



AUTORITÉ NATIONALE DE RÉGULATION DU
SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DE CÔTE D'IVOIRE



RAPPORT D'ACTIVITÉS 2024



GARANTIR DURABLEMENT L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ



SOMMAIRE

MOT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL DE RÉGULATION	7
MESSAGE DU DIRECTEUR GÉNÉRAL	9
SIGLES ET ABRÉVIATIONS	11
PARTIE 1 : PRÉSENTATION DE L'ANARE-CI	13
1. LES MISSIONS	14
2. LA MISSION, LA VISION, LES VALEURS, LES ENJEUX ET AXES STRATÉGIQUES	14
2.1 LA MISSION	14
2.2 LA VISION	14
2.3 LES VALEURS	14
2.4 LES ENJEUX STRATÉGIQUES	15
2.5 LES AXES STRATÉGIQUES	16
3. ORGANISATION DE L'ANARE-CI	17
3.1 LE CONSEIL DE RÉGULATION	17
3.2 LA DIRECTION GÉNÉRALE	18
PARTIE 2 : PRÉSENTATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	19
4. LE CADRE LÉGAL ET INSTITUTIONNEL	20
4.1 VEILLE JURIDIQUE RELATIVE AUX TEXTES CONCERNANT LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	20
4.2 LES CONVENTIONS CONCLUES ENTRE L'ÉTAT ET LES PRODUCTEURS INDÉPENDANTS D'ÉLECTRICITÉ (PIE)	23
4.3 LES ACTEURS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	31
5. SITUATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	33
5.1 ÉQUILIBRE PRODUCTION CONSOMMATION	33
5.2 LES OUVRAGES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	52
5.3 QUALITÉ DE L'EXPLOITATION	54
5.4 PROGRAMME DE DÉVELOPPEMENT DES OUVRAGES	70
5.5 RÉSULTATS FINANCIERS	72
5.6 COÛTS ET TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ	80
5.7 SITUATION DES ENGAGEMENTS D'ACHAT FERME DE L'ÉTAT (Take or Pay)	90
PARTIE 3 : LES ACTIVITÉS DE L'ANARE-CI	93
6. CONTRÔLE DES OPÉRATEURS	94
6.1 CONTRÔLE TECHNIQUE	94
6.2 CONTRÔLE ÉCONOMIQUE ET FINANCIER	105
6.3 CONTRÔLE ADMINISTRATIF	113
7. PROTECTION DES CONSOMMATEURS	115
7.1 CHIFFRES CLÉS	115
7.2 VISITES, APPELS ET EMAILS	116
7.3 TRAITEMENT DES DEMANDES D'ASSISTANCE ET DES RECOURS	118
7.4 RECOMMANDATIONS GÉNÉRIQUES	123
7.5 ACTIONS DE VULGARISATION	125

8. PROPOSITION TARIFAIRE	131
9. ASSISTANCE, AVIS ET RECOMMANDATIONS À L'ÉTAT	133
9.1. AVIS N°2024/001 RELATIF AU PROJET DE CONVENTION POUR LA CONCEPTION, LE FINANCEMENT, LA CONSTRUCTION, L'EXPLOITATION, LA MAINTENANCE ET LE TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ D'UNE CENTRALE THERMIQUE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À CYCLE COMBINÉ DE 889 MW (ISO) ENTRE L'ÉTAT DE CÔTE D'IVOIRE ET AKSA TABOTH IPP S.A.	133
9.2. AVIS N°002/2024 RELATIF AU PROJET DE CONVENTION DE CONCESSION POUR LA CONCEPTION, LE FINANCEMENT, LA CONSTRUCTION, LA DÉTENTION EN PLEINE PROPRIÉTÉ, L'EXPLOITATION ET LE TRANSFERT (BOOT) DE DEUX CENTRALES SOLAIRES D'UNE PUISSANCE CUMULÉE DE 60 MWc DANS LES LOCALITÉS DE LABOA ET TOUBA ENTRE L'ÉTAT DE CÔTE D'IVOIRE ET LA SOCIÉTÉ SCALING SOLAR	136
9.3. AVIS RELATIF À L'AVENANT N°2 À LA CONVENTION DE CONCESSION POUR LA CONCEPTION, LE FINANCEMENT, LA CONSTRUCTION, LA DÉTENTION EN PLEINE PROPRIÉTÉ, L'EXPLOITATION D'UNE CENTRALE THERMIQUE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE 372 MW ISO À CYCLE COMBINÉ À SONGON (ABIDJAN-CÔTE D'IVOIRE)	138
9.4. AVIS RELATIF À LA CONVENTION DE CONCESSION POUR LA CONCEPTION, LE FINANCEMENT, LA CONSTRUCTION, LA DÉTENTION EN PLEINE PROPRIÉTÉ, L'EXPLOITATION, LA MAINTENANCE ET LE TRANSFERT D'UNE CENTRALE SOLAIRE DE 50 MWc, PAR KATIOLA SOLAR POWER	140
9.5. AVIS N° 2024/000 DU 24 DÉCEMBRE 2024 RELATIF À L'AVENANT N°6 À LA CONVENTION DE PRESTATIONS DE SERVICES POUR LA LOCATION ET L'EXPLOITATION D'UNE CENTRALE THERMIQUE DE 70 MW, PASSÉE ENTRE L'ÉTAT DE CÔTE D'IVOIRE ET LA SOCIÉTÉ AGGREKO INTERNATIONAL POWER PROJECTS BV	141
10. COMITÉ TECHNIQUE GAZ ET ÉLECTRICITÉ (CTGE)	144
10.1 LES TRAVAUX DE RENFORCEMENT DE LA FOURNITURE DE GAZ	144
10.2 LES INCIDENTS MAJEURS LIÉS À LA FOURNITURE DU GAZ NATUREL	144
11. ÉTUDE	146
11.1. MARCHÉ RÉGIONAL D'ÉLECTRICITÉ PRÉSENTATION ET ANALYSE	146
12. RELATIONS AVEC LES AUTRES ORGANISATIONS	149
12.1 AUTORITÉ DE RÉGULATION RÉGIONALE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DE LA CEDEAO (ARREC)	149
12.2 SYSTÈME D'ÉCHANGE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE OUEST AFRICAÏN (EEEOA)	150
12.3 AFRICAN FORUM OF UTILITY REGULATORS (AFUR)	152
12.4 MILLENNIUM CHALLENGE CORPORATION (MCC)	152
12.5 RÉSEAU DES RÉGULATEURS FRANCOPHONES DE L'ÉNERGIE (RegulaE.Fr)	153
12.6 L'ALLIANCE SOLAIRE INTERNATIONALE (ASI)	154
12.7 AUTORITÉ DE RÉGULATION DU SECTEUR DE L'EAU POTABLE ET DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU GABON (ARSEE)	155
12.8 AUTORITÉ NATIONALE DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ (ANRE) DU MAROC	155
13. GESTION INTERNE	156
13.1 GESTION ADMINISTRATIVE	156
13.2 SITUATION FINANCIÈRE	162
PARTIE 4 : FOCUS	167
14. FOCUS	168
14.1 LES GARANTIES DE PAIEMENT DE CONSOMMATION DES ABONNÉS : FONDEMENTS, UTILITÉ ET MÉCANISME DE GESTION	168
14.2 STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION	170
ANNEXES	177
LISTE DES ANNEXES	179



PARTIE **01** | PRÉSENTATION DE L'ANARE-CI

1 | LES MISSIONS

2 | LA MISSION, LA VISION, LES VALEURS, LES ENJEUX ET AXES STRATÉGIQUES

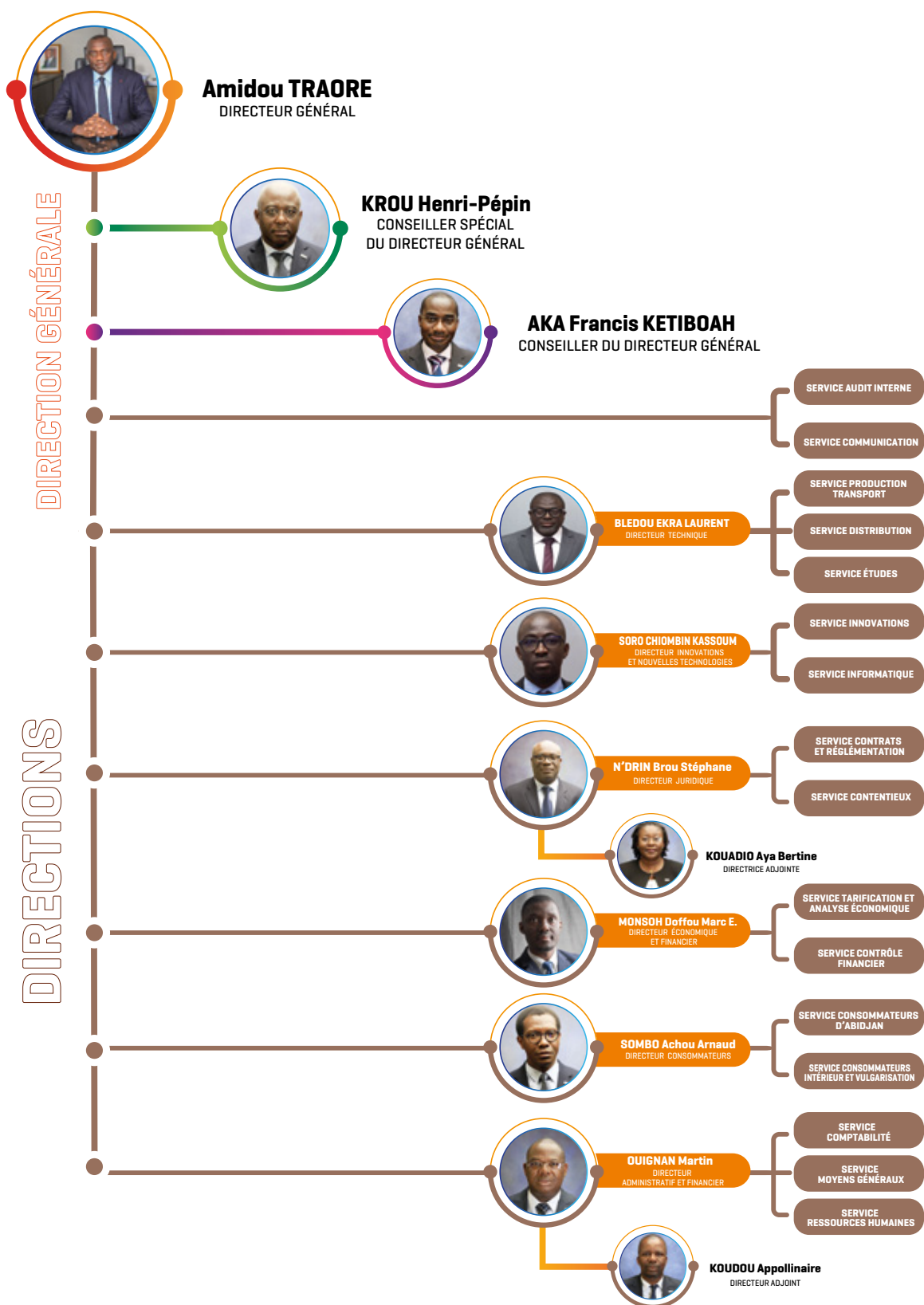
- 2.1 LA MISSION
- 2.2 LA VISION
- 2.3 LES VALEURS
- 2.4 LES ENJEUX STRATÉGIQUES
- 2.5 LES AXES STRATÉGIQUES

3 | ORGANISATION DE L'ANARE-CI

- 3.1 LE CONSEIL DE RÉGULATION
- 3.2 LA DIRECTION GÉNÉRALE

3.2 LA DIRECTION GÉNÉRALE

La Direction Générale de l'ANARE-CI est structurée conformément à l'organigramme suivant :





PARTIE **02** | **PRÉSENTATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ**

4 | **LE CADRE LÉGAL ET INSTITUTIONNEL**

- 4.1 VEILLE JURIDIQUE RELATIVE AUX TEXTES CONCERNANT LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ
- 4.2 LES CONVENTIONS CONCLUES ENTRE L'ÉTAT ET LES PRODUCTEURS INDÉPENDANTS D'ÉLECTRICITÉ (PIE)
- 4.3 LES ACTEURS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

5 | **SITUATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ**

- 5.1 ÉQUILIBRE PRODUCTION CONSOMMATION
- 5.2 LES OUVRAGES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
- 5.3 QUALITÉ DE L'EXPLOITATION
- 5.4 PROGRAMME DE DÉVELOPPEMENT DES OUVRAGES
- 5.5 RÉSULTATS FINANCIERS
- 5.6 COÛTS ET TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ
- 5.7 SITUATION DES ENGAGEMENTS D'ACHAT FERME DE L'ÉTAT (Take or Pay)

4.2 LES CONVENTIONS CONCLUES ENTRE L'ÉTAT ET LES PRODUCTEURS INDÉPENDANTS D'ÉLECTRICITÉ (PIE)

Dans le cadre de sa politique énergétique visant à produire une énergie électrique durable, au tarif compétitif et capable de satisfaire la demande nationale, l'État de Côte d'Ivoire a conclu plusieurs Conventions pour la production d'électricité avec les Producteurs Indépendants d'Électricité (P.I.E).

Ces conventions, signées au fil des années, traduisent la volonté du gouvernement d'encourager l'investissement privé dans le segment de la production d'électricité et de renforcer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique ivoirien.

Les tableaux ci-dessous présentent une vue d'ensemble des principales conventions « I.P.P » et leurs avenants, illustrant ainsi, la diversité des promoteurs privés et des technologies utilisées pour la production de l'électricité dans le secteur énergétique ivoirien.

4.2.1. CIPREL (centrale thermique)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité [CIPREL].	Elle définit les modalités de production, de distribution et de fourniture d'électricité à la CIE et de manière autonome à travers la mise en place d'une centrale thermique d'une puissance de 165 MW à Vridi.	La convention CIPREL a été conclue pour une durée de 19 ans. La Puissance de la centrale thermique est de 165 MW.	La convention a été signée le 20 juillet 1994 et est entrée en vigueur le 10 août 1994.
Avenant 1	État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité [CIPREL].	Cet premier avenant traite de l'autorisation accordée par l'État pour la construction et l'exploitation de la centrale thermique et entraîne des modifications de certaines dispositions, notamment celles relatives aux modalités de facturation des investissements de la première étape de la construction et aux conditions de rachat de la centrale.		L'avenant 1 a été signé le 31 août 1994.
Avenant 2	État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité [CIPREL].	L'avenant n°2 porte sur la deuxième phase de réalisation des installations de la CIPREL, ainsi que sur les financements obtenus par des emprunts publics contractés par l'État et transférés à la CIPREL.		L'avenant n°2 a été signé le 9 février 1996.
Avenant 3	État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité [CIPREL].	L'avenant n°3 établit les modalités de fixation du prix de l'énergie électrique, le montant des investissements des installations de la CIPREL, ainsi que la création et le maintien d'un stock de sécurité.		L'avenant n°3 a été signé le 13 juin 2000.
Avenant 4	État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité [CIPREL].	L'avenant n°4 concerne la modification des dispositions concernant la révision annuelle du prix du kilowattheure [kWh] telles qu'énoncées dans l'annexe 20. Il établit également les principes relatifs aux conditions de financement et de transfert à l'État.		L'avenant 4 a été signé le 15 mai 2008.
Avenant 5	État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité [CIPREL].	L'avenant n°5 est relatif à l'extension de la centrale thermique de production d'énergie électrique, ajoutant une unité turbocompresseur/alternateur/transformateur d'une puissance de 111 mégawatts [MW], appelée Étape 3 de la centrale. Il définit les conditions, charges et modalités de cette extension, ainsi que les modifications résultant de cette extension à la Convention initiale. Enfin, cet avenant 5 modifie la durée de la Convention CIPREL en la prorogeant.	La convention CIPREL dont la fin était fixée au 8 août 2013 est prorogée au 31 décembre 2020. Extension de la centrale d'une puissance de 111 mégawatts [MW].	L'avenant n°5 a été signé par les Parties le 15 mai 2008.

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Avenant 6		L'avenant n°6 a pour objet l'extension en cycle combiné de la Centrale (Étape 4 de son développement), comprenant : 1. la réalisation d'une unité turbocompresseur/ alternateur/transformateur (turbine à combustion) d'une puissance sur site de cent onze mégawatts (111 MW) constituant la TAG 10 ; 2. la réalisation de deux chaudières de récupération accouplées aux TAG 9 et TAG 10 ; 3. la réalisation d'une turbine à vapeur d'une puissance sur site de cent onze mégawatts (111 MW) constituant la TAV 1, y compris la réalisation de l'ensemble des études techniques et environnementales y afférentes. Cet avenant 6 a également pour objet de modifier la durée de la Convention CIPREL.	La durée de la convention est prorogée jusqu'au 31 décembre 2035.	L'avenant 6 a été signé le 20 décembre 2011.
Avenant 7		L'avenant n°7 a pour objet de modifier, compléter et préciser certaines stipulations de la Convention, en vue de permettre le bouclage du financement 4-B et de tenir compte des contraintes rencontrées lors de la réalisation de l'Étape 4.	La capacité installée de la centrale de CIPREL à ce jour est de 565 MW.	L'avenant 7 a été signé le 14 août 2013.

4.2.2. AZITO ENERGIE (centrale thermique)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la société Cinergy.	La Convention régit les modalités et conditions de production, de transport, de distribution, d'exportation et d'importation d'énergie électrique à travers l'installation d'une centrale thermique sous la forme juridique « BOOT ».	La convention a été signée pour une durée de 24 ans.	La convention a été signée le 5 septembre 1997 et est entrée en vigueur le 12 novembre 1998.
Avenant 1	État de Côte d'Ivoire et la société Cinergy.	L'avenant 1 porte sur la modification de la convention initiale ci-après dénommée « Convention AZITO ».		L'avenant 1 a été signé le 15 juillet 1998.
Avenant 2	État de Côte d'Ivoire et la société AZITO Energie S.A.	L'objet de cet avenant est d'apporter des modifications aux stipulations de la convention et de ses annexes notamment sur le modèle de facturation en ratifiant les accords entre les parties.		L'avenant n°2 a été signé le 1 ^{er} octobre 2000.
Avenant 3	État de Côte d'Ivoire et la société AZITO Energie S. A.	L'avenant n°3 vise à mettre en place la phase 3 du projet, qui comprend l'ajout d'un troisième groupe à la centrale existante. Ce groupe sera composé d'une turbine à vapeur d'une puissance nette d'environ 139 MW, ainsi que des installations nécessaires pour convertir en cycle combiné les turbines à combustion des deux premiers groupes.	Ajout d'un troisième groupe à la centrale d'une puissance nette d'environ 139 MW.	L'avenant 3 a été signé le 13 octobre 2011.
Avenant 4	État de Côte d'Ivoire et la société Azito Energie S.A .	L'avenant n°4 apporte des modifications qui concernent principalement l'organisation institutionnelle du secteur de l'électricité. Parmi les changements notables, on peut citer la dissolution du Fonds National de l'Électricité et de l'Eau (FNEE) et de la Société de Gestion du Patrimoine de l'Électricité (SOGEPÉ), ainsi que l'attribution de nouvelles missions de gestion budgétaire pour le compte de l'État à CI-Energies.		L'avenant n°4 a été signé le 18 octobre 2012.

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Avenant 5	État de Côte d'Ivoire et la société Azito Energie S.A.	L'avenant n°5 vise à modifier certaines dispositions de la convention initiale. Ces modifications incluent notamment l'ajustement de certaines composantes de la rémunération mensuelle, la modification des mécanismes de garantie de paiement de l'État, et la prise en compte de la mise en place de la version «mxl2 upgrade» des turbines des phases 1 et 2 de la centrale.		L'avenant n°5 a été signé le 12 février 2017.
Avenant 6	État de Côte d'Ivoire et la société Azito Energie S.A.	L'avenant 6 détermine les conditions de l'ajout à la centrale d'une phase 4 constituée de deux nouveaux groupes d'une puissance cumulée de 253 MW ainsi que les ouvrages de raccordement de cette 4 ^{ème} phase au réseau de transport électrique.	L'avenant 6 a été signé pour une durée de 20 ans. L'avenant 6 a été signé pour une durée de 20 ans. La puissance cumulée des deux groupes de cette 4 ^{ème} phase est de 253 MW.	L'avenant 6 a été signé le 19 février 2019.
Avenant 7	État de Côte d'Ivoire et la société Azito Energie S.A.	L'avenant n°7 a pour objet d'apporter certaines modifications et précisions aux stipulations de la convention AZITO telles que la mise à jour des accords financiers et l'application du régime fiscal et douanier de la phase 4 de la centrale. Cet avenant prévoit également des ajustements techniques liés à la livraison, en 400 kV, de l'énergie électrique produite par ladite phase 4.	La capacité installée du projet Azito à ce jour est globalement de 727 MW dont : - Azito phases I,II et III : 474 MW; - Azito phase IV : 253 MW.	L'avenant 7 a été signé le 22 juillet 2019. Il est entré en vigueur à la suite de son approbation par le décret n°2019-685 le 24 juillet 2019, excepté l'article 7 qui est entré en vigueur dès la signature de l'avenant.

4.2.3. AGGREKO (centrale thermique)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire - La société SOPIE et la société AGGREKO international Project LTD.	La convention a pour objet d'établir les modalités et conditions de fourniture de services au client. Ces services comprennent la location, l'installation et l'exploitation d'unités mobiles fonctionnant au gaz naturel. L'objectif principal de ces unités est la production d'électricité sur le territoire ivoirien. La puissance installée prévue dans le cadre de cette convention est de 70 MW à Vridi.	La convention a été signée pour une durée de 120 semaines.	La convention AGGREKO a été signée le 16 mars 2010.
Avenant 1	État de Côte d'Ivoire - La société SOPIE et la société AGGREKO international Project LTD.	L'avenant n°1 vise à étendre la centrale AGGREKO existante en y ajoutant une puissance supplémentaire de 30 MW à la capacité existante de 70 MW. Cette extension comprend la construction d'une plateforme pour accueillir les nouveaux équipements, la mise en place d'un réseau de gaz naturel pour alimenter les nouvelles unités, ainsi que les travaux de raccordement électriques nécessaires pour intégrer cette extension au poste de Vridi.	L'avenant 1 proroge la durée de la convention Aggreko à 224 semaines. Extension de la centrale par l'ajout d'une puissance supplémentaire de 30 MW.	L'avenant 1 a été signé le 1 ^{er} juillet 2012.

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Avenant 2	État de Côte d'Ivoire – La société SOPIE et la société AGGREKO international Project LTD.	L'avenant n°2 vise à étendre la centrale existante en ajoutant une puissance supplémentaire de location de 100 MW à la centrale existante de 100 MW. Les autres points incluent la réalisation d'une plateforme pour accueillir les équipements de l'extension de la centrale, la mise en place d'un réseau de gaz naturel pour alimenter les unités de l'extension, la fourniture et la mise en place d'un système d'évacuation de l'énergie sur le jeu de barres 225 kV de Vridi, ainsi que les travaux de raccordement électrique de l'extension de la centrale et son intégration au poste de Vridi. Cet avenant 2 a également pour objet de modifier la durée de la convention en la prorogeant.	La nouvelle durée contractuelle de la convention est fixée au 31 mars 2015 augmenté de 8 semaines.	L'avenant n°2 a été signé le 17 novembre 2012.
Avenant 3	État de Côte d'Ivoire – La société SOPIE et la société AGGREKO international Project LTD.	L'avenant n°3 a pour objet de modifier la durée de la convention Aggreko pour la puissance installée de 200 MW.	La nouvelle durée de la convention Azito est fixée au 31 décembre 2020.	L'avenant n°3 a été signé le 9 septembre 2014.
Avenant 4	État de Côte d'Ivoire et la société AGGREKO international power projects BV.	L'avenant n°4 vise à remplacer une partie des équipements existants correspondant à une puissance de 100 MW sur les 200 MW d'équipements existants. De plus, afin d'assurer une disponibilité 24h/24 et 7 jours sur 7, il est prévu de remplacer 10 MW existants non contractuels par des équipements «next generation gas» de 100 MW. Cet avenant 4 a également pour objet de modifier la durée de la Convention en la prorogeant.	La nouvelle durée de la convention Azito est fixée au 31 décembre 2021.	L'avenant n°4 a été signé le 5 mars 2020.
Avenant 5		L'avenant n°5 porte sur plusieurs points qui sont 1. L'installation et la réception de 40 MW de matériel QSK60 sur le site C, ajoutés aux 210 MW déjà présents, y compris la puissance de réserve de 10 MW d'équipements actuels. 2. L'accord des parties pour augmenter la puissance garantie de 150 MW à 170 MW, représentant 71% de la puissance contractuelle de 240 MW, à partir du 18 juillet 2021 jusqu'au 31 décembre 2024. 3. Le remplacement progressif de 40 MW de matériel QSK60 actuellement installé sur le site A par du matériel de remplacement NGG 40 MW, offrant une meilleure efficacité de la centrale du prestataire.	La nouvelle durée de la Convention Aggreko est fixée au 31 décembre 2024. La puissance disponible de la centrale Aggreko est augmentée. Elle qui passe de 200 MW à 240 MW. La IPuissance Garantie anciennement fixée à 150 MW est désormais portée à 170 MW à compter de la date d'entrée en vigueur de l'avenant n°5.	L'avenant 5 a été signé le 18 juillet 2021.

4.2.4. IHE SINGROBRO-AHOUATI (centrale hydroélectrique)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et société IHE.	La convention IHE, a pour objet de à concevoir, financer, détenir, exploiter et transférer une centrale hydroélectrique à Sigrogbo-ahouaty sur le fleuve Bandama d'une puissance de 44 MW, ainsi que l'aménagement hydroélectrique associé.. Cette convention est régie par le régime juridique du «B.O.O.T» (Build-Own-Operate-Transfer).	La convention a été signée pour une durée de 35 ans à compter de la mise en service de la centrale. La puissance de la centrale est de 44 MW.	La convention IHE a été signée en décembre 2013
Avenant 1	État de Côte d'Ivoire et la société IHE	L'avenant n°1 a pour objet de modifier certaines dispositions de la convention en vue de matérialiser l'avancée de la réalisation des conditions préalables au démarrage du projet et l'adopter l'ensemble des annexes afférentes à la convention existante, visant ainsi la.		L'avenant 1 a été signé le 31 juillet 2018.
Avenant 2	État de Côte d'Ivoire et société IHE.	L'avenant 2 a pour objet la prise en compte des commentaires des prêteurs relatifs au mécanisme de résiliation entraînant l'indemnisation des sommes dues au prêteurs et au mécanisme d'indemnisation des sommes dues aux prêteurs en cas d'invalidité ou de nullité de la procédure de passation ou d'approbation de la convention IHE .		L'avenant 2 a été signé le 14 juillet 2021.

4.2.5. BROTO (centrale thermique à charbon)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et BROTO IPP.	La convention BROTO a pour objet de définir les conditions et modalités pour la conception, le financement, la construction la détention en propriété et pour l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance des ouvrages de la centrale par la Société BROTO IPP La centrale a une puissance de 2x350 MW et est située à San Pedro.	La convention a été signée pour une durée de 30 ans à compter de sa date de signature. La centrale BROTO a une puissance de 2x350 MW.	La convention BROTO a été signée le 5 décembre 2016.

4.2.6. ATINKOU (centrale thermique)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la société ATINKOU.	La convention a pour objet la construction et l'exploitation d'une centrale thermique à cycle combiné d'une capacité de 390 mégawatts. selon le régime juridique du B.O.O.T. La convention définit les conditions de financement, de construction, d'exploitation, et de fourniture de l'énergie produite.. Selon les termes de la convention, le titulaire s'est engagé à fournir à l'État, selon le principe du « take or pay », l'énergie produite par la centrale. Cela signifie que l'État est tenu de prendre ou de payer pour l'électricité fournie par la centrale, même s'il n'utilise pas toute la capacité disponible.	La convention Atinkou a été signée pour une durée de 20 ans. La Centrale Atinkou a une puissance de 390 mégawatts.	La convention a été signée le 18 décembre 2018.

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Avenant 1	État de Côte d'Ivoire et la société ATINKOU.	L'avenant 1 vise à modifier, compléter et préciser certaines stipulations de la convention initiale entre Atinkou et l'État de Côte d'Ivoire. L'objet même de la convention a été révisé, avec l'ajout d'un nouvel article, dans le but notamment de faciliter la signature de la documentation nécessaire et de finaliser les arrangements financiers. En résumé, cet avenant apporte des ajustements à la convention initiale pour assurer une meilleure mise en œuvre des accords entre les parties, notamment en ce qui concerne les aspects administratifs et financiers.		L'avenant n°1 a été signé le 4 mars 2020.

4.2.7. GALLIEA PORO (centrale solaire)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et La société Poro Power 1 SA.	La convention vise à définir les modalités et conditions de la conception, du financement et de l'exploitation d'une centrale solaire de production d'énergie électrique d'une puissance de 66 MWc à Korhogo. Elle inclut également les travaux d'entretien des ouvrages de la centrale, la livraison de l'énergie électrique produite au Concessionnaire selon le principe du take or pay, ainsi que l'enlèvement et le paiement de l'énergie produite.	La convention Galliea a été signée pour une durée de 25 ans. La puissance de la Centrale solaire est de 66 MWc.	La convention a été signée le 26 octobre 2018.

4.2.8. BIOVEA (centrale thermique biomasse)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la société BIOVEA S. A.	La convention Biovea, établit les modalités et les dispositions relatives au financement, à la détention, à l'exploitation et au transfert d'une centrale thermique biomasse de production d'électricité d'une puissance de 2x23 MW à Aboisso. Elle est régie par le régime juridique BOOT, avec une clause de take or pay.	La convention a été signée pour une durée de 25 ans. La puissance totale de la centrale Biovea est de 46 MW.	La convention BIOVEA a été signée le 9 décembre 2019.
Avenant 1	État de Côte d'Ivoire et la société BIOVEA S. A.	Ce premier avenant a pour objet de modifier, compléter et préciser certaines stipulations de la convention initiale en vue de prendre de restaurer l'équilibre économique nécessaire à la mise en œuvre du projet et au bouclage financier.		L'avenant 1 a été signé le 3 décembre 2021.

4.2.9. GRIBO-POPOLI (barrage hydroélectrique)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Protocole de cession de l'Énergie	État de Côte d'Ivoire et CI-ENERGIES	Ce protocole a pour objet de fixer les modalités et conditions juridiques, financières et techniques relatives à la cession, par CI-ENERGIES à l'État, de l'énergie électrique produite par la centrale hydroélectrique de Gribo-Popoli, ainsi qu'à la livraison, par CI-ENERGIES, au concessionnaire du service public, de ladite énergie électrique	Le protocole a été signé pour une durée de 35 ans. La centrale hydroélectrique de Gribo-Popoli a une puissance installée de 112 MWc.	Le Protocole de cession a été signé le 14 juillet 2020.

4.2.10. POWERSHIP (unité flottante de production thermique)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la Société EMEA ENERGY VENTURY LPP.	La convention Powership, a pour objet de définir les modalités pour la fourniture et l'exploitation d'une unité flottante de production d'électricité d'une capacité de 100 MW à Azito. Cette convention précise également les conditions pour la réalisation et la mise en service des infrastructures de raccordement de la centrale au réseau national de gaz naturel et au réseau électrique national.	La puissance de l'unité flottante de production d'électricité est de 100 MW.	La convention a été signée le 24 janvier 2022 et est entrée en vigueur 13 mars 2024 .

4.2.11. SONGON ENERGIE 73 (centrale thermique à cycle combiné)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la société Starenergie 2073.	La convention Songon, signée sous le régime juridique B00 assorti d'une clause de «take or pay», a pour objectif de définir les conditions et modalités de conception, de financement, de détention en pleine propriété d'une centrale thermique à cycle combiné de 372 MW à Songon. Cette convention définit également les conditions de l'exploitation, de l'entretien, la maintenance des ouvrages de la centrale, ainsi que la livraison au concessionnaire de l'énergie électrique produite par celle-ci.	La convention Songon Energie 73 a été signée pour une durée de 35 ans La puissance de la centrale est de 372 MW.	La convention a été signée le 18 décembre 2023 .
Avenant 1	État de Côte d'Ivoire et la société Starenergie 2073 et la Société Songon Energies S.A.	L'avenant 1, a pour objet de préciser les conséquences du transfert des droits et des obligations de STARENERGIE à Songon Energies au titre de la de la convention Energie 73, à la suite de l'accord de cession et d'acquisition d'actifs intervenu entre ces deux sociétés. Cet avenant 1 modifie également ladite convention conformément au protocole d'accord.		L'avenant 1 a été signée en octobre 2023.

4.2.12. FERKÉ SOLAR (centrale solaire)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la société FERKÉ SOLAR SA.	La Convention FERKE SOLAR a pour objet de définir les conditions et modalités pour la conception, le financement, la construction et l'exploitation d'une centrale solaire d'une puissance de 52 MWc dans la ville de Ferkessedougou sous le régime juridique B.O.O.T. Elle définit également les conditions de l'entretien et la maintenance de la centrale par la Société, la livraison de l'électricité produite à l'Exploitant du service public, ainsi que le retrait et le paiement de l'électricité facturée par l'Exploitant du service public pour le compte de l'État.	La convention a été signée pour une durée de 25 ans. La puissance de la centrale est de 52 MWc.	La convention a été signée le 24 Janvier 2024.

4.2.13. KONG SOLAIRE (centrale solaire)

	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la société Kong Solaire S.A.S.	La convention Kong, signée sous le régime juridique B.O.O.T a pour objet de définir les conditions et modalités de la conception, du financement, de la construction, de la mise en service, de la détention en pleine propriété, de l'exploitation, de l'entretien, de la maintenance et du transfert des ouvrages d'une centrale solaire de 50 MWc dans la région du Tchologo à Kong.	La convention a été conclue pour une durée de 25 ans. La puissance de la centrale solaire de est de 50 MWc.	La convention a été signée le 2 juillet 2024.

4.2.14. KATIOLA SOLAIRE (centrale solaire)

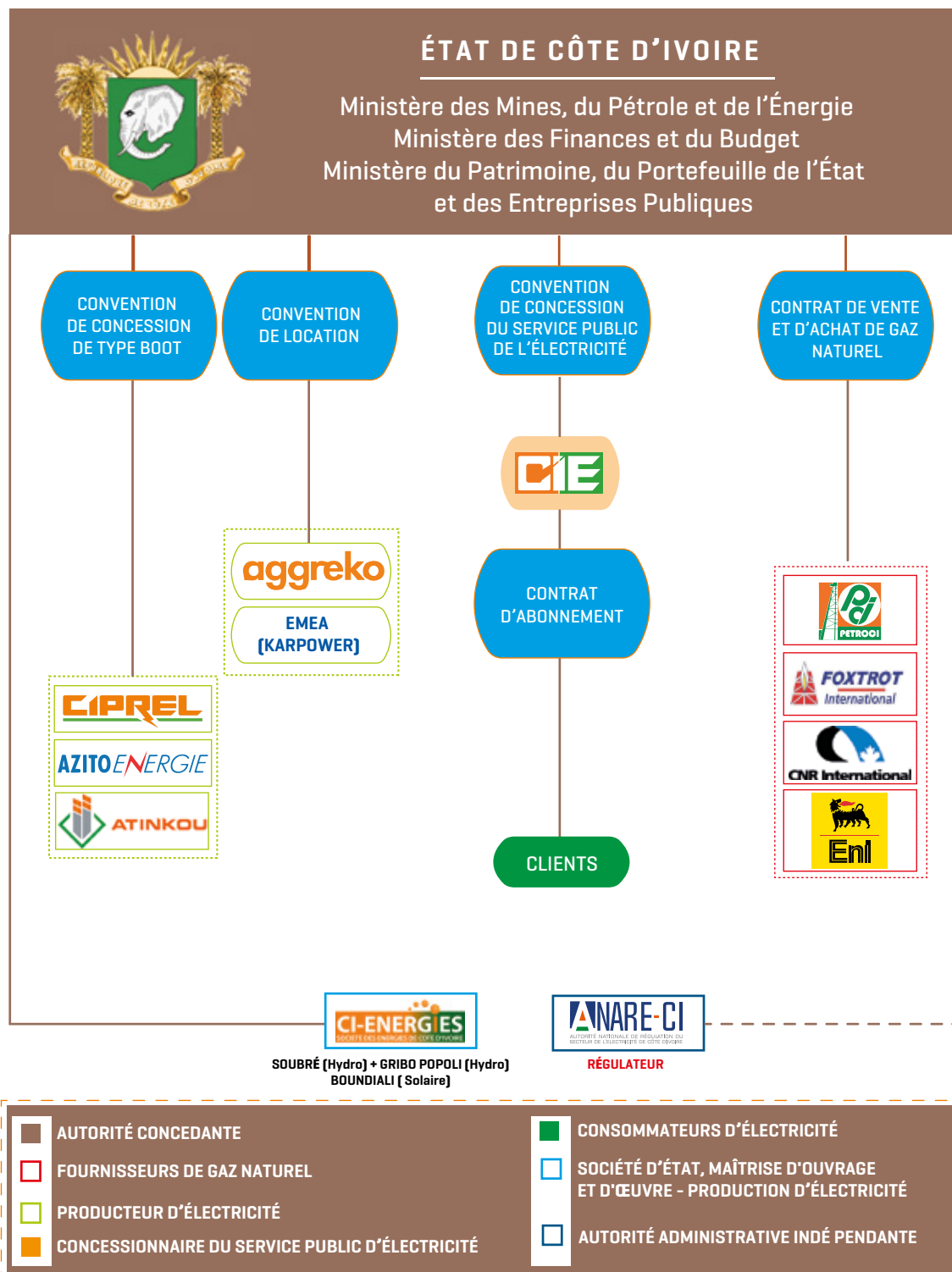
	PARTIES	OBJET CONVENTION ET AVENANTS / CAPACITÉ DE LA CENTRALE	DURÉE / PUISSANCE	DATE DE SIGNATURE / DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR
Convention de base	État de Côte d'Ivoire et la société KATIOLA SOLAR POWER SAS	La convention KATIOLA Solar, signée sous le régime juridique BOOT assorti d'une clause de «take or pay», a pour objet de définir les conditions et modalités de conception, de financement, de détention en pleine propriété, de l'exploitation d'une centrale de 50 MWc à Katiola. Cette convention traite également de l'exploitation, de l'entretien, de la maintenance des ouvrages de la centrale, de la livraison à l'Exploitant de l'énergie électrique produite par la centrale solaire, ainsi que l'enlèvement et le paiement de l'Exploitant.	La convention a été conclue pour une durée de 25 ans. La puissance de la centrale solaire de Katiola est de 50 MWc.	La convention a été signée le 02 décembre 2024.

4.3 LES ACTEURS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Le secteur de l'électricité est sous la tutelle administrative exercée conjointement par le Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie, le Ministère des Finances et du Budget et le Ministère du Patrimoine, du Portefeuille de l'État et des Entreprises Publiques.

Les structures du secteur de l'électricité sont présentées comme suit :

Graphique 1 : Cadre Institutionnel du secteur de l'électricité



En dehors des Ministères tutélaires, représentant l'État de Côte d'Ivoire, d'autres entités opèrent dans le Secteur de l'électricité :

- ✓ les structures délégataires des pouvoirs de l'État dans le secteur de l'électricité :
 - ⚡ la Société Côte d'Ivoire Énergies (CI-ENERGIES), société d'État détentrice du patrimoine public du secteur de l'électricité, chargée notamment du suivi des flux financiers et des flux énergétiques ainsi que de la maîtrise d'œuvre des travaux d'investissement de l'État ;
CI-ENERGIES exploite également les aménagements hydroélectriques de Soubré et de Gribo-Popoli ainsi que la centrale solaire de Boundiali ;
 - ⚡ l'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'électricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI), Autorité Administrative Indépendante, a pour missions de contrôler le respect des lois et règlements ainsi que des conventions, de proposer à l'État des tarifs applicables dans le secteur de l'électricité y compris les tarifs de l'accès aux réseaux, de préserver les intérêts des usagers du service public d'électricité et de protéger leurs droits, de régler les litiges dans le secteur de l'électricité notamment entre opérateurs et entre opérateurs et usagers, ainsi que de conseiller et d'assister l'État en matière de régulation du secteur de l'électricité ;
- ✓ les structures privées opérant dans le secteur de l'électricité :
 - ⚡ la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE), Concessionnaire du service public national de l'électricité, en charge de l'exploitation des biens publics du secteur de l'électricité servant à la production, au transport, à l'importation, à l'exportation et à la distribution de l'électricité en vue du service aux clients ;
 - ⚡ les Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE) : la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité (CIPREL), les sociétés Azito - Energie, Aggreko, EMEA, Atinkou ;
 - ⚡ les Fournisseurs de gaz naturel : les sociétés Petroci CI - 11, Foxtrot International, Canadian Natural Ressources (CNR) et ENI ;
- ✓ les Clients (clients au tarif national et clients à l'export).



5. SITUATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

5.1 ÉQUILIBRE PRODUCTION CONSOMMATION

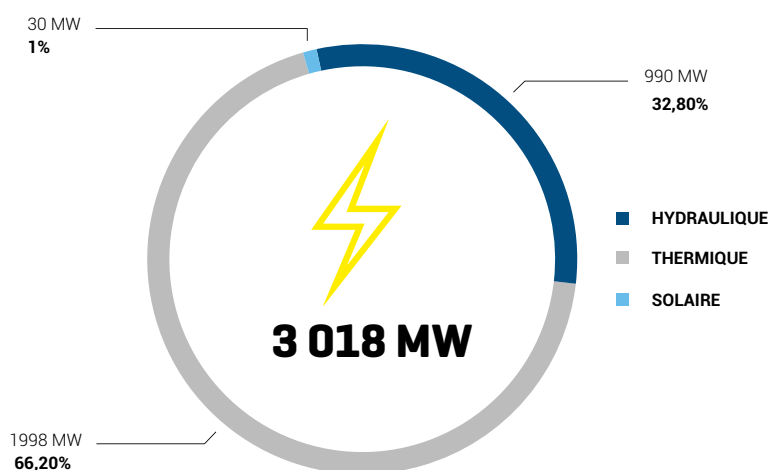
5.1.1 LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

5.1.1.1 Le parc de Production

En 2024, avec la mise en service de la centrale hydroélectrique de Gribo-Popoli [111 MW], située en aval de celle de Soubré, la puissance installée du parc de production ivoirien s'établit à 3 018 MW. Ce qui correspond à une hausse de 3,82% relativement à l'exercice précédent.

Le mix énergétique se présente comme suit :

Graphique 2 : Répartition de la puissance installée de 2024 par source



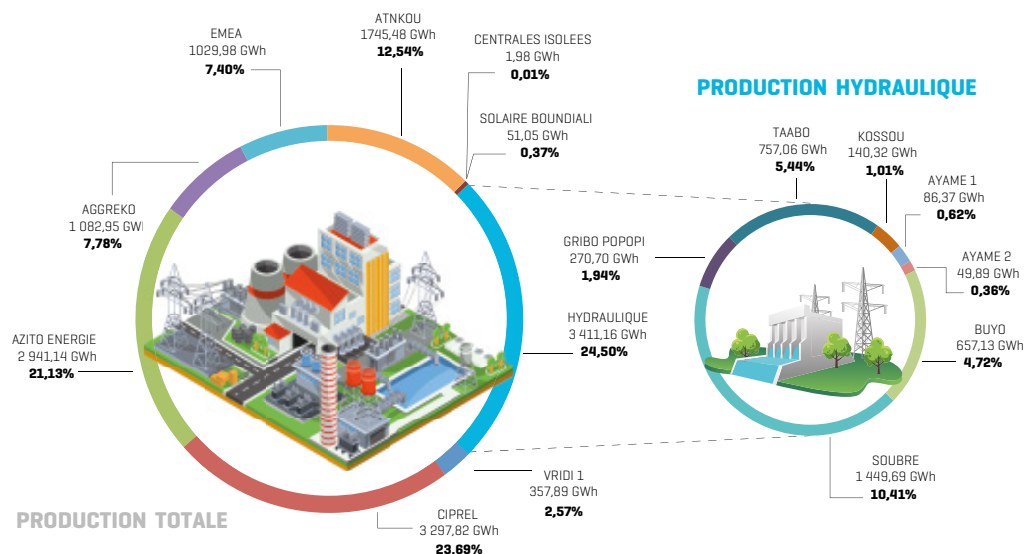
5.1.1.2 La Production et la consommation brute d'électricité

La production brute connaît une hausse de 4,31%, évoluant de 13 344,20 GWh en 2023 à 13 919,45 GWh en 2024. La répartition par source de la production brute en 2024 se présente comme suit :

- ✓ **thermique** : 10 457,2 GWh contre 10 120,5 GWh en 2023 soit une hausse de 336,7 GWh correspondant à 3,33% due principalement à la forte sollicitation d'EMEA pour faire face aux difficultés de production du système électrique ivoirien. En effet, la production d'EMEA, uniquement au HFO, est passée de 636,9 GWh en 2023 à 1 029,98 GWh en 2024 soit une hausse de 393,08 GWh. Toutefois, il est à noter la baisse de la production d'Azito Energie passant de 4 078,3 GWh en 2023 à 2 941,14 GWh en 2024 ; soit une baisse de 1 137,16 GWh. Cette baisse est due à l'indisponibilité des groupes d'Azito phase IV depuis le 15 janvier 2024. La production brute thermique représente 75,13% de la production brute totale.
- ✓ **hydraulique** : 3 411,16 GWh contre 3 199,9 GWh en 2023 soit une hausse de 211,26 GWh correspondant à 6,6% due principalement à la production de la centrale hydroélectrique de Gribo-Popoli de 270,7 GWh dont la mise en service des groupes s'est faite progressivement de mai 2024 à novembre 2024. La production brute hydraulique représente 24,50% de la production brute totale en 2024.
- ✓ **solaire** : La production totale solaire est celle de Boundiali qui est pour le moment la seule centrale solaire mise en service sur le réseau. Pour rappel, la centrale solaire de Boundiali a été mise en service le 26 juin 2023 et sa production à fin décembre 2023 était de 23,8 GWh. En 2024, la production solaire est de 51,05 GWh soit 0,37% de la production brute totale.

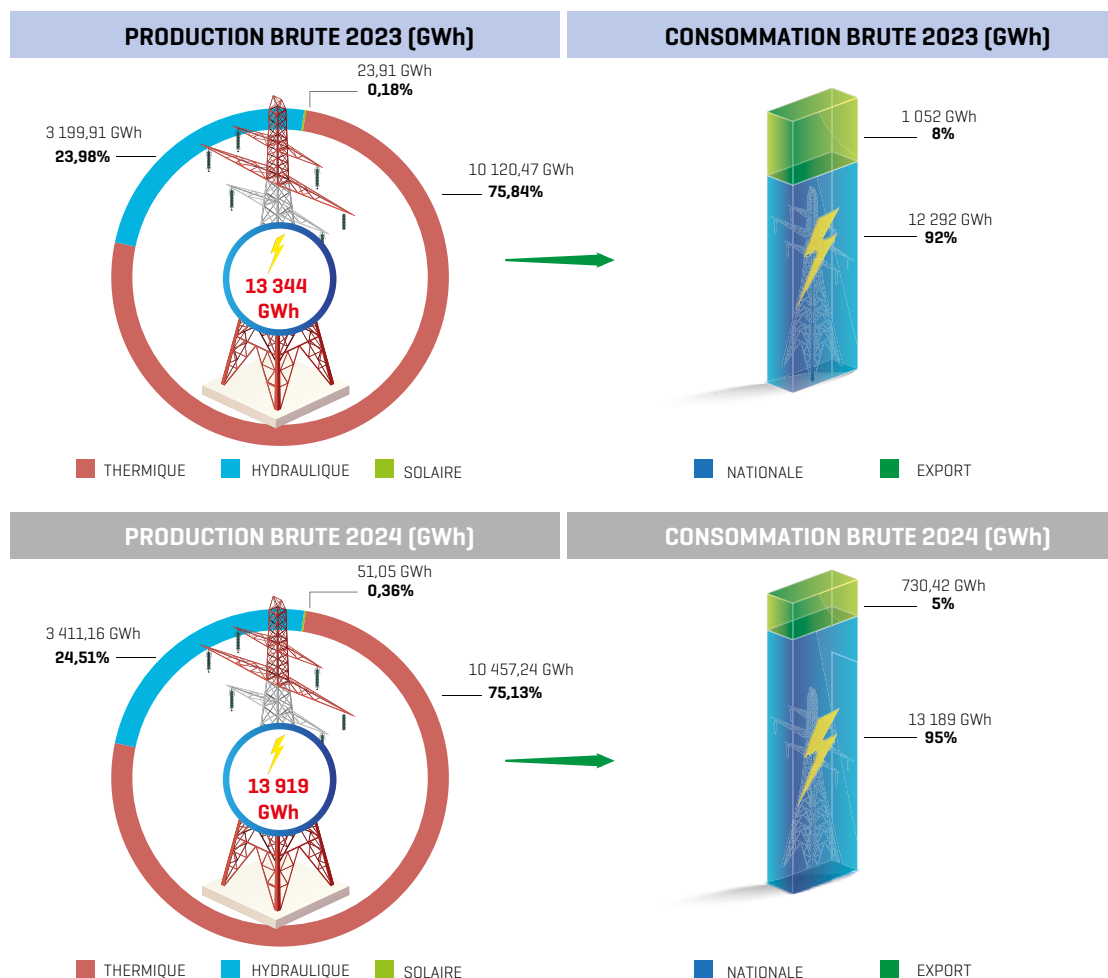
La répartition de la production brute se présente comme suit :

Graphique 3 : Répartition annuelle de la production brute 2024 [GWh]



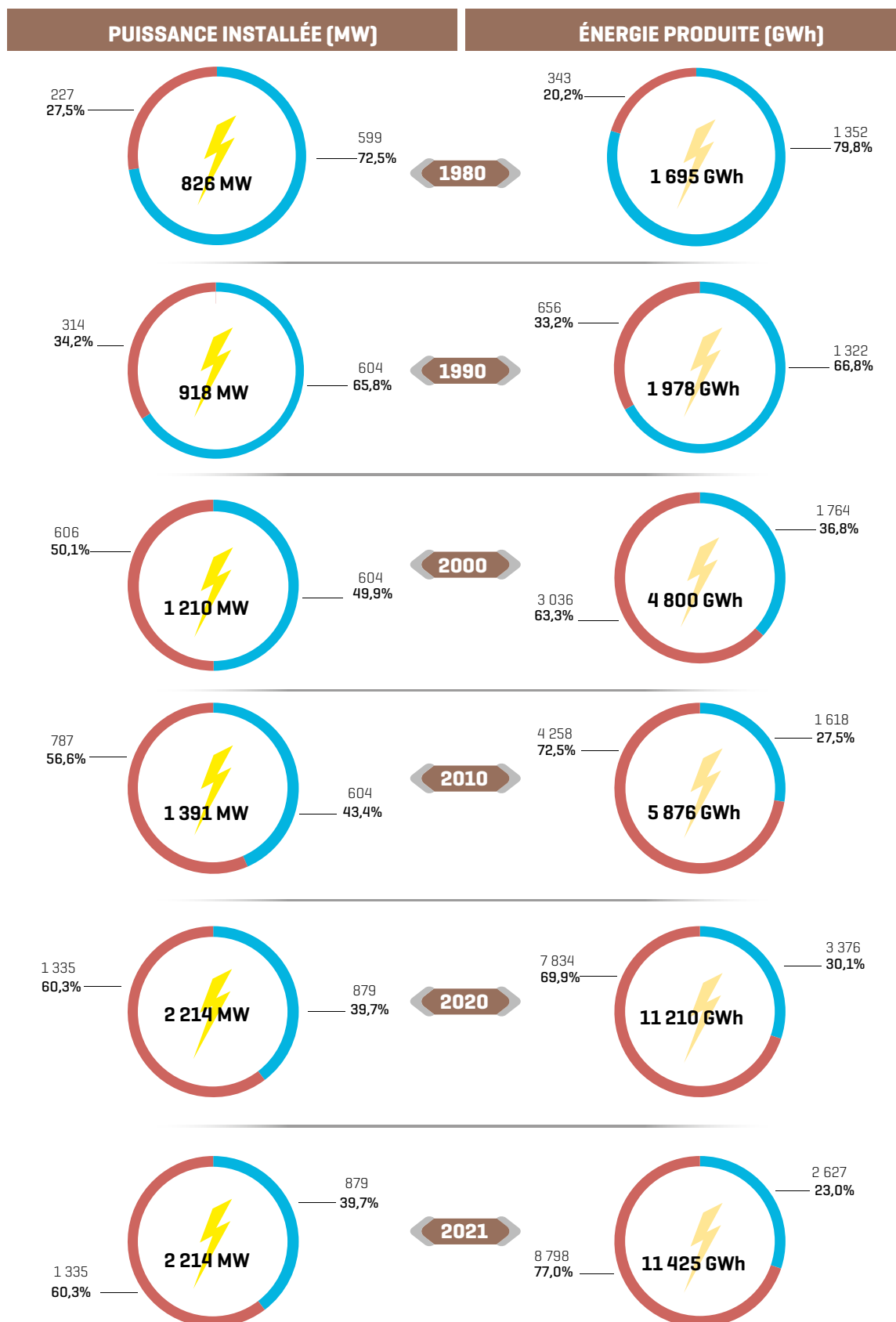
Quant à la consommation brute nationale, elle s'est établie à 13 189 GWh en 2024. Comparativement à 2023 (12 292 GWh), la consommation brute nationale a enregistré une croissance de 7,30%.

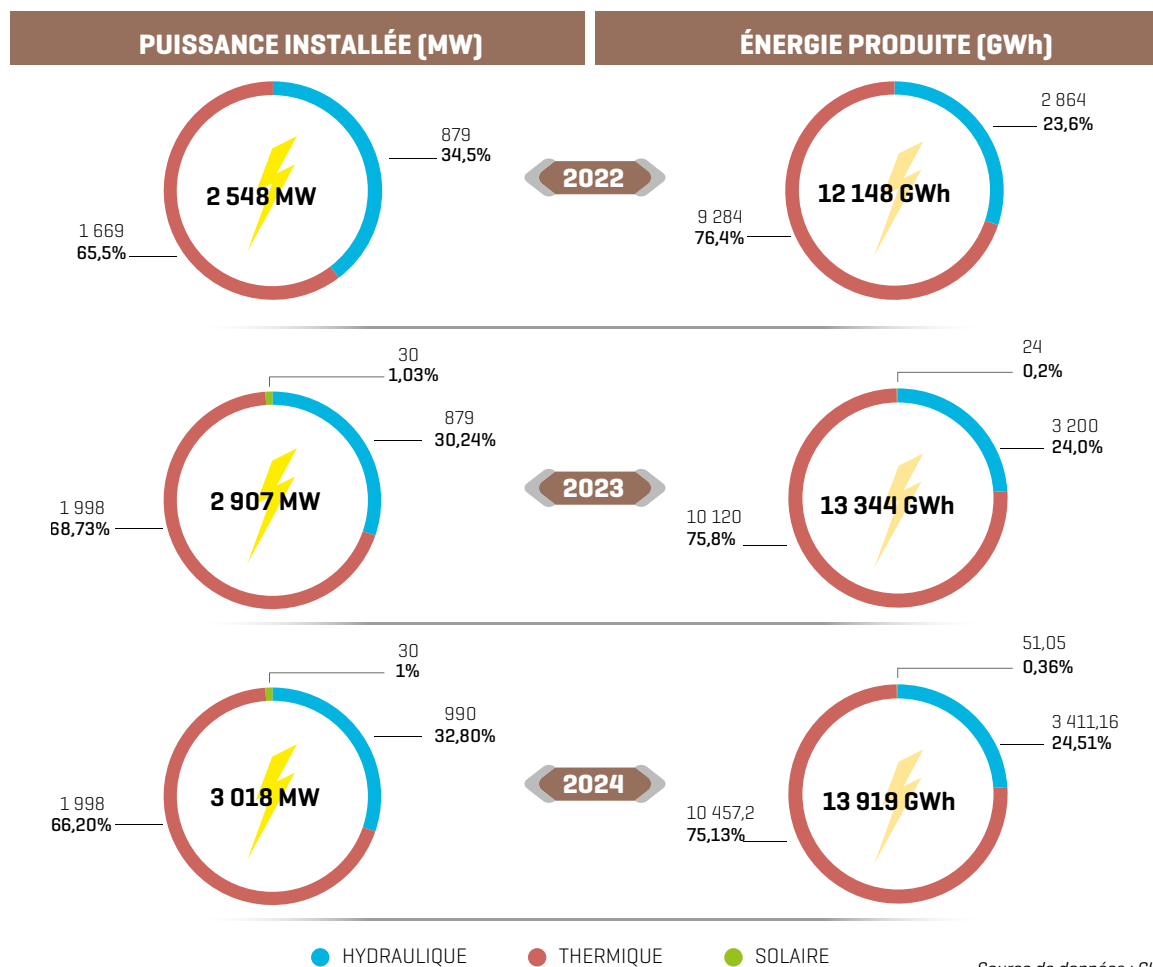
Graphique 4 : Répartition de la production et de la consommation brutes en 2023 et 2024



L'évolution du mix énergétique notamment au cours des dernières décennies se présente comme suit :

Graphique 5 : Évolution de la puissance installée et de l'énergie produite par source





Source de données : CIE

5.1.2 LA DISPONIBILITÉ DES GROUPES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

5.1.2.1. Disponibilité des groupes de production hydraulique

L'évolution du taux de disponibilité des centrales hydroélectriques est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Évolution de la disponibilité globale (en %) des centrales hydroélectriques

CENTRALES	2010	2011	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1 AYAMÉ 1	86,1	82,9	72,3	81,3	88,4	91,65	90,02	74,61	44,85	81,97
2 AYAMÉ 2	88,6	69	60,4	84,1	81,1	90,81	87,53	90,66	60,87	35,46
3 BUYO	87,4	88,6	78,4	59,1	54,5	60,96	62,97	81,37 ¹	87,81	82,25
4 FAYÉ	50	50	15,7	0	0	0	0	0	0	0
5 KOSSOU	88,7	81,6	95	91,8	89,7	93,88	92,4	88,67	89,38	73,24
6 TAABO	95,2	92,5	58,3	97	94,7	90,43	94,5	90,80	93,31	90,91
7 HYDRAULIQUE CIE			90,93	83,78	80,63	83,38	73,65	92,00	77,59	74,32
8 SOUBRÉ	-	-	93,1	81,7	97,1	99,64	97,95	97,82	97,57	91,87
ENSEMBLE HYDRAULIQUE	90,9	86,42	81	82,7	85,8	87,99	88,37	87,32	82,58	82,07

Source de données : CIE

NB : La disponibilité de Gribo-Popoli n'a pas été prise en compte car les groupes étaient en essais.

¹ Le Groupe 3 de Buyo, en réhabilitation, n'a pas été pris en compte dans le calcul de la disponibilité de la centrale de Buyo et dans la disponibilité globale depuis 2022.
- 2017 Mise en service de la centrale hydraulique de Soubré.

En 2024, les centrales hydroélectriques exploitées par la CIE ont enregistré un taux de disponibilité global de 74,32% contre 77,59% en 2023, soit une baisse de 3,27 points. Il est à noter qu'à l'exception d'Ayamé 1 qui a enregistré presque le double de son taux de disponibilité de 2023 (44,85%), les autres centrales ont des taux de disponibilité en baisse. Cette baisse est plus accentuée à Ayamé 2 et Kossou dont les taux sont passés respectivement de 60,87% [2023] à 35,46% [2024] et de 89,38% [2023] à 73,24% [2024]. Les indisponibilités de groupes ayant occasionné ce faible taux de disponibilité à Ayamé 2 et Kossou sont :

- ✓ le groupe 2 d'Ayamé 2 [15 MW] : travaux de type C3 et expertise ligne d'arbre du 08/03/2024 au 17/10/2024 ;
- ✓ le groupe 3 de Kossou [58 MW] : travaux de type C3 depuis le 25/03/2024 suivis de la réparation du pivot à la suite d'une fuite d'huile importante au pivot, constatée durant les travaux C3.

En outre, il convient de rappeler la situation à Fayé et Buyo :

- ✓ les groupes 1 et 2 de Fayé [2X2,5 MW] : à l'arrêt, indisponibles respectivement depuis juillet 2016 et avril 2017 pour réhabilitation;
- ✓ le groupe 3 [55 MW] de Buyo : à l'arrêt, indisponible depuis 2015 pour réhabilitation.

Pour rappel, la convention Etat de Côte d'Ivoire-CIE a fixé le taux de disponibilité des groupes hydrauliques hors réhabilitation comme suit :

- ✗ excellent si la disponibilité est supérieure à 92% ;
- ✗ bon pour une disponibilité comprise entre 85% et 92% ;
- ✗ insuffisant si la disponibilité est inférieure à 85%.

Concernant l'aménagement hydroélectrique de Soubré, exploité par CI-ENERGIES, le taux de disponibilité à fin 2024 est de 91,87%. Ce taux, dû à l'avarie du câble 33 kV du groupe 4 de Soubré [5 MW] du 30/06/2024 au 20/09/2024, est le plus bas enregistré sur les cinq dernières années.

En 2024, le taux de disponibilité global des centrales hydroélectriques est de 82,07% contre 82,58% en 2023, soit une baisse de 0,51 point.

5.1.2.2. Disponibilité de la centrale solaire de Boundiali

Le taux de disponibilité de la centrale solaire de Boundiali en 2024 est de 100% contre 95,89% en 2023. Pour rappel, la centrale a été mise en service en juin 2023.

5.1.2.3. Disponibilité des groupes de production Thermique

L'évolution du taux de disponibilité des centrales thermiques est résumée par le tableau suivant :

Tableau 3 : Évolution de la disponibilité globale [en %] des centrales thermiques

CENTRALES	2010	2011	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1 AGGREKO	99,99	92,1	97,1	99,1	98,9	99,63	99,75	99,55	98,88	99,79
2 AZITO 1,2,3	82,7	91,9	96,1	95,8	88,4	93,28	88,09	96,01	88,39	85,88
3 CIPREL	89,2	88,8	85,1	89,7	88,3	92,57	94,65	97,01	97,68	93,22
4 CIE - VRIDI 1	33,2	46,9	83,2	57,9	39,6	64,01	92,72	85,13	90,87	86,38
5 EMEA	-	-	-	-	-	-	-	100	99,99	99,78
6 AZITO 4	-	-	-	-	-	-	-	-	48,15	3,83
7 ATINKOU	-	-	-	-	-	-	-	-	92,05	98,20
ENSEMBLE THERMIQUES	86,9	85,6	91,5	90,8	86,4	91,8	92,95	95,54	89,01	83,10
BOUNDIALI SOLAIRE	-	-	-	-	-	-	-	-	95,89	100

Le taux global de disponibilité des centrales thermiques en 2024 est de 83,10% contre 89,01% en 2023 soit une dégradation de 5,91 points due principalement aux indisponibilités fortuites suivantes :

- ✓ GT21 d'Azito IV [179 MW] depuis le 15/01/2024 pour vibration élevée. Cette indisponibilité entraîne de facto l'indisponibilité de la TAV d'Azito IV [74 MW] ;
- ✓ GT12 d'Azito [165 MW] du 16 avril 2024 au 19 août 2024 pour vibration élevée ;
- ✓ TAG9 de CIPREL [111 MW] du 16 au 30 avril 2024 à la suite de la vibration élevée du Palier 3 Arrière-Turbine ;
- ✓ TAG 1 de Vridi 1 indisponible depuis le 16/10/2024 pour vibration haute au niveau du palier 2.

Outre ces indisponibilités fortuites, un retard de plus d'un mois a été accusé dans la réalisation de l'Inspection Majeure sur la TAG8 de CIPREL du 23/08/2024 au 14/12/2024. Ce retard a été causé par des travaux additifs portant sur le remplacement du cadre échappement et diffuseur ainsi que l'alignement du corps de la machine. En 2024, pour un objectif contractuel de 86%, la disponibilité de la centrale d'Azito 1, 2 et 3 a été réduite à 85,88%, en raison d'une inspection majeure réalisée du 16/04/2024 au 31/08/2024 sur la GT12.

Le taux de disponibilité de la centrale d'Azito phase 4 en 2024 est de 03,83% en raison de l'indisponibilité de la GT21 depuis le 15 janvier 2024 pour vibration élevée. Les investigations et inspections menées ont révélé divers dégâts sur les étages en aval du compresseur et plus particulièrement sur :

- ✂ les aubes fixes à partir de la roue 5 ;
- ✂ les étages 6, 7, 10 et 11 du compresseur incluant quelques ailettes mobiles et aubes fixes complètement arrachées ou cassées ;
- ✂ les aubes fixes du stator.

La difficulté majeure, ayant retardé la remise en service du groupe, est l'indisponibilité des pièces de rechanges dont la livraison a été faite en novembre 2024, permettant ainsi la reprise des travaux de réparation et le remontage de la machine. La remise en service du groupe est prévue courant 2025.

Les taux de disponibilités des centrales d'Aggreko [99,79%] et d'EMEA [99,78%] sont au-dessus de leurs seuils contractuels, respectivement 96% et 98,5%.

A fin 2024, le taux de disponibilité de la centrale de Vridi 1 exploitée par la CIE est de 86,38% contre 90,87% en 2023. Pour rappel, la convention Etat de Côte d'Ivoire-CIE a fixé le taux de disponibilité des groupes de Vridi 1 hors réhabilitation comme suit :

- ✂ excellent si la disponibilité est supérieure à 90% ;
- ✂ bon pour une disponibilité comprise entre 85% et 90% ;
- ✂ insuffisant si la disponibilité est inférieure à 85%.

Il est recommandé de :

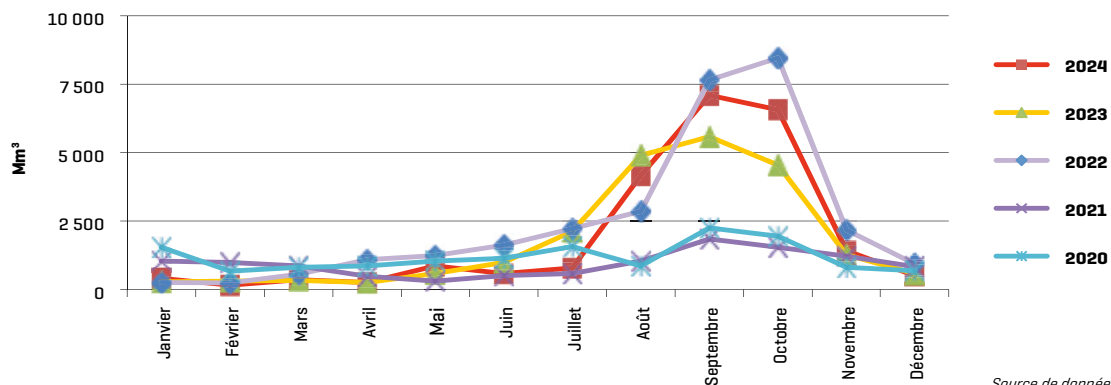
- ✓ réaliser les travaux de réhabilitation des groupes concédés à l'Exploitant CIE;
- ✓ disposer des pièces de rechange critiques en stock afin de réduire la durée des indisponibilités fortuites à la suite d'une avarie;
- ✓ renforcer la compétence des opérateurs;
- ✓ revoir les formes de contrat de maintenance avec les constructeurs.

5.1.3 LES APPORTS ET STOCKS HYDRAULIQUES

5.1.3.1 Les apports hydrauliques

Les apports hydrauliques en 2024 sont estimés à 23 125 Millions de mètres cubes d'eau, contre 21 712 Millions de mètres cubes en 2023, soit une hausse de 6,51%.

Graphique 6 : Évolution des apports brutes hydrauliques de 2020 à 2024



Source de données : CIE

Entre 2021 et 2024, les apports hydrauliques mensuels présentent une tendance saisonnière. Les apports importants sont observés entre juillet et octobre, correspondant à la saison des pluies au centre et au nord sur les bassins versants des lacs des barrages hydroélectriques.

En 2024, bien que le début d'année soit relativement sec, les apports mensuels ont connu une hausse à partir de juillet, atteignant plus de 7 093 Mm³ en septembre, du fait d'une saison pluvieuse particulièrement intense mais plus faible que 2022.

Pour 2023, les apports présentent un profil intermédiaire, avec une montée progressive des apports pendant la saison des pluies, mais à des niveaux inférieurs à ceux de 2022 et 2024.

L'année 2022 se distingue par des apports mensuels exceptionnellement élevés, notamment entre juin et octobre, culminant à plus de 8 452 Mm³ en octobre, un record sur les quatre années.

Enfin, l'année 2021 se distingue comparativement aux années 2022 à 2024 par des apports élevés au premier trimestre et une saison pluvieuse nettement moins marquée.

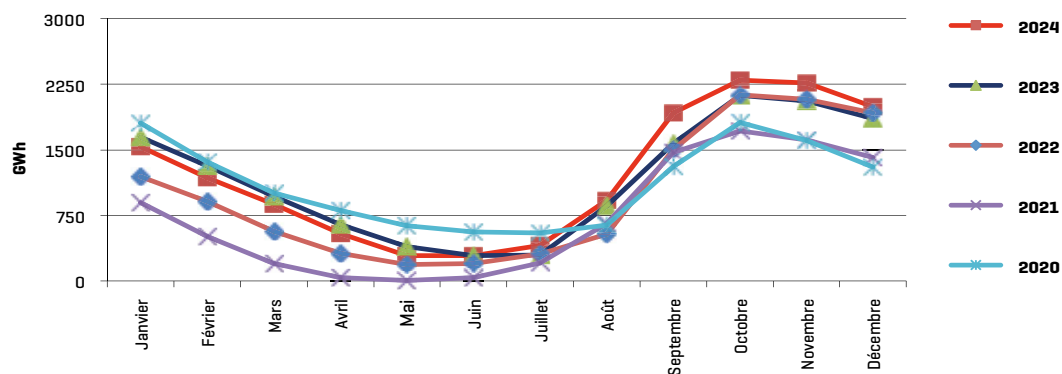
5.1.3.2 Les stocks hydrauliques

L'année 2024 a démarré avec un stock hydraulique correspondant à 1 858 GWh contre 1 922 GWh en 2023, soit une baisse de 3,33%.

Avec 1 995 GWh au 31 décembre 2024, le stock hydraulique du système électrique a enregistré 137 GWh en plus, soit une hausse de 7,37% par rapport à 2023.

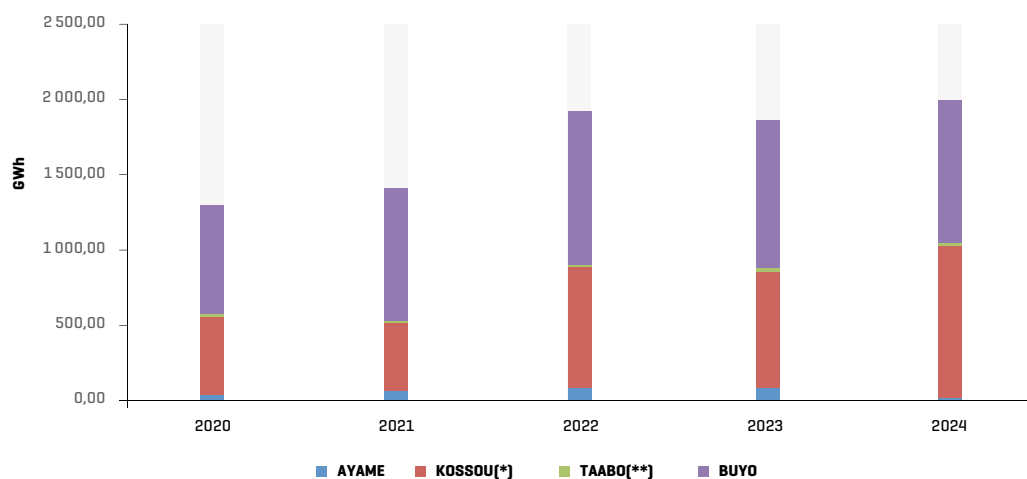
L'évolution mensuelle des stocks hydrauliques, sur les cinq (5) derniers exercices, est illustrée par les graphiques suivants :

Graphique 7 : Évolution des stocks hydrauliques de 2020 à 2024



Source de données : CIE

Graphique 8 : Évolution des stocks hydrauliques par centrale de 2020 à 2024



Source de données : CIE

* La retenue d'eau de Kossou sert également de réservoir pour Taabo, en aval de Kossou.

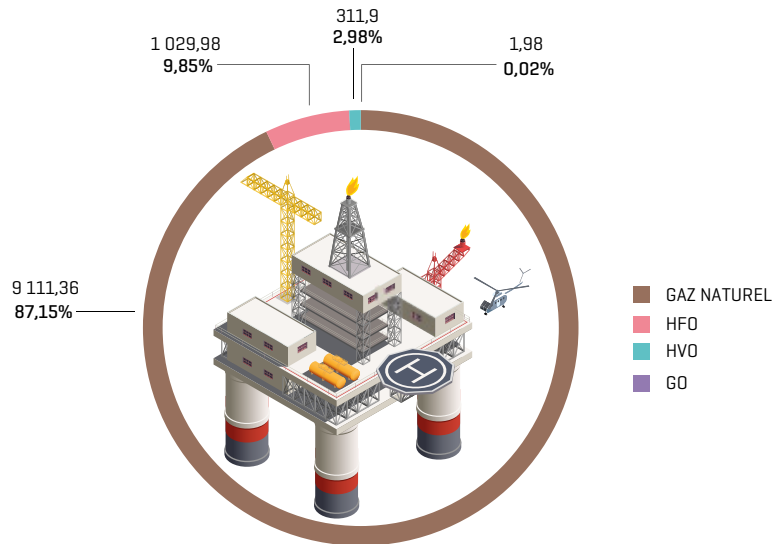
** Seuls les apports intermédiaires sont comptabilisés pour ce qui concerne Taabo.



5.1.4 LA CONSOMMATION DES COMBUSTIBLES

Le gaz naturel et les combustibles liquides (GO, HFO et HVO) sont utilisés pour la production d'électricité de source thermique. En 2024, la répartition de la production d'électricité de source thermique par type de combustible est décrite dans le graphique suivant :

Graphique 9 : Répartition de la production brute thermique (GWh) par combustible



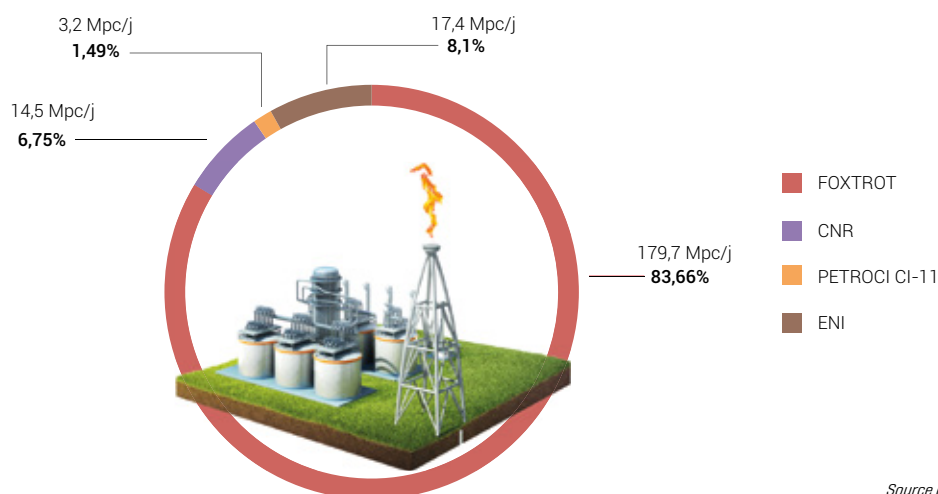
Source de données : CIE

5.1.4.1. Gaz naturel

La production totale brute de source thermique a été réalisée à 87,15% à partir du gaz naturel contre 92,85% en 2023 soit une baisse de 5,7 points. Cette baisse est principalement due à l'indisponibilité du cycle combiné d'Azito phase IV depuis le 15 janvier 2024 et la baisse de fourniture moyenne de gaz de Foxtrot de 219 Mpc/j à 191 Mpc/j.

La livraison moyenne journalière de gaz naturel au secteur de l'électricité est de 215 Mpc/j, contre 231 Mpc/j en 2023. La répartition de ce débit moyen de gaz est présentée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 10 : Répartition de la fourniture moyenne journalière du gaz naturel par opérateur en 2024



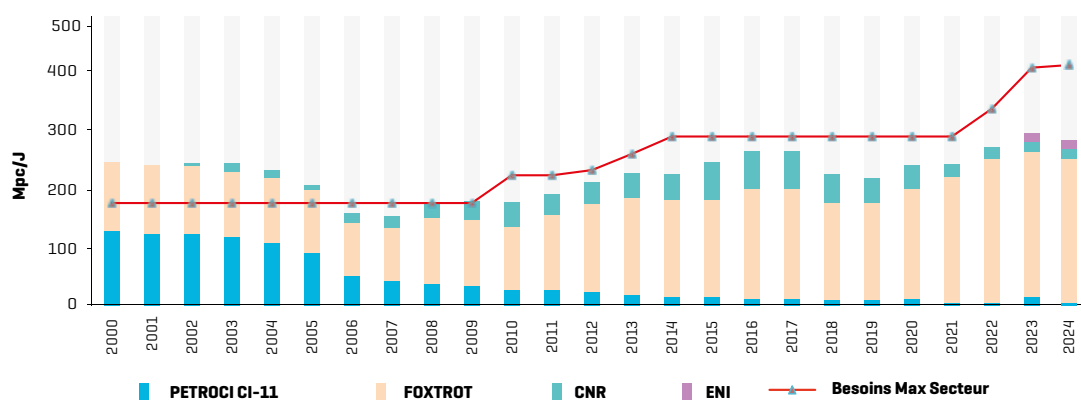
Source de données : CIE

En tenant compte du potentiel des opérateurs gaziers, le gaz naturel disponible pour le secteur de l'électricité est de 259 Mpc/j pour un besoin de 382 Mpc/j lorsque toutes les unités thermiques gaz sont à leurs charges maximales. Il en résulte une insuffisance de gaz naturel de 123 Mpc/j correspondant à une puissance thermique d'environ 460 MW. Avec les projets de renforcement du parc de production thermique, ce déficit de gaz pourrait s'accroître si les nouveaux projets de développement de gisements ne sont pas mis en œuvre.

Dans cette dynamique, le champ Baleine d'ENI a été mis en service en novembre 2023 avec une livraison moyenne de gaz de 7 Mpc/j.

En 2024, sa livraison moyenne a été de 17 Mpc/j avec un pic de 26 Mpc/j. Initialement, le plan de développement d'ENI annonçait une livraison en 2024 de 15 Mpc/j. Par ailleurs, ENI continue l'augmentation progressive de son potentiel afin d'être à 80 Mpc/j en 2025 et atteindre la valeur cible de 170 Mpc/j à partir de 2029.

Graphique 11 : Évolution de la capacité de fourniture par opérateur gazier et des besoins en base de gaz naturel des groupes thermiques



A l'effet de combler le déficit de gaz naturel, il est nécessaire de :

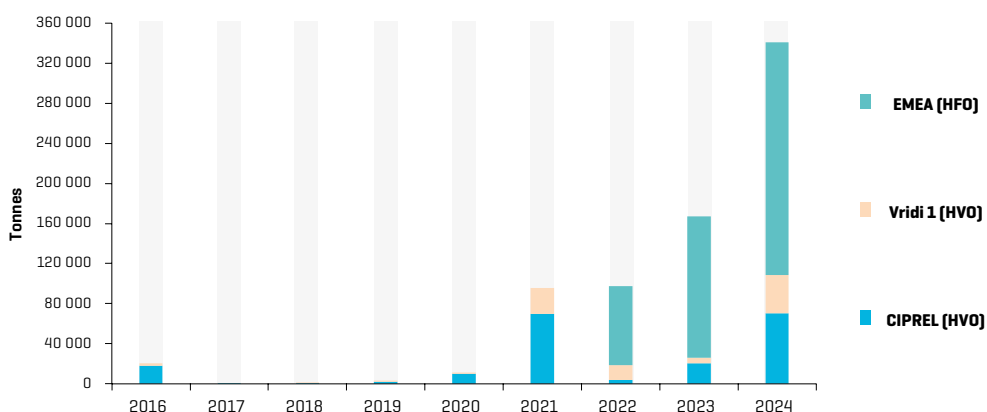
- ✓ développer de nouveaux champs gaziers pour augmenter la disponibilité du gaz au secteur électrique;
- ✓ analyser la possibilité d'importer du gaz naturel notamment sous forme liquéfiée.

5.1.4.2. Combustibles liquides

Les combustibles liquides ont participé à 12,83 % [HFO : 9,85 %, HVO : 2,98%] dans la production d'électricité de source thermique contre 5,4% en 2023 soit une hausse de 7,47 points. Cette augmentation est principalement due à une forte sollicitation de la centrale d'EMEA avec une consommation de 231 697 Tonnes correspondant à 65% d'augmentation par rapport à celle de 2023 [140 646,12 Tonnes]. La consommation de HFO constitue près de 68,05% de la consommation des combustibles liquides en tonnage.

Il est à noter une augmentation de la consommation de combustibles liquides depuis 2021 pour faire face aux aléas de production.

Graphique 12 : Évolution de la consommation de HVO et de HFO



Source de données : CIE

L'évolution de l'usage des différents combustibles fossiles et la production d'énergie électrique y correspondant est résumée dans le tableau suivant :

Tableau 4 : Évolution de la répartition de la production thermique par type de combustible²

COMBUSTIBLES	GAZ NATUREL				HVO			HFO			HVO + HFO		
	Production brute totale [GWh]	Mpc	GWh	%[*]	Tonnes [en millier]	GWh	% [*]	Tonnes [en millier]	GWh	% [*]	Tonnes [en millier]	GWh	% [*]
2016	10 080	73 565,5	8 477,5	84	20,8	65,8	0,7	-	-	-	20,8	65,8	0,7
2017	9 948	68 334,96	7 891,3	79	0,1	2,4	0,02	-	-	-	0,1	2,4	0,02
2018	9 997	62 707,5	7 025	70	0,7	2,9	0,03	-	-	-	0,7	2,8	0,03
2019	10 613	61 995,1	7 115	67	3,1	9,6	0,1	-	-	-	3,1	9,6	0,1
2020	11 210	66 257,6	7 799,4	69,6	11	28,4	0,3	-	-	-	11,0	28,4	0,3
2021	11 425	73 378	8 497,7	74,4	95,6	295,4	2,6	-	-	-	95,6	295,4	2,6
2022	12 148	78 465,8	8 880,8	73,1	18,7	55,5	0,5	78,8	345	2,8	97,6	400,4	3,3
2023	13 344	82 328,4	9 397,0	70,4	26,3	84,914	0,6	140,6	636,9	4,8	166,9	721,8	5,4
2024	13 919	78 598	9 111,36	65,46	108,76	311,90	2,24	231,7	1 030	7,40	340,46	1 341,9	9,64

L'évolution de la consommation de combustibles liquides démontre la nécessité de :

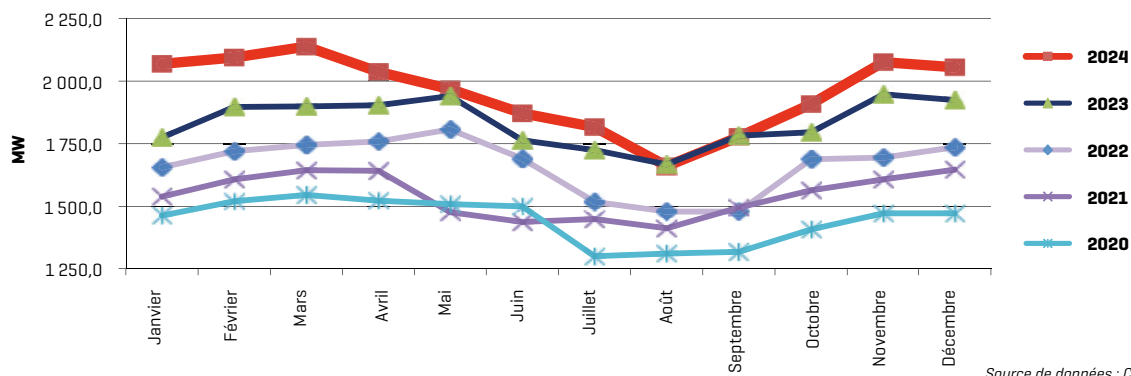
- ✓ renforcer la fourniture du gaz naturel pour le parc de production en exploitation et en développement ;
- ✓ développer les cycles combinés afin d'optimiser la consommation du gaz naturel.

² [%*] : Pourcentage calculé de la production d'électricité par le combustible considéré de l'année n par rapport à la production brute totale de la même année.

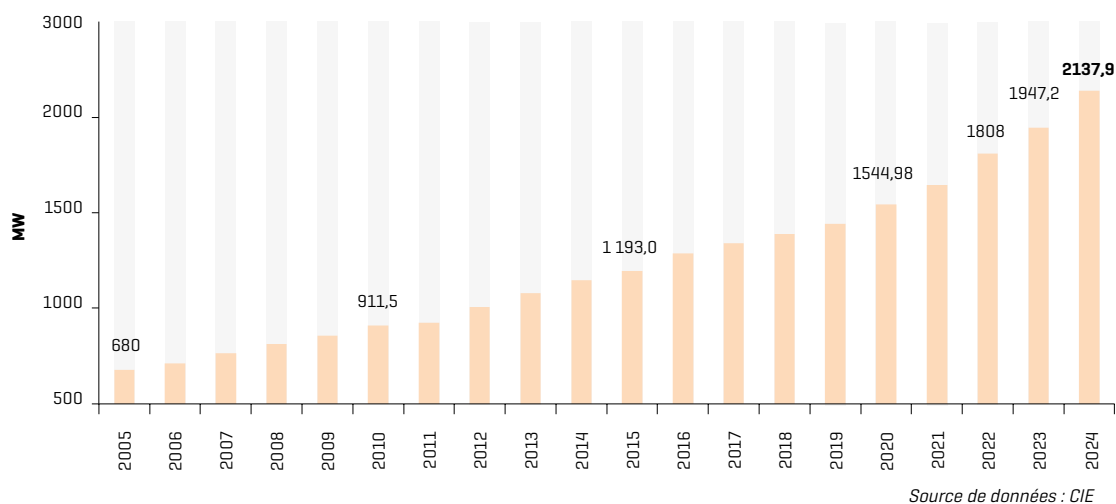
5.1.5 L'ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

La pointe de la consommation nationale en 2024, enregistrée le 27 mars à 24h, s'établit à 2 138 MW contre 1 947 MW en 2023, soit une augmentation de 9,81% [+191 MW].

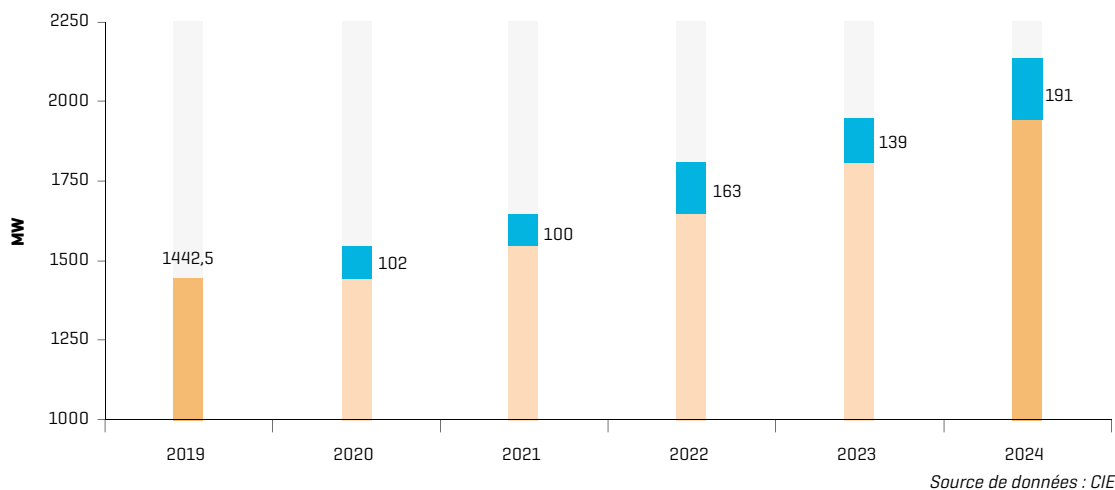
Graphique 13 : Évolution mensuelle de la pointe de consommation nationale



Graphique 14 : Évolution annuelle de la pointe de la consommation brute nationale



Graphique 15 : Évolution annuelle de la pointe additionnelle de la consommation brute nationale



La pointe de consommation nationale connaît une augmentation d'au moins 100 MW chaque année. Au cours des cinq [5] dernières années, la pointe de consommation a augmenté en moyenne de 139 MW avec un pic de 191 MW en 2024.

Au vu de cette augmentation de la demande nationale, il est primordial de mettre en service chaque année, une puissance additionnelle d'au moins 250 MW.

Par ailleurs, il est également nécessaire de maintenir une marge d'exploitation adéquate en renforçant le parc de production et les réserves des sources primaires (stock hydraulique et fourniture de gaz naturel).

5.1.6 LA CLIENTÈLE NATIONALE

En 2024, il a été enregistré 539 693 nouveaux abonnés au service public d'électricité dont 402 abonnés Haute Tension (HT) et 539 291 abonnés Basse Tension (BT).

5.1.6.1. Abonnés Haute Tension

En 2024, il a été enregistré 7 696 abonnés HT contre 7 294 en 2023, soit 402 nouveaux abonnés représentant une hausse de 5,5%. Ce taux est sensiblement égal à l'évolution moyenne des abonnés HT de 6% sur les cinq dernières années. Cette croissance est principalement due à l'amélioration continue du climat des affaires.

Le tableau suivant présente les évolutions du nombre des abonnés Haute Tension.

Tableau 5 : Évolution du nombre des abonnés en Haute Tension

TYPES D'ABONNÉS	1960	2011	2016	2020	2021	2022	2023	2024
HTA Courte utilisation			68	59	57	62	57	52
HTA Général utilisation			4 458	5 644	5 992	6 402	6 861	7 260
HTA Longue utilisation	NI ³	NI	214	263	300	310	309	312
HTB			1	4	4	4	6	7
Autres			49	55	59	61	61	65
Total Abonnés HTA et HTB	152	3 316	4 790	6 055	6 412	6 839	7 294	7 696

Source de données : CIE

5.1.6.2. Abonnés Basse Tension

En 2024, Il a été enregistré 4 580 256 abonnés BT contre 4 040 965 en 2023, soit 539 291 nouveaux abonnés représentant une hausse de 13,3% sensiblement identique à l'évolution moyenne des abonnés BT sur les cinq dernières années [13%]. Cette croissance maintenue s'explique par la poursuite du PEPT avec 418 590 branchements réalisés en 2024 et représentant 78% des nouveaux abonnés BT.

Les abonnés au tarif social 5 Ampères représentent 54% des abonnés en BT.

³ NI : Non indiquée

Les évolutions du nombre des abonnés BT sont résumées dans les tableaux suivants.

Tableau 6 : Évolution du nombre des abonnés en Basse Tension

TYPES D'ABONNÉS	1960	2011	2016	2020	2021	2022	2023	2024
Social [5 Ampères]	NI	763 118	592 189	1 285 308	1 539 531	1 857 410	2 058 971	2 475 655
Général [5 Ampères]			475 543	617 603	608 040	581 166	556 444	521 222
Général 10 Ampères et plus		215 951	389 766	781 102	866 854	962 282	1 181 846	1 329 831
Professionnels		116 982	152 777	205 181	212 401	215 351	218 730	226 952
Eclairage public		6 830	9 446	12 787	14 044	15 831	17 158	18 621
Autres		5 337	6 932	7 652	7 686	7 740	7 816	7 975
Total Abonnés BT	13 440	1 108 217	1 626 653	2 909 633	3 248 556	3 639 780	4 040 965	4 580 256

Source de données : CIE

Tableau 7 : Évolution du nombre des abonnés PEPT

TYPES D'ABONNÉS	2014	2015	2016	2020	2021	2022	2023	2024
Abonnés PEPT par an	196	31 612	143 753	254 836	202 780	251 133	261 678	418 590
Total cumulé Abonnés PEPT	196	31 808	175 561	1 022 866	1 225 646	1 476 779	1 738 457	2 157 047

Source de données : CIE

Le nombre total de bénéficiaires du PEPT sur la période 2014-2024 est de 2 157 047. Il est à noter un début timide du PEPT à sa mise en œuvre en 2014 avec 196 branchements pour atteindre plus de 100 000 dès 2016 avec une moyenne annuelle d'environ 160 000 branchements sur la période 2016-2017. En 2018 la barre des 200 000 a été atteinte avec une moyenne annuelle d'environ 230 000 branchements sur la période 2018-2023. En 2024, c'est plus de 400 000 branchements qui ont été réalisés.

5.1.7. ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ

Les indicateurs relatifs à l'accès à l'électricité de 2010 à 2024 sont présentés par le tableau suivant :

Tableau 8 : Indicateurs relatifs à l'accès à l'électricité

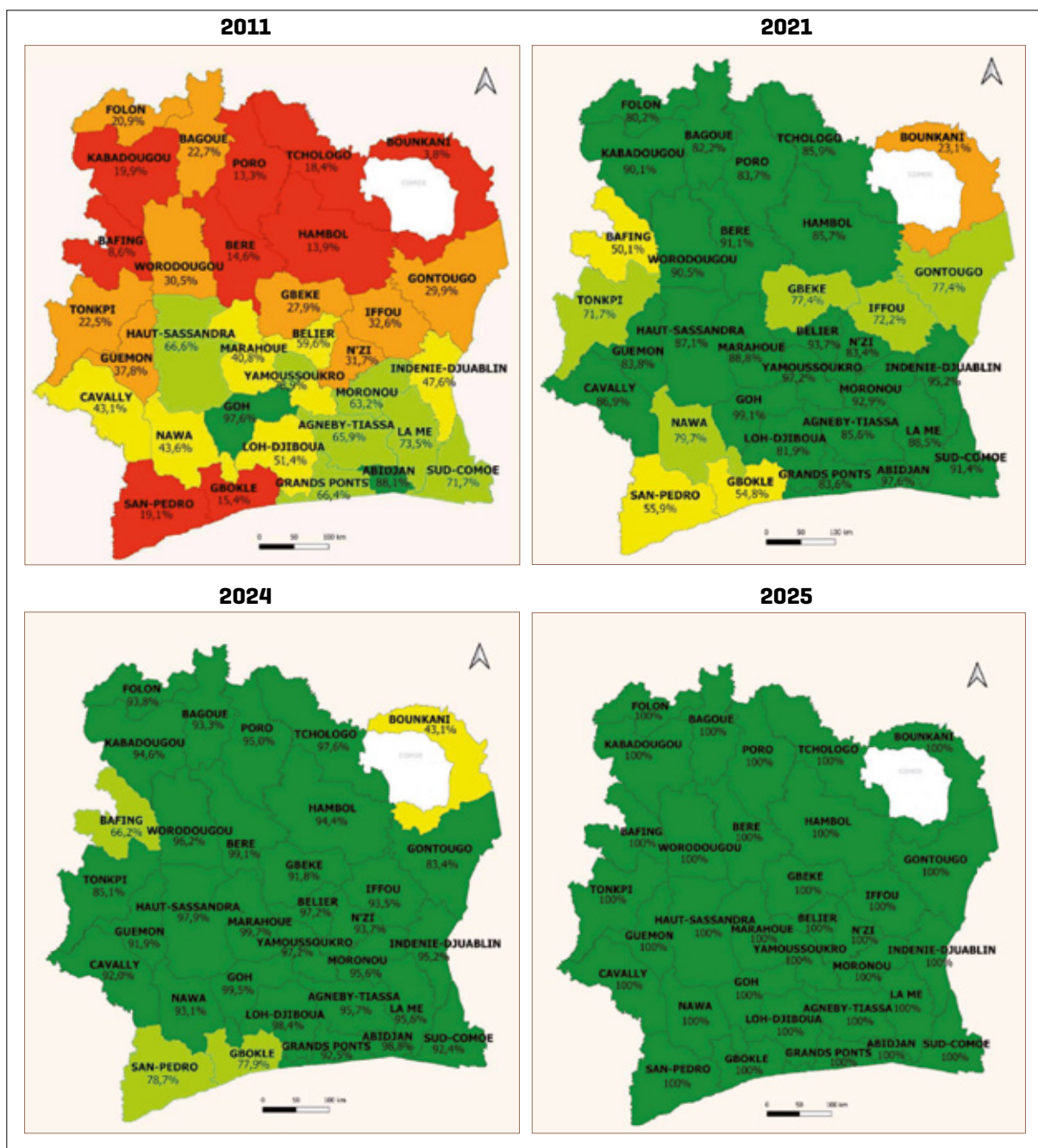
INDICATEURS	FORMULES	2011	2020	2021	2022	2023	2024
Taux de desserte	Nombre de ménages ayant l'électricité / nombre total de ménages	23%	49%	54%	59%	64%	71%
Taux de couverture	Nombre de localités électrifiées / nombre total de localités	33,5%	69%	77%	82%	88,1%	94,3%
Taux d'accès à l'électricité	Total des populations des localités électrifiées / population totale	74%	88%	92%	95%	97,2%	98,6%

Sources :

- Nombre de ménages abonnés à l'électricité : CIE
- Nombre de ménages : INS (RGPH 2021)
- Nombre de localités électrifiées : CI-ENERGIES

L'évolution de l'électrification de la Côte d'Ivoire, de 2011 à 2025, se présente comme suit :

Graphique 16 : Taux de couverture par région (2011 à 2025)



DÉCOUPAGE ADMINISTRATIF

- Région
- Aire protégée

Taux de couverture

- 0% - 20%
- 20% - 40%
- 40% - 60%
- 60% - 80%
- 80% - 100%

	2011	2021	2024	2025
Taux de couverture national	33,5%	77,01%	94,3%	100%

5.1.8. LES ÉCHANGES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

L'exportation de l'énergie électrique s'est établie à 730,42 GWh en 2024. Elle est en baisse de 30,57% comparativement à 2023 (1 052,05 GWh) en raison des longues indisponibilités de certains groupes de production, des retards accusés dans la mise en service de nouveaux ouvrages de production et de l'insuffisance de l'approvisionnement en gaz naturel.

Les besoins annuels en énergie électrique à l'exportation s'élèvent à 2 352 GWh et sont répartis comme suit :

- ⚡ SONABEL [Burkina Faso] : 800 GWh ;
- ⚡ EDM SA [Mali] : 888 GWh ;
- ⚡ EDG [Guinée] : 99 GWh ;
- ⚡ EDSA [Sierra Leone] : 150 GWh ;
- ⚡ LEC [Liberia] : 415 GWh.

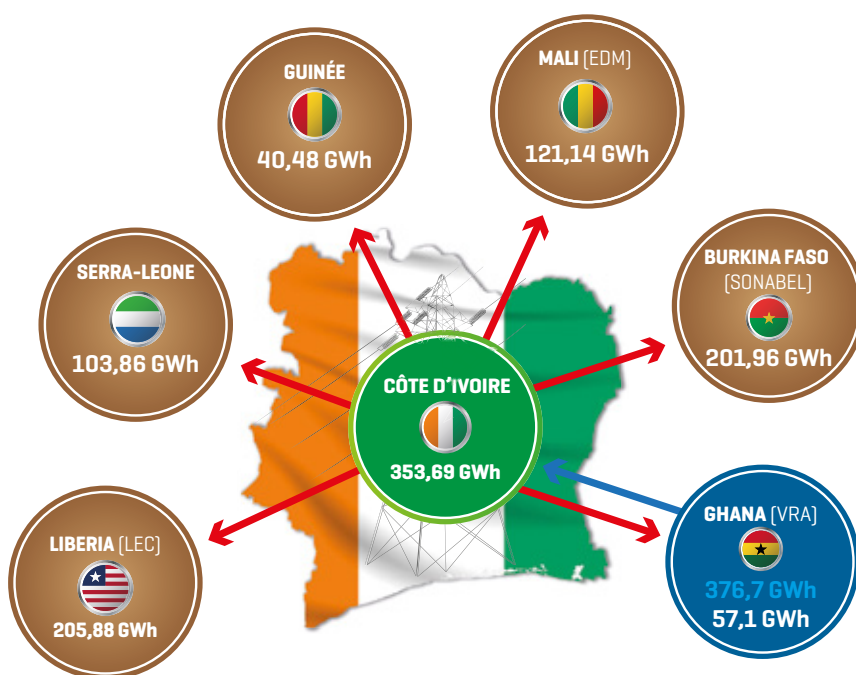
En raison des difficultés de production de l'électricité, seulement 730,42 GWh ont été exportés en 2024.

En 2024, l'importation de l'énergie électrique est de 376,73 GWh contre 264,69 GWh en 2023 en provenance du Ghana dont 334,15 GWh de GENSER qui est une société de production d'électricité implantée au Ghana.

En effet, depuis 2023, la Côte d'Ivoire a signé un contrat d'importation de l'énergie électrique avec la société GENSER.

Le solde des échanges d'énergie en 2024 s'établit à 353,69 GWh contre 783,8 GWh en 2023 soit une baisse de 54,9%. Le graphique suivant présente la situation des échanges par pays en 2024.

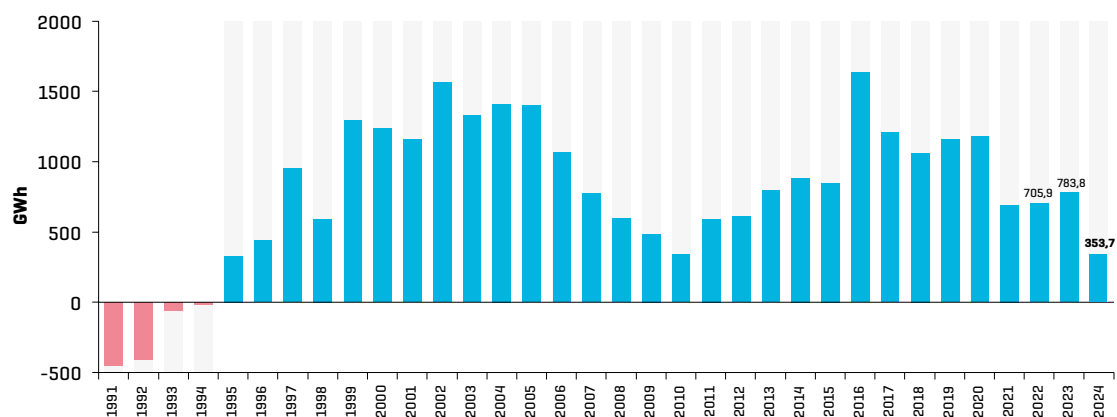
Graphique 17 : Répartition des échanges d'énergie en 2024



Source de données : CIE

L'historique des échanges d'énergie électrique [solde] est présenté par le graphique suivant.

Graphique 18 : Évolution des échanges d'énergie électrique entre la Côte d'Ivoire et les pays de la sous-région



Source de données : CIE



Utilisons Mieux Notre Énergie

POUR VOS BÂTIMENTS ET VOS ENTREPRISES...



**CHOISISSEZ L'AUDIT ÉNERGÉTIQUE :
RÉDUISEZ LE GASPILLAGE, AUGMENTEZ VOS ÉCONOMIES !**

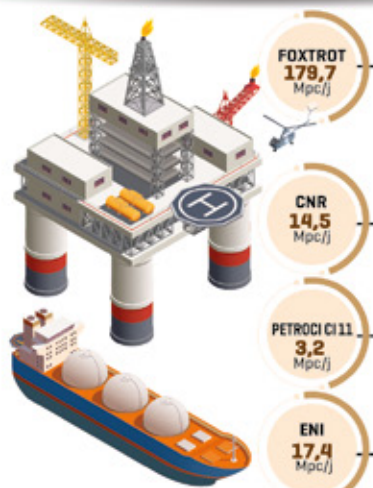



FLUX ÉNERGÉTIQUES 2024

SOURCES PRIMAIRES

PRODUCTION

GAZ NATUREL



COMBUSTIBLES LIQUIDES



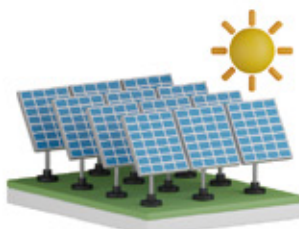
APPORTS HYDRAULIQUES



APPORTS HYDRAULIQUES (Mm3)

AYAME : **1 366,1** KOSSOU : **5 098,3**
TAABO : **3 667,6** BUYO (y compris Soubré et Gribo popoli) : **13 113,1**

SOLAIRE



47,0 Mpc/j

13,3 Mpc/j

42 Mpc/j

231 697,1 t

90,6 Mpc/j

310,2 kL

38 511,5 t

21,8 Mpc/j

2 982,5 t

70 248,9 t



ATINKOU

N : **1 740,4** GWh
B : **1 745,5** GWh

AZITO

N : **2 881,7** GWh
B : **2 941,1** GWh

EMEA

N : **1 030,0** GWh
B : **1 030,0** GWh

VRIDI

AGGREKO
N : **1 083,0** GWh
B : **1 083,0** GWh

CIE/VRIDI
N : **357,2** GWh
B : **357,9** GWh

CIPREL

N : **3 197,8** GWh
B : **3 297,9** GWh

AUTO PRODUCTEUR

N : **0,7** GWh

6 BARRAGES

AYAME 1 : **85,9** GWh
AYAME 2 : **49,3** GWh
KOSSOU : **139,1** GWh
BUYO : **655,5** GWh
FAYE : **0** GWh
TAABO : **754,7** GWh

N : **1 684,6** GWh
B : **1 690,8** GWh

SOUBRÉ

B : **1 413,4** GWh
N : **1 449,7** GWh

GRIBO-POPOLI

N : **268,7** GWh
B : **270,7** GWh

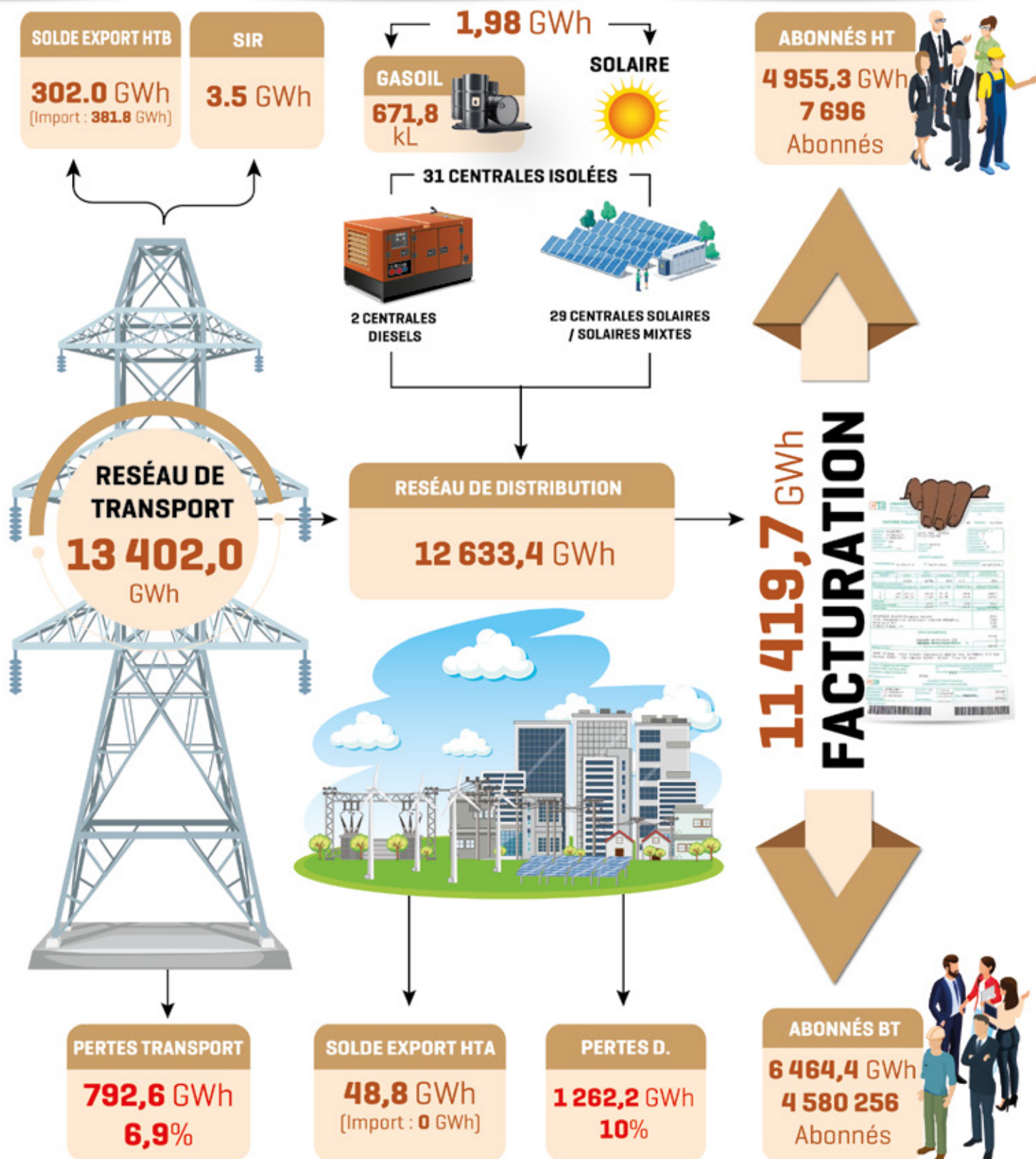
BOUNDIALI

N : **50,2** GWh
B : **51,05** GWh

TRANSPORT

DISTRIBUTION

COMMERCIALISATION



5.2 LES OUVRAGES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

5.2.1 LE RÉSEAU DE TRANSPORT INTERCONNECTÉ

5.2.1.1 Les mises en service en 2024

En 2024, le système électrique ivoirien a été renforcé à travers la mise en service de plusieurs infrastructures. Ces réalisations visent à améliorer la fiabilité et la capacité du réseau pour répondre à la demande croissante en énergie électrique.

a. Mise en service de Postes de transformation

- ✓ poste 90 kV d'Ayebo, entrée en coupure de la ligne 90 kV Ayamé 2-Abrobabro, le 18 avril 2024 : la mise en service du poste 90 kV d'Ayebo [Aboisso] permettra l'évacuation de l'énergie produite par la centrale à biomasse Biovéa, dont la mise en service est prévue au dernier trimestre 2025 ;
- ✓ poste 225 kV de Gribo-Popoli, entrée en coupure de la ligne 225 kV Soubré-San-Pedro, le 27 mai 2024 permettant l'évacuation de l'énergie produite par les groupes de la centrale de Gribo-Popoli ;
- ✓ poste 225 kV N'Douci, entrée en coupure de la ligne 225 kV Taabo-PK24-2, le 14 décembre 2024.

b. Renforcement de capacité de Postes de transformation

- ✓ Bia-Nord
 - ⚡ remplacement du transformateur 90/15 kV 36 MVA N°1 par un transformateur 90/15 kV 50 MVA, le 05 janvier 2024 ;
 - ⚡ remplacement du transformateur 90/15 kV 36 MVA N°2 par un transformateur 90/15 kV 50 MVA, le 09 janvier 2024 ;
 - ⚡ remplacement du transformateur 90/15 kV 36 MVA N°3 par un transformateur 90/15 kV 50 MVA, le 19 mars 2024.
- ✓ Yamoussoukro
 - Le poste 90kV de Yamoussoukro comprenait deux [02] transformateurs 90/30kV 40 MVA et un [01] transformateur 90/15kV 24 MVA.
 - Au cours de l'année 2024 il a été procédé à la mise en service d'un transformateur 90/15 kV 40 MVA, le 04 décembre 2024. Ainsi, le nombre de transformateur au poste 90kV de Yamoussoukro est passé de trois à quatre comme suit :
 - ⚡ deux [02] transformateurs 90/30kV 40 MVA ;
 - ⚡ un [01] transformateur 90/15kV 24 MVA ;
 - ⚡ un [01] transformateur 90/15 kV 40 MVA.
- ✓ Séguéla 1 : Remplacement du transformateur 90/15 kV 16 MVA par un transformateur 90/33 kV 40 MVA, le 10 décembre 2024.
- ✓ Ferkessédougou : Mise en service d'un second transformateur 225/90 kV 70 MVA, le 04 mars 2024.

c. Construction de lignes

- ✓ mise en service de la liaison 225 kV Taabo-Kossou N°2, le 07 décembre 2024.

5.2.1.2 Les évolutions des lignes et postes de Transport HTB

En 2024, le système électrique a enregistré 3 nouveaux postes de transformation (90 kV Ayebo, 225 kV Gribo-Popoli et 225 kV N'douci) et 142 km de lignes par la mise en service de la liaison 225 kV Taabo-Kossou N°2.

Tableau 9 : Évolution des postes de transport et lignes HTB de 2011 à 2024

TYPE D'OUVRAGES	NIVEAU DE TENSION	2011	2019	2020	2021	2022	2023	2024	ÉCART 2024-2023
Km de lignes	400 kV	-	-	-	-	-	85	85	0
	225 kV	1 849	3 337	3 751	3 936	3 938	3 983	4 125	142
	90 kV	2 597	2 825	3 452	3 453	3 458	3 484	3 484	0
	Total	4 446	6 162	7 203	7 389	7 396	7 552	7 694	142
Nombre de Postes	400 kV	-	-	-	-	-	3	3	0
	225 kV	14	22	27	29	29	29	31	2
	90 kV	31	35	38	37	38	39	40	1
	Total	45	57	65	66	67	71	74	3
Nombre de Transformateurs	400/HTB	0	0	0	0	0	4	4	0
	225/HTB	17	27	32	37	37	40	41	1
	400/HTA	0	0	0	0	0	2	2	0
	225/HTA	81	124	145	156	24	26	27	1
	90/HTA					134	140	142	2
	Total	98	151	177	193	195	212	216	4

Source de données CI-ENERGIES et CIE

5.2.2 LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

L'évolution des lignes, postes de Distribution et des foyers d'éclairage public est résumée par le tableau suivant.

Tableau 10 : Évolution des lignes, postes de Distribution et des foyers d'éclairage public de 2011 à 2024

TYPE D'OUVRAGES		2011	2019	2020	2021	2022	2023	2024	ÉCART 2024-2023
Longueur de lignes [km]	HTA	19 581	25 432	26 163	27 729	30 525	33 270	34 656	1 386
	BT	16 519	22 525	23 794	24 560	26 675	28 016	32 433	4 417
	Total lignes	36 100	47 957	49 958	52 473	57 200	61 286	67 089	5 803
Nombre de Départs HTA	Abidjan	124	215	238	264	285	299	305	6
	Intérieur	141	182	202	216	252	272	276	4
	Total Départs	265	397	440	480	537	571	581	10
Nombre de Postes	DP ¹²	NI	8 666	9 175	11 231	13 036	14 555	15 380	825
	Privés	NI	4 366	4 643	5 078	5 445	5 647	6 123	476
	Mixtes	NI	210	215	217	135	128	130	2
	Total Postes	7 712	13 242	14 033	16 526	18 616	20 288	21 633	1 345
Eclairage Public	Nombre Coffrets	6 830	11 557	12 787	14 044	15 831	17 158	18 621	1 463
	Nombre Foyers	372 671	506 025	537 465	816 588	904 321	1 016 492	1 079 931	63 439
Abonnés	Nombre d'Abonnés BT	1 108 217	2 532 418	2 909 633	3 248 556	3 639 780	4 040 965	4 580 256	539 291
	Nombre d'Abonnés HT	3 316	5 736	6 055	6 412	6 839	7 294	7 696	402
	Nombre total d'Abonnés	1 111 533	2 538 154	2 915 688	3 254 968	3 646 619	4 048 259	4 587 952	539 693

12 DP : Distribution Publique
NI : Non Indiqué

A fin 2024, le réseau électrique de distribution connaît une évolution en hausse de la longueur des lignes (67 089 km) et du nombre de postes HTA/BT (21 633) respectivement de 9,5% et 6,6% par rapport à 2023.

La baisse du nombre de Postes Mixtes de 41,01% de 2021 à 2023 est relative au programme de passage du réseau HTA aérien en souterrain principalement dans certaines communes du District Autonome d'Abidjan (Adjamé, Cocody et Marcory), dans le cadre de l'amélioration de la qualité du produit. Ceci entraîne la création de postes de Distribution Publique et le regroupement notamment des postes mixtes dont la mise en œuvre s'est accrue en 2022 et en 2023.

Le nombre total de départ HTA à fin 2024 était de 581 contre 571 en 2023 soit une augmentation de 10 nouveaux départs HTA (6 à Abidjan et 4 à l'intérieur du pays) correspondant à une hausse de 1,8%.

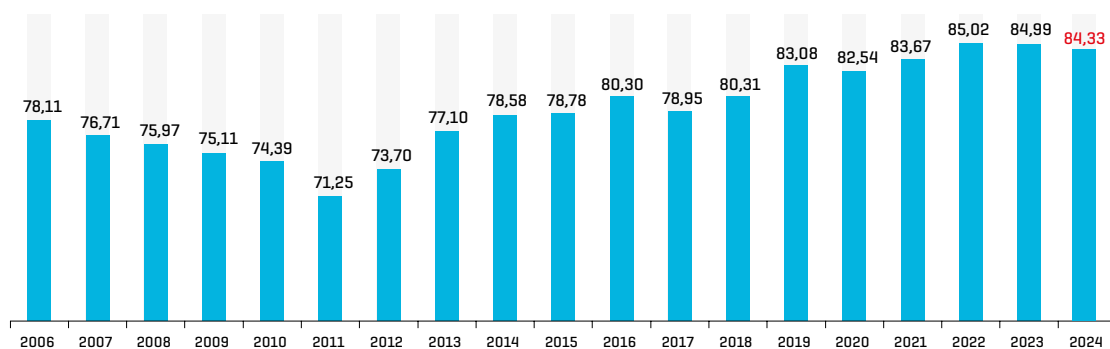
Au 31 décembre 2024, le parc de l'Éclairage Public (EP) sur l'ensemble du territoire national compte 1 079 931 foyers EP pour 18 621 coffrets EP, soit, respectivement, une hausse de 6,2% et 8,5% par rapport à 2023.

5.3 QUALITÉ DE L'EXPLOITATION

5.3.1. LE RENDEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE INTERCONNECTÉ

Le rendement global du système électrique en 2024 s'est établi à 84,33%. Il s'est dégradé de 0,66 point par rapport à celui de 2023 (84,99%). Après une hausse de 1,35 points en 2022, le système électrique connaît une légère baisse.

Graphique 19 : Évolution annuelle du rendement du système électrique [%]



Source de données : CIE

Cette baisse est due au rendement de distribution qui a régressé de 1,11 points en passant de 91,12% en 2023 à 90,01% en 2024. En revanche, le rendement du segment Transport a progressé de 93,86% en 2023 à 94,37% en 2024, soit un gain de 0,51 point.



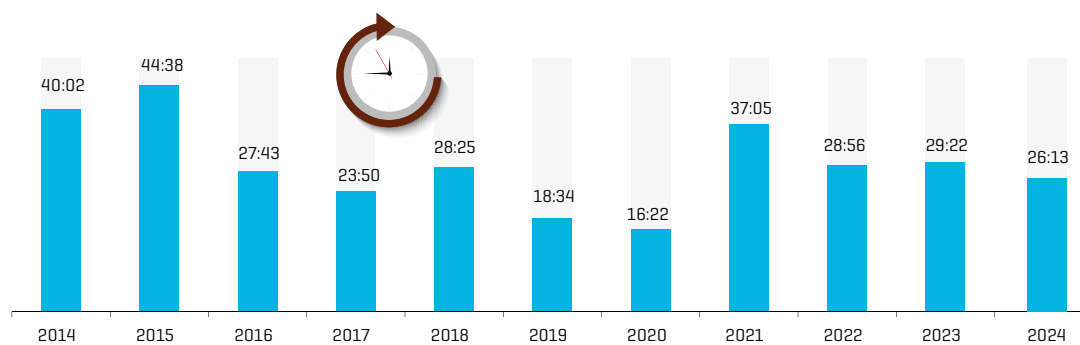
5.3.2. LA QUALITÉ DU PRODUIT

5.3.2.1. Le Temps Moyen de Coupure

a. Évolution du TMC global

Le Temps Moyen de Coupure (TMC) en 2024 s'est établi à 26h13mn. Il s'est amélioré de 03h09mn par rapport à celui de 2023 [29h22mn].

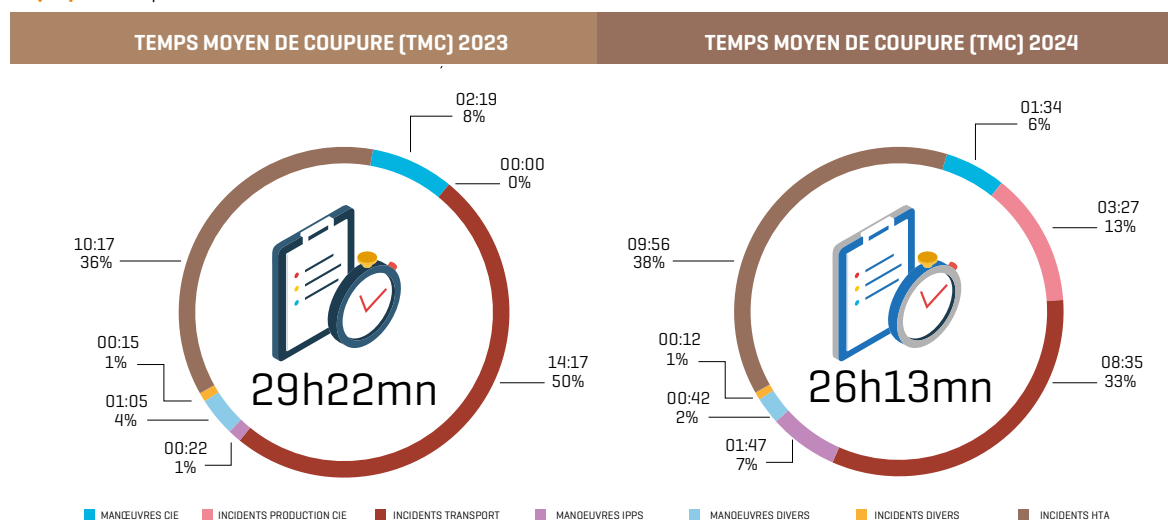
Graphique 20 : Évolution du TMC (h:mn)



Source de données : CIE

Les graphiques suivants présentent les causes qui ont impacté la continuité de la fourniture en électricité en 2023 et 2024.

Graphique 21 : Répartition du TMC de 2023 et 2024



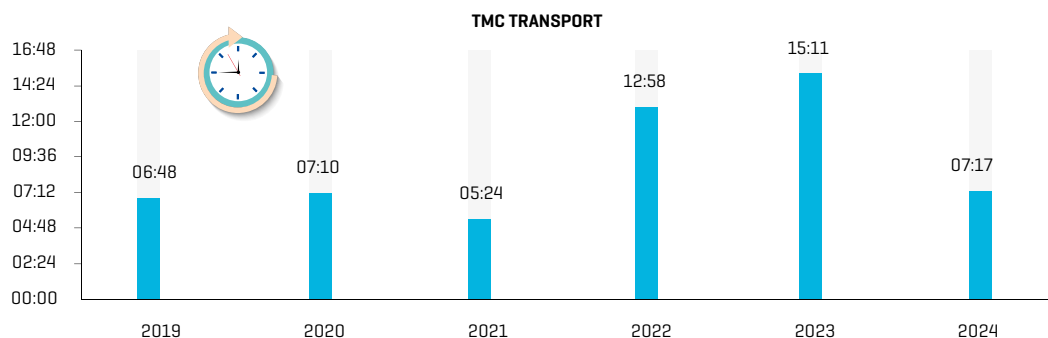
Source de données : CIE

Les segments Transport et Distribution sont les plus impactant du TMC comme les années précédentes.

b. Segment Transport

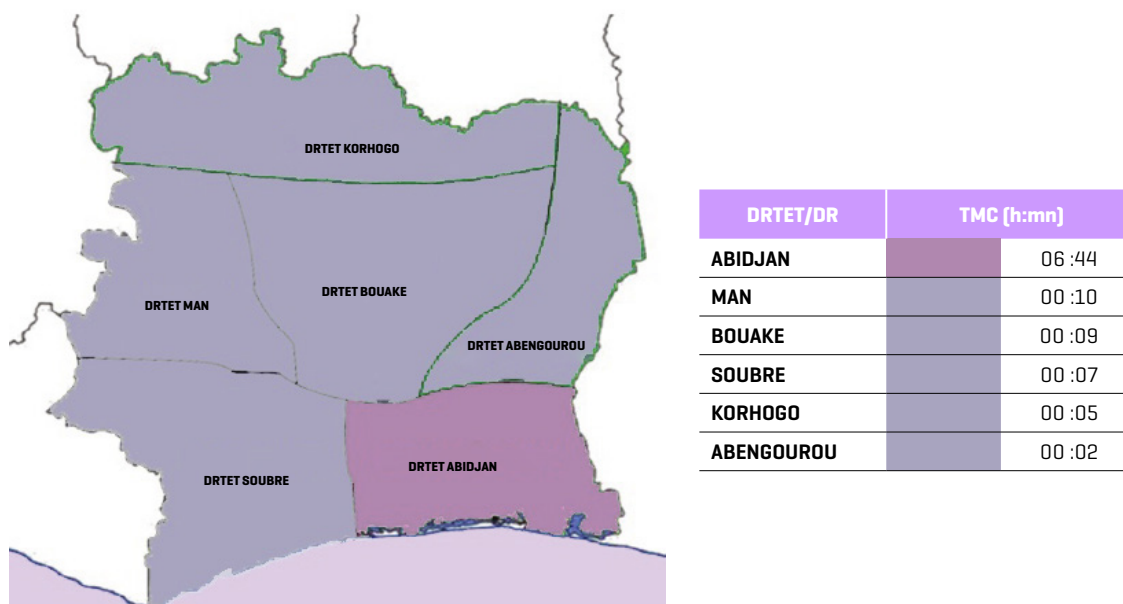
Le TMC Transport est de 07h17mn en 2024 contre 15h11mn en 2023 soit une amélioration de 07h54mn. En effet, le TMC Transport dû aux incidents réseau de transport en 2024 connaît une amélioration de 07h00mn passant de 13h23mn en 2023 à 6h23mn en 2024.

Graphique 22 : Évolution du TMC Transport (h :mn)



En termes de répartition géographique, le territoire ivoirien est subdivisé en six (6) Directions Régionales du Transport d'Énergies et de la Télécommunication (DRTET). Il s'agit de DRTET Abengourou, Abidjan, Bouaké, Korhogo, Man et Soubré. La DRTET d'Abidjan a enregistré à elle seule 92,4% du TMC Transport (07h17mn).

Graphique 23 : Répartition du TMC Transport 2024 par DRTET/CIE



c. Segment Distribution

Concernant le segment Distribution, le TMC enregistré est de 10h36mn en 2024 contre 10h48mn en 2023 soit une amélioration de 12mn. Le réseau de distribution d'Abidjan a été la source de 28% du TMC distribution.

En 2024, 71 incidents majeurs HTA [Incident dont l'END est supérieure ou égale à 10 MWh] avec un TMC de 00h53mn ont été enregistrés. En 2023, il a été enregistré 87 incidents majeurs HTA pour un TMC de 01h31mn. Le nombre d'incidents majeurs HTA a baissé de 18% avec une amélioration du TMC y relatif de 0h38mn.

Les 10 départs HTA les plus perturbés en 2024 ont été identifiés sur la base des critères suivants :

- ✂ nombre de déclenchements ;
- ✂ volume d'Énergie Non Distribuée (END) après déclenchement ;
- ✂ durée d'indisponibilité après déclenchement.

❖ Critère : nombre de déclenchements

N°	POSTES HTB	DÉPARTS HTA	NOMBRE DE DÉCLENCHEMENTS
1	AGBOVILLE	33kV AZAGUIE	992
2	PK24	33kV ATTINGUIE	919
3	FERKESSEDOUGOU	33kV OUANGOLO	845
4	MARABADIASSA	33kV ANDOKOI	769
5	PK24	33kV EBIMPE	675
6	DIMBOKRO	33kV TOUMODI	577
7	AGBOVILLE	33kV ADZOPE	474
8	TABOTH 400	33kV ALLADJAN	364
9	SEREBOU	33kV PRIKRO	254
10	DIMBOKRO	33kV M'BAHIAKRO	129

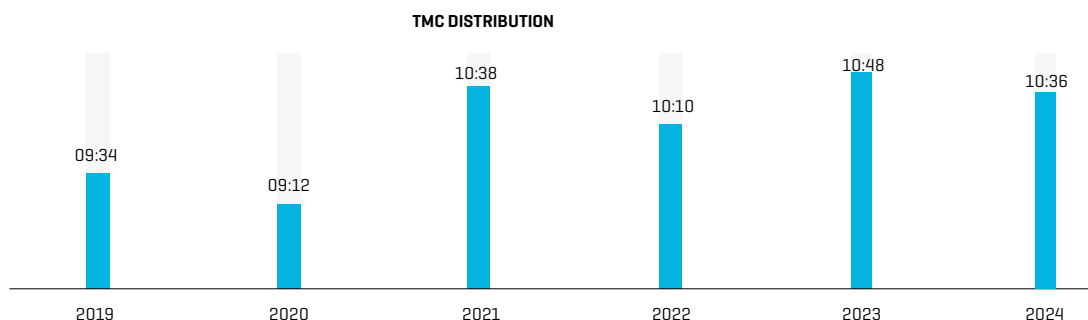
❖ Critère : volume de l'END générée après déclenchement

N°	POSTES HTB	DÉPARTS HTA	END (MWh)
1	FERKESSEDOUGOU	33kV OUANGOLO	293
2	SAN-PEDRO	33kV FAYE	284
3	TABOTH 400	33kV ALLADJAN	265
4	PK24	33kV EBIMPE	262
5	DIMBOKRO	33kV TOUMODI	248
6	BOUNDIALI	33kV TINGRELA	240
7	DABOU	33kV SIKENSI	220
8	AGBOVILLE	33kV ADZOPE	200
9	DIVO	33kV YOCOBOUET	199
10	SAN-PEDRO	33kV GRAND BEREBY	199

❖ Critère : durée de l'indisponibilité après déclenchement

N°	POSTES HTB	DÉPARTS HTA	DURÉE (mn)
1	MAN	33kV DUEKOUÉ	231
2	AGBOVILLE	33kV AZAGUIE	199
3	ATTAKRO	33kV ARRAH	199
4	YAMOOUSSOUKRO	33kV ONEP	143
5	PK24	33kV ATTINGUIE	134
6	KORHOGO	33kV TORTIYA	132
7	DIMBOKRO	33kV M'BAHIAKRO	128
8	YAMOOUSSOUKRO	33kV ZAAKRO	128
9	TREICHVILLE	15kV CIMIVOIRE	124
10	TREICHVILLE	15kV SOCIMAT	113

Graphique 23 : Évolution du TMC Distribution (h:mn)

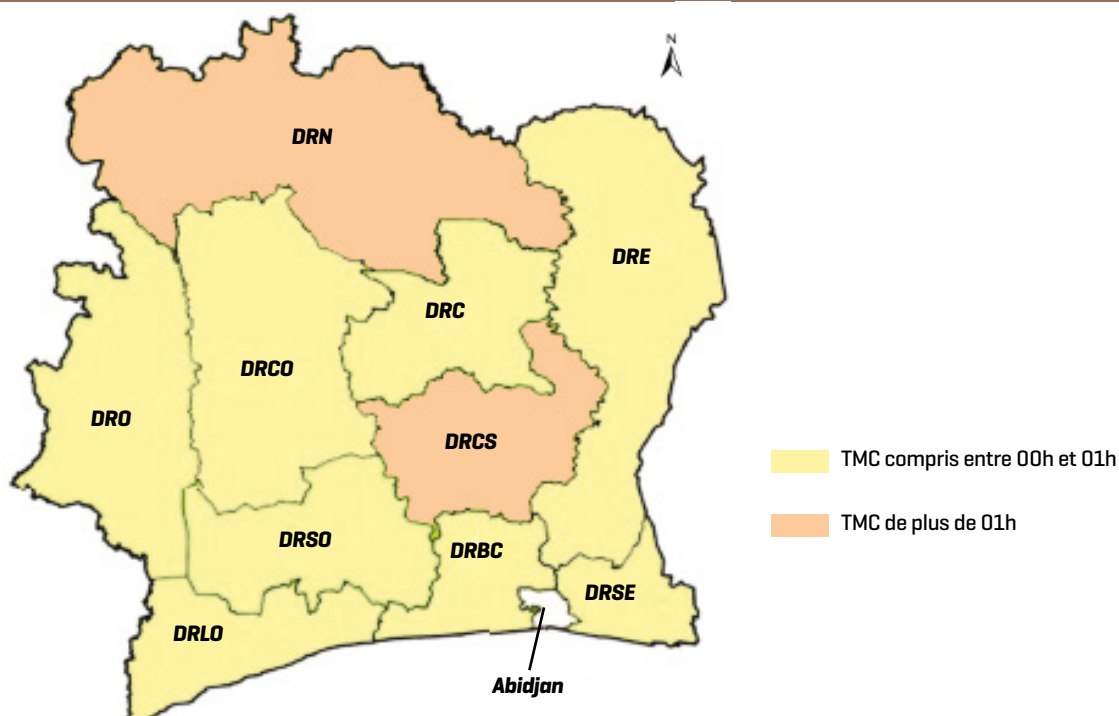


Graphique 24 : Répartition du TMC Distribution par DR/CIE

TMC DES DR DISTRIBUTION/CIE DU DISTRICT AUTONOME D'ABIDJAN



TMC DES DR DISTRIBUTION/CIE HORS DISTRICT AUTONOME D'ABIDJAN



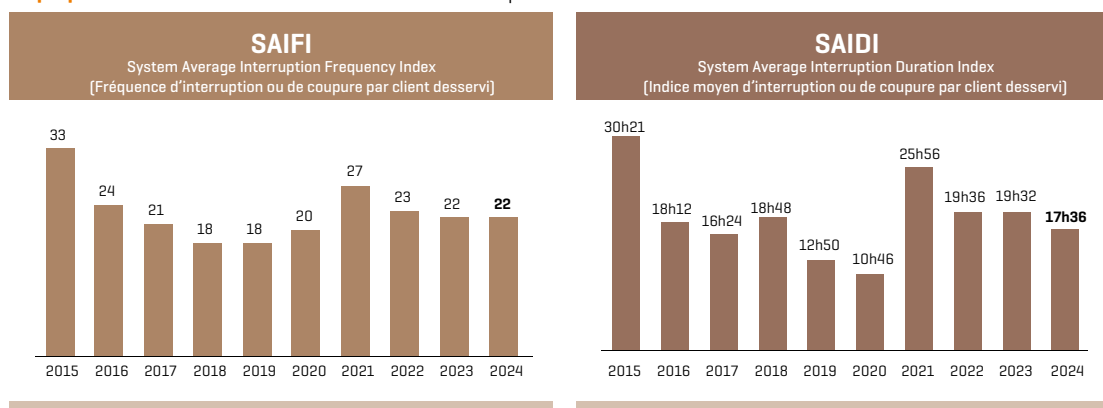
5.3.2.2. Indicateurs SAIFI et SAIDI

Le SAIFI représente l'indice de fréquence moyenne de l'interruption de l'électricité par abonné et le SAIDI correspond à l'indice de durée d'interruption de la fourniture d'électricité par abonné.

Les graphiques suivants présentent l'évolution de ces indicateurs, aussi bien sur le plan national que sur le District Autonome d'Abidjan.

a. Sur le plan national

Graphique 25 : Évolution des indicateurs SAIFI et SAIDI sur le plan national



Au plan national, à fin 2024, l'indice SAIDI est de 17h36mn contre 19h32mn en 2023 soit une baisse de 01h56mn.

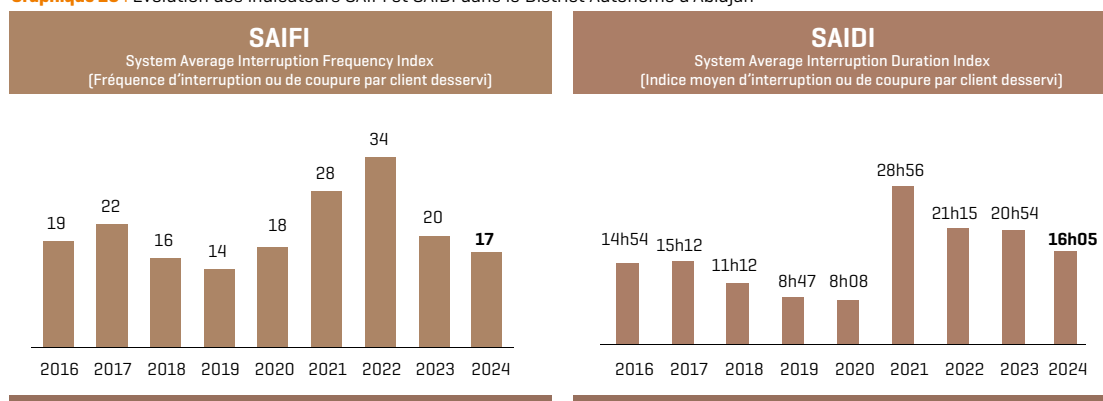
Toutefois, sur les cinq [5] dernières années, le SAIDI n'a pas encore atteint le meilleur score enregistré en 2020 [10h46mn].

Concernant l'indice de fréquence moyenne de l'interruption de l'électricité par abonné [SAIFI], il est de 22 interruptions, identique à celui de 2023.

Sur les cinq [5] dernières années, on note une moyenne de 23 interruptions par an par abonné au niveau du SAIFI et un meilleur résultat enregistré en 2020 avec 20 interruptions.

b. Au niveau du District Autonome d'Abidjan

Graphique 26 : Évolution des indicateurs SAIFI et SAIDI dans le District Autonome d'Abidjan



Dans le District Autonome d'Abidjan, force est de constater une baisse de 15% du nombre d'interruptions par rapport à l'année 2023. L'indicateur SAIDI quant à lui connaît également une amélioration de 04h49mn comparativement à 2023.

Le SAIDI 2020 et le SAIFI 2024 figurent comme les meilleurs résultats enregistrés sur les cinq (5) dernières années.

Il est nécessaire de mener les actions idoines en vue de faire baisser les fréquences et les durées des coupures. Il s'agit notamment de :

- ✓ renforcer la qualité de l'exploitation et de la maintenance ;
- ✓ s'assurer de la bonne implémentation et de la coordination des protections ;
- ✓ renforcer le parc de production et le réseau électrique.

5.3.2.3. Incidents majeurs

L'année 2024 a été marquée par douze (12) incidents majeurs HTB dont un déclenchement général (manque tension dans tous les postes HTB) observé le jeudi 20 juin 2024 à 13h52, consécutivement à la rupture du Tendu de la phase 11 du départ 90 kV Bia Nord N°1 au poste 225 kV d'Abobo. En revanche, quatorze (14) incidents majeurs HTB ont été enregistrés en 2023 dont un déclenchement général survenu le 24 février 2023 à 07h50 suite au piochage de câble de la ligne 90 kV Abobo-Plateau. Le TMC dû aux incidents majeurs est passé de 12h31 en 2023 à 07h38 en 2024, soit une amélioration de 04h53.

Le tableau ci-dessous résume les 12 incidents HTB enregistrés en 2024 :

Tableau 11 : Incidents majeurs HTB de 2024

ORDRE	DATE	CAUSES	IMPACTS
01	02 avril 2024 à 23h04	Déclenchement des lignes 90 kV Vridi-BIA SUD1 et 2 par PX zone 1	Manque tension à Anoumabo et Bia Sud
02	10 mai 2024 à 12h31	Amorçage d'un camion grue sur la liaison 90 kV Abobo-Bongo.	Manque tension dans plusieurs postes sources
03	28 mai 2024 à 07h58	Défaut biphasé sur les phases 11 et 7 du Sectionneur d'Aiguillage n°1 du départ 90 kV Plateau au poste d'Abobo lors des manœuvres d'aiguillage sur le jeu de barres n°1 pour travaux au Poste	Manque tension partiel sur le réseau 90 kV d'Abidjan
04	20 juin 2024 à 13h52	Défaut barre 90 kV au poste d'Abobo causé par la rupture du tendu de la phase 11 du départ Bia Nord N°1	Manque tension dans tous les postes 400 kV, 225 kV et 90 kV (Déclenchement Général)
05	14 juillet 2024 à 17h02	Défaut barres 225 kV au poste 225 kV de Vridi causée par l'explosion d'un parafoudre du transformateur 225/90 kV 70 MVA n°2	Manque tension dans plusieurs postes 400 kV, 225 kV et 90 kV
06	17 juillet 2024 à 14h26	Perte des groupes d'Azito et d'Atinkou suite à la synchronisation non concluante de la liaison 225 kV Bingerville-Prestea	Fonctionnement Mini fréquence
07	24 juillet 2024 00h48	Déclenchement de la ligne 225 kV Vridi-Azito consécutif à une rupture de conducteur sur ladite ligne	Manque tension dans 38 Postes
08	11 août 2024 à 23h12	Déclenchement du départ 225 kV Bouaké 2 au poste de Kossou par protection différentielle	Manque tension dans plusieurs postes sur le Réseau intérieur
09	21 août 2024 à 03h29	Défaut barre 90 kV enregistré au Poste d'Abobo à la suite d'un amorçage sur la liaison 90 kV Abobo-Dabou.	Manque tension au Poste 90 kV Dabou
10	22 août 2024 à 22h54	Explosion du parafoudre sur la grille HTA du transformateur 225/33 kV 60 MVA n°1 au poste 225 kV de PK24. Cette explosion a occasionné un faux défaut barres 225 kV au poste 225 kV de PK24 engendrant ainsi les déclenchements des départs encadrants	Manque de tension dans les postes 400 kV de Taboth et 225 kV de PK24, et la séparation des réseaux électriques Abidjan et Intérieur.
11	13 septembre 2024 à 23h12	Déclenchement de la ligne 225 kV Taabo-Kossou provoqué par une avarie d'isolateurs.	Manque tension dans 14 Postes sur le réseau intérieur
12	08 octobre 2024 à 09h00	Déclenchement des disjoncteurs 225 kV et 90 kV du transformateur 225/90kV 100 MVA 2 par Maxi I au poste de Yopougon 2, pendant les travaux de correction RTH (Révision Thermo vision)	Manque tension sur les départs au poste de Yopougon 2

L'analyse de ces incidents montre une prédominance de causes liées à la défaillance des équipements soit 92,7% des END, en lien avec la qualité de la maintenance des ouvrages notamment aux Postes HTB/HTA d'Abobo et de Vridi, puis la conduite du réseau « fonctionnement du plan de défense, surveillance du réseau » qui représente 4,5% et enfin le dysfonctionnement des protections avec 1,8%.

Il est nécessaire de renforcer la qualité de l'exploitation et de la maintenance des ouvrages, à l'effet de réduire les incidents sur le réseau.

En 2023, le système électrique a enregistré plusieurs incidents majeurs, notamment au premier semestre. Cette situation a amené l'Autorité Concédante à commanditer des audits réalisés par le consultant ARTELIA.

Les audits ont porté sur les sujets suivants :

- ✂ l'Analyse des incidents majeurs ;
- ✂ le Plan de Protection ;
- ✂ la Maintenance ;
- ✂ le Plan de Défense.

A fin 2024, le taux de mise en œuvre des recommandations issues de ces audits est évalué à 62%. L'état de mise en œuvre de ces recommandations est présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 12 : Suivi des recommandations des audits

NATURE AUDIT TECHNIQUE	ÉCARTS DÉTECTÉS	RECOMMANDATIONS	ÉTAT D'AVANCEMENT
Analyse des incidents survenus entre le 24 Février et le 7 mars 2023.	Des dysfonctionnements au niveau du système de protections des ouvrages de transport du réseau électrique sont à l'origine des incidents majeurs enregistrés. Il s'agit particulièrement des problèmes de sélectivité, des anomalies constatées dans les systèmes de protections et le dysfonctionnement ou absence de dispositif de détection de défaillance disjoncteur.	Installer des protections différentielles barre dans les postes sensibles. Réaliser au préalable un calcul du courant de défaut homopolaire dans chaque poste pour vérifier si la protection différentielle de barre sera capable de détecter ce courant de défaut.	35% La protection différentielle a été entièrement installée au poste de Yopougon1 en 2024. Il reste à finaliser son installation dans les postes de Vridi, Abobo, Riviera, Bia-Sud et Bia-Nord.
Plan de protection du système électrique ivoirien.	Le faible taux de mise en œuvre actuel du plan de protection, ainsi que les dysfonctionnements constatés au niveau du système de protection, ne permettent pas de garantir la sûreté de fonctionnement du système électrique ivoirien.	Lancer une campagne de contrôle de l'ensemble des travées du réseau et aligner les fonctions et paramètres des protections à la doctrine du plan de protection établie en 2016. Accélérer le déploiement du programme de mise en conformité des protections en privilégiant les postes sensibles.	100%
Maintenance des équipements HT et BT.	Des difficultés d'accès au logiciel de Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur (GMAO) ont été rencontrées sur le terrain. Des problèmes de liaison et de communication sont constatés entre les postes et le serveur. De plus, il est impossible d'extraire les rapports de maintenance de la GMAO avec la version actuelle du logiciel. L'intégration des différentes phases de préparation et d'intervention dans l'outil [GMAO] sont problématiques. Il est nécessaire de retrouver dans la GMAO le même niveau de qualité et de suivi de la maintenance mené avant sa mise en œuvre informatique.	Faire évoluer la GMAO pour permettre de renseigner de façon précise et qualitative (avec notamment le relevé des mesures) les rapports de maintenance et de pouvoir extraire rapidement l'historique des actions de maintenance réalisées sur un équipement en particulier.	81% Audit GMAO terminé. Paramétrage du logiciel en cours. Les étapes restantes sont : • migration de la GMAO vers la nouvelle version; • formation des membres de l'équipe projet; • validation des états spécifiques; • mise en production de la nouvelle version.

NATURE AUDIT TECHNIQUE	ÉCARTS DÉTECTÉS	RECOMMANDATIONS	ÉTAT D'AVANCEMENT
Plan de défense	Plan de défense, bien qu'adéquat, ne permet pas de limiter la profondeur des incidents majeurs	Mettre à jour le plan de défense en considérant les dernières évolutions de la topologie du réseau et les mises en service à venir dans les trois prochaines années, conformément au cycle de révision prévu. Il sera en particulier nécessaire de : a. Vérifier si la création des îlots telle que prévue dans le PDRI actuel est toujours pertinente. En se basant sur les simulations réalisées, il est possible dans la plupart des cas d'éviter un incident généralisé suite à une perte de production importante sans séparer le réseau en deux îlots. Dans le cas où les îlots sont conservés, il conviendra de prendre en compte le raccordement des futures centrales de production sur le réseau afin de définir correctement les îlots. b. Mettre à jour le critère courant du plan de défense en considérant les contraintes actuelles suite à l'évolution du réseau, du parc de production et de la consommation. Les automatismes qui seront proposés devront être installés sur les ouvrages tant que les différents renforcements prévus afin de résoudre les contraintes ne soient mis en service. c. Étudier la pertinence de créer un seuil de fréquence différent pour la création des îlots et le déclenchement des interconnexions (si les îlots sont maintenus dans le prochain plan de défense).	15% Cahier de charge rédigé et transmis au consultant RTEi afin de transmettre son offre.

Le suivi de la mise en œuvre des recommandations est joint en annexe 16

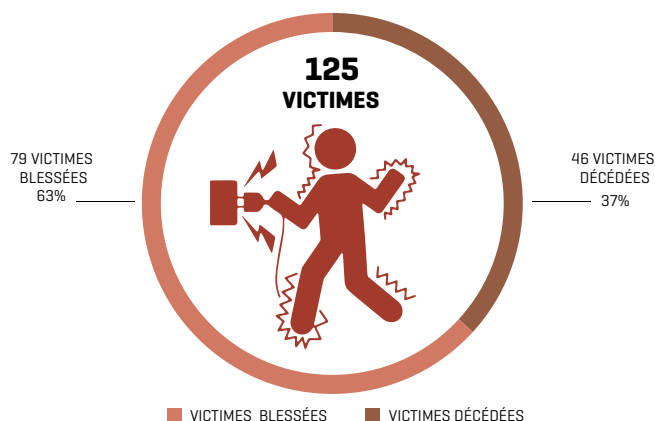
5.3.3. LES SINISTRES CORPORELS

En 2024, les statistiques communiquées par l'Exploitant font état de :

- ✓ 90 accidents corporels contre 65 à la même période de 2023 soit une hausse de 38,5% ;
- ✓ 39 accidents corporels ayant causé des pertes en vie humaine, représentant 43,3% du nombre total d'accidents corporels et une hausse de 11% des accidents avec pertes en vie humaine par rapport à 2023 ;
- ✓ 125 victimes d'accidents corporels contre 88 en 2023, soit une hausse de 42%;
- ✓ 46 victimes décédées contre 37 sur la même période de 2023 soit une hausse de 24,3%.

Le graphique suivant présente les types de victimes de 2024.

Graphique 27 : Répartition par type de victimes en 2024



Source de données : CIE

Ces accidents ont été occasionnés sur les ouvrages concédés et les installations intérieures des abonnés selon la répartition suivante :

- ✓ ouvrages du réseau HTB, 03 accidents contre 04 en 2023 soit une baisse de 25% ;
- ✓ ouvrages du réseau HTA, 53 accidents contre 37 en 2023 soit une hausse de 43% ;
- ✓ ouvrages du réseau BT, 09 accidents contre 05 en 2023 soit une hausse de 80% ;
- ✓ installations intérieures des abonnés, 25 accidents contre 19 en 2023 soit une hausse de 32%.

Il est à relever que seul le nombre des accidents sur les ouvrages HTB est en baisse. Le tableau ci-dessous présente la répartition des sinistres et des victimes par type d'ouvrages en 2024.

Tableau 13 : Répartition des sinistres et victimes par type d'ouvrages en 2024

TYPES D'OUVRAGES	SINISTRES		VICTIMES		VICTIMES DÉCÉDÉES		VICTIMES BLESSÉES		RATIO VICTIMES/ SINISTRE	RATIO DÉCÈS/ SINISTRE
	NOMBRE	[%]	NOMBRE	[%]	NOMBRE	[%]	NOMBRE	[%]		
Ouvrages du réseau HTB	3	3,3	11	8,8	5	10,9	6	7,6	3,7	1,7
Ouvrages du réseau HTA	53	58,9	76	60,8	17	37,0	59	74,7	1,4	0,3
Ouvrages du réseau BT	9	10,0	9	7,2	3	6,5	6	7,6	1,0	0,3
Installations intérieures	25	27,8	29	23,2	21	45,7	8	10,1	1,2	0,8
Total	90	100	125	100	46	100	79	100	1,39	0,51

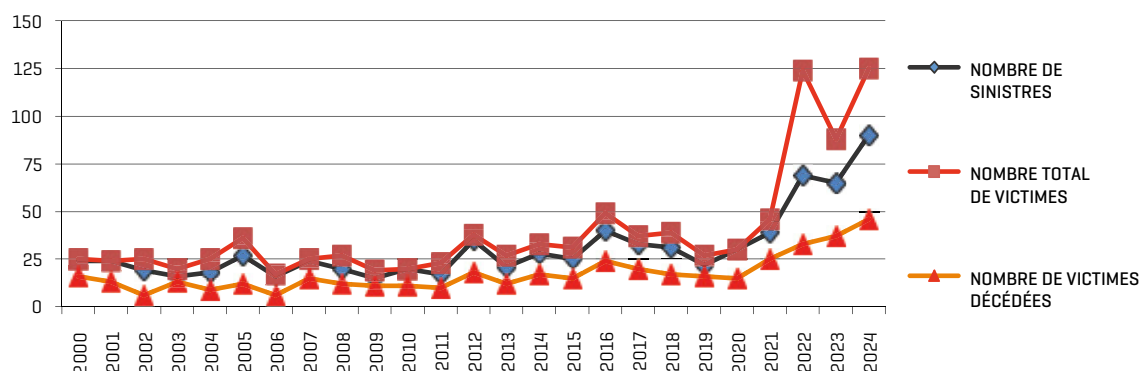
Pour rappel, la situation des victimes d'accidents corporels d'origine électrique depuis 2018 se présente comme suit :

Tableau 14 : Évolution du nombre des sinistres et victimes depuis 2018

EXERCICES	SINISTRES	VICTIMES	RATIO VICTIMES/ SINISTRE	VICTIMES DÉCÉDÉES	
				NOMBRE	%
2018	31	39	1,3	17	44
2019	22	27	1,2	16	59
2020	30	30	1	15	50
2021	39	46	1,2	25	54
2022	69	124	1,8	33	27
2023	65	88	1,4	37	42
2024	90	125	1,4	46	37

Le graphique suivant indique l'évolution du nombre de sinistres et de victimes.

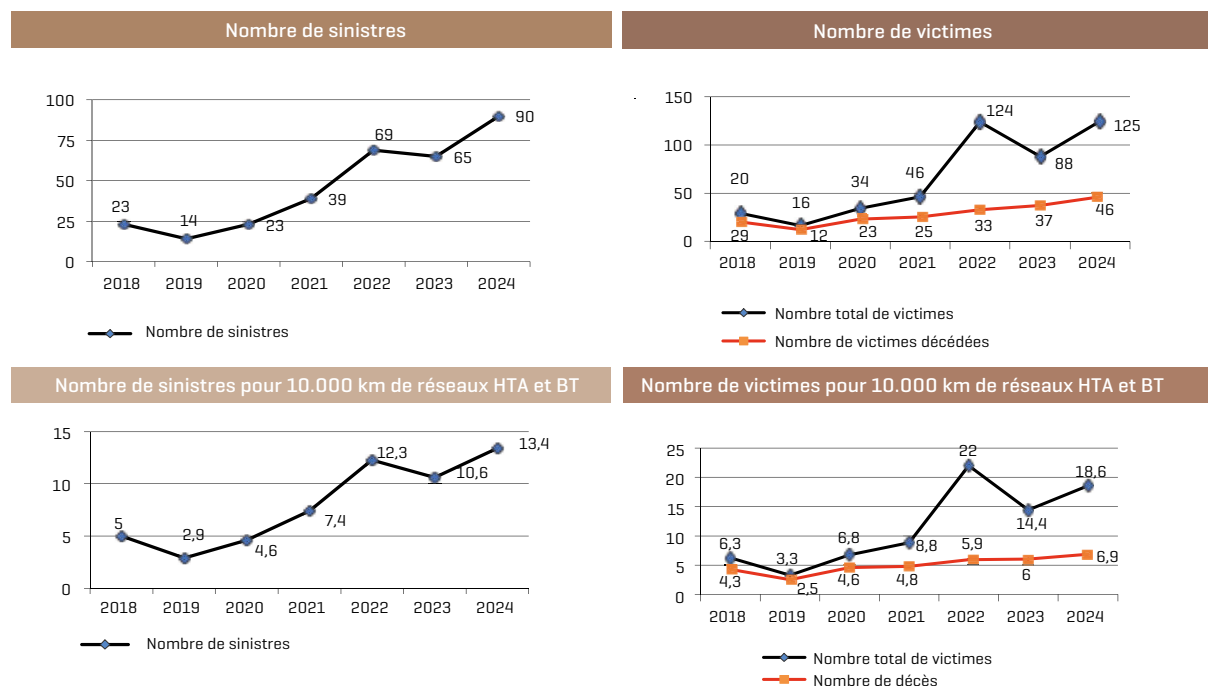
Graphique 28 : Évolution du nombre des sinistres et des victimes



Le nombre de sinistres et de victimes est en constante progression depuis 2019 avec des pics atteints en 2022 et 2024. Le nombre de victimes décédées évolue à la hausse depuis 2020 pour atteindre 46 décès en 2024.

L'évolution annuelle du nombre des sinistres et de victimes se présente comme suit :

Graphique 29 : Évolution du nombre des sinistres et des victimes de 2018 à 2024



La répartition des causes ayant engendré les sinistres enregistrés en 2024 est résumée par le tableau suivant.

Tableau 15 : Répartition des causes des sinistres de 2024 par problématique

PROBLÉMATIQUES MAJEURES	OUVRAGES/ SEGMENTS	CAUSES	NOMBRE DE SINISTRES	NOMBRE DE VICTIMES	
				TOTAL	DÉCÉDÉES
Méconnaissance ou négligence des usagers face aux dangers des installations électriques	Installations intérieures	Vandalisme	1	1	1
	Installations intérieures	Défaillance installations intérieures	15	19	13
	Installations intérieures	Installations anarchiques	5	5	4
	Réseau BT	Accès délibéré aux ouvrages	1	1	1
	Réseau BT	Tube galvanisé de branchement sous tension	5	5	4
	Réseau HTA	Accès délibéré aux ouvrages	10	10	5
	Réseau HTA	Rupture de conducteur HTA	1	1	0
	Total		38	42	28
Méconnaissance de la réglementation en matière de travaux à proximité des ouvrages électriques	Réseau HTA	Travaux à proximité HTA	31	40	10
	Réseau HTB	Travaux à proximité HTB	2	2	0
	Total		33	42	10
Exploitation & Maintenance	Réseau BT	Défaillance matériels	7	7	1
	Réseau HTA	Défaillance matériels	11	25	2
	Réseau HTB	Rupture de conducteur HTB	1	9	5
	Total		19	41	8
Total			90	125	46

En 2024 ainsi que les années précédentes, l'analyse des causes des sinistres enregistrés met en exergue 3 problématiques majeures qui sont :

- ✓ la méconnaissance de la réglementation en matière de travaux à proximité des ouvrages électriques par certains professionnels du BTP ;
- ✓ les insuffisances de la maintenance des ouvrages concédés ;
- ✓ la méconnaissance ou la négligence des usagers face aux dangers des installations électriques.

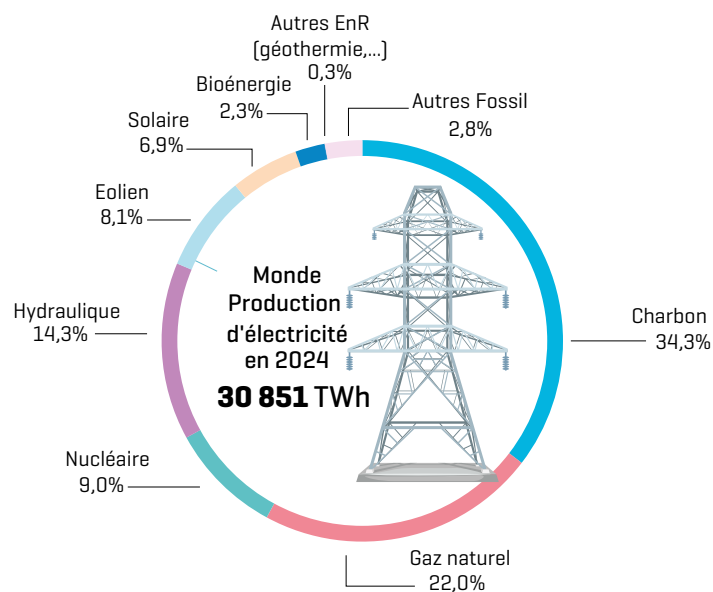
Il est donc nécessaire de :

- ✓ sensibiliser les professionnels notamment du BTP au respect de la réglementation en matière de travaux à proximité des ouvrages électriques ;
- ✓ renforcer la maintenance des ouvrages concédés ;
- ✓ sensibiliser la population et les usagers sur la dangerosité des installations électriques ;
- ✓ améliorer l'isolation des tubes galvanisés de branchement.

5.3.4 L'EMPREINTE CARBONE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2024, le mix énergétique mondial des sources primaires, en matière de production d'électricité, est dominé par le charbon et le gaz naturel, comme l'indique le graphique suivant :

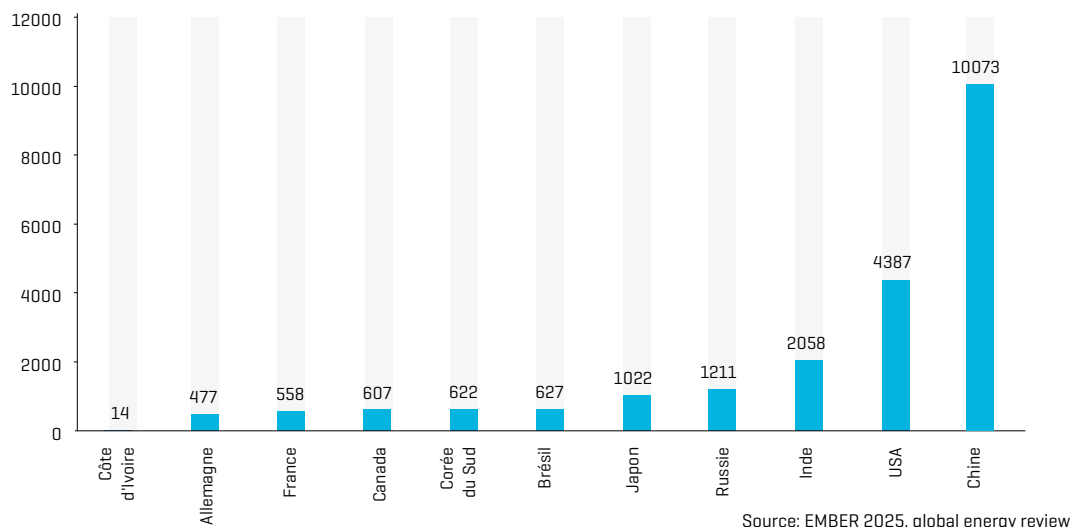
Graphique 30 : Mix énergétique mondial 2024



Source: EMBER 2024, global energy review

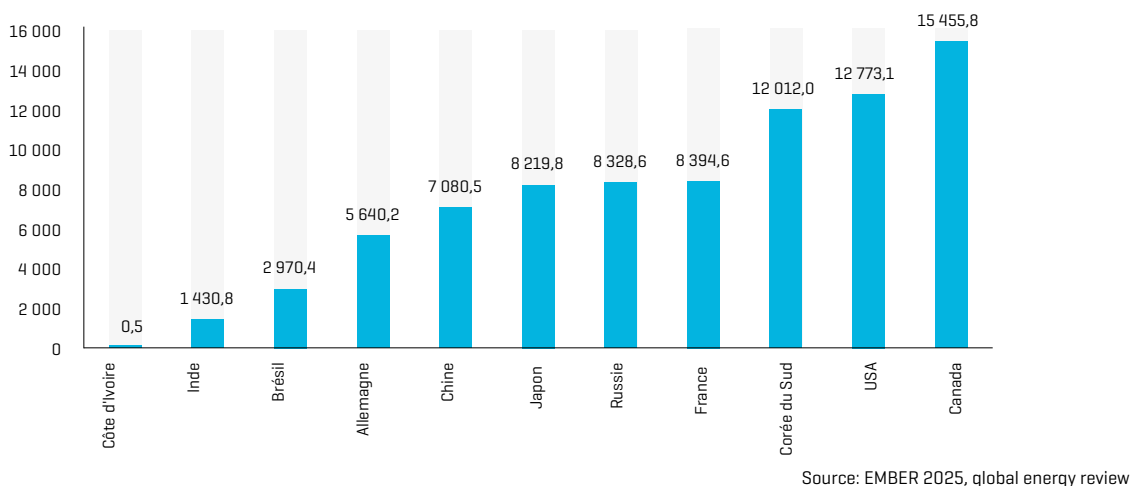
Les 10 pays ayant les productions les plus importantes et la Côte d'Ivoire sont représentés dans le graphique ci-dessous :

Graphique 31 : TOP 10 des pays producteurs d'électricité en TWh et la Côte d'Ivoire en 2024



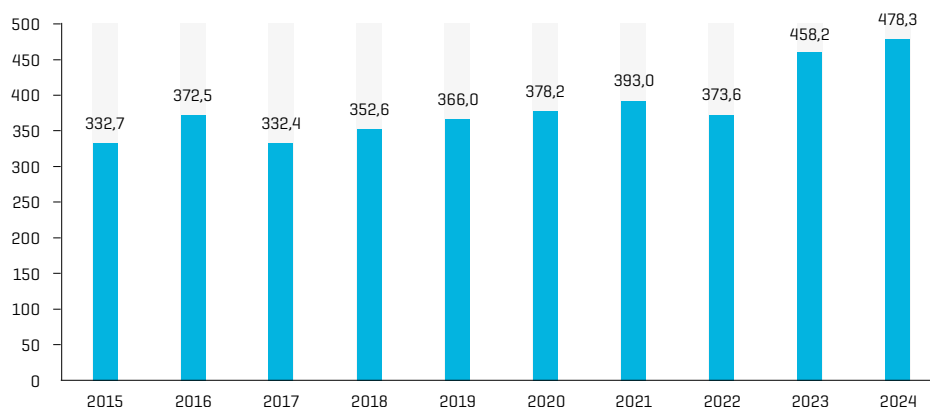
La production d'énergie mondiale est dominée par les pays développés économiquement avec une prépondérance de la Chine. Ils disposent d'un tissu industriel dense. Certains pays émergents, avec un important niveau d'industrialisation et une forte densité de population (Inde, Brésil), font partie des plus grands producteurs d'énergie.

Graphique 32 : Consommation moyenne par habitant du TOP 10 des pays producteurs d'électricité et de la Côte d'Ivoire en 2024 (MWh)



En raison d'une population relativement faible et d'une forte industrialisation, le Canada a la consommation d'électricité par habitant la plus élevée.

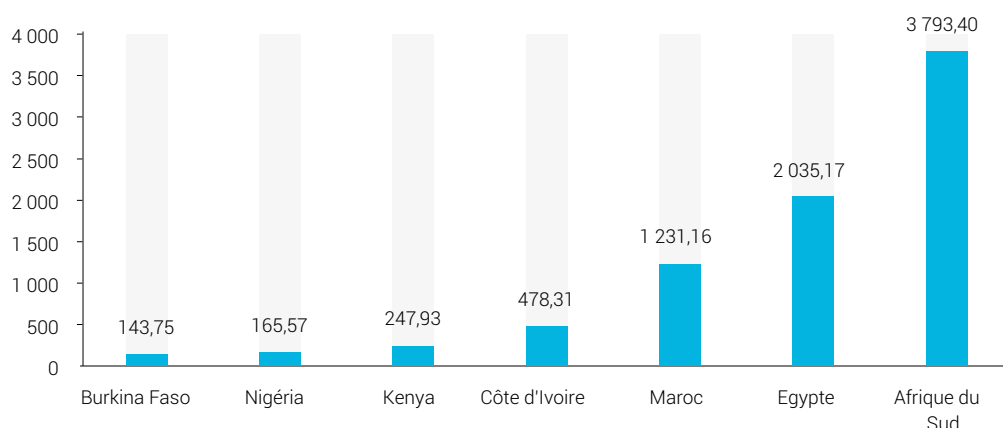
Graphique 33 : Évolution de la consommation moyenne par habitant de la Côte d'Ivoire (kWh)



Sources : Tableaux de bord de la convention Etat/CIE, Institut National d'Études Démographiques

En 2024, la consommation d'électricité par habitant en Côte d'Ivoire a connu une hausse de 4,4% comparativement à l'année précédente.

Graphique 34 : Consommation moyenne par habitant en kWh de quelques pays africains en 2024



Sources : Tableaux de bord de la convention Etat/CIE, Institut National d'Études Démographiques

Comme l'indique le tableau suivant, la répartition de la consommation d'électricité par habitant présente des disparités selon le niveau de développement économique et industriel des zones.

Tableau 16 : Consommation moyenne par habitant en MWh par région géographique en 2024

CONTINENT	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ [TWh]	PART PRODUCTION	POPULATION [MILLIONS]	PART POPULATION	CONSOMMATION PAR HABITANT [TWh/hbt]
Afrique	932	3%	1549	19%	0,6
Amérique du Nord	4994	16%	387	5%	12887,74
Amérique Latine et Caraïbes	1834	6%	667	8%	2746,11
Asie	17773	58%	4853	59%	3340,95
Europe	5050	16%	744	9%	6784
Océanie (Australie, Nouvelle Zélande, Pacifique)	308	1%	47	0%*	6608,02
Monde	30851	100%	8247	100%	3748,47

Sources : EMBER 2025, global energy review/ Institut National d'Études Démographiques

La répartition des sources de production d'électricité en 2014 et 2024 entre les sources fossile, renouvelable et nucléaire se présente comme suit :

Tableau 17 : Évolution du mix électrique dans le monde 2014 - 2024

DÉSIGNATIONS	SOURCES	PART EN %			
		2014		2024	
Fossile	Charbon	40,4%	67,2%	34,3%	59,1%
	Gaz	22,0%		22,0%	
	Autres	4,8%		2,8%	
Renouvelable	Hydraulique	16,3%	22,3%	14,3%	31,9%
	Eolien	3,0%		8,1%	
	Solaire	0,8%		6,9%	
	Bioénergie	1,9%		2,3%	
	Autres	0,3%		0,3%	
Nucléaire		10,5%	10,5%	9,0%	9%
TOTAL		100%	100%	100%	100%

Source: EMBER 2024, global energy review

Relativement à 2014, en 2024 alors que la tendance baissière de la part de la production de l'électricité à partir des sources fossiles est maintenue [-8,1 points] ainsi que du nucléaire [-1,5 points], le développement continu des énergies renouvelables se confirme de manière notable [+9,6 points] avec le développement du solaire, de l'éolien et de la bioénergie. En effet, ces sources de production ont bénéficié de politiques énergétiques avantageuses notamment en Europe ainsi qu'en Asie et de réduction des coûts de fabrication avec l'évolution des technologies pour ce qui concerne singulièrement le solaire qui devient de plus en plus compétitif.

Le tableau suivant indique le mix énergétique mondial et celui de certains pays en 2024.

Tableau 18 : Mix énergétique de certains pays et du monde

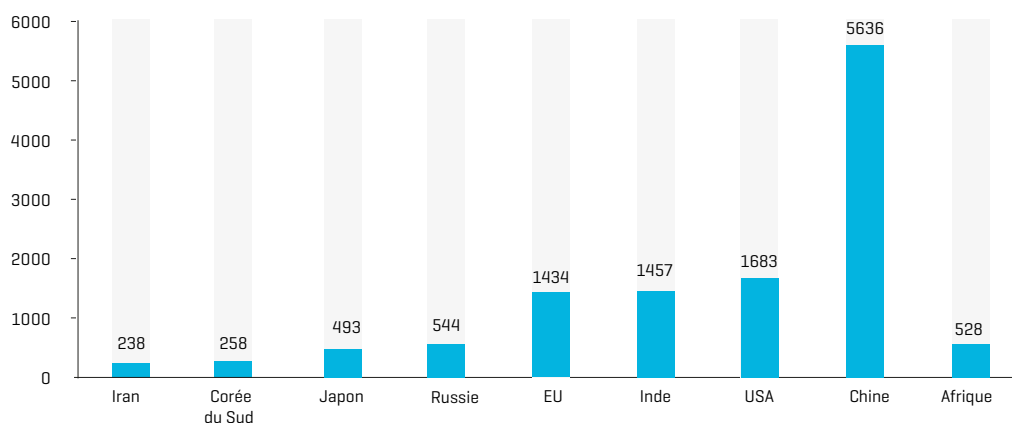
SOURCES	Chine	USA	Inde	UE	AF. du Sud	CI	Afrique	Monde
Charbon	58,2%	14,9%	74,6%	13,2%	82,1%	0%	24,5%	34,4%
Gaz	3,0%	42,5%	2,8%	23,0%	0%	75,1%	43,4%	22,0%
Solaire et Eolien	18,1%	17,2%	10,5%	19,5%	12,7%	0,4%	6,9%	15,0%
Hydraulique	13,4%	5,4%	7,6%	17,6%	0,3%	24,5%	16,6%	14,3%
Nucléaire	4,4%	17,8%	2,6%	19,8%	3,5%	0%	0,9%	9,0%
Bioénergie	2,1%	1,1%	1,7%	4,0%	0,2%	0%	0,4%	2,3%
Autres (*)	0,8%	1,1%	0,2%	2,9%	1,2%	0%	7,3%	3%

Source: EMBER 2025, global energy review

Autres (*) autres fossiles, autres renouvelables, ...

En 2024, la production d'électricité a induit 14 594 millions de tonnes de CO₂, soit une augmentation de 3,1% relativement à 2023.

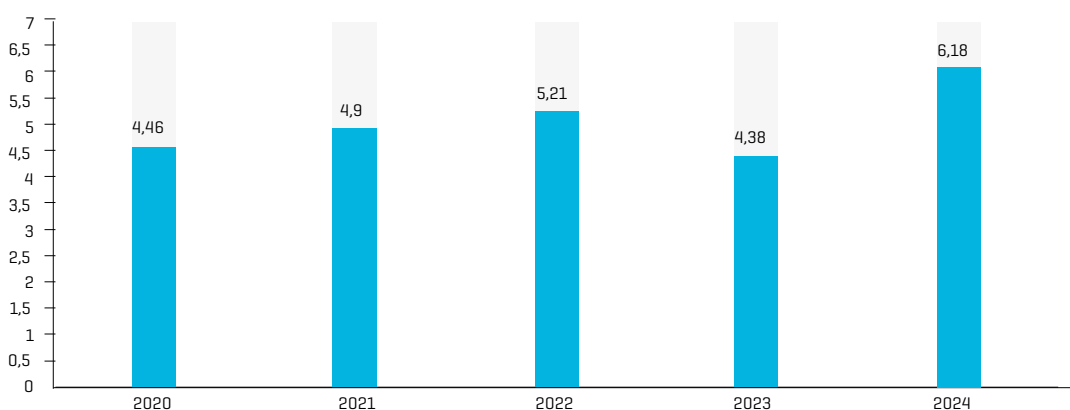
Les vagues de chaleur enregistrées aux quatre [4] coins du globe ont contribué à une forte croissance de la demande d'électricité, ce qui a entraîné une légère augmentation de la production d'énergie fossile, propulsant les émissions du secteur électrique à un niveau record.

Graphique 35 : TOP 8 des pays à émission de CO₂ (MT CO₂) et l'Afrique

Source : EMBER 2025, global energy review

Les neuf [9] pays ou groupes de pays, produisant 74% des émissions mondiales du secteur de l'électricité, sont présentés par le graphique ci-dessus tout comme les émissions de l'Afrique qui du reste sont marginales et comparables à celle d'un pays comme le Japon.

Les données ne sont pas disponibles pour l'Arabie Saoudite et l'Indonésie qui faisaient partie du TOP 10 en 2022 et en 2023.

Graphique 36 : Émission de CO₂ de la Côte d'Ivoire de 2020 à 2024 (MT CO₂)

[*] La valeur de 2024 non disponible est une estimation

Quant à la Côte d'Ivoire, on note durant ces dernières années, une oscillation du niveau des émissions de CO₂ du système électrique entre 4,08 millions de tonnes [2019] et 6,18 millions de tonnes [2024]. Il se situe en moyenne autour de 5,02 millions de tonnes. Le pic de 2024 s'explique par une production accrue avec les combustibles liquides (HFO + HVO) plus importante [1341,9 GWh].

En vue de réduire les émissions de CO₂ dues à la production de l'électricité, l'État de Côte d'Ivoire s'est engagé à atteindre à l'horizon 2030, un mix énergétique composé de 45% d'énergies renouvelables. A cet effet, le plan directeur production prévoit le développement de plusieurs unités de production de source renouvelable et l'atténuation de l'émission de gaz à effet de serre des centrales thermiques, par la construction de cycles combinés.

Afin de respecter les engagements pris par le gouvernement en matière de Contribution Nationale Déterminée [CDN] et de Conférence des Parties [COP21], il est nécessaire de veiller au respect des calendriers de réalisation de ces projets conformément au chapitre 5.4.

5.4 PROGRAMME DE DÉVELOPPEMENT DES OUVRAGES

5.4.1 OUVRAGES DU PARC DE PRODUCTION

Afin de satisfaire la demande nationale et les besoins à l'exportation d'énergie électrique, il est prévu la mise en service de plusieurs unités de production.

Le programme prévisionnel des mises en service des unités de production 2025-2030 est présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 19 : Programme prévisionnel des mises en service des unités de production 2025-2030

N°	UNITÉ DE PRODUCTION	PUISSANCE [MW]	DATE PRÉVISIONNELLE DE MES
1.	Parc Hydraulique [185 MW]		
1.1	Centrale hydroélectrique de Singrobo- G1	22	01/01/2028
1.2	Centrale hydroélectrique de Singrobo- G2	22	01/01/2028
1.3	Centrale hydroélectrique de Boutoubré - G1	47	01/06/2029
1.4	Centrale hydroélectrique de Boutoubré - G2	47	01/09/2029
1.5	Centrale hydroélectrique de Boutoubré - G3	47	01/12/2029
2	Parc Thermique [1 798 MW]		
2.1	Atinkou - Turbine à Vapeur	135	31/12/2025
2.2	Centrale thermique d'urgence MUNDUS (AZITO)	200	01/01/2026
2.3	Centrale thermique Songon - TAG 1	124	01/07/2028
2.4	Centrale thermique Songon - TAG 2	124	01/12/2028
2.5	Centrale thermique Songon - TAV	124	01/12/2029
2.6	Centrale thermique Publique -TAG 1	150	01/06/2028
2.7	Centrale thermique Publique -TAG 2	150	01/12/2028
2.8	Centrale thermique Publique TAV	150	01/05/2029
2.9	Centrale thermique Eléphant - Tranche 1	80	01/12/2028
2.10	Centrale thermique Eléphant - Tranche 2	80	01/12/2029
2.11	Centrale thermique Eléphant - Tranche 3	80	01/12/2030
2.12	Centrale thermique JACQUEVILLE [Genser]- TAG 1	108	01/06/2026
2.13	Centrale thermique JACQUEVILLE [Genser]- TAG 2	177	01/06/2027
2.14	Centrale thermique JACQUEVILLE [Genser]- TAV	30	01/06/2028
3.	Parc Biomasse [147 MW]		
3.1	Biovea - Tranche 1	23	30/11/2025
3.2	Biovea - Tranche 2	23	01/02/2026
3.3	SODEN - Divo	76	01/01/2029
3.4	ECOSTAR - Boundiali	25	01/01/2030
4.	Parc Solaire [961 MW]		
4.1	Extension de la Centrale de Boundiali - CI-ENERGIES	36	01/07/2025
4.2	KATIOLA [JC Monfort]	40	01/07/2028
4.3	KONG (AFRICA VIA)	40	01/12/2027
4.4	KORHOGO [AMEA POWER]	40	01/12/2028
4.5	KORHOGO [PORO POWER]	53	01/07/2028
4.6	TENGRELA [CI-ENERGIES]	80	01/01/2028
4.7	SEREBOU [CI-ENERGIES]	32	01/06/2028
4.8	MINIGNAN [CI-ENERGIES]	80	01/12/2029
4.9	KONG [CI-ENERGIES]	96	01/01/2029
4.10	SEREBOU [CI-ENERGIES]	96	01/01/2029
4.11	TOUBA [INFINITY POWER HOLDING]	47	01/01/2028

N°	UNITÉ DE PRODUCTION	PUISSANCE [MW]	DATE PRÉVISIONNELLE DE MES
4.12	LABOA (INFINITY POWER HOLDING)	40	01/01/2028
4.13	PV DABAKALA (PNE)	80	01/06/2029
4.14	PV NIAKARA (PNE)	80	01/06/2029
4.15	ODIENNE (PFO Energies)	40	01/12/2028

Source : CI-ENERGIES

En tenant compte de l'état d'avancement des projets de renforcement du parc de production, il est attendu en 2025 la mise en service des groupes suivants avec une puissance totale de 194 MW :

- ✓ TAV d'ATINKOU [135 MW] ;
- ✓ tranche1 de la centrale à biomasse BIOVEA [23 MW] ;
- ✓ extension de la centrale solaire de Boundiali [36 MW].

La puissance installée du parc de production sera donc portée à 3 212 MW à fin 2025.

5.4.2 OUVRAGES DU RÉSEAU DE TRANSPORT

La Côte d'Ivoire compte cinquante [50] projets ou ouvrages [tels que NEDA, TKB , BEST, PROSER I, etc] pour renforcer son réseau de transport d'énergie électrique à l'horizon 2030. Ces projets concernent notamment, la construction de nouveaux postes HTB et de nouvelles lignes HTB, mais aussi des travaux de renforcement des capacités des installations déjà existantes. Ces projets visent à :

- ✓ garantir la sécurité du système électrique ;
- ✓ garantir une souplesse d'exploitation du système en résorbant les surcharges sur le réseau de Transport [transformateurs et lignes] ;
- ✓ améliorer les performances du système électrique en réduisant les pertes.

En 2025, les projets de renforcement suivants sont prévus sur le Grand Abidjan et à l'Intérieur du Pays.

a. Projets de développement sur le Grand Abidjan

N°	PROJETS	DATE DE MES	IMPACT ATTENDU SUR LE RÉSEAU
1	Passage en 225 kV du poste 90 kV de Bia Sud incluant 2 travées transformateurs 225/90kV 100 MVA, Entrée en coupure sur la ligne 225 kV Vridi-Riviera [0,5 km].	Janvier 2028	Baisse de transit sur les lignes d'évacuation de la production du site de Vridi.
2	Création d'un poste 225 kV incluant 3 transformateurs 225/33 kV 60 MVA à Anyama et Extension du poste 225kV d'Akoupé-Zeudji, création d'une travée ligne 225kV.	Septembre 2025	Amélioration de la qualité du produit [amélioration de la tension] desservi à la clientèle d'Anyama.
3	Construction de la ligne 225 kV Akoupé Zeudji - Anyama [10 km].		
4	Création de 2 travées Transformateur 225/16.5kV de 50MVA avec bâtiment de salle HTA d'un poste 225/20 kV de Bingerville.	Décembre 2025	Décharge des transformateurs HTB/HTB de Riviera. Amélioration de la qualité du produit [amélioration de la tension] desservi à la clientèle de Bingerville.

b. Projets de développement à l'intérieur

N°	PROJETS	DATE DE MES	IMPACT ATTENDU SUR LE RÉSEAU
1	Travaux de création du poste 225/33 kV de Duékoué, 02 travées Transformateurs 225/33kV de 40 MVA.	Juillet 2025	
2	Travaux de création du poste 225/33 kV de Zagné, 02 travées Transformateurs 225/33kV de 24MVA.	Février 2026	
3	Travaux de construction de la ligne 225 kV Duékoué -Zagné	Février 2026	Sécurisation de l'alimentation de la clientèle des postes de Danané, Ity et Zagné.
4	Fourniture et montage d'équipement de téléconduite de Duékoué et Zagné.	Juin 2026	
5	Construction de la ligne 225 kV Kossou-Bouaké 2, [Projet TKB].	Février 2025	Décharge de la file existante 225 kV Taabo-Kossou-Bouaké 2 par la mise en service de la nouvelle file 225 kV Taabo-Kossou-Bouaké2 [Projet TKB]. Continuité de fourniture d'électricité à SONABEL et EDM-SA.
6	Construction d'une ligne 225 kV Adzopé - Anyama [100 km].		
7	Création d'un poste 225/33 kV d'Adzopé incluant 2 transformateurs 225/33 kV 60 MVA et extension du poste d'Abobo-Anyama.	Mars 2026	Baisse du transit sur la ligne 90 kV Taabo-Dimbokro. Amélioration de la qualité de la fourniture à la clientèle d'Adzopé.

5.4.3 OUVRAGES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Le Plan Directeur de développement des ouvrages de Distribution couvrant la période 2023-2040 prévoit la réalisation de plusieurs projets de Distribution dans le Grand Abidjan et dans les villes de l'intérieur du pays. Il s'agit notamment :

- ✓ des extensions et renforcements des réseaux à travers la densification des postes de distribution publics et des réseaux HTA et BT ;
- ✓ de la sécurisation des réseaux HTA à travers le bouclage de certains départs ;
- ✓ de la création de nouveaux départs HTA et la restructuration des réseaux HTA.

La mise en œuvre du plan Directeur 2023-2040 permettra :

- ✓ une réduction importante des surcharges des lignes et des transformateurs ;
- ✓ une amélioration des performances du système électrique, notamment l'augmentation du rendement du système par la réduction des pertes ;
- ✓ la sécurité N-1 des départs HTA ;
- ✓ la mise à disposition de l'électricité en quantité et qualité favorisant ainsi le développement de la demande résidentielle et industrielle du pays.

La carte du réseau de distribution à l'horizon 2040 en annexe 6.3.3 présente les zones d'influence des postes sources et les départs associés sur l'ensemble du territoire national.

En 2025, le secteur de l'électricité envisage les actions suivantes :

Au niveau de la Distribution :

- ✓ mettre en œuvre les projets de sécurisation du réseau HTA, restructurer les réseaux HTA et créer des nouveaux départs issus de plusieurs postes sources ;
- ✓ réaliser les extensions et renforcer les réseaux de distribution dans les villes.

Au niveau de l'Électrification Rurale : achever l'électrification des localités de la Côte d'Ivoire pour atteindre un taux de couverture de 100% et faciliter l'accès à l'électricité de plusieurs abonnés supplémentaires grâce au programme PEPT.

Cet objectif sera atteint par la poursuite des programmes d'électrification notamment :

- ✓ projet de Renforcement des Réseaux de Transport et de Distribution (PRETD) ;
- ✓ projet d'Amélioration de l'Accès à l'Électricité en Milieu Rural (PAEMIR) ;
- ✓ projet de Renforcement des Ouvrages du Système Électrique et d'accès à l'électricité (PROSER) ;
- ✓ projet de Transport, de Distribution et d'Accès à l'Électricité (PTDAE) ;
- ✓ projet AFD-UE ;
- ✓ etc.

5.5 RÉSULTATS FINANCIERS

5.5.1. DÉFINITION DES CATÉGORIES DES FLUX FINANCIERS

Les ressources financières du secteur de l'électricité sont utilisées aux fins de paiement des dépenses et affectation telles que regroupées selon les catégories suivantes :

- ✓ **catégorie A :** Rémunération de l'Exploitant au titre de ses prestations ;
- ✓ **catégorie B1 :** Achats de combustibles et d'énergie électrique dans le respect du plafond fixé par le décret 2012-112 du 30 novembre 2012 portant plafonnement du paiement des factures de gaz revenant à l'État en catégorie B des dépenses des flux financiers du secteur de l'électricité et du transfert du solde en catégorie F ;
- ✓ **catégorie B2 :** Paiement et remboursement au titre des prêts octroyés par les bailleurs de fonds à CI-ENERGIES pour le refinancement de la dette à court terme et le paiement des arriérés des producteurs indépendants d'énergie et les fournisseurs de gaz naturel ;
- ✓ **catégorie C :** Charges de fonctionnement des structures et organes de gestion et de contrôle du Secteur de l'électricité ;
- ✓ **catégorie D :** Emplois des Fonds d'Investissement du Secteur de l'électricité, hors service de la dette ;

- ✓ **catégorie E** : Autres dépenses du Secteur, y compris le service de la dette à l'exclusion des charges de catégorie B2 ;
- ✓ **catégorie F** : Approvisionnement ou reconstitution du Fonds de Stabilisation du Secteur de l'électricité.

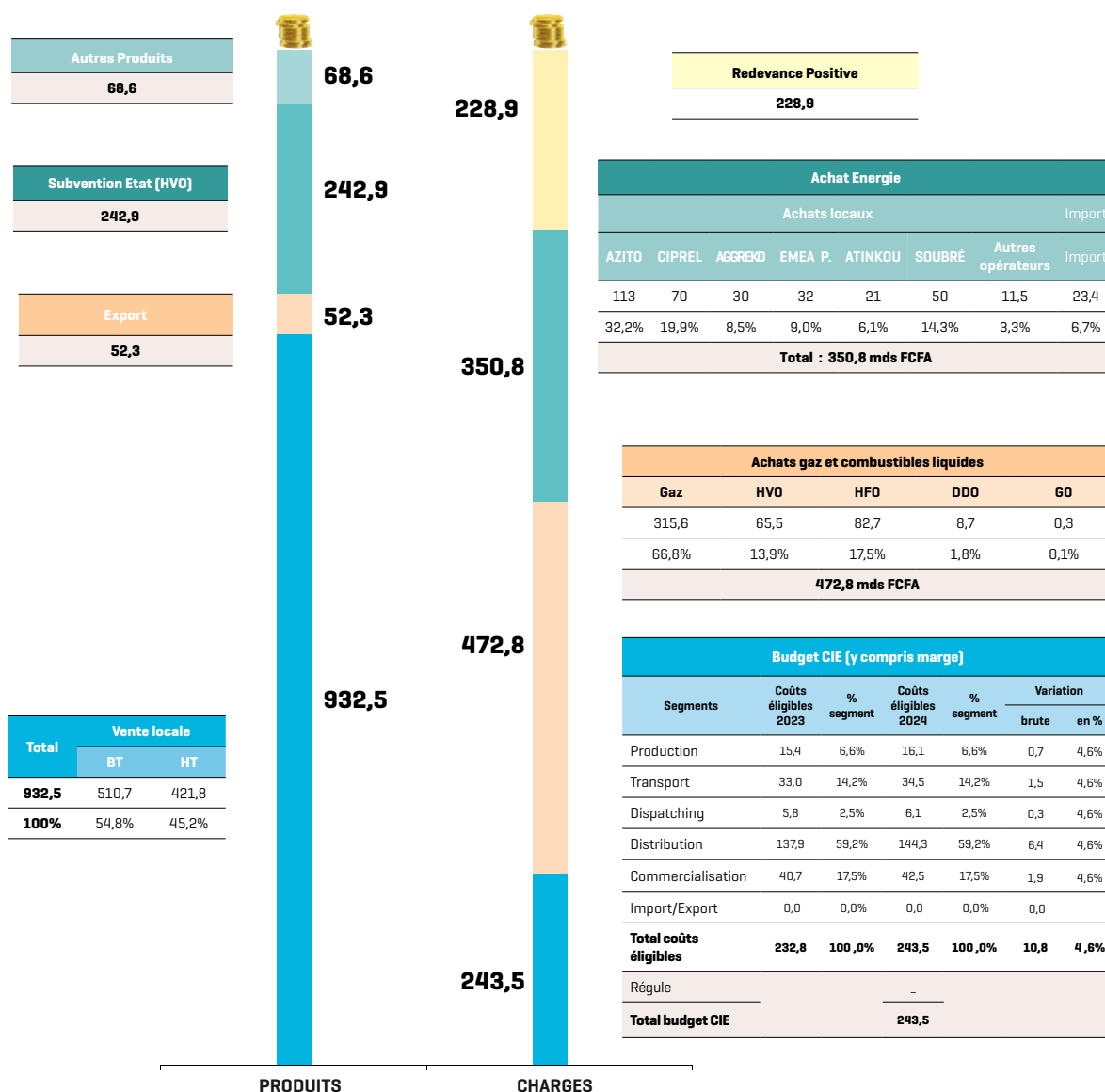
5.5.2 SOLDE D'EXPLOITATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN 2023 ET 2024

Les flux financiers du secteur de l'électricité, au titre de l'exercice 2024, sont résumés dans le tableau et le graphique suivants.

Tableau 20 : Compte d'exploitation

	2023 EN MILLIARDS DE FCFA	2024 EN MILLIARDS DE FCFA	VARIATION EN MILLIARDS DE FCFA	VARIATION EN %
PRODUITS				
Ventes Nationales	747,0	932,5	185,5	24,8%
BT	411,0	510,7	99,7	24,2%
MT/HT	336,0	421,8	85,8	25,5%
Export	66,2	52,3	-13,9	-21,1%
Produits TLE (Travaux Liés à l'Exploitation)	49	60,0	11	22,4%
Activités Annexes et Connexes (AAC)	5,7	6,4	0,7	12,2%
Autres	2,0	2,2	-	-
TOTAL PRODUITS	869,9	1 053,3	183,4	21,1%
CHARGES				
Charges catégorie A :				
Rémunération CIE	232,8	243,5	10,7	4,6%
Charges catégorie B:				
Achat Gaz	334,1	315,6	-18,5	-5,5%
Achat Combustibles liquides	66,5	157,2	90,7	136,4%
- Dont combustible liquide (DDO et DIESEL)	3,7	9,0	5,2	140,2%
- Dont HVO	14,1	65,5	51,4	365,3%
- Dont HFO	48,7	82,7	34,0	69,8%
Sous-Total Achat gaz / combustibles liquides	400,62	472,81	72,19	18,0%
Achat Energie	287,3	350,8	63,5	22,1%
Sous-Total / B1 (Achat Combustibles et Energie)	687,9	823,6	135,7	19,7%
Sous-Total /A et B₁	920,7	1 067,1	146,4	15,9%
Service de la dette et frais de transfert (Charges de catégorie B2)	11,0	8,0	-3,0	-27,2%
SOLDE APRES CATEGORIE B₂	-61,8	-21,8	39,9	-64,7%
Solde de trésorerie disponible pour la redevance	-61,8	-21,8	39,9	-64,7%
Ratio de couverture B	0,91	0,97	0,06	6,8%
Subventions d'exploitation	135,2	242,9	107,6	79,6%
SOLDE APRES SUBVENTIONS	73,4	221,0	147,6	200,9%
Charges de Fonctionnement Structures	7,6	9,7	2,1	27,2%
SOLDE APRES CATEGORIE C	65,8	211,3	145,5	221,0%
Engagements des catégories D	0,0	0,0	0,0	-
SOLDE APRES CATEGORIE D	65,8	211,3	145,5	221,0%
Engagements des catégories E	68,9	89,5	20,6	29,9%
SOLDE D'EXPLOITATION	-3,1	121,8	124,9	-4088,5%

Graphique 37 : Flux financiers du secteur de l'électricité avant la catégorie B2 en 2024 (milliards de FCFA)



5.5.3 ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES PRODUITS

Le total des produits du secteur de l'électricité a connu une hausse de 183,4 milliards de FCFA (21,1 %) par rapport à 2023, en raison de l'accroissement du chiffre d'affaires nationale de 185,5 milliards de FCFA (24,8%) et des produits TLE⁶ de 11 milliards de FCFA (22,4%) [voir tableau Compte d'exploitation].

La hausse du chiffre d'affaires national de 24,8% est due à la combinaison de la hausse tarifaire de 10% opérée en janvier 2024, et de la hausse du volume des ventes.

Le chiffre d'affaires à l'export est encore en baisse cette année de 13,9 milliards de FCFA (21,1%) due à la baisse des volumes d'énergie exportée de 307 GWh (31,4%). Cela s'explique par la politique de réduction des exportations mise en place pour faire face aux difficultés de production sur le réseau ivoirien. Par ailleurs, ces ventes restent inférieures aux engagements contractuels, aux besoins exprimés ou encore aux prévisions établies en début d'année 2024.

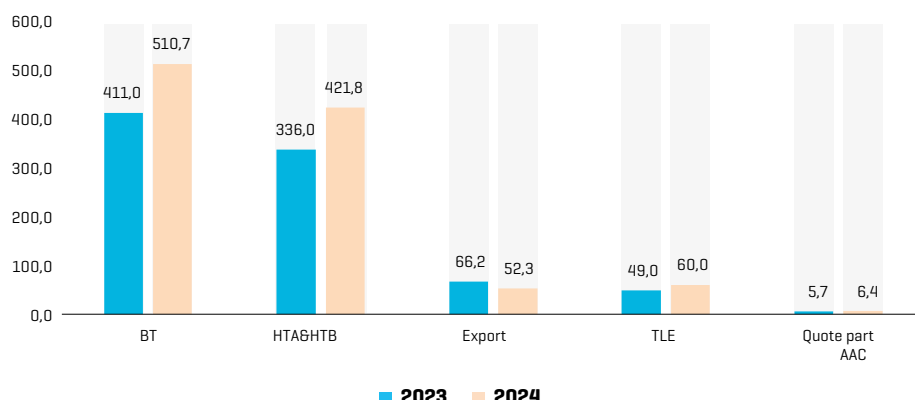
⁶ Travaux Liés à l'Exploitation

Tableau 21 : Ventes d'énergie nationale et export

DÉSIGNATION (GWh)	2023	2024	ÉCART 2024/23	
			Brut	%
Ventes nationales	10 517	11 364	847	8,0%
Ventes à l'export	977	670	-307	-31,4%
Total des ventes	11 494	12 034	540	4,7%

DÉSIGNATION	UNITÉS	2023	2024			
		VENTES	CONTRAT	BESOINS EXPRIMÉS	PRÉVISION	VENTES
Énergie	GWh	977	2 268	2357	982	670
Chiffres d'affaires	Mds FCFA	66	173	180	75	52
Écart Réalisé-Prévision	Mds FCFA					-23
Écart Réalisé-Contrat	Mds FWCFA					-121

Graphique 38 : Composition et évolution des produits (Mds FCFA)



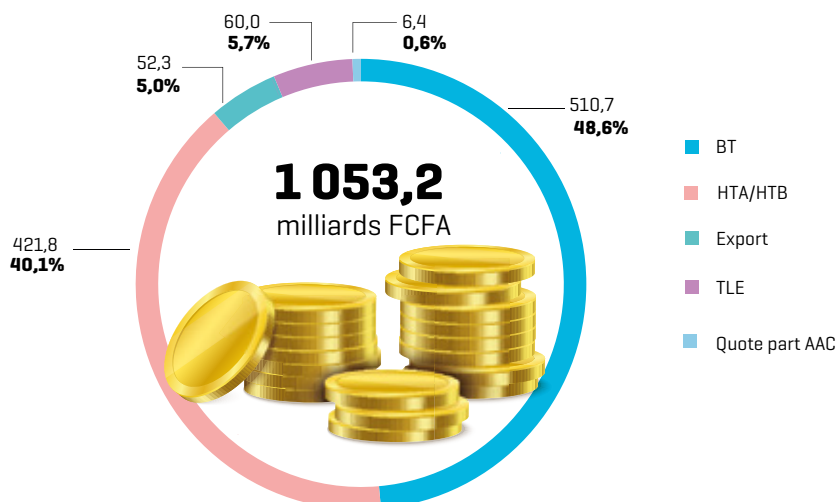
Source : Redevance d'exploitation du secteur de l'électricité /CIE 2024

Les ventes nationales sont en hausse de 847 GWh en 2024. Cette hausse est la combinaison de la hausse en volume de 8% et des effets de la hausse tarifaire de 10%.

Ce volume de 847 GWh correspond à une unité de 111 MW pour une disponibilité de 87%, soutenue par l'intensification de l'activité industrielle, la modernisation des ménages et l'amélioration de l'accès à l'électricité, notamment par le programme PEPT. Les recettes des ventes d'énergie en 2024 se répartissent à hauteur de 95% pour le chiffre d'affaires nationales, soit 932,5 milliards de FCFA et 5% pour le chiffre d'affaires à l'export, soit 52,3 milliards de FCFA, contre respectivement 747 milliards de FCFA [92%] et 66,2 milliards FCFA [8%] en 2023.

En volume, la répartition est de : 94,4 % pour les ventes nationales [11 361 GWh] et 5,6% pour les ventes à l'export [670 GWh, énergie facturée], contre respectivement 92% [10 517 GWh] et 8% [976 GWh] en 2023.

Graphique 39 : Répartition du chiffre d'affaires 2024 en milliards et en pourcentage



Source : Tableau de la redevance du secteur de l'électricité /CIE 2024

5.5.4 ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES CHARGES DE CATÉGORIES A ET B1

Les charges du secteur de l'électricité sont constituées en grande partie des :

- ✓ **charges de catégorie A** : le budget de l'Exploitant CIE, en hausse par rapport à 2023 de 10,8 milliards de FCFA, soit 4,6 % en raison notamment de l'accroissement des branchements du PEPT de 60%.
- ✓ **charges de catégorie B1** : Ces charges regroupent les achats de combustibles liquides et gazeux et les achats de l'énergie produite par les Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE). Malgré la baisse des achats de gaz de 18,5 milliards de FCFA (5,5%), les achats de combustibles liquides et gazeux font l'objet d'une hausse de 72,2 milliards de FCFA (18 %) principalement due à l'augmentation des achats de combustibles liquides de 90,7 milliards de FCFA, causée par une plus grande sollicitation des centrales utilisant le combustible liquide.

En ce qui concerne les achats d'énergie électrique, ce poste a enregistré une hausse de 63,5 milliards de FCFA (22,1 %) par rapport à 2023. Cette hausse est due à l'accroissement de la rémunération d'Azito de 24,7 milliards de FCFA (28,6%) et ce ; malgré l'indisponibilité de la GT12 durant 4 mois due à un incident. Les autres facteurs justifiant cette hausse sont l'accroissement de la rémunération de EMEA de 11,5 milliards de FCFA (57%) du fait de sa grande sollicitation, l'accroissement de la rémunération d'Atinkou de 10,7 milliards de FCFA (100%) et de la mise en service de la centrale hydroélectrique de Gribo Popoli avec une rémunération de 9,3 milliards de FCFA.

Conformément aux dispositions contractuelles ces indisponibilités des ouvrages d'AZITO III et IV donnent droit à des pénalités à payer au secteur de l'électricité (voir section Contrôle économique et financier des opérateurs).

5.5.5 ANALYSE DES ACHATS D'ÉNERGIE PAR OPÉRATEUR

Les achats d'énergie des Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE) sont répartis entre trois (3) sources d'énergie, à savoir le thermique, l'hydraulique et le solaire.

Les tableaux suivants présentent leur évolution de 2023 à 2024.

Tableau 22 : Achat d'énergie⁷ aux Producteurs Indépendants d'Électricité de source thermique

OPÉRATEURS	QUANTITÉ EN GWh		VAR. EN %	ToP NON UTILISÉ (GWh)		VAR. EN %	ACHAT D'ÉNERGIE EN Mds F CFA		VAR. EN %	PRIX CONTRACTUEL EN FCFA/kWh		VAR. EN %	COÛT MOYEN DE CESSIION EN FCFA/kWh		VAR. EN %	SURCÔÛT TOP EN MILLIARDS DE FCFA		VAR. EN %
	2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024	
CIPREL	3 010	3 198	6,2%	500	312	-37,5%	64,7	69,9	8,0%	18,6	19,0	2,1%	21,5	21,9	1,7%	9,2	6,2	-32,5%
AZITO ENERGIE	4 003	2 882	-28,0%	1 176	2 297	95,4%	87,5	112,8	28,9%							15,6	45,6	191,3%
AZITO III	3 180	2 801	-11,9%	222	601	170,5%	66,4	79,9	20,2%	20,0	21,4	7,2%	20,9	28,5	36,5%	4,3	14,1	225,1%
AZITO IV	823	80	-90,2%	954	1 697	77,9%	21,1	33,0	56,4%	16,2	16,0	-1,2%	25,6	409,7	1500%	11,3	31,5	178,3%
AGGREKO	1 300	1 083	-16,7%	193	51	-73,5%	30,6	29,9	-2,3%	16,8	16,8	0,0%	23,6	27,6	17,3%	4,0	1,3	-65,9%
EMEA	637	1 030	61,7%	0	0	0,0%	20,2	31,6	57,0%	30,1	31,2	3,6%	31,6	30,7	-2,9%	0,0	0,0	0,0%
ATINKOU	730	1 740	130,4	210	140	-33,6%	10,7	21,3	100,0%	11,2	11,2	0,0%	14,6	12,3	-16,1%	2,4	1,6	-33,6%
TOTAL	9 681	9 933	2,6%	2 078	2 800	34,7%	213,7	265,6	24,3%				22,1	26,7	21,2%	31,2	54,7	75,4%

Les achats d'énergie aux Producteurs Indépendants d'Électricité de source thermique ont connu une hausse par rapport à 2023 de 2,6%, soit 252 GWh. Cette progression reste toutefois inférieure à celle enregistrée entre 2022 et 2023, qui s'élevait à 780 GWh, représentant une croissance de 8,8 %. Le ralentissement de cette augmentation s'explique principalement par l'indisponibilité de certains groupes de la centrale d'Azito. En effet, comparativement à l'année 2023, le volume de production de ladite centrale a baissé de 1 122 GWh. Ce qui représente 28% de la production de la centrale et 11,6% de la production totale thermique des PIE en 2023.

Avec ce ralentissement de la production d'électricité, les quantités produites demeurent toujours en deçà des quantités contractuelles d'énergie engendrant un surcoût pour le secteur de l'électricité. Ce surcoût correspond à l'écart constaté entre le prix contractuel et le coût moyen déterminé sur la base des quantités d'énergie effectivement produites. Il est estimé en 2023 à 31,2 milliards de FCFA et a atteint 54,7 milliards de FCFA en 2024, soit une progression de 75,4%. En 2024, ce surcoût correspond à une énergie de 2 800 GWh, soit 355,2 MW pour un taux de disponibilité annuelle de 90% des centrales thermiques.

Par ailleurs, les achats d'énergie d'EMEA sont en hausse de 61,7% du fait d'une plus grande sollicitation.

En somme, le coût moyen de cession de l'énergie générée par les producteurs d'électricité de source thermique augmente de 22,1 FCFA/kWh en 2023 à 26,7 FCFA/kWh en 2024, dû à une augmentation de la rémunération d'Azito et d'Aggreko.

Tableau 23 : Achat d'énergie aux Producteurs Indépendants d'Électricité de source hydraulique

OPÉRATEURS	QUANTITÉ EN GWh		VAR. EN %	ToP NON UTILISÉ		VAR. EN %	ACHAT D'ÉNERGIE EN Mds FCFA		VAR. EN %	PRIX CONTRACTUEL EN FCFA/kWh		VAR. EN %	COÛT MOYEN DE CESSIION EN FCFA/kWh		VAR. EN %	SURCÔÛT TOP EN MILLIARDS DE FCFA		VAR. EN %
	2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024	
SOUBRE	1 464	1 437	-1,8%	0	0	0,0%	51,2	50,3	-1,8%	35,0	35,0	0,0%	35,0	35,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%
GRIBO POPOLI	0	269	0,0%	0	0	0,0%	0,0	9,3	0,0%	0,0	40,0	0,0%	0,0	34,6	0,0%	0,0	0,0	0,0%
TOTAL	1 464	1 706	16,6%	0	0	0,0%	51	60	16,4%				35,0	34,9	-0,1%	0	0	0,0%

Le coût moyen de cession de Soubré est resté constant à 35 FCFA/kWh. Ce coût est égal au prix de cession contractuel, ce qui n'occasionne pas de surcoût pour le secteur de l'électricité. Il en est de même pour la centrale de Gribo-Popoli qui est resté constant à 40 FCFA/kWh.

Tableau 24 : Achat d'énergie aux Producteurs Indépendants d'Électricité de source solaire

OPÉRATEURS	QUANTITÉ EN GWh		VAR. EN %	ToP NON UTILISÉ		VAR. EN %	ACHAT D'ÉNERGIE EN Mds FCFA		VAR. EN %	PRIX CONTRACTUEL EN FCFA/kWh		VAR. EN %	COÛT MOYEN DE CESSIION EN FCFA/kWh		VAR. EN %	SURCOÛT TOP EN MILLIARDS DE FCFA		VAR. EN %
	2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024		2023	2024	
BOUNDIALI	24	50	1105%	0	0	0,0%	1,0	2,2	1100%	43,4	43,3	-0,2%	43,4	43,3	-0,3%	0,0	0,0	0,0%
TOTAL	24	50	1105%	0	0	0,0%	1	2	1100%				43,4	43,3	0,3%	0	0	0,0%

Le coût moyen de cession de la centrale de Boundiali est de 43,4 FCFA/kWh. Ce coût est quasi égal au prix de cession contractuel et n'occasionne pas de surcoût pour le secteur de l'électricité.

5.5.6 LE RATIO DE COUVERTURE DES CHARGES DE CATÉGORIE B

Le décret relatif aux flux financiers du secteur de l'électricité de 2010 tel que modifié par celui de 2018 distingue six [6] catégories de charges A, B, C, D, E et F correspondant à la répartition des dépenses du secteur de l'électricité à couvrir selon l'ordre de priorité énuméré dans ledit décret. Ainsi, les charges de catégorie A représentent la rémunération à verser à l'Exploitant du service public de l'électricité CIE et la catégorie B comprend les achats de combustibles et d'énergie électrique produite par les Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE) ainsi que le service de la dette.

Le ratio de couverture des charges de catégorie B est un critère important pour évaluer la bonne situation financière du secteur. Il est le rapport du solde des ressources moins les charges de la catégorie A sur les charges de la catégorie B.

Le tableau ci-dessous donne l'évolution du ratio de couverture des charges de catégorie B ces dernières années :

Tableau 25 : Évolution du ratio de couverture des charges de catégorie B

DESIGNATION	UNITE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Écart 2024/23	
								Brut	%
Produits du secteur de l'électricité [I]	Mds F	607,5	637,6	714,1	802,1	869,9	1 053,2	183,4	21,1%
Charges de catégorie A [II]	Mds F	129,9	134,1	195,5	211,2	232,8	243,5	10,8	4,6%
Dont TLE et PEPT	Mds F	0,0	0,0	15,8	17,4	18,4	...	-18,4	-100,0%
Solde disponible pour paiement des charges de catégorie B : S1 = [I] - [II]	Mds F	477,6	503,5	518,6	590,8	637,1	809,7	172,6	27,1%
Charges de catégorie B [III]	Mds F	448,9	463,4	532,3	645,8	698,9	831,6	132,7	19,0%
Ratio de couverture des charges de catégorie B: R = S1 / [III]	Mds F	1,06	1,09	0,97	0,91	0,91	0,97	0,06	6,8%

En 2024, le ratio de couverture de la catégorie B passe à 0,97 avec une légère hausse de 6,8% par rapport à l'année précédente. Il est à noter que l'ajustement tarifaire de 2024 a permis d'améliorer le ratio de couverture des charges de catégorie B qui était constant ces deux dernières années [0,91].

Cependant, cette hausse des produits du secteur est contrariée par une importante hausse des charges des catégories A et B respectivement de 4,6% et 19%. Pour atteindre un ratio de couverture de 1, il aurait fallu générer un chiffre d'affaires additionnel de 21,8 milliards de FCFA.

Le ratio de couverture inférieur à 1 traduit une incapacité pour le secteur de l'électricité à couvrir toutes les charges de catégorie B à partir des produits du secteur de l'électricité.

Les principales causes sont :

- a) L'augmentation des achats de combustibles liquides de 90,7 milliards de FCFA par rapport à 2023.
- b) L'augmentation des achats d'énergie de 63,5 milliards FCFA par rapport à 2023 ainsi que les Take or pay non consommés.
- c) L'augmentation de la rémunération de l'Exploitant CIE, avec l'application de la nouvelle formule de la rémunération : en effet, avant 2021, la rémunération de l'Exploitant CIE était basée sur la méthode des prix plafonds fixés sur l'énergie facturée et encaissée. Avec la nouvelle convention État-CIE de 2020, le mécanisme de rémunération de l'Exploitant a été modifié. Il se fondait sur des coûts « éligibles » majorés d'une marge fixée à 6,14% pour la période 2021-2023, marge reconduite pour la période 2024- 2026.

Il est impératif de mener des actions à l'effet de maîtriser les coûts de production et les autres charges du secteur de l'électricité dont la rémunération de l'Exploitant par :

- ✓ le renforcement de la fourniture de gaz naturel afin de réduire, voire supprimer, les achats de combustibles liquides ;
- ✓ le renforcement du parc de production avec des sources de production à des coûts maîtrisés [centrales solaire et hydraulique, centrale publique de réserve, ...] ;
- ✓ la répartition judicieuse des investissements entre le public et le privé de façon à réduire ou à annihiler les TOP non consommés ;
- ✓ la maîtrise des coûts d'exploitation notamment ceux de l'exploitant ;

5.5.7 LA COUVERTURE DES AUTRES CATÉGORIES DE CHARGES C, D ET E

Après les charges de catégorie A et B, les comptes du secteur de l'électricité présentent, un solde d'exploitation négatif de 21,8 milliards de FCFA.

Avec l'octroi d'une subvention d'exploitation ce solde d'exploitation devient positif de 229,0 milliards de FCFA en 2024, contre un solde positif de 84,4 milliards de FCFA en 2023. Comme en 2023, l'amélioration de la situation est due essentiellement à la hausse des dotations et subventions de l'État et autres produits de 79,6%, passant de 135,2 milliards de FCFA en 2023 à 242,9 milliards de FCFA en 2024.

La poursuite des mesures urgentes prises en 2023 pour rétablir et maintenir l'équilibre financier est recommandée, à savoir :

- ✓ les ajustements tarifaires permettant de couvrir toutes les charges ;
- ✓ l'adoption du principe d'ajustement annuel des tarifs, avec l'avantage d'appliquer des taux moins élevés que ceux fixés lors des ajustements tarifaires de 2023 et 2024 ;
- ✓ la maîtrise des coûts de production, fondamentale pour la préservation de la compétitivité des industries et du pouvoir d'achat des populations, en :
 - ⚡ renforçant la fourniture de gaz par le développement de champ locaux et l'importation de GNL ;
 - ⚡ renforçant le parc de production avec notamment des centrales de production publiques et des ENR ;
 - ⚡ maîtrisant les coûts d'exploitation.

5.6 COÛTS ET TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

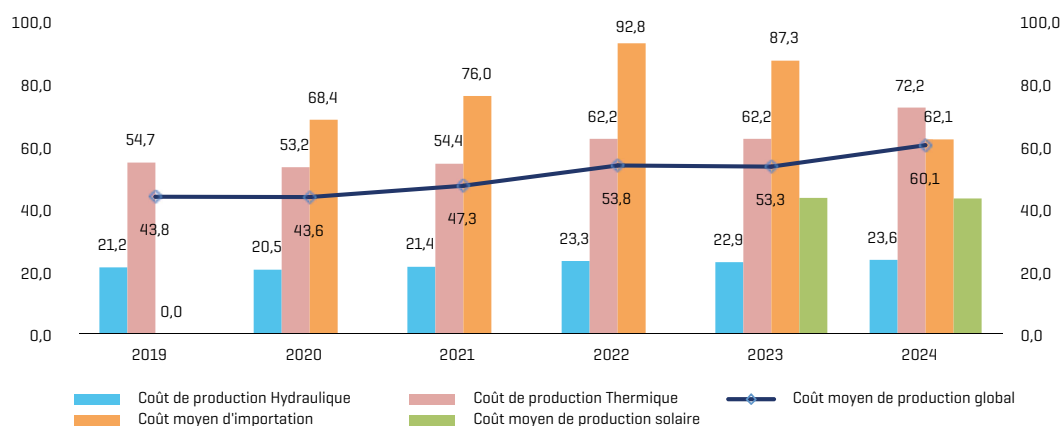
5.6.1 COÛT DE PRODUCTION

L'évolution des coûts de production par source est présentée dans le tableau suivant.

Tableau 26 : Coûts de production du secteur de l'électricité

DÉSIGNATION	UNITÉ	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Écart 2024/23	
								Brut	%
Production nette	GWh	10 458	11 125	11 412	12 227	13 396	14 110	714	5,3%
Hydraulique	GWh	3 454	3 354	2 609	2 846	3 180	3 391	210	6,6%
Thermique	GWh	6 979	7 671	8 642	9 113	9 944	10 290	346	3,5%
Solaire	GWh					24	50	26	108,3%
Import	GWh	17	94	155	266	245	377	131	53,5%
Charges de production	Mds F	457,9	485,5	539,4	658,1	713,9	848,7	134,8	18,9%
Rémunération CIE/Production	Mds F	14,1	14,5	13,2	14,3	15,4	16,1	0,7	4,6%
Achat d'énergie	Mds F	238,2	230,4	230,4	279,1	287,3	350,8	63,5	22,1%
Achat de combustibles	Mds F	199,1	233,0	288,3	355,4	400,6	472,8	72,2	18,0%
Gaz	Mds F	196,1	227,2	244,7	310,6	334,1	315,6	-18,5	-5,5%
Combustibles Liquides	Mds F	2,9	5,8	43,6	44,8	66,5	157,2	90,7	136,4%
Coût moyen de production global	F/kWh	43,8	43,6	47,3	53,8	53,3	60,1	6,9	12,9%
Coût de production Hydraulique	F/kWh	21,2	20,5	21,4	23,3	22,9	23,6	0,7	3,0%
Coût de production Thermique	F/kWh	54,7	53,2	54,4	62,2	62,2	72,2	10,0	16,1%
Thermique Combustible Gaz	F/kWh	28,1	29,7	29,3	35,6	36,2	35,3	-0,9	-2,5%
Thermique Combustibles Liquides (hors Gasoil)	F/kWh	135,9	146,6	143,7	110,8	91,6	116,9	25,3	27,6%
Thermique Achat Energie	F/kWh	26,4	23,1	21,6	23,7	22,1	26,7	4,6	20,8%
Coût de production Thermique au gaz	F/kWh	54,6	52,8	50,5	58,5	57,5	61,3	3,8	6,6%
Coût de production Thermique au HVO	F/kWh	160,3	167,9	162,7	177,5	226,4	257,0	30,6	13,5%
Coût de production Thermique au HFO	F/kWh	0,0	0,0	0,0	135,8	108,1	111,0	2,9	2,7%

Graphique 40 : Évolution du coût moyen de production global

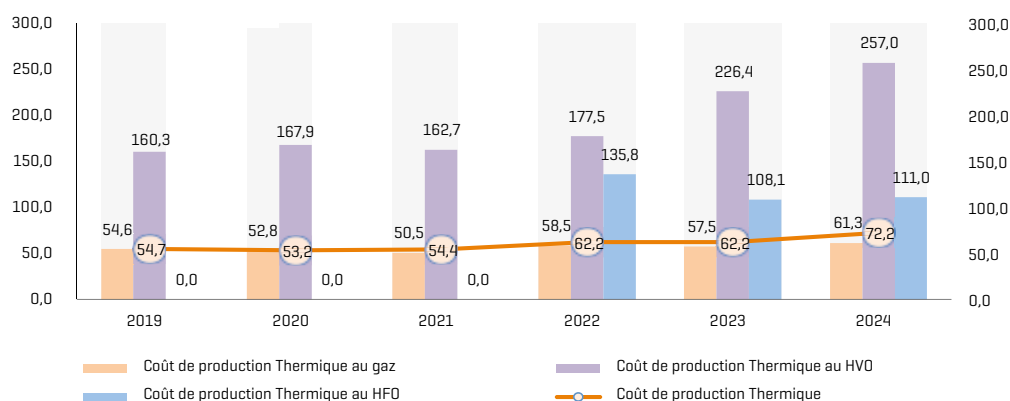


Les charges de production en 2024 sont en hausse de 134,8 milliards de FCFA par rapport à 2023, avec l'augmentation des achats d'énergie de 63,5 milliards de FCFA, notamment auprès d'EMEA Power et des achats de combustibles liquides de 90,7 milliards de FCFA.

Ainsi, le coût moyen de production global s'établit à 60,1 FCFA/kWh contre 53,3 FCFA/kWh en 2023, soit une hausse de 12,9%.

Cette hausse se justifie par une augmentation du coût de production thermique qui passe de 62,2 FCFA/kWh en 2023 à 72,2 FCFA/kWh en 2024, soit 10 FCFA/kWh de plus qu'en 2023, due à l'indisponibilité de la centrale Azito 4 toute l'année, entraînant le recours au combustible liquide pour la production d'énergie.

Graphique 41 : Évolution du coût de production thermique par type de combustible (F CFA/kWh)



Le coût de production thermique au gaz et le coût de production thermique au HFO sont quasiment stables et s'établissent en 2024 à respectivement à 61,3 FCFA /kWh et 111 FCFA/kWh. Quant au coût de production thermique au HVO, plus élevé, il s'est accru significativement, passant de 177,5 FCFA/kWh en 2022 à 257 FCFA/kWh en 2024 lié à la hausse du prix unitaire d'achat de combustible .

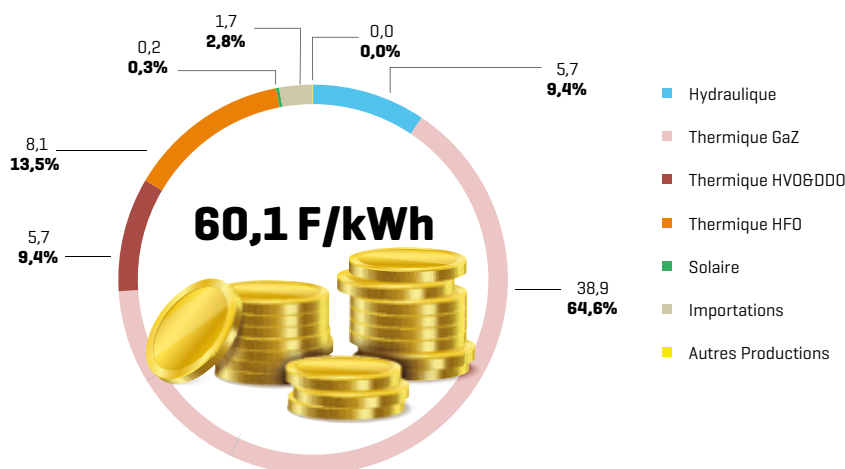
Le tableau suivant présente l'évolution de la contribution de chaque élément dans le coût de production d'un kWh de 2019 à 2024.

Tableau 27 : Évolution de la contribution au coût de production (FCFA/kWh)

DÉSIGNATION (F/kWh)	UNITÉ	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Écart 2024/23		Prop. 2020	Prop. 2024
								Brut	%		
Hydraulique	F/kWh	7,0	6,2	4,9	5,4	5,4	5,7	0,2	4,2%	14,1%	9,4%
Thermique	F/kWh	36,5	36,7	41,2	46,3	46,2	52,7	6,5	14,1%	84,0%	87,5%
Thermique Gaz	F/kWh	36,4	36,2	37,0	41,7	39,6	38,9	-0,7	-1,8%	83,1%	64,6%
Thermique HVO&DDO	F/kWh	0,1	0,4	4,2	0,8	1,4	5,7	4,3	295,9%	1,0%	9,4%
Thermique HFO	F/kWh	0,0	0,0	0,0	3,8	5,1	8,1	3,0	57,7%	0,0%	13,5%
Solaire	F/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	99,4%	0,0%	0,3%
Biomasse	F/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
Auto producteur	F/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
Centrale Isolées	F/kWh	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	-26,2%	0,5%	0,0%
Importations	F/kWh	0,0	0,6	1,0	2,0	1,6	1,7	0,1	3,7%	1,3%	2,8%
Coût moyen de production global	F/kWh	43,8	43,6	47,3	53,8	53,3	60,1	6,9	12,9%	100,0%	100,0%

La contribution de chaque élément dans le coût de production en 2024 est présentée par le graphique suivant :

Graphique 42 : Contribution au coût de production en 2024 (FCFA/kWh)



Le coût de production du kWh en 2024 est constitué à 87,5 % du coût thermique et à 9,4% de l'Hydraulique. Le coût du thermique est en croissance de 14,1% par rapport à 2023, avec une augmentation de la part du combustible liquide HFO et HVO/DDO représentant en 2024 environ 22,9% du coût de production.

On observe une hausse constante de la proportion du coût des combustibles liquides depuis 2020, avec particulièrement en 2024, une variation de 7,3 FCFA/kWh par rapport à 2023, en raison d'un usage plus important des combustibles liquides pour combler le déficit de production dû à l'indisponibilité des ouvrages de production d'Azito.

5.6.2 COÛT DE REVIENT

Le coût de revient du kWh correspond au coût moyen global du kWh vendu. Il comprend les coûts directs liés au système électrique et les coûts indirects tels que les charges de fonctionnement des structures du secteur de l'électricité, les charges financières liées aux emprunts contractés et les dotations aux amortissements des investissements réalisés.

Il est donc constitué de la somme des coûts directs et indirects dont les coûts de production, d'exploitation des autres segments d'activité [transport, dispatching, ...], des pertes, du service de la dette [catégorie B2], et les autres charges.

A cela s'ajoute les coûts d'investissement, notamment le coût du capital qui est la rémunération de la base d'actifs du secteur.

On distingue le coût de revient national [pour les ventes locales] et le coût de revient export. Le coût de revient national couvre tous les segments de la production à la commercialisation tandis que le coût de revient export ne se limite qu'au segment dispatching, auquel est rajouté le coût de revient de la CIE sur les exportations.

Par ailleurs, le coût de revient à l'export, ici présenté, n'intègre pas les coûts du service de la dette et les autres charges indirectes.

L'évolution du coût de revient du kWh est présentée dans le tableau suivant.

Tableau 28: Coûts de revient du kWh

DÉSIGNATION [F/kWh]	UNITÉ	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Écart 2024/23		Prop. 2024
								Brut	%	
Coût moyen de production (Nationale + Import)	F/kWh	43,8	43,6	47,3	53,8	53,3	60,1	6,9	12,9%	63,6%
Coûts des pertes de Transport en FCFA par kWh	F/kWh	2,2	2,5	2,7	3,4	3,5	3,6	0,1	2,8%	3,8%
Coût de revient de CIE sur le Transport	F/kWh	2,8	2,8	2,3	2,5	2,5	2,5	0,0	-0,8%	2,6%
Coût de revient de CIE sur le Dispatching	F/kWh	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	-0,8%	0,5%
Coûts des pertes de Distribution en FCFA par kWh	F/kWh	7,4	7,4	6,4	5,9	5,8	7,4	1,6	27,1%	7,8%
Coût de revient de CIE sur la Distribution	F/kWh	6,9	6,8	11,9	11,9	11,9	11,4	-0,5	-4,1%	12,1%
Coût de revient de CIE sur la commercialisation	F/kWh	2,2	2,2	3,7	3,7	3,9	3,7	-0,1	-3,2%	4,0%
Coût charges de Fonctionnement Structures	F/kWh	1,3	1,2	1,0	1,0	0,7	0,8	0,1	17,5%	0,8%
Coût charge d'intérêt et autres frais financiers	F/kWh	4,7	0,0	1,4	1,1	0,9	0,6	-0,3	-32,8%	0,7%
Dotations aux Amortissements et Provisions	F/kWh	4,8	5,4	1,0	3,9	4,3	4,0	-0,2	-5,6%	4,2%
Coût de revient national	F/kWh	76,8	72,5	78,1	87,7	87,1	94,6	7,5	8,6%	100,0%
Coût du capital	F/kWh	6,6	7,4	8,6	10,7	6,9	6,9	0,0	0,2%	
Coût de revient national + Coût du capital	F/kWh	83,4	79,8	86,8	98,3	94,0	101,5	7,5	7,9%	
Coût de revient de CIE sur l'Export	F/kWh	2,3	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	
Coût de revient Export	F/kWh	51,7	51,7	52,7	60,2	59,7	66,6	6,9	11,6%	

Le coût de revient national s'établit en 2024 à 94,6 FCFA/kWh, en hausse de 7,5 FCFA par rapport à 2023, soit 8,6%. La prise en compte de la rémunération des investissements dans le cout de revient, le porte à 101,5 FCFA/kWh.

Cette augmentation du coût de revient provient d'une part, de la hausse du coût de production global due à l'usage du combustible et d'autre part, de la baisse du rendement du segment distribution générée par un accroissement des pertes à la distribution.

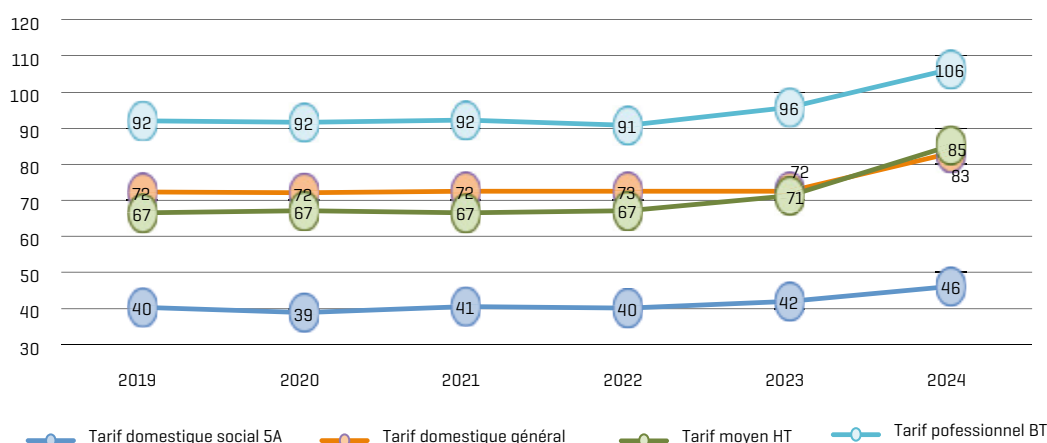
5.6.3 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

5.6.3.1 Évolution des tarifs, répartition des abonnés et consommations par catégorie tarifaire

Les tarifs de l'électricité ont connu en 2024 une hausse de 10%, en raison de l'ajustement tarifaire du 1^{er} janvier 2024 et applicable à toutes les catégories d'abonnés.

L'évolution des tarifs moyens (hors taxes) de l'électricité se présente comme suit :

Graphique 43 : Évolution des tarifs moyens hors taxes en FCFA/kWh



En Basse Tension, le tarif professionnel est le plus élevé avec 106 FCFA/kWh et le tarif domestique social est le plus bas avec 46 FCFA/kWh en moyenne.

Le tarif en Moyenne et Haute Tensions [HTA/HTB] ressort à 85 FCFA/kWh en moyenne.

Tableau 29 : Évolution des tarifs moyens hors taxes en FCFA/kWh

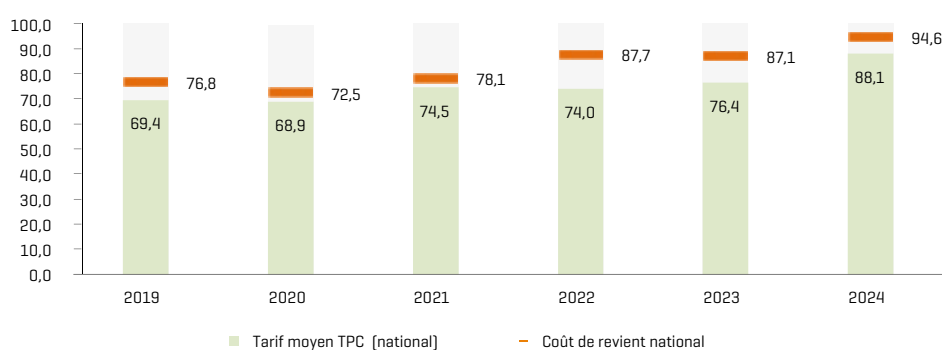
DÉSIGNATION [F/kWh]	UNITÉ	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Tarif domestique social 5A	F/kWh	40	39	41	40	42	46
Tarif domestique général 5A	F/kWh	70	70	71	72	70	78
Tarif domestique général 10A et plus	F/kWh	73	73	73	73	73	85
Tarif professionnel BT	F/kWh	92	92	92	91	96	106
Tarif éclairage public	F/kWh	71	70	73	72	76	88
Tarif HTA	F/kWh	67	68	67	74	71	86
Tarif HTB	F/kWh	69	59	64	75	69	83

Le tableau et le graphique suivants présentent l'évolution du tarif moyen en comparaison au coût de revient national du kWh.

Tableau 30 : Évolution comparative du coût de revient au tarif moyen

DÉSIGNATION [F/kWh]	UNITÉ	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût de revient national	F/kWh	76,8	72,5	78,1	87,7	87,1	94,6
Tarif moyen des ventes d'énergie [national]	F/kWh	69,4	68,9	68,9	68,4	71,0	82,1
Tarif moyen TPC ⁸ [national]	F/kWh	69,4	68,9	74,5	74,0	76,4	88,1

Graphique 44 : Évolution des recettes moyennes et du coût de revient en FCFA/kWh



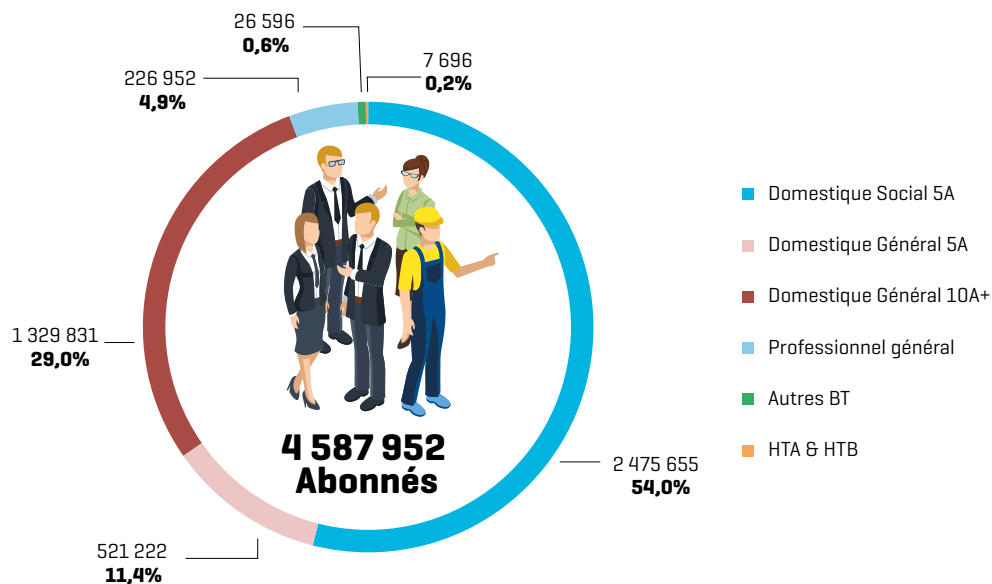
Le coût de revient s'établit en 2024 à 94,6 FCFA/kWh, en hausse de 8,6% par rapport à 2023. La hausse du volume des ventes nationales ainsi que l'ajustement tarifaire de 2024 ont favorisé l'accroissement du chiffre d'affaires portant la recette moyenne par kWh à 88,1 FCFA/kWh contre 76,4 FCFA/kWh en 2023. Ce qui réduit l'écart entre le coût de revient et les recettes moyennes à -6,1 FCFA/kWh en 2024 contre -11,6 FCFA/kWh en 2023.

⁸ 8 Tous Produits Confondus

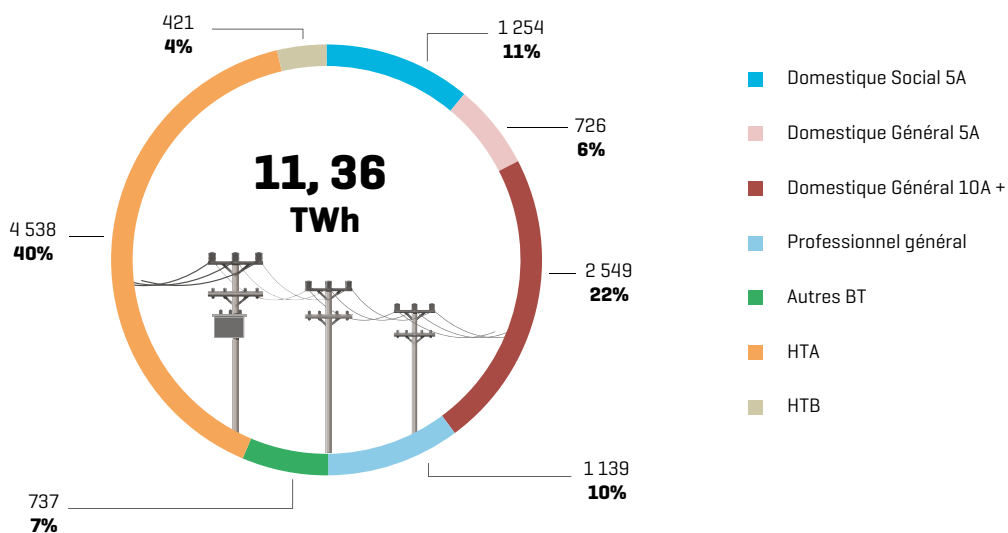
Tableau 31 : Évolution des prévisions et réalisations de recettes moyennes et de coût de revient national en FCFA/kWh

DÉSIGNATION	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (P)	2024 (R)	2025 (P)
Coût de revient national en FCFA/kWh	76,8	72,5	78,1	87,7	87,1	89,0	94,6	91,0
Recettes moyennes (TPC) en FCFA par kWh	69,4	68,9	74,5	74,0	76,4	87,0	88,1	87,9

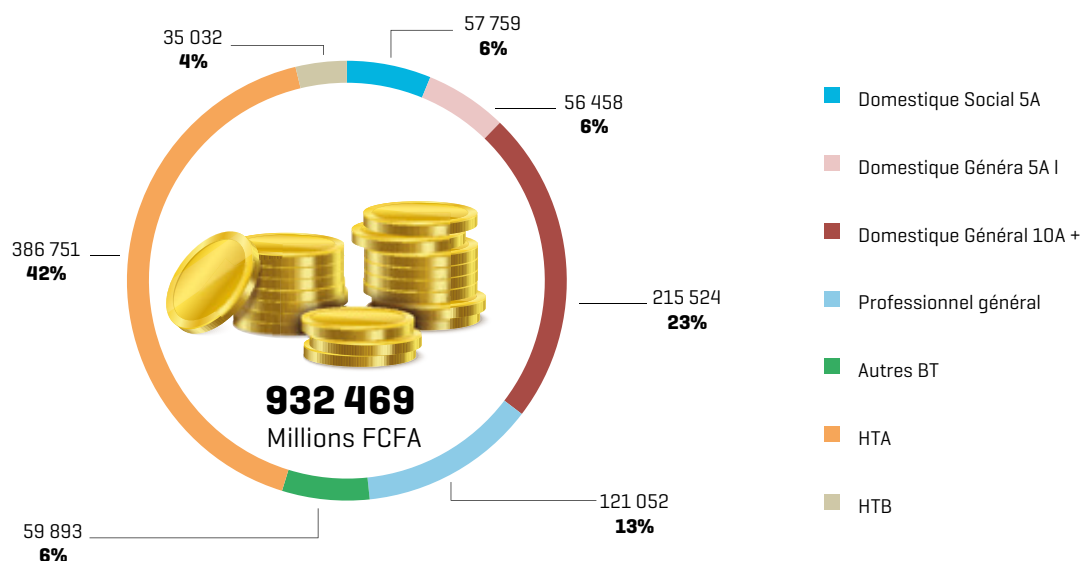
Graphique 45 : Répartition du nombre d'abonnés par catégorie de tarif



Graphique 46 : Répartition des consommations en GWh par catégorie de tarif



Graphique 47 : Contribution des catégories de tarif à la réalisation du Chiffre d'affaires du secteur de l'électricité (en Millions de FCFA)



En 2024, le nombre d'abonnés est passé à 4 587 952 pour une consommation globale de 11,36 TWh et un chiffre d'affaires hors taxe de 932 milliards de FCFA.

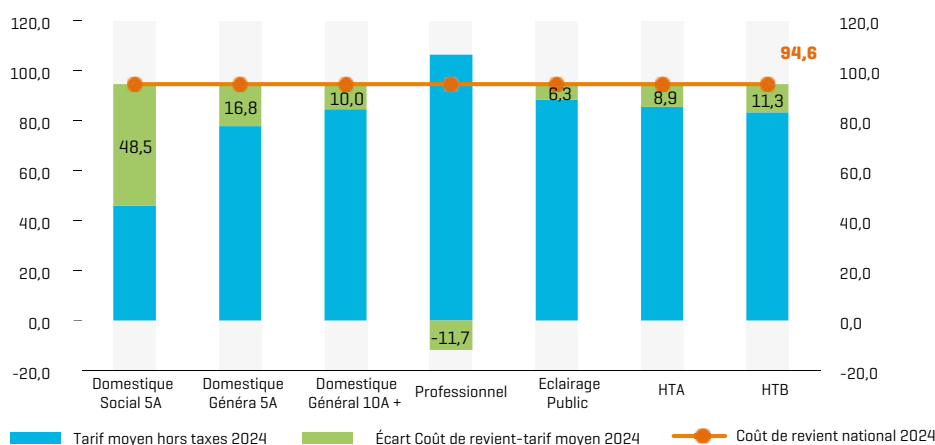
L'effectif des abonnés en basse tension est plus élevé avec 54% des abonnés au tarif domestique social et 29% au tarif domestique général 10A et plus. Cependant, bien qu'étant les plus nombreux, les clients au tarif social ne contribuent qu'à hauteur de 6% des recettes tarifaires. Quant au tarif général 10 A et plus et le tarif professionnel, ils représentent respectivement 23% et 13% du chiffre d'affaires global en 2024.

Les abonnés HTA et HTB restent les moins nombreux avec seulement 7 696 abonnés (0,17%), mais représentent 44% des consommations d'électricité et contribuent à générer 46% des recettes tarifaires en 2024.

5.6.3.2 Niveau de subvention par catégorie tarifaire

On constate, comme l'illustre le graphique ci-dessous, qu'en dépit de l'ajustement tarifaