gaz:						
Achats Gaz à Sonatrach	10 ⁶ m ³	-	-	-	-	-
Achats Fuel	10 ⁶ m ³	-	-	-	-	-
Achats Gaz à Sonatrach SDx	10 ⁶ m ³	1 429,38	1 517,00	1 684,88	1 871,71	2 048,00
Achats Gaz à Sonatrach (autres producteurs)	10 ⁶ m ³	965,00	1 048,00	1 138,00	1 236,00	1 343,66

Achats Electricité:						
Quantités brut achetées chez SPE/SKTM	GWh	4 325,65	4 831,84	5 202,38	5 573,41	5 812,65
Quantités brut achetées chez autres producteurs	GWh	4 004,33	4 075,00	4 317,00	4 600,00	4 789,00
Quantités brut achetées chez Sonelgaz	GWh					
Perte de transport	GWh	-	-	-	-	-
Autres consommations (centrales électrique et auxiliaires postes)	GWh	-	-	-	-	-
Quantités nettes achetées	GWh	8 083,93	8 670,26	9 291,90	9 954,71	10 390,61
Achat consommés Hors groupe Sonelgaz	%	-	-	-	-	-
Achat consommés (Prestations et Travaux) Inter groupe Sonelgaz	%	-	-	-	-	-
Achat consommés (Prestations et Travaux) Hors groupe Sonelgaz	%	-	-	-	-	-
Autres Consommations	%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Services:						
Transit Gaz:						
Transit Gaz (SPE/SKTM)	10 ⁶ m ³	-	-	-	-	-
Transit Gaz / SDx	10 ⁶ m ³	1 429,79	1 517,00	1 684,88	1 871,71	2 048,00
Transit Gaz / autres producteurs	10 ⁶ m ³	965,00	1 048,00	1 138,00	1 236,00	1 343,66
Transit Electricité:						
Transit Elec	GWh	8 329,98	8 906,84	9 519,38	10 173,41	10 601,65
Services Inter groupe Sonelgaz	%	0,10	0,02	0,18	0,10	0,03
Services Hors groupe Sonelgaz	%	0,10	0,02	0,19	0,10	0,02
Prestations MM	%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Charges de personnel	%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Impôts, taxes et versements assimilés	%	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Autres produits opérationnels	%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Autres Charges opérationnels	%	(0,38)	0,05	0,05	0,05	0,05
Dotations aux amortissements	MDA	2 708,87	2 987,66	3 255,80	3 506,98	3 746,49
Dotations aux provisions	%	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)
Reprises sur pertes de valeur et provisions	%	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Produits Financiers	%	-	-	-	-	-
Charges financières	%	(0,17)	0,17	(0,10)	(0,15)	(0,21)
Remboursements d'emprunts (Sonelgaz & Institutions financières)	MDA	67,08	67,08	67,08	598,62	950,97
Agios sur Découvert	%	-	-	-	-	-
Dividendes versés aux actionnaires	MDA	-	-	-	-	-
Dépôt à terme (DAT-placement financier)	MDA	-	-	-	-	-
II/ Hypothèses d'élaboration des amortissements						
Durée d'amortissement équipements de production	Année	25	25	25	25	25
Transfert des investissements	%	33,33%	33,33%	33,33%	33,33%	33,33%
Transfert des investissements *	%	100%	100%	100%	100%	100%

IMMOBILISATIONS/AMORTISSEMENTS

Désignation	Historique		Prévisionnel				
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Dépenses d'investissement		8 104,483	7 361,167	8 051,795	6 171,199	5 430,746	5 404,722
Equipements de production et Autres	69 071,050	75 033,744	81 462,549	88 432,297	95 135,888	101 415,240	107 403,078
Total Transfert:		5 962,694	6 428,805	6 969,748	6 703,591	6 279,352	5 987,838
Transfert 2016		5 962,69					
Transfert 2017			6 428,81				
Transfert 2018				6 969,75			
Transfert 2019					6 703,59		
Transfert 2020						6 279,35	
Transfert 2021							5 987,84
Investissement en cours	9 785,3884	11 927,18	12 859,54	13 941,59	13 409,19	12 560,59	11 977,47
Total Equipements de Production	78 856,4385	86 960,92	94 322,09	102 373,88	108 545,08	113 975,83	119 380,55
Amortissement des immobilisations en service							
Ancien amortissement 2016		2 451,72	2 451,72	2 451,72	2 451,72	2 451,72	2 451,72
Nouvel amortissement 2017			257,15	257,15	257,15	257,15	257,15
Nouvel amortissement 2018				278,79	278,79	278,79	278,79
Nouvel amortissement 2019					268,14	268,14	268,14
Nouvel amortissement 2020						251,17	251,17
Nouvel amortissement 2021							239,51
Total des amortissements annuels		2 451,72	2 708,87	2 987,66	3 255,80	3 506,98	3 746,49

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Année probable 2016				
Désignation du programme	Centre ER/DP (Nbre)	Longueur réseaux (Km)	Branchement (Nbre)	Observations
Electricité:				
Electrification rurale (ER):	19	6,5	284	
QLS électricité:	29	45,41	1816	
RCN électricité:		250	25689	
Programme Propre électricité:		160,46		
Ligne 60KV				
Poste 60KV				
Gaz:				
Distributions Publiques (DP):				
QLS gaz:		38	969	
RCN gaz:		101	6 400	
Programme Propre gaz:		14		
Infrastructures:				
Acquisition	1			
Aménagement				
Construction				
Autres	19			
Télé relève:				
Autres:				
Année 2017				
Désignation du programme	Centre ER/DP (Nbre)	Longueur réseaux (Km)	Branchement (Nbre)	Observations
Electricité:				
Electrification rurale (ER):	0	0	0	
QLS électricité:	0	0	0	
Programme Propre électricité:	0	193.28	793	
RCN électricité:		200	26 973	
Ligne 60KV				
Poste 60KV				
Gaz:				
Distributions Publiques (DP):				
QLS gaz:		50		
RCN gaz:		97		
Programme Propre gaz:		19		
Infrastructures:				
Acquisition	5			
Aménagement				
Construction	5			
Autres	14			

Télé relève:	999			
Autres:	4			
Année 2018				
Désignation du programme	Centre ER/DP (Nbre)	Longueur réseaux (Km)	Branchement (Nbre)	Observations
Electricité:				
Electrification rurale (ER):		0	0	
QLS électricité:		0	0	
Programme Propre électricité:	0	199	920	
RCN électricité:		210	28 322	
Ligne 60KV				
Poste 60KV				
Gaz:				
Distributions Publiques (DP):				
QLS gaz:		0		
RCN gaz:		85	32 279	
Programme Propre gaz:		97		
Infrastructures:				
Acquisition	2			
Aménagement	4			
Construction	3			
Autres	10			
Télé relève:				
Autres:	0			
Année 2019				
Désignation du programme	Centre ER/DP (Nbre)	Longueur réseaux (Km)	Branchement (Nbre)	Observations
Electricité:				
Electrification rurale (ER):	5	4	80	
QLS électricité:	15	26	800	
Programme Propre électricité:	0	205	1000	
RCN électricité:		221	29 738	
Ligne 60KV				
Poste 60KV				
Gaz:				
Distributions Publiques (DP):				
QLS gaz:		0		
RCN gaz:		83	33 543	
Programme Propre gaz:		82		
Infrastructures:				
Acquisition	8			
Aménagement	4			
Construction	3			
Autres	3			
Télé relève:				
Autres:	29			

Année 2020				
Désignation du programme	Centre ER/DP (Nbre)	Longueur réseaux (Km)	Branchement (Nbre)	Observations
Electricité:				
Electrification rurale (ER):	5	4	80	
QLS électricité:	22	27	840	
Programme Propre électricité:	0	211	1 013	
RCN électricité:		232	21 225	
Ligne 60KV				
Poste 60KV				
Gaz:				
Distributions Publiques (DP):				
QLS gaz:		0		
RCN gaz:		81	33 543	
Programme Propre gaz:		28		
Infrastructures:				
Acquisition				
Aménagement				
Construction	6			
Autres	5			
Télé relève:				
Autres:	0			
Année 2021				
Désignation du programme	Centre ER/DP (Nbre)	Longueur réseaux (Km)	Branchement (Nbre)	Observations
Electricité:				
Electrification rurale (ER):	5	4	80	
QLS électricité:	25	29	920	
Programme Propre électricité:	0	217	1100	
RCN électricité:		243	25 689	
Ligne 60KV				
Poste 60KV				
Gaz:				
Distributions Publiques (DP):				
QLS gaz:		0		
RCN gaz:		79	33 500	
Programme Propre gaz:		8		
Infrastructures:				
Acquisition				
Aménagement				
Construction	1			
Autres				
Télé relève:				
Autres:	4			

ANNEXE 2 : Etat d'avancement des PROJETS

Axe Stratégique	Projets	Etat Avancement				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	Création Agences commerciales de proximité et des bases avancées d'intervention PRJ-04 DAG/2015	50%	X	X	X	X
	Création du centre de maintenance des systèmes de téléconduite	100%				
	Réappropriation des activités maintenance & dépannage électricité	80%	X			
	Réappropriation de l'activité maintenance spécialisé gaz (PC) et renforcement des équipes existantes (RSF) PRJ-1, 2 et 3 DTG/2015	70%	X			
	Acquisition d'outillages et véhicules d'intervention	Outillage 100% Véhicules Différé	Véhicules Différé			
	SIG pour la gestion en ligne des interventions sur la voirie PRJ-11 DTE/2015	100%	Site pilote CA S. Mhamed			
2	Référentiel réglementaire des procédures RH PRJ-01 DRH/2015	70%	X			
	Mise en place des effectifs conformément à l'organisation de la SDA et élaboration d'un système de suivi. PRJ-02 DRH/2015	100%				
	Mise en place d'un référentiel des profils des emplois et des compétences (PEC) PRJ-03 DRH/2015	30%	X			
	Mise à jour des ratios des effectifs de la SDA. PRJ- 04 DRH/2015	15%	X			
	Mise en place d'un dispositif d'intégration des nouvelles recrues PRJ-05 DRH/2015	40%	X			
	Réaménagement de l'organisation PRJ-06 DRH/2015	100% Partie 2016	X	X	X	X
3	Conception type revisitée des infrastructures accueillant les clients PRJ-01 DAG/2015	100%				
	Réhabilitation et maintenance des agences commerciales PRJ-03 DAG/2015	80%	X	X	X	X
	Dotation vestimentaire mise à jour et régulièrement disponible.	100%				
	Mise en place d'un responsable et d'un dispositif d'amélioration et de maintien de l'image des agences commerciales	80%				
4	Barème des prestations, délais révisés et publiés PRJ-04 DCM/2015	100% Décision ME N°482 5/06/16				
	Guichet unique de traitement des demandes de raccordement et traitement en ligne. PRJ-07 DCM/2015	100% PME/PMI	X			
	Portail Web pour clients HTA	50%	X			

Axe Stratégique	Projets	Etat Avancement				
		2016	2017	2018	2019	2020
5	Organisation en GRG séparé du commercial		X	X		
	Instauration d'un mangement par la qualité		X	X		
	Mise en place de la gestion par la performance PRJ-07 DRH/2015	P Management 100% P Opérationnel 50%	X			
6	Elaboration, mise à jour et partage (en ligne) des référentiel technique électricité et gaz PRJ-03 DTE/2015	100%	Partage en ligne			
	Intégration des travaux réalisés par le client en supervision contractuelle par la SDA	100%				
	Création d'unités dédiés de réalisation correctement dotés en moyens adaptés à l'urbain	100%				
7	Enquête annuelle de satisfaction clientèle PRJ-02 DCM/2015	100%	X	X	X	X
8	Développement des systèmes d'information :					
	• Système d'information Géographique pour la Gestion des réseaux gaz PRJ-04 DTG/2015	50%	Généralisation			
	• Gestion Electronique des Documents Cartographiques PRJ-04 DTE/2015	70%	X			
	• SIG Géo-localisation du Réseau HTA PRJ-05 DTE/2015	70% DD Belouizdad pilote	Généralisation			
	• Système de Collecte des Ouvrages Basse Tension PRJ-06 DTE/2015	100% Application	Collecte	Collecte		
	• Nouveau système de gestion clientèle PRJ-01 MOA/2015	80%	X			
	• Elaboration d'un outil de planification des réseaux PRJ-16 DTE/2015	100%	X			
	Développement des nouvelles technologies					
	• Interconnexion des sites SDA en Fibre Optique PRJ-12 DTE/2015	40%	X			
	• Rénovation et extension du système de téléconduite des réseaux de la DSDA PRJ-07 DTE/2015	20%	X	X		
	• Télégestion des postes HTA/BT de Distribution Publique PRJ-16 DTE/2015	80%	X			
	• Relève par Terminal de Saisie Portable (TSP) PRJ-06 DCM/2015	80%				
	• Télérelève des clients BT/FSM PRJ-08 DCM/2015	52%	X			
	• Centre d'appels phase 2 : Synchronisation avec les systèmes SGC, Télégestion, téléconduite. PRJ-02 DTE/2015	100%	X			
	• Télé-exploitation des réseaux Gaz PRJ-05 DTG/2015		Différé d'une année	X	X	X

Axe Stratégique	Projets	Etat Avancement				
		2016	2017	2018	2019	2020
9	Assainissement des comptes de la SDA PRJ-03 DFC/2015	60%	X			
	Mise en place d'un outil d'analyse des produits et des charges PRJ-01 DFC/2015	0%	X			
	Protection des revenus pertes « traitement signalés BT » PRJ-03 DCM/2015	X	X	X	X	X
	Protection des revenus Recouvrement des Créances PRJ-01 DCM/2015	X	X	X	X	X
	Fiabilisation de la relève des postes DP gaz PRJ-09 DCM/2015	100%	<i>Etude Télé relève</i>			
	Détermination des pertes techniques des réseaux SDA PRJ-08 DTE/2015	80%	X			
	Etude tarifaire annuelle PRJ-10 DCM/2015	100%	X	X	X	X
10	Enfouissement des réseaux BT des boulevards d'Alger PRJ-01 DTE/2015	60%	X	X		
	Réhabilitation des ouvrages contenant des gaz SF6 PRJ-15 DTE/2015	90%	X	X		
	Réalisation de campagnes de diagnostic d'échantillons d'installations intérieures gaz de clients (<i>à titre de sensibilisation</i>)	0%		X		X

ANNEXE 3 : INFRASTRUCTURES

A- Infrastructures :

PROJETS INFRASTRUCTURES SIEGE DE LA SDA :

KDA								
N°	Projets Infrastructures	Prévu 2016	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021
02	Confortement de l'immeuble SDA siège	x	différé		5 000			
03	Remplacement réseau détection incendie siège	x	différé	4 994,500				
04	Aménagement locaux nouveau centre de conduite	x	0 Retard	50 000				
05	Extension du réseau de lutte anti incendie siège	x			1 919,650			
06	Remplacement réseau électricité siège	x			10 000			
07	Aménagement Entrées 41 et du parking	x			5 000			
08	Aménagement du poste Mustapha en bureaux	x	0 Annulé					
09	Divers Réfection de la DALLE PARKING Divers travaux au niveau de la SDA Divers travaux de réfection au sous sols et RDC F/p volet roulant pour logement de fonction Travaux d'aménagement du 4eme étage ex capas F/P stores californien pour les bureaux SDA Peinture salle de réunion du 2eme étage F/P stores californien pour les bureaux SDA Travaux d'aménagement du 3eme étage Travaux d'aménagement logement de fonction AMARA RACHID travaux de peinture au niveau de la SDA F/p de climatiseur pour bureau du siège SDA	x	8 834,956 503,800 296,000 415,000 141,600 1 823,084 269,900 221,920 219,471 2 203,426 965,957 355,766 1 419,032					
TOTAL HT/DA			8 834,955	59 994,50	16 919,65	0	0	0

PROJETS INFRASTRUCTURES DD de BELOUIZDAD :

							KDA	
N°	Projets Infrastructures	Prévu 2016	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021
01	Aménagement nouveaux locaux Agence de Asselah Hocine	x	42181, 474					
02	Réaménagement des bureaux DTE et DTG	x	5 000					
03	Aménagement du district Gaz	x	15 000					
04	Aménagement du district électricité de Belouizdad	x	14 000					
05	Aménagement des magasins district gaz, district Elec, des vestiaires sanitaires/douches district gaz, district Elec	x	5 000					
06	Construction Agence commerciale de Ben Aknoun	x	0 Défaut de permis construire	1420	38 000	17 000		
07	Aménagement nouveaux locaux Agence commerciale de Kouba	x	0 Manque signature contrat location par l'APC	15 000				
08	Aménagement locaux Ancienne agence Asselah Hocine en base avancée exploitation Alger Centre			6 000				
09	Acquisition local Agence commerciale de Bachdjerrah				50 000			
10	Acquisition local Agence commerciale de Magharia					60 000		
12	Aménagement Agence commerciale de Bachdjerrah				18 000			
13	Aménagement Agence commerciale de Magharia					25 000		
	TOTAL HT/DA		81181,474	21 420	96 000	102 000	0	0

PROJETS INFRASTRUCTURES DD de BOLOGHINE :

							KDA	
N°	Projets Infrastructures	Prévu 2016	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021
01	Aménagement de l'agence commerciale de Chéraga	x		30 000				
02	Construction des districts électricité de Chéraga	x	420	81 000				
03	Aménagement de la nouvelle agence commerciale de Ain Benian	x	27 785,37					
04	Aménagement du district gaz de Zeralda et une base avancée électricité d'intervention	x		30 000				
05	Réfection dalle et aménagement de l'agence de Casbah			50 000				
06	Construction des districts élec et gaz de Bologhine	x		80 000				
07	Réalisation mur de clôture du terrain Rais Hamidou	x		1 000				
08	Acquisition des locaux Agence commerciale Mahalma/Rahmania (Sidi Abdallah)	NON	14 000 <i>Avancé pour les 10000 logts AADL</i>					
09	Aménagement de l'agence de Mahelma/Rahmania (Sidi Abdallah)	x		16 000				
10	Aménagement Agence Zeralda	x			10 000			
11	Aménagement du district électricité de Zeralda	x		20 000				
12	Construction magasin D.D (site cheraga)	x		10 000				
13	Aménagement du district gaz de Chéraga	x		10 000				
14	Acquisition de terrain des futurs districts élec et gaz de Douéra				55 000			
15	Construction des districts élec et gaz de Douéra				30 000	20 000		
16	Acquisition des locaux pour l'agence de Beni Messous				40 000			
17	Aménagement de l'agence de Beni Messous					25 000		
TOTAL HT/DA			42 205,37	328 000	135 000	85 000	0	0

PROJETS INFRASTRUCTURES DD d'EL-HARRACH :**KDA**

N°	Projets Infrastructures	Prévu 2016	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021
01	Aménagement nouveaux locaux Agence de Mohammadia	Facturation	16 484,159					
02	Aménagement nouveau District électricité d'El Harrach	x	0 Défaut de permis construire	30 000				
03	Construction Districts élec et gaz de Rouïba	x	199 Retard	91 500				
04	Construction Magasin CAMEG/SDA de Rouïba	x	0 Retard	25 000				
05	Construction Agence commerciale de Rouïba	x	0 Retard	différée	25 000			
06	Acquisition de terrains futurs districts élec et gaz Eucalyptus	x	différé			25 000		
07	Construction Districts élec et gaz Eucalyptus						35 000	
08	Acquisition local Reghaïa	x		16 921,800				
09	Aménagement de la nouvelle agence de Reghaïa	x			40 000			
10	Acquisition local Bordj El Bahri	x		32 562,000				
11	Aménagement nouvelle agence Bordj El Bahri	x			55 000			
12	Acquisition locaux Agence de Bourouba/Oued Smar					30 000		
13	Aménagement Agence de Bourouba/Oued Smar						25 000	
15	Construction de deux districts élec et gaz de Rouïba Zone Industrielle	x	annulé					
16	Acquisition de terrains districts élec et gaz BEK (ex Ain Taya)	x	différé		35 000			
17	Construction de deux districts élec et gaz de BEK (ex Ain Taya)	x	différé		10 000	25 000		
TOTAL HT/DA			16 683,16	195 983,80	165 000	80 000	60000	0

PROJETS INFRASTRUCTURES DD du GUE DE CONSTANTINE :

								KDA
N°	Projets Infrastructures	Prévu 2016	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021
01	Acquisition local Agence commerciale de Sidi Moussa	x	0 <i>Indisponibilité local adéquat</i>	30 000				
02	Aménagement de l'agence de Sidi Moussa	x	0		15 000			
03	Acquisition local Agence commerciale de Birkhadem		0 <i>Indisponibilité local adéquat</i>	40 000				
04	Aménagement de l'agence de BIRKHADEM (<i>ex agence Ain Naadja</i>)	Non	0 <i>Moyens propres</i>					
05	Construction de la D.D de Gué de Constantine	x	57 257,846	200 000	<i>Le reste de la construction différée</i>			363 271,230
06	Construction du district électricité d'Ain Naadja (<i>terrain ex Cabel</i>)	x	0 Défaut de permis construire		30 000			
07	Acquisition de terrain District électricité Draria	x	différé			30 000		
08	Construction du district électricité de Draria	x	différé				40 000	
09	Aménagement nouvelle Agence de Baba Ali & bases avancées d'interventions élec et gaz	x	17 649,570	11 766,380				
10	Acquisition de terrain pour la construction Agence de Saoula	x	0 <i>Indisponibilité local adéquat</i>		38 500			
11	Construction de l'agence de Saoula	x	0		10 000	10 000	29 000	10 000
12	Acquisition des terrains futurs districts élec et gaz de Birtouta	x				20 000		
13	Construction des futurs districts élec et gaz de Birtouta	x					40 000	
TOTAL HT/DA			74 907,42	281 766,38	93500	60000	109 000	373271,23

RECAPITULATIF INFRASTRUCTURES SDA

Unité	Probable 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Siège SDA	8 834,955	59 994,50	16 919,65	0	0	0
BELOUIZDAD	81181,474	21 420	96 000	102 000	0	0
BOLOGHINE	42 205,37	328 000	135 000	85 000	0	0
EL HARRACH	16 683,16	195 983,80	165 000	80 000	60000	0
G CONSTANTINE	74 907,42	281 766,38	93500	60000	109 000	373271,23
TOTAL SDA	223 812,38	887 164,68	506 419,65	327 000,00	169 000,00	373 271,23
	2 486 667,94					