ARSE
AUTORITE DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

RAPPORT D'ACTIVITES

2023

Mars 2024

Table des matières

PREMIERE PARTIE : PRESENTATION DE L'AUTORITE DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE (ARSE) 2
I.1. Les missions et attributions de l'ARSE 2
I.I.1. Les Missions 2
I.1.2. Les Attributions 3
I.2. L'Organisation 3
I.2.1. Le Conseil de Régulation 3
I.2.2. La Direction Générale 4
DEUXIEME PARTIE : ACTIVITES REALISEES 6
2.1. Les activités du Conseil de Régulation en 2023 6
2.2 Les activités de la Direction Générale 8
2.2.1 Les activités internes 8
2.2.2 Les activités externes 9
TROISIEME PARTIE : ETAT DU SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE 15
3.1. Les chiffres du Secteur 15
3. 2. Zoom sur quelques provinces 18
3.2.1. La centrale électrique de Sarh 19
3.2.2. La centrale électrique de Moundou 22
3.2.3. La centrale électrique de Doba 24
3.2.4. La centrale thermique de Lai 25
3.2.5. La centrale électrique de Koumra 26
3.2.6. La centrale électrique de Bongor 27
3.2.7. MONGO (ZIZ Énergie) 28
3.2.8. AM TIMAN (ZIZ Énergie) 29
3.2.9. OUM-HADJER (ZIZ Énergie) 32
3.2.10. ABECHE 33
3.2.11. ATI (ZIZ Énergie) 39
Conclusion Générale 43

PREMIERE PARTIE : PRESENTATION DE L'AUTORITE DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE (ARSE)

Cette première partie a pour objectif de présenter le Régulateur, précisément ses missions et attributions ainsi que son organisation.

I.1. Les missions et attributions de l'ARSE

Aux termes de l'article 10 de la loi n°036/PR/2019 du 26 Août 2019 relative au secteur de l'énergie électrique au Tchad, le Régulateur est un établissement public à caractère administratif doté de la personnalité morale et de l'autonomie de gestion. Ses décisions ont un caractère d'acte administratif. Elles sont susceptibles de recours juridictionnel.

Le Régulateur est placé sous la tutelle du Ministère en charge de l'énergie.

I.I.1. Les Missions

L'ARSE est chargée de la régulation des activités de production, de transport, de conduite du système**,** d'importation, d'exportation et de vente d'énergie électrique**.** A cet effet, les missions suivantes lui sont conférées :

- créer, promouvoir et préserver une industrie efficace et établir des structures de marché tout en assurant une optimisation des ressources pour la fourniture des services électriques ;
- maximiser l'accès aux services d'électricité, en favorisant et en facilitant les raccordements des consommateurs aux réseaux de distribution dans les zones rurales et urbaines.
- veiller à l'approvisionnement des consommateurs en électricité en quantité et de qualité suffisante ;
- veiller aux intérêts des consommateurs en matière de facturation de l'énergie électrique qui doit être équitable et suffisante pour permettre aux opérateurs de financer leurs activités d'assurer une exploitation efficace et de percevoir des rémunérations raisonnables ;
- assurer la sûreté, la sécurité, la fiabilité et la qualité du service dans la production et la fourniture d'électricité aux consommateurs ;
- veiller à l'instauration d'un cadre pour les opérateurs, les consommateurs, les investisseurs et les autres parties prenantes ;

- présenter un rapport annuel d'activités au Ministre en charge de l'énergie.

I.1.2. Les Attributions

Conformément à l'article 12 de la loi n°036/PR/2019 du 26 Août 2019 relative au secteur de l'énergie électrique au Tchad, le Régulateur a pour attribution :

- promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé ;
- établir ou approuver les codes appropriés d'exploitation et de sûreté, de sécurité, de fiabilité et des normes de qualité ;
- définir les droits et obligations du consommateur relatifs à la fourniture et à l'utilisation des services d'électricité ;
- approuver les modifications des règles de marché ;
- surveiller le fonctionnement du marché d'électricité ;
- prendre toutes les mesures jugées nécessaires ou utiles pour une meilleure réalisation des missions de la régulation.

Le Régulateur est consulté par le Gouvernement sur tout sujet portant sur le secteur de l'énergie électrique.

I.2. L'Organisation

Conformément aux dispositions de l'article 9 du décret n°1842/PR/MPME/2019 du 08 novembre 2019 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie Electrique (ARSE). Les organes du Régulateur sont :

- Le Conseil de Régulation ;
- La Direction Générale.

I.2.1. Le Conseil de Régulation

Le Conseil de Régulation est présidé par un président nommé par Décret et compte en tout neuf (09) membres y compris le président, il est composé comme suit :

- le Ministre en charge de l'Energie ;
- le Ministre en charge des Finances ;
- le Ministre en charge de la Planification ;
- le Ministre en charge de l'Administration du Territoire ;
- le Ministre en charge du Commerce ;
- le Ministre en charge de l'Urbanisme ;
- le Ministre Secrétaire Général du Gouvernement ;

- le Conseiller en charge de l'Energie à la Présidence de la république ;
- un (01) Représentant des associations de consommateurs.

Le Conseil est l'organe délibérant du Régulateur. Il est chargé notamment de :

- définir, approuver et orienter la politique générale et l'action du régulateur ;
- veiller au bon fonctionnement de l'organisation et évalue sa gestion.

I.2.2. La Direction Générale

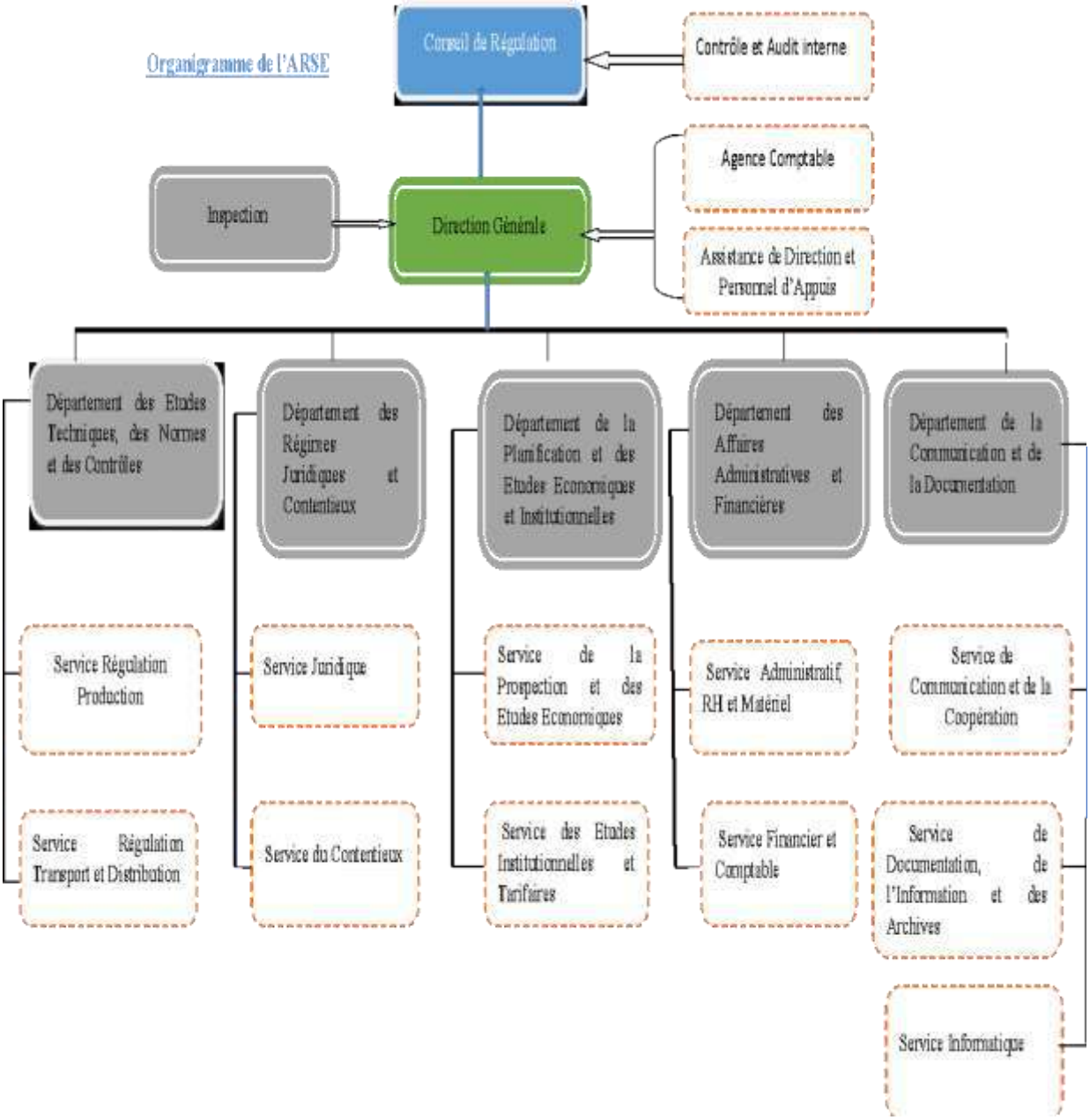
Elle est placée sous l'autorité d'un Directeur Général, assisté d'un Adjoint. Il représente le Régulateur dans ses rapports avec les tiers et a le pouvoir d'intenter des actions en justice.

La fonction du Directeur Général, du Directeur Général Adjoint est exclusive de toute autre activité professionnelle, sauf d'enseignement et/ou de recherche.

Dans le cadre de l'accomplissement de ses missions, la Direction Générale dispose des Départements Techniques suivants :

- département des Etudes Techniques, des Normes et des Contrôles **;**
- département de la Planification et des Etudes Economiques et Institutionnelles;
- département de la Communication et de la Documentation ;
- département des Affaires Administratives et Financières ;
- département des Régimes Juridiques et Contentieux.

En plus des Départements Techniques, le service Contrôle & Audit Interne est rattaché au Conseil de Régulation tandis que l'Inspection et Assistance de Direction sont rattachées à la Direction Générale.


Organigramme de l'ARSE
Conseil de Régulation
Contrôle et Audit interne
Agence Comptable
Inspection
Direction Générale
Assistance de Direction et Personnel d'Appui
Département des Etudes Techniques, des Normes et des Contrôles
Département des Régimes Juridiques et Contentieux
Département de la Planification et des Etudes Economiques et Institutionnelles
Département des Affaires Administratives et Financières
Département de la Communication et de la Documentation
Service Régulation Production
Service Régulation Transport et Distribution
Service Juridique
Service du Contentieux
Service de la Prospection et des Etudes Economiques
Service des Etudes Institutionnelles et Tarifaires
Service Administratif, RH et Matériel
Service Financier et Comptable
Service de Communication et de la Coopération
Service de Documentation, de l'Information et des Archives
Service Informatique

DEUXIEME PARTIE : ACTIVITES REALISEES

Au titre de l'année 2023, le Conseil de Régulation et la Direction Générale ont réalisé des activités qui seront présentées ci-après.

2.1. Les activités du Conseil de Régulation en 2023

Aux termes de l'article 11 du Décret n°1842/PR/MPME/2019 du 08 novembre 2019 portant organisation et fonctionnement de l'ARSE, le Conseil de Régulation est l'organe délibérant du Régulateur définit et oriente la politique générale et l'action du Régulateur, veille à son bon fonctionnement et évalue sa gestion.

A ce titre, il délibère, notamment sur :

- le règlement des litiges ;
- la prise des sanctions ;
- l'avis sur les approbations des conventions ;
- l'octroi, le renouvellement et les retraits des licences ;
- les règlements et décisions sur les activités du secteur ;
- les comptes de fin d'exercice et les rapports d'activités.

Ainsi, au cours de l'exercice 2023, le Conseil de Régulation de l'ARSE a adopté le Budget de fonctionnement du Régulateur et émis des avis sur les demandes de licences de production de l'électricité ci-après :

- **Le Conseil de Régulation du 25 janvier 2023**

Sur convocation de son Président, le Conseil de Régulation s'est réuni le 25 janvier 2023 afin de donner son Avis sur la demande de Licence de production de l'électricité à base des centrales hybrides (solaire photovoltaïque-thermique diesel) à **N'Djamena, Moundou et Sarh** de la société SOLEN RENEWABLE ENERGY TCHAD.

L'ordre du jour dudit conseil se présente comme suit :

- Adoption de l'ordre de jour ;
- Examen et adoption des comptes rendus du conseil du 04 Mai 2022 et du conseil du 13 juillet 2022 ;
- Présentation de la demande de licence de la société SOLEN Renewable Energy chad SA ; et
- Divers : examen du dossier Alternaprod Tchad.

Cet ordre du jour étant adopté, le conseil a examiné et validé tous les points.

Sur la demande de licence de la société SOLEN Renewable Energy chad SA, le conseil a donné un avis conforme favorable assorti des recommandations suivantes :

- Finaliser dans un délai de six (06) mois les négociations sur le prix de kWh entre l'ARSE, la Société et la SNE ;
- Finaliser les études de faisabilité et environnementales des projets dans un délai de six (06) mois.

En ce qui concerne le dossier de la société ALTERNAPROD, les Administrateurs l'ont renvoyé au prochain conseil.

Conseil de Régulation du 18 mai 2023 @ARSE

Il s'est tenu le 18 mai 2023 un Conseil de Régulation dont l'ordre de jour se présente comme suit :

- Adoption du procès-verbal du conseil de Régulation du 25 Janvier 2023 ;
- Adoption de l'ordre de jour ;
- Présentation du Rapport d'activités de l'ARSE ;
- Adoption du Budget 2023 ;
- Examen du dossier de la Société Alternaprod ;
- Examen de la demande de Licence des B&S HOLDING LTD CHAD ;
- Divers.

Après la présentation des points inscrits à l'ordre du jour par le Président, les Administrateurs l'ont adopté sans modification, et procédé à son examen.

Au terme de l'examen des différents points, il ressort de ce Conseil que tous les points inscrits à l'ordre du jour ont été adoptés.

2.2 Les activités de la Direction Générale

2.2.1 Les activités internes

La Direction générale a mis en place un planning des réunions hebdomadaires qui permet de passer en revue les activités prévues dans les feuilles de route des Directions Techniques d'une part, rencontrer les opérateurs du secteur d'autre part.

A cet effet, durant l'exercice 2023, plusieurs réunions ont été organisées entre la Direction Générale et son staff et les différents acteurs du secteur de l'énergie électrique. Les sujets débattus sont entre autres :

- L'organisation interne du Régulateur à travers ses différentes feuilles route,
- La présentation générale, les perspectives et attentes du Régulateur auprès des différents acteurs du secteur électrique : MHE, NAVITAS, MAZARS, ADC, Groupe NREL ET POWER AFRICA, FMI, Solen, SNE, SRN, ENERSO, INNOVENT, ZIZ ;
- Rencontre de travail ARSE-MHE-ADERM dans la salle de Réunions du Ministère des Hydrocarbure et de l'Energie.

Rencontre ARSE – Opérateurs

2.2.2 Les activités externes

✓ **Participation de l'ARSE au 11ème atelier du Réseau des régulateurs francophones de l'énergie organisé du 11 au 14 juillet 2023 à Kinshasa en RDC autour du thème : « Electrification hors – réseau »**

Une délégation de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie Electrique (ARSE) conduite par son Directeur Général Monsieur **M'BATNA Jean-Paul** a pris part du 11 au 14 juillet 2023 à Kinshasa (RDC) à un atelier organisé conjointement par le Réseau des régulateurs francophones de l'énergie (RegulaE.Fr) avec celui de la facilité d'assistance technique de la Commission européenne (TAF), avait pour thème principal : « Electrification hors - réseau ». Trente-deux pays francophones du monde étaient représentés à ce rassemblement.

Cet événement s'est déroulé en deux parties distinctes, d'abord l'atelier thématique et la préparation de l'assemblée générale de RegulaE.Fr prévu au Maroc en fin novembre 2023, les mardi 11 et mercredi 12 juillet 2023, puis l'atelier organisé par la TAF de la Commission européenne, le jeudi 13 juillet 2023.

Ces deux jours d'ateliers ont permis de réfléchir sur l'électrification hors-réseau et le rôle du Régulateur. Théorie et pratique se sont complétées, afin d'explorer au mieux ce

thème fondamental, les participants se sont accordés sur les meilleures pratiques à mettre en œuvre pour le développement de ce secteur afin de garantir l'accès à l'électricité à toute la population. La partie tchadienne a bénéficié de l'expérience des pays frères qui sont avancés dans le domaine de l'électrification hors – réseaux.

Cette visite vise à observer, à s'imprégner des aspects réglementaires et opérationnels, les opportunités, les défis du régulateur etc., et à s'en inspirer afin d'établir un régulateur performant au TCHAD.

- ✓ **Visite d'immersion à l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI)**

Du 20 au 28 novembre 2023, l'Inspection de l'Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie Electrique ARSE a séjourné auprès de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI), dans le cadre d'une immersion technique afin de s'enquérir de l'expérience du Régulateur ivoirien.

Cette immersion a permis à l'Inspection de :

- S'inspirer des bonnes pratiques, des expériences réussies pour élaboration des outils des procédures de contrôle et d'inspection, les mécanismes de dialogue et de concertation avec les acteurs du secteur de l'énergie électrique ;
- Apprendre comment développer une relation de confiance, de coopération et de partenariat avec les partenaires Techniques et financiers du secteur,
- Bénéficier de l'expérience réussie de la Côte d'Ivoire sur le prélèvement des redevances sur le kWh vendu ;
- Maîtriser les mécanismes du contrôle des factures livrées par les opérateurs à l'acheteur unique ;
- Maîtrise le système de contrôle des ratios entre le combustible fournie et l'énergie produite des opérateurs ;
- Maîtriser le fonctionnement de Dispatching du réseau électrique de Côte d'Ivoire ;
- Comprendre les procédures, les outils, les méthodes, les technologies de contrôle des opérateurs ;
- Comprendre les mécanismes de partenariat entre le Régulateur et les Associations de défense des droits des consommateurs.

- **Ateliers et webinaire :**

Plusieurs réunions par visioconférences ont eu lieu entre l'ARSE et ses partenaires techniques et financiers en 2023. Il s'agit notamment de :

- Rencontre avec le Groupe de la Banque Mondiale ;
- Réunion entre l'Alliance Solaire Internationale (ISA) et l'ARSE ;

- **ACTIVITES JURIDIQUES :**

- **Participation de l'ARSE à la première session du Comité de pilotage du projet d'interconnexion des réseaux électriques – 20 et 21 novembre 2023**

Dans le cadre de la mise en œuvre du Projet d'Interconnexion des Réseaux Électriques du Cameroun et du Tchad, une mission conduite par le Conseiller en charge des hydrocarbures, de l'énergie et des mines du Premier ministre, par ailleurs Président du Conseil de Régulation de l'ARSE, a séjourné à Yaoundé, au Cameroun, sur invitation de la Société Nationale de Transport d'Électricité (SONATREL). L'équipe, composée notamment du responsable juridique de l'ARSE représentant le Directeur Général, le Coordonnateur de la CEP et des responsables du Ministère chargé des finances, a pris part à une série d'activités, les 21 et 22 novembre 2023.

L'objectif de la mission consiste essentiellement à participer à la première session du Comité de pilotage du projet d'interconnexion des réseaux électriques et, subséquemment, d'examiner l'avancement du PIRECT du côté du Tchad et du Cameroun ainsi que les principaux défis dans l'exécution du projet.

La mission a également permis à l'équipe tchadienne d'une part, de visiter la centrale hydroélectrique de Nachtigal et d'autre part, à participer au lancement officiel du projet PIRECT côté Cameroun. C'est une mission qui a servi de retour d'expériences entre les différentes parties concernées afin d'instaurer un cadre approprié à l'enrichissement mutuel pour la réalisation des objectifs visés par le PIRECT.

- **Négociation des Term Sheets**

Lors des échanges qui ont eu lieu durant la session de pilotage du PIRECT au Cameroun, il a été demandé à l'équipe tchadienne de faire un retour sur les deux projets de term sheets qui leur a été envoyé. Le Représentant de l'ARSE a précisé que le projet de term sheet, tel qu'envoyé, aborde des éléments de fond qui doivent en principe faire l'objet de négociation et sont censés intégrer le contrat d'achat d'électricité et le contrat de transport d'électricité. Il a été décidé que l'ARSE Tchad échange avec l'ARSEL Cameroun avant d'adopter la version finale. Il s'agit du Projet de « Terms Sheet », relatif au Contrat de Service de Transport et du projet de « Terms Sheet » relatif au Contrat d'achat et de vente d'énergie entre la Société Nationale de Transport de l'Électricité et la SONATREN.

C'est dans ce sens que deux (2) jours de discussions (les 19 et 20 décembre 2023) ont eu lieu par visioconférence entre les deux Régulateurs. Au cours des échanges, plusieurs modifications ont été apportées aux deux projets de term sheet, tant sur la forme que dans le fond.

Les responsables des deux (2) Régulateurs ont salué cette première session d'échanges portant sur les stipulations contractuelles entre la SNE et la SONATREL et recommandent de renforcer ce type d'initiative qui implique la régulation dans le processus d'adoption des contrats dans le secteur électrique, en encourageant la collaboration entre l'ARSE et l'ARSEL.

- **Renforcement des capacités des cadres de l'ARSE**

Le responsable juridique, de la planification et de la communication de l'ARSE ont activement pris part à la formation BADGE de l'École des mines de Paris. Cette formation, destinée aux cadres des Régulateurs de l'électricité, a permis aux cadres de l'ARSE de bénéficier des modules de formation à la fois technique, économique et juridique.

Les sessions ont, d'abord, porté sur l'introduction à la mise à niveau, intégrant notamment les réformes électriques, le fonctionnement du système électrique, les éléments d'économie industrielle et des réseaux, les éléments de microéconomie. Ensuite, ont été abordés les modèles et mise en œuvre des réformes dans le secteur de l'électricité ainsi que la régulation dans les activités concurrentielles. Par ailleurs, la régulation des réseaux et tarification et l'articulation de la régulation avec les politiques publiques et l'intégration régionale ont été étudiées. Enfin, cette formation a également permis de renforcer les connaissances des participants sur la régulation et le financement dans le secteur électrique, notamment les aspects liés aux financements d'infrastructures dans le secteur.

- **Détermination du prix de vente d'électricité**

En application de l'article 3 du Décret 1841 énonçant comme critère la compétitivité du prix pour l'octroi d'une licence, la société SOLEN a prévu l'implication de l'ARSE dans le processus de fixation du prix. Aux termes des résolutions prises, le Conseil a donné un avis favorable pour la délivrance de la licence, sous réserve pour la société SOLEN de fixer le prix avec l'ARSE. C'est dans ce contexte que l'ARSE et SOLEN ont échangé sur la fixation de prix.

Les réunions ont permis de faire un état des lieux du dossier SOLEN. Dans ce sens, des informations sur le CAPEX ainsi que les détails sur l'OPEX ont été fournies par SOLEN. Ces informations ont été prises en compte par le Régulateur pour la détermination du prix.

Dans ce sens, les informations qui faisaient défaut lors de l'examen du dossier de demande de licence ont été complétées par l'équipe de SOLEN.

L'ARSE et SOLEN ont travaillé, notamment :

- sur l'achat des matières premières, un réajustement a été opéré, avec une prise en compte mensuel des charges de fonctionnement ;
- Sur les charges salariales, l'équipe SOLEN a apporté des précisions sur l'effectif et un montant global pour les salaires a été pris en compte ;
- Sur l'assurance multirisque, toutes les données y relatives, ainsi que la commission des emprunts ont été prise en compte par le Régulateur ;
- Sur le montant du prêt, l'équipe SOLEN a aménagé le montant intégré dans le tableau pour sa prise en compte dans l'analyse.

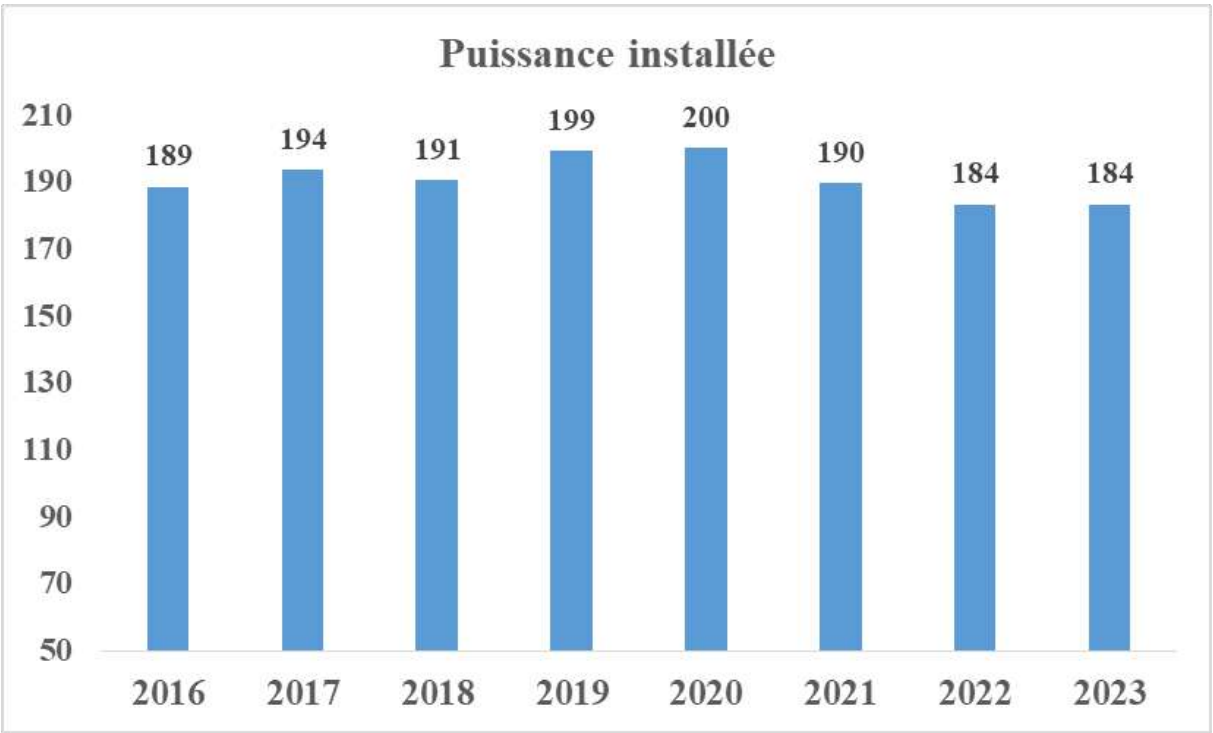
L'ensemble des informations fournies par SOLEN a permis à l'ARSE de déterminer le prix d'électricité.

Aux termes de ces échanges et sur la base de l'analyse des informations liées aux investissements et aux charges de fonctionnement de SOLEN, l'ARSE a retenu un prix. Initialement, le prix fixé par SOLEN était de 125 FCFA. Ce prix a été modifié suivant les paramètres et calculs de l'ARSE avec un prix arrêté à 118 FCFA.

TROISIEME PARTIE : ETAT DU SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

3.1. Les chiffres du Secteur

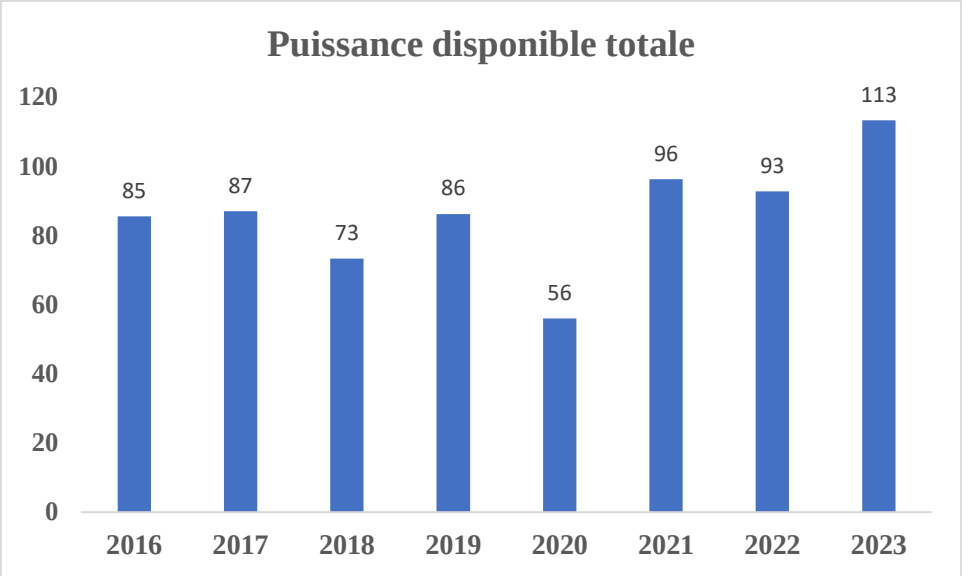
La puissance installée n'a pas changé entre 2022 et 2023. En effet, elle est restée à 184 MW. Cependant, on observe une baisse de la capacité installée entre 2020 et 2022. Ce qui montre qu'il n y a pas eu de nouveaux investissements.



En analysant la structure de la capacité installée suivant la source de production, on remarque la baisse observée en 2021 est due au vieillissement du parc de production de la SNE. La puissance est passée de 140,2 MW en 2020 à 129,8 en 2021. Quant à la baisse de la capacité disponible de 2021, elle est due vieillissement du parc de production des IPP.

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance installée (SNE) MW	128,7	133,7	130,7	139,4	140,2	129,8	133,5	133,5
Puissance installée IPP	60	60	60	60	60	60	50	50,0
Puissance installée totale	**189**	**194**	**191**	**199**	**200**	**190**	**184**	**184**

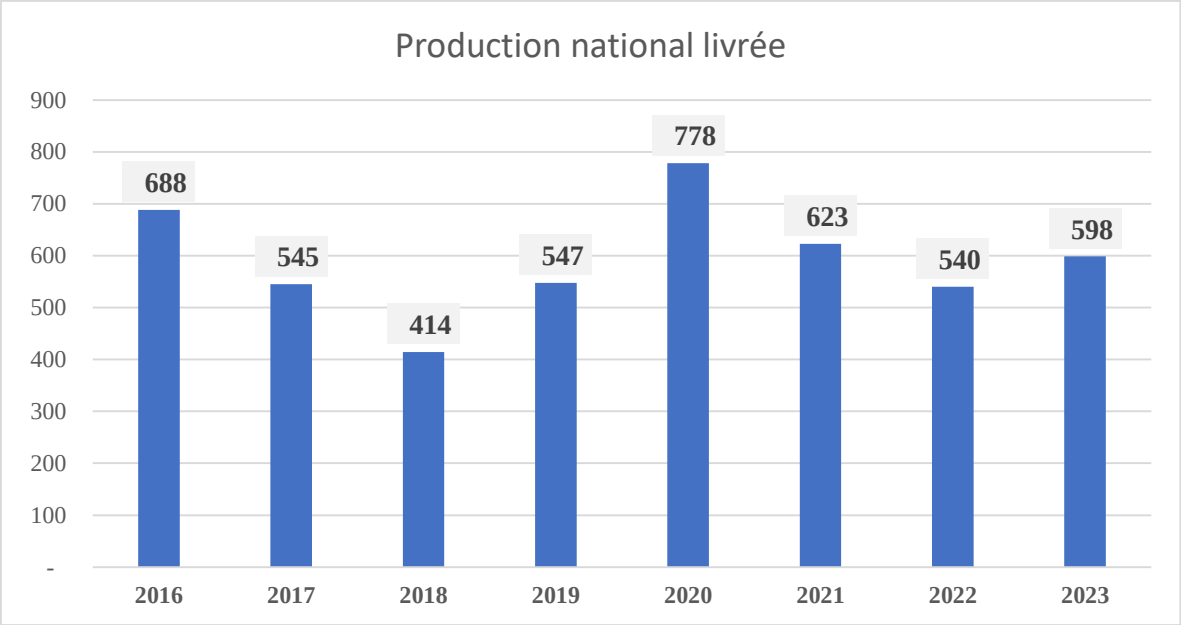
La puissance disponible a considérablement augmenté en 2023. En effet, elle est passée de 93 MW en 2022 à 2023.



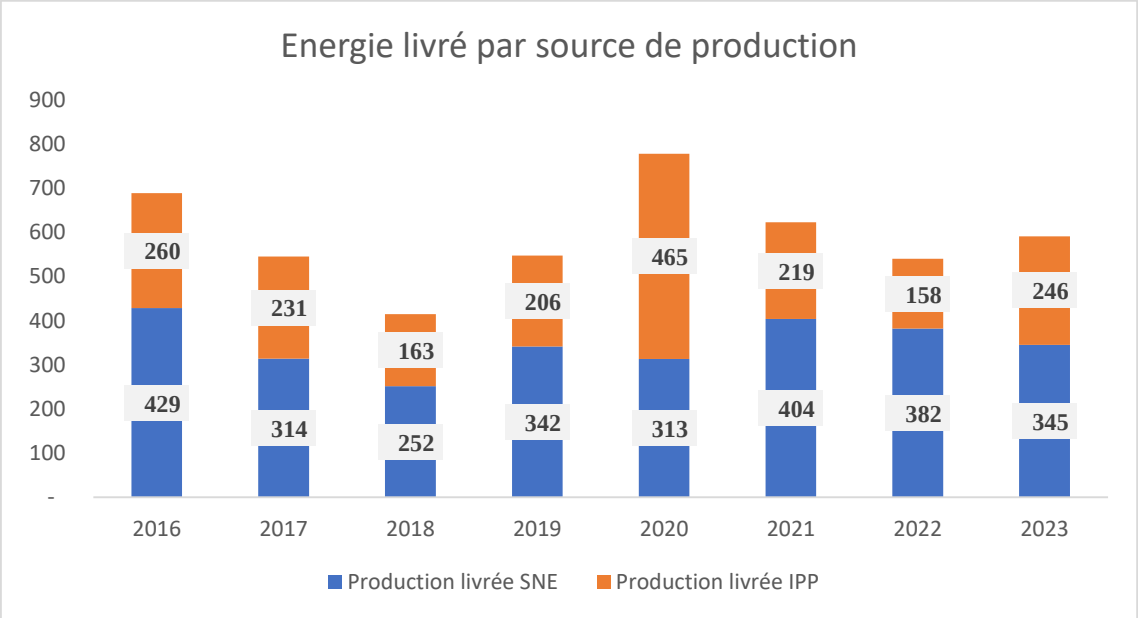
La puissance disponible par source de production révèle que la hausse de la capacité de production disponible observée en 2023 est due à la fois à l'amélioration de l'efficacité du parc de production aussi bien de la SNE que ceux des IPP.

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance Disponible (SNE)	52,1	59,3	53,5	60,9	34,7	68,5	72,6	78,8
Puissance disponible (IPP)	33	28	20	25	21	28	20	34,5
Puissance disponible totale	**85**	**87**	**73**	**86**	**56**	**96**	**93**	**113**

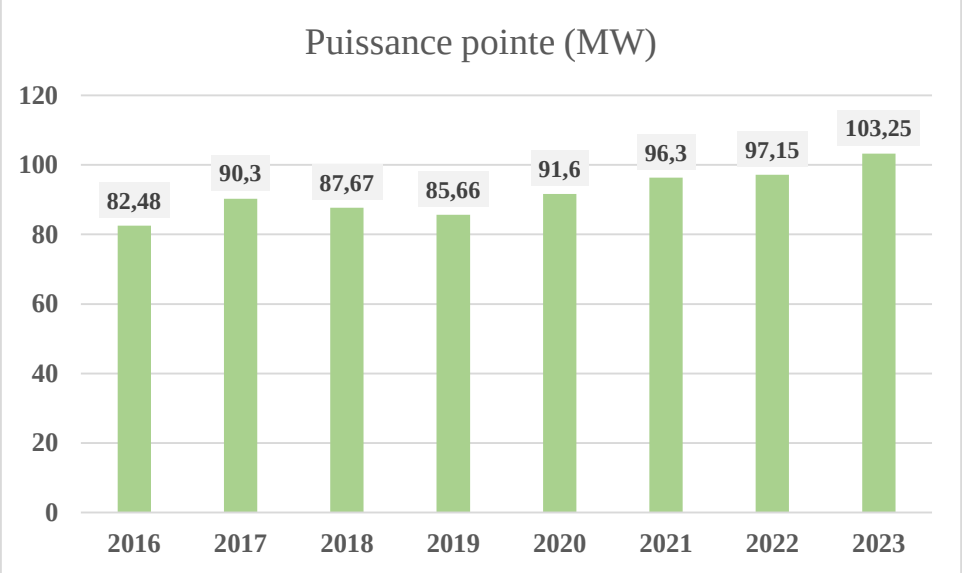
L'énergie livrée en 2023 est 598 GWh. On observe une hausse de cette quantité par rapport à celle de 2022 qui s'établissait à 540 GWh.



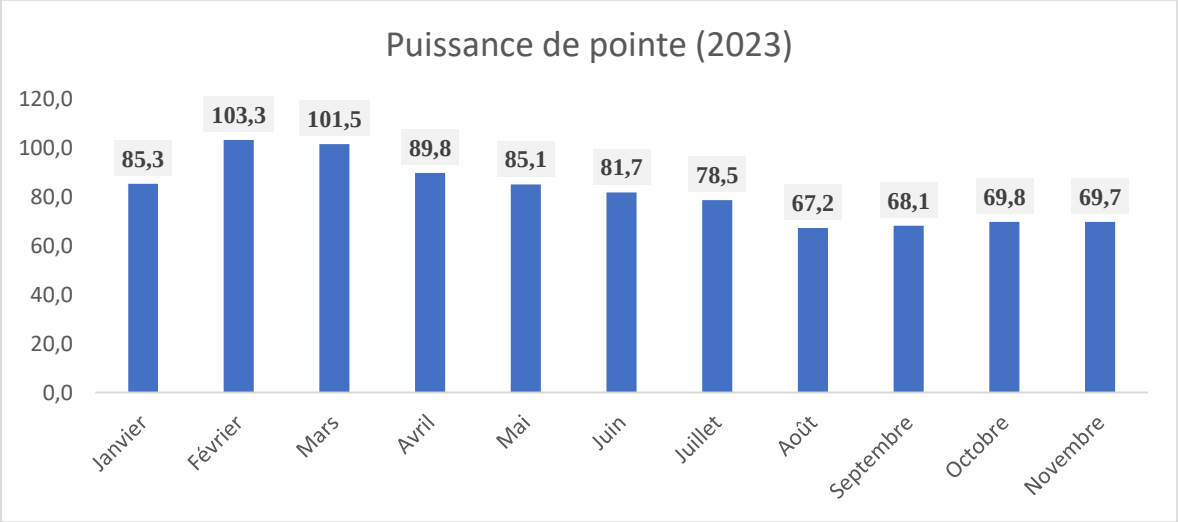
En 2023, la hausse de la quantité d'énergie livrée est due principalement à la hausse de la production des IPP notamment avec l'entrée CET POWER dans le marché. En dépit de la baisse de production de la SNE qui est passé de 382 GWh en 2022 à 345 GWh en 2023, GWh en 2023, soit 41% de la production totale.



En 2023, la puissance de pointe (qui représente la capacité maximale atteint par le parc national de production) a dépassé pour la première fois la barre de 100 MW. En effet cette puissance de pointe est passée de 97,15 MW en 2022 à 103,25 MW en 2023.



La puissance de pointe observée en 2023 a été atteinte au mois de février. Au mois de mars également la puissance de pointe a dépassé également la barre de 100 MW. Cependant au mois d'août la capacité maximale atteint par le parc national est de 67,2 MW.



3. 2. Zoom sur quelques provinces

État des Centrales Électriques des provinces

Cette partie présente une évaluation détaillée de la performance des centrales électriques et l'état d'avances de quelques projets dans certaines provinces. Il met en lumière les défis opérationnels actuels, les limitations en termes de puissance

disponible et propose des recommandations pour améliorer la fiabilité et l'efficacité de ces centrales.

3.2.1. La centrale électrique de Sarh

La centrale électrique de Sarh est équipée de sept générateurs dont la performance est cruciale pour répondre aux besoins en électricité de la ville. Voici la situation de chaque générateur électrique :

Le générateur GI, fabriqué par Mitsubishi, présente une capacité nominale de 1500 KVA / 1200 KW. Cependant, en raison de son ancienneté et de l'usure naturelle, sa performance actuelle est réduite à 600 KW. Ce rendement représente 50% de la capacité initiale, indiquant que le générateur opère avec seulement 600 KW des 1200 KW potentiels. La probabilité d'une défaillance imminente est significativement élevée en raison de l'état avancé de vieillissement de l'appareil. Par conséquent, une inspection complète est impérative pour évaluer la nécessité de remplacement de certaines pièces détachées ou de l'intégralité du bloc moteur par un modèle semi-neuf ;

Concernant le second générateur Mitsubishi, il est doté d'une puissance nominale de 1500 KVA / 1200 KW. Suite à une défaillance du moteur d'origine, le générateur a été mis hors service. Un moteur de remplacement a été installé, cependant, la puissance actuellement accessible est limitée à 800 KW, inférieure à la capacité nominale de 1200 KW. Des ajustements techniques ou des calibrations sont requis pour que le nouveau moteur atteigne sa capacité maximale ;

Troisième générateur Mitsubishi, initialement offert au Tchad par le défunt président de la Libye en 2009. Ce générateur a servi à la centrale de N'Djamena avant son transfert à l'installation de Sarh. Sa capacité nominale est de 1875 KVA / 1500 KW, mais il ne fournit actuellement que 850 KW. Les 850 KW disponible représente seulement 56.67% de sa capacité initiale, ce qui indique une baisse significative de performance due à l'usure naturelle et à l'utilisation continue. Compte tenu de son âge avancé, le générateur est susceptible de subir une défaillance imminente. Ils préconisent donc le remplacement du moteur pour prévenir toute interruption inattendue de service.

Le quatrième générateur, de marque Mitsubishi, présente une puissance installée de 1500 KVA / 1195 KW. Après un mois d'opération, une consommation excessive d'huile a été observée, conduisant à un grippage et à la mise hors service du vilebrequin.

De plus, l'alternateur a subi des dommages dus à la calcination des enroulements internes. Le bloc moteur est inutilisable depuis 2016. Pour remédier à ces défaillances, il est proposé de remplacer le bloc moteur par un demi-moteur neuf, ainsi que l'alternateur et un transformateur élévateur de 400V à 1500V.

Le cinquième générateur, de marque Mitsubishi, dispose d'une puissance installée de 1875 KVA / 1500 KW. À l'heure actuelle, il est hors service, ce qui résulte en une puissance disponible de 0 KW. Ce générateur a été mis en service en 2009 et a accumulé 22516 heures de fonctionnement depuis sa dernière révision en 2017. Ce générateur a subi plusieurs révisions à N'Djamena, a été utilisé à Moundou, puis transféré à la centrale électrique de Sarh en 2014. En 2023, une défaillance majeure a été constatée, entraînant le grippage et la mise hors service du vilebrequin. Le bloc moteur mécanique est déclaré hors d'usage, tandis que les composants électriques restent opérationnels. La direction générale a initié le remplacement du bloc moteur par un demi-moteur neuf, actuellement en transit depuis l'Europe vers Douala.

Le sixième générateur, de marque Caterpillar, est doté d'une puissance installée de 1000 KVA / 800 KW. Actuellement, il est hors service, ce qui se traduit par une puissance disponible de 0 KW. Depuis sa mise en service en décembre 2023, le générateur a rencontré plusieurs problèmes techniques significatifs, notamment :

- Incapacité à se synchroniser correctement avec les autres générateurs ;
- Instabilité des paramètres opérationnels tels que la vitesse de rotation et la pression d'huile ;
- Production d'un bruit excessif pendant le fonctionnement ;
- Échauffement anormal et températures opérationnelles trop élevées ;

Ces problèmes ont conduit à la décision d'arrêter le générateur pour éviter tout dommage supplémentaire et garantir la sécurité des opérations. Une évaluation technique approfondie est recommandée pour identifier les causes sous-jacentes de ces dysfonctionnements et déterminer les actions correctives nécessaires.

Le septième générateur, de marque Caterpillar, affiche une puissance installée de 1000 KVA / 100 KW. Il est actuellement hors service, avec une puissance opérationnelle de 0 KW. Une défaillance soudaine a été observée suite à la rupture et à la fragmentation d'une hélice de ventilateur à l'intérieur de son compartiment étanche. Cet événement a entraîné l'arrêt immédiat du générateur. Un remplacement immédiat par un ventilateur neuf est impératif. La direction a été dûment informée de cette urgence. La commande d'un ventilateur de remplacement a été effectuée en janvier.

- ✓ **Analyse des Défis Opérationnels de la Centrale de Sarh**

Performances Suboptimales : Une analyse approfondie révèle que plusieurs générateurs opèrent significativement en deçà de leurs capacités nominales. Cette situation entrave l'efficacité globale de la centrale et sa capacité à répondre aux exigences énergétiques de la ville.

Obsolescence et Détérioration des Équipements : L'obsolescence des générateurs, conjuguée à leur usure progressive, a mené à une vulnérabilité accrue face aux pannes potentielles. Cette condition est exacerbée par le manque de maintenance préventive adaptée au fil du temps.

Incidents Mécaniques et Manque de Pièces de Rechange : Des défaillances mécaniques critiques, telles que le grippage de vilebrequin et la rupture d'hélice de ventilateur, ont été constatées. Ces problèmes sont aggravés par une pénurie de pièces de rechange, entraînant des interruptions prolongées des opérations génératrices.

Stratégie de Renforcement Opérationnel pour la Centrale de Sarh

Afin de surmonter les défis identifiés, une approche multidimensionnelle est préconisée, articulée autour des axes suivants :

Maintenance Proactive : Instaurer un programme de maintenance préventive rigoureux, visant à anticiper et prévenir les défaillances avant qu'elles ne surviennent.

Modernisation des Infrastructures : Allouer des investissements ciblés pour la modernisation des équipements, afin d'accroître l'efficacité opérationnelle et de prolonger la durée de vie des générateurs.

Gestion Optimisée des Stocks de Pièces Détachées : Assurer une gestion efficace des stocks pour une disponibilité immédiate des pièces de rechange critiques, minimisant ainsi les temps d'arrêt imprévus.

Développement des Compétences Techniques : Renforcer les compétences du personnel technique par des formations spécialisées en diagnostic et réparation des générateurs, garantissant une intervention rapide et efficace.

Ces initiatives stratégiques sont essentielles pour restaurer la pleine capacité opérationnelle de la centrale, garantissant ainsi la continuité et la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique.

3.2.2. La centrale électrique de Moundou

La puissance totale installée de la centrale est de 15352 KW. Cela comprend les générateurs suivants :

Générateur Perkin : 550 KVA / 440 KW

Générateur SDMO1 : 830 KVA / 664 KW

Générateur SDMO2 : 630 KVA / 504 KW

Générateur SDMO3 : 630 KVA / 504 KW

Générateur CUMMINS : 1100 KVA / 880 KW

Générateur CATER1 : 2750 KVA / 2200 KW

Générateur CARTER2 : 2750 KVA / 2200 KW

Générateur Cater3 : 2200 KVA / 1760 KW

Générateur Caterpillar : 1100 KVA / 880 KW

Générateur CAATER de PERNCO : 2000 KVA / 1600 KW

Turbine à gaz Denali : 4600 KW

Parmi ces onze générateurs, seuls le générateur Caterpillar de 1100/880KW, utilisé comme générateur de secours, et la turbine à gaz Denali sont en fonctionnement, fournissant respectivement 850KW et 3600KW.

La performance actuelle de la centrale électrique de Moundou est d'environ 43.17%. Cela signifie que seulement environ 43.17% de la puissance totale installée est actuellement disponible pour l'utilisation.

Problèmes identifiés

Plusieurs générateurs, y compris le générateur de PERENCO, sont actuellement hors service et en attente de révision ou de réparation. Ces générateurs nécessitent diverses pièces de rechange, notamment des vilebrequins, des transformateurs et des moteurs complets.

La turbine à gaz Denali fonctionne en dessous de sa capacité nominale en raison d'un besoin urgent de maintenance, en particulier le remplacement du filtre à air. Selon les termes de la garantie, il incombe à Denali, en tant que fabricant, de remplacer le filtre à air défectueux. Malheureusement, à ce jour, Denali n'a pas encore commandé la pièce de remplacement nécessaire. Il existe un risque associé à l'utilisation continue de la turbine à gaz sans effectuer cette maintenance essentielle. Si le filtre à air n'est pas

remplacé à temps, il pourrait y avoir une panne de la turbine à gaz. Cela pourrait réduire davantage la puissance disponible de la centrale électrique de Moundou.

Turbine à Gaz de la centrale électrique de Moundou

Le Réseau électrique de la ville de Moundou

Le réseau de distribution de la ville de Moundou est constitué de 46 Km de Moyenne Tension (MT) et de 60 Km de basse tension (MT)

- ✓ **Recommandations pour l'Amélioration de la Performance de la Centrale Électrique**

Commande de Pièces de Rechange : Il est conseillé de procéder à la commande des pièces de rechange nécessaires et d'organiser les révisions et les réparations dans les plus brefs délais afin d'accroître la puissance disponible de la centrale.

Maintenance du Filtre à Air : Il est également préconisé de passer commande pour un nouveau filtre à air et de planifier une maintenance dès que possible. Cela permettra à la turbine à gaz de fonctionner à sa capacité maximale et d'augmenter la puissance disponible de la centrale.

Contact avec Denali : Il est vivement recommandé de prendre contact avec Denali pour garantir que la pièce de rechange est commandée et installée dans les plus brefs délais afin d'éviter toute interruption de service. Cela permettra également à la turbine

à gaz de fonctionner à sa pleine capacité, augmentant ainsi la performance globale de la centrale.

Construire une cuve de stockage de gaz pour éviter une éventuelle rupture de gaz en cas d'une panne sur une des pompes.

Etant donné que les centrales électriques de la ville de Moundou sont distinctes les unes des autres qui ne sont pas synchronisées, la construction d'un Dispacthing dans cette ville s'avère nécessaire.

3.2.3. La centrale électrique de Doba

La centrale électrique de Doba est constituée de cinq générateurs à savoir :

- Générateur de marque MITSUBISHI de 1630KVA/1304KW, il est actuellement disponible et fourni environ 800KW, mais a dépassé la maintenance prévue à 20 000 heures. Risque de grippage en raison de l'absence de révision depuis la mise en service ;

- Générateur de marque MITSUBISHI de 818KVA/654KW, il est a l'arrêt, en attente d'un régulateur de tension pour démarrage et de pièces de rechange pour la révision des 20 000 heures ;
- Générateur de marque MITSUBISHI de de 818KVA/654KW, il est Indisponible, nécessite des pièces de rechange pour la maintenance des 20 000 heures ;
- Un Générateur de marque KOHLER (SDMO) 630KVA/504KW, c'est un Générateur neuf mais non opérationnel, en attente de ravitaillement en gazole pour le rodage ;
- de marque KOHLER (SDMO) de 530KVA/424KW, un Générateur neuf, il est indisponible faute de câbles et de transformateur pour le raccordement.

Problèmes identifiés :

- Maintenance préventive dépassée pour G1., le seul générateur opérationnel
- Manque de pièces de rechange pour la maintenance régulière.
- Nouveaux générateurs (G4 et G5) non opérationnels en raison de l'absence de fournitures essentielles.

Solutions proposées :

- Effectuer immédiatement la maintenance de G1 pour éviter des dommages plus graves.

- Mettre en place un système de gestion des stocks pour assurer la disponibilité des pièces de rechange.
- Prioriser le ravitaillement en gazole et l'installation des câbles et transformateurs pour les nouveaux générateurs.
- Etablir un plan de maintenance préventive strict ;
- Garantir un approvisionnement régulier en pièces de rechange et en fournitures essentielles ;
- Installer un système de synchronisation adapté pour les générateurs afin de maximiser la puissance disponible.

3.2.4. La centrale thermique de Lai

La centrale thermique de Laï, située dans la région de Tandjilé, est dotée de deux (2) générateurs d'une capacité de 200 KVA et 300 KVA respectivement, totalisant une capacité installée de 500 KVA. Actuellement, la capacité opérationnelle de la centrale est de 39 kW. Inaugurée le 1er mars 2023, cette installation a été financée par l'État, qui en a confié la gestion à la société Sahel Solaire. Selon les termes du contrat de gestion, l'État s'est engagé à fournir une subvention mensuelle en gazole équivalente à une (01) citerne pour assurer le bon fonctionnement de la centrale. Cette subvention n'arrive pas à la société délégataire du service public de l'Etat.

Au démarrage, le PNUD a généreusement octroyé 40 000 litres de gazole au gestionnaire, permettant ainsi un fonctionnement continu pendant 12 mois. Cependant, l'État n'ayant pas honoré ses engagements de subvention, le gestionnaire a dû se procurer le carburant nécessaire par ses propres moyens. Face à des coûts de production élevés et une demande insuffisante, la viabilité financière de la centrale est compromise. En conséquence, le gestionnaire a pris la décision de suspendre les opérations dans l'attente que l'État remplisse ses obligations contractuelles relatives à la subvention en carburant. Bien que les deux générateurs soient en parfait état de fonctionnement, ils sont actuellement hors service, faute de carburant.

Problèmes identifiés :

Capacité opérationnelle réduite : La capacité actuelle de 39 kW est bien inférieure à la capacité installée de 500 KVA.

Non-respect des engagements contractuels : L'État n'a pas fourni la subvention en gazole promise, ce qui a entraîné des difficultés d'approvisionnement en carburant pour le gestionnaire.

Viabilité financière : Les coûts de production élevés et la demande insuffisante ont compromis la rentabilité de la centrale.

Suspension des opérations : Le manque de carburant a forcé la suspension des activités de la centrale.

Recommandations :

- **Renégociation du contrat :** Il est crucial que l'État et la société Sahel Solaire renégocient les termes du contrat pour assurer une subvention en carburant fiable et régulière.
- **Diversification des sources de carburant** : Explorer des alternatives au gazole, comme les biocarburants ou d'autres sources d'énergie renouvelable, pour réduire la dépendance aux subventions.
- **Optimisation de la capacité :** Mettre en œuvre des mesures pour augmenter la capacité opérationnelle de la centrale afin de mieux exploiter les générateurs existants.
- **Stratégie de tarification :** Réviser la structure tarifaire pour attirer plus de consommateurs et augmenter la demande.
- **Maintenance préventive :** Assurer une maintenance régulière des générateurs pour prévenir toute panne future et garantir une efficacité maximale.

3.2.5. La centrale électrique de Koumra

La centrale électrique de Koumra est dotée d'un parc de générateurs composé de deux unités PERKINS de 600 KVA chacune, une unité VOLVO de 250 KVA, et une unité MITSUBISHI de 400 KVA, totalisant une capacité installée de 1850 KVA. À l'heure actuelle, trois générateurs sont inopérants suite à des défaillances techniques. Le générateur MITSUBISHI était le seul en service, délivrant 250 kW jusqu'à sa défaillance en février 2023, causée par un alternateur endommagé et l'indisponibilité de pièces de rechange. Par conséquent, la production d'électricité de la centrale est suspendue depuis cette date.

En outre, la centrale a récemment été renforcée par l'acquisition d'un générateur neuf de 500 KVA. Les opérations d'installation et de connexion de ce dernier sont en cours. Une fois terminées, elles augmenteront la capacité totale de la centrale à 2350 KVA.

Cette expansion est essentielle pour restaurer la capacité de production d'électricité, interrompue depuis la panne de l'alternateur du générateur MITSUBISHI et le manque de pièces détachées.

Problèmes identifiés :

- **Défaillances techniques** : Trois générateurs sont actuellement inopérants en raison de problèmes techniques.
- **Manque de pièces de rechange** : La défaillance du générateur MITSUBISHI est due à un alternateur endommagé et à l'absence de pièces de rechange disponibles.
- **Suspension de la production d'électricité** : La centrale est à l'arrêt depuis la panne du générateur MITSUBISHI en février 2023.

Recommandations :

- **Réparation et maintenance :** Assurer la réparation des générateurs endommagés et mettre en place un système de maintenance préventive pour éviter de futures pannes.
- **Gestion des stocks de pièces de rechange** : Établir un inventaire de pièces de rechange pour les générateurs pour garantir une réponse rapide en cas de panne.
- **Finalisation de l'installation du nouveau générateur** : Accélérer les opérations d'installation et de connexion du nouveau générateur de 500 KVA pour augmenter la capacité de production.
- **Planification de la capacité :** Évaluer la demande d'électricité future et planifier l'expansion de la capacité en conséquence pour assurer une alimentation électrique stable et suffisante.
- **Diversification énergétique :** Explorer la possibilité d'intégrer des sources d'énergie renouvelable pour réduire la dépendance aux générateurs thermiques et améliorer la durabilité de la centrale.

3.2.6. La centrale électrique de Bongor

La centrale électrique de Bongor est équipée de quatre (4) générateurs :

- Un générateur SMDO de 830KVA
- Un générateur CUMUS de 706KVA
- Un générateur PERKIS de 450KVA
- Un générateur Caterpillar de 1000KVA

L'ensemble donne une puissance installée totale de 2986KVA/2389KW.

Problèmes Identifiés

Les deux premiers générateurs (SMDO et CUMUS) sont irrécupérables et ont été mis au rebut il y a longtemps. Le troisième générateur (PERKIS), bien qu'ancien, était opérationnel jusqu'en 2023. Il est actuellement hors service en raison de plusieurs défaillances identifiées par les experts. En raison de l'absence de pièces de rechange, ce générateur reste indisponible.

Actuellement, seul le générateur Caterpillar de 1000KVA est en fonctionnement, fournissant une capacité de 650KVA.

Le principal défi est la faible capacité de production due à l'indisponibilité des trois générateurs. Cette situation est principalement due à un manque de maintenance appropriée et à l'absence de pièces de rechange.

Solutions Potentielles

Pour surmonter ces défis, il est recommandé d'investir dans la maintenance régulière des générateurs et de s'assurer de la disponibilité des pièces de rechange. De plus, il pourrait être bénéfique d'envisager le remplacement des générateurs irrécupérables par de nouveaux modèles plus efficaces et durables.

Enfin, des formations pour le personnel de maintenance pourraient également aider à prévenir les pannes futures et à prolonger la durée de vie des générateurs.

3.2.7. MONGO (ZIZ Énergie)

Située à la sortie nord-est de Mongo, la centrale hybride exploitée par ZIZ énergie est établie sur un terrain de quatre (4) hectares avec une capacité installée de 2,5 MWc et une capacité disponible de 1 MWc.

Etant hybride, la centrale comprend deux sources de production d'énergie électrique. Le solaire à travers les quatre mille (4000) panneaux de 385 Watt installés et le thermique à travers quatre générateurs (2x400KVA et 2x220KVA).

Par ailleurs, est-il important de préciser aussi qu'il a été recueilli auprès des agents de ZIZ qu'ils ont une clientèle de 1766 clients et que la demande de fourniture d'électricité à Mongo a dépassé les trois (3) mille ménages. Ce qui, par ailleurs, a entrainé la suspension de la demande en vue de gérer d'abord la demande existante.

Aussi, il nous a été donné de constater l'existence d'un sérieux problème de protection de consommateurs avec la méthode du prépayé utilisée à Mongo par ZIZ Énergie. En effet, quelques clients rencontrés par l'équipe ont souligné que depuis deux (2) ans, ils

n'ont aucun moyen de vérifier ni de suivre leur consommation. Un client a même affirmé « qu'il n'a pas accès à son compteur à crédit parce que c'est détenu et géré par le producteur et que chaque deux semaines, il paie vingt (20) mille FCFA ».

Préoccupée par cette situation, l'équipe a interpellé les agents de ZIZ sur l'absence d'un dispositif permettant aux consommateurs de vérifier et de suivre leur consommation. Ces agents ont reconnu l'absence d'un tel dispositif pour le moment et ont souligné que ZIZ est en pleine négociation avec les réseaux mobiles Moov et Airtel pour résoudre cette situation de vulnérabilité et de non vérification de la consommation à laquelle sont confrontés les consommateurs.

Recommandations

L'inspection effectuée à Mongo a révélé que l'étude de la demande d'électricité est un prérequis important pour la couverture en électricité. Elle permet d'avoir une certaine maitrise de la demande à court et à long terme en tenant compte d'une éventuelle croissance afin de prévenir les éventuels problèmes de baisse de tension et de qualité dans la fourniture d'électricité. Elle a aussi montré que les intérêts de consommateurs ne sont pas suffisamment protégés remettant ainsi en cause le respect des engagements de ZIZ envers les consommateurs et le Régulateur. Il est donc recommandé que ZIZ :

- envisage un programme d'élargissement de son réseau en tenant compte du caractère croissant de la ville et prenne les dispositions nécessaires pour garantir la continuité, la sécurité et la stabilité dans sa chaine de production et dans la fourniture d'électricité aux consommateurs ;
- mette en œuvre des programmes de responsabilité sociale de l'entreprise notamment sur les axes Environnement, Santé, Education et Développement ; et
- s'intéresse davantage à la protection des intérêts de consommateurs dans l'utilisation de la méthode du prépayé en installant des dispositifs permettant aux consommateurs de vérifier et de suivre leur consommation en électricité.

3.2.8. AM TIMAN (ZIZ Énergie)

La centrale hybride en vue va s'établir, comme toutes les autres autorisées en faveur de ZIZ Énergie à l'exception de celle d'Ati, sur un terrain de quatre (4) hectares avec les mêmes équipements et la même capacité de production soit 5 MWc.

Compte tenu du fait que seuls les travaux de construction de la partie génie civile ont commencé, l'équipe n'a pu rencontrer que le chef de chantier. Ainsi, l'équipe, guidée par le chef de chantier, a visité les travaux en cours et s'est enquis de l'état d'avancement des travaux de construction de la centrale hybride de ZIZ à Am Timan.

Il faut noter que les travaux concernant la partie génie civile ont démarré en juin 2023 et censés se dérouler sur une période de quatre (4) mois soit jusqu'à octobre 2023. Toutefois, Dix (10) mois après, les travaux pour la partie génie civile ne sont toujours pas bouclés même si la construction des bâtiments est finie et qu'il ne reste que leur finition. A croire le chef de chantier, la partie génie civile sera bouclée en deux semaines

maximum. Même si le chef de chantier voit le miracle venir, il faut reconnaitre que l'équipe demeure sceptique.

Censée démarrée à la suite de la partie génie civile, force est de constater qu'à l'état actuel, rien ne laisse prédire le démarrage de la partie électricité. Aucun équipement électrique aperçu sur le site, la construction des lignes n'a pas commencé et aucune commande des matériels électriques n'a été confirmée par le chef de chantier interpellé à cet effet. Il faut donc croire que la distance qui sépare l'espoir de voir vite la partie électricité de la réalité reste énorme et ne laisse présager sa diminution.

Recommandations

En ce qui concerne la centrale hybride en construction à Am Timan, l'inspection révèle que les prévisions pour la mise en service de la centrale ne sont pas atteintes. Il est donc recommandé à l'ARSE de voir dans quelle mesure assurer le respect du délai convenu en matière de construction des centrales en République du Tchad.

Il est aussi recommandé à ZIZ Énergie d'apprendre de ses expériences à Mongo en analysant la demande de la ville afin d'éviter la transposition des mêmes problèmes à Am Timan.

3.2.9. OUM-HADJER (ZIZ Énergie)

A Oum-Hadjer, notre mission d'inspection fut malheureusement la plus courte.

D'un côté, les cendres de l'ancien couple SNE-ZIZ devenu une sorte de dépôt de nattes, tel que décrit par l'image ci-après.

Ces images de l'ancienne centrale, à elles seules, suffisent pour réaliser que l'ancienne centrale n'est plus, transformée désormais en dépôt de nattes, faisant presque office de marché central de nattes. D'un autre côté, règne l'espoir de la résurrection de ZIZ.

En visuel les quatre (4) hectares attribués à ZIZ Énergie qui semblent avoir tout l'espace nécessaire pour se ressusciter. Ces hectares sont désormais tout l'espoir d'une population privée d'un service public de base depuis l'arrêt en 2022 de la centrale de la SNE gérée par ZIZ Énergie.

Cette image (du terrain vide) renseigne que la résurrection de ZIZ ne dépend que de ZIZ. Cependant, belle ou pas, l'on ne saurait, à terrain vide, prédire.

Recommandations

Le passage de l'équipe à Oum-Hadjer révèle la lenteur de ZIZ Énergie dans le démarrage de la construction de la centrale hybride. Il est donc recommandé à ZIZ Energie de démarrer les travaux de construction afin de rendre possible la mise en service de la centrale dans le délai convenu.

3.2.10. ABECHE

- **Innovent**

Etablie sur un terrain de vingt (20) hectares, la centrale détenue par Innovent au titre de producteur indépendant est purement solaire avec une capacité installée de 4,7MWc et une capacité disponible injectée au réseau d'environ 3 MW. Un contrat d'achat exclusif d'une durée de 20 ans lie Innovent et SNE, les dispositions du contrat indiquent que « Innovent ne peut produire et vendre d'électricité qu'à la SNE qui en est l'acheteur exclusif ».

La centrale solaire Innovent est mise en service suivant deux phases. La première phase de 3600 panneaux de 333V avec 10 onduleurs de 100 KVa de marque Huawei est mise en service depuis le début de la production en décembre 2021 jusqu'à fin 2023. Cette première phase avait une capacité installée de 1,2 MWc et une capacité de stockage de 3 MWh. La deuxième phase, quant à elle, comprend 5600 panneaux bifaciaux de 625V avec 20 onduleurs de 110 KVa est mise en service en février 2024. Elle a une capacité installée de 3,5 MWc.

La combinaison des capacités installées de deux phases donne donc les 4,7 MWc susmentionnés.

Aussi, la centrale solaire Innovent dispose de 28 batteries de 176 KWh de marque Tesla dont seulement 18 installées. Ces 18 batteries installées avec des onduleurs de 630 KVa sont mises en service en Aout 2022. Les 10 autres batteries ne sont pas installées à cause d'un accident qu'elles ont subis au moment de leur acheminement.

Innovent compte deux postes de transformation de 2,5 KVa avec une tension de 493 et un poste de livraison à partir duquel se fait la commande de l'injection d'énergie au réseau public de distribution.

En outre, il est important de préciser qu'Innovent produit plus d'énergie mais ne stocke que peu. Cela est dû au fait que la deuxième phase est venue accroitre la production d'énergie à travers l'installation de nouveaux panneaux sans accroitre sa capacité de stockage. Cependant, Innovent envisage renforcer sa capacité de stockage en vue d'équilibrer sa capacité d'énergie avec celle de stockage.

Interpellé au sujet de l'état de la relation contractuelle avec la SNE, le gestionnaire de la centrale Innovent a qualifié la SNE de « partenaire parfait » avec qui ils entretiennent de très bonnes relations.

- **SNE D'ABECHE**

D'emblée, il faut noter que la SNE d'Abéché dispose de deux (2) sources de production d'énergie : la centrale solaire Innovent qui produit en moyenne 2,5 MW et l'injecte au réseau public à travers un contrat d'achat d'électricité avec la SNE et la centrale thermique de la SNE qui a une capacité installée de 8 MW mais concrètement 2,600 MW seulement sont disponibles. Cette centrale thermique est composée de quatre (4) groupes dont 2 de 1MW et 2 de 780. Ces quatre groupes réunis ont capacité disponible de 2,1 MW. Aussi, la SNE d'Abéché dispose d'une centrale tropique hors service de trois (3) groupes à réhabiliter.

Interpellé au sujet de la relation contractuelle avec la centrale solaire Innovent et sur l'état de leur production, le chef service de la SNE d'Abéché a qualifié la centrale de « centrale stable » et qu'ils arrivent à exécuter mutuellement, de manière convenable, leurs obligations contractuelles.

Questionnés sur les difficultés qu'ils rencontrent, les techniciens ont relevé particulièrement des difficultés concernant la maintenance des générateurs. Ainsi, bien que la maintenance préventive soit respectée, ils ont souligné qu'ils peinent à respecter les visites prévues par le concepteur quand il s'agit des pièces de rechange où se pose principalement le problème de leur disponibilité. Par rapport aux éventuelles difficultés

liées au recouvrement des factures, le chef service de la SNE d'Abéché s'est montré satisfait et a assuré qu'ils ont un taux de recouvrement qui avoisine les 60%.

Il nous a été donné de constater aussi que pour alimenter sans interruption la ville d'Abéché ou néanmoins la demande connectée, il faut, en plus de l'énergie injectée par la centrale solaire Innovent, démarrer deux (2) générateurs de la SNE. Ce qui signifie que techniquement, il est pratiquement impossible, à l'état actuel de la production, d'alimenter continuellement toute la demande connectée dans la mesure où, étant purement solaire, la centrale Innovent, à 17h ou à 18h tout au plus, quitte le réseau et que la SNE d'Abéché ne dispose que de quatre générateurs fonctionnels sur les 13 qu'elle possède.

Par ailleurs, en ce qui concerne le réseau de transport à Abéché, il comprend actuellement 36 postes de 11390 KVa, 66 km de BT et 32,3 de MT. Ce réseau actuel est jugé insuffisant pour couvrir toute la ville. Selon le chef d'exploitation de la SNE d'Abéché, la taille du Réseau de transport estimée pour couvrir toute la ville d'Abéché est de 40 postes MT/BT, 40 KM de lignes MT et 100KM de ligne BT supplémentaire.

En définitive, le chef service de la SNE d'Abéché s'est réjoui et a remercié l'ARSE d'avoir initié une telle mission qui s'inscrit dans une démarche d'audit du secteur de l'énergie électrique au Tchad.

Recommandations

L'inspection menée auprès de la centrale Innovent et celle de la SNE a permis de dégager deux principales recommandations :

- Envisager l'élargissement et l'hybridation de la centrale solaire afin d'augmenter la capacité de production ;
- Elargir le réseau de transport de la ville d'Abéché afin d'assurer une couverture totale en électricité.

3.2.11. ATI (ZIZ Énergie)

Située à l'entrée Est de la ville d'Ati, la centrale hybride, établie sur un terrain de moins de 4 hectares attribué en août 2019, a une capacité installée de 4,5 MWc et une capacité disponible fournie de 180 KW. ZIZ, qui a connu un début de production à travers le thermique puis avec le solaire à partir du 02 février 2024, compte actuellement 474 clients et 3.000 nouveaux recensés et qui sont en attente de connexion. A croire le gestionnaire, leur fourniture d'électricité aux consommateurs est permanente et n'est confrontée à aucun problème de baisse de tension. Le délestage est inexistant sauf cas d'accidents ou de maintenance ponctuelle. Si le délestage devrait aller au-delà d'une heure, les autorités locales ainsi que les consommateurs sont prévenus à travers la Radio locale.

La centrale comprend un champ solaire de 4000 mille panneaux de 400 V et un local thermique de 4 générateurs dont 2 de 220 KVa et 2 de 400 KVa. La production est repartie comme suit : 70% de solaire et 30% de thermique. Toutefois, il est important de souligner que toute la ville n'est pas alimentée à l'état actuel. Le degré actuel d'alimentation est estimé à 45%.

Interrogés sur la taille du réseau de transport, les agents n'ont pas pu donner la taille exacte du réseau nouvellement construit mais ont assuré qu'ils approvisionnent la ville à travers l'ancienne ligne de 15 KM MT et environ 30 KM BT. Ils ont aussi souligné avoir fini le recensement des nouveaux clients et n'attendent que l'arrivée de trois (3) mille compteurs commandés afin de procéder à la mise en service du nouveau réseau et à la connexion des clients recensés.

Par ailleurs, relativement au prix du KWh, l'équipe a été surprise de constater que le KWh est vendu à 350 FCFA en contradiction totale avec le prix proposé par ZIZ en vue d'obtenir la licence de production à savoir 125 FCFA. A la question de savoir pourquoi ZIZ continue de facturer le KWh à 350 FCFA, les agents ont répondu que le prix de 125 FCFA sera appliqué quand ils auront mis en service le réseau nouvellement construit et connecté les trois (3) mille demandes recensées. Or, le prix proposé et, sur la base duquel la licence fut accordée devrait s'appliquer au début de la production.

Concernant le recouvrement des factures, le gestionnaire a assuré que ni la Résidence de la Présidence encore moins le gouvernorat ne payent leur facture alors qu'ils consomment, à eux seuls, environ 60KW sur les 180 KW fournis.

Enfin, la situation des compteurs destinés à alimenter le marché d'Ati a été évoquée avec le gestionnaire de ZIZ d'Ati. En effet, il a été relevé que 2 compteurs triphasés donnés à la Mairie et mis sous la responsabilité d'un gestionnaire assurent l'alimentation du marché. Ce gestionnaire de deux compteurs du marché prend, selon l'agent commercial de ZIZ d'Ati, chaque jour un crédit de 40 à 50 mille FCFA. Toutefois, quelques citoyens aux alentours du marché ont reconnu être alimentés en électricité à travers les compteurs du marché même si l'équipe n'a pas pu rencontrer le gestionnaire pour en savoir plus sur cette situation. Dès lors, est-il autorisé d'effectuer de branchement et d'alimenter au-delà du périmètre du marché ?

Recommandations

L'inspection menée à la centrale hybride de ZIZ Énergie d'Ati a montré que la fourniture d'électricité dans la ville d'Ati est en général stable et permanente même si

plus de 50% de la ville n’est pas encore connectée. Toutefois, la principale recommandation est en lien avec la protection des intérêts des consommateurs notamment en ce qui concerne le prix du KWh. Il est important que ZIZ puisse se conformer aux tarifs.

Conclusion Générale

Les inspections menées auprès des différentes centrales électriques ont permis d'identifier des problèmes récurrents qui entravent l'efficacité et la fiabilité de ces installations. Ces problèmes incluent des défaillances techniques fréquentes, de manque de pièces de rechange, de l'insuffisance du dispositif de maintenance préventive et des défis liés à la gestion contractuelle et financière.

Au nombre des difficultés rencontrées figurent, entre autres, le nombre significatif de générateurs qui sont hors service ou fonctionnent en deçà de leur capacité nominale, l'absence d'un inventaire adéquat de pièces de rechange retarde les réparations et augmente les temps d'arrêt, le manque de maintenance régulière augmente le risque de pannes imprévues et réduit la durée de vie des équipements et le non-respect des engagements non tenus et des modèles de financement inadéquats compromettent la continuité des opérations.

Pour régler ces problèmes, il importe en termes de :

- **Maintenance et Réparation,** d'établir un programme de maintenance préventive et corrective pour tous les générateurs afin de minimiser les interruptions de service.
- **Gestion des Stocks,** de créer un système de gestion des stocks centralisé pour assurer la disponibilité immédiate des pièces de rechange essentielles.
- **Modernisation des Équipements,** d'investir dans la modernisation des infrastructures pour améliorer la performance et l'efficacité énergétique.
- **Renégociation des Contrats,** de revoir les accords contractuels pour garantir des engagements financiers fiables et soutenir la viabilité à long terme des centrales.
- **Diversification Énergétique,** d'intégrer des sources d'énergie renouvelable pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles et améliorer la durabilité environnementale.
- **Formation Technique,** de renforcer les compétences du personnel technique pour une meilleure gestion et maintenance des installations.

En mettant en œuvre ces solutions, nous pouvons non seulement améliorer la stabilité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité mais aussi poser les bases d'un avenir énergétique plus durable et résilient pour ces villes.
Proposés à l'obtention de la licence de production

Les principaux défis qui se présentent pour l'année 2024 sont la finalisation de la tarification ainsi que l'adoption des normes techniques et des procédures de contrôle de licence. La création du gestionnaire du réseau de transport ainsi que la réforme du Décret 1842 restent des activités importantes à réaliser.

Les demandes récurrentes de licence vont grandement participer à l'augmentation de la capacité d'énergie, généralement vendue à la SNE, et permettre à la population d'avoir accès à l'électricité en quantité et en qualité. C'est donc au Régulateur d'avoir à sa disposition tous les outils juridiques, économiques, financiers et techniques pour parvenir à cet objectif.

Enfin, la communication jouera un rôle crucial en 2024. L'objectif consiste à vulgariser les activités et les missions du Régulateur pour que celui-ci joue son rôle dans le marché de l'électricité.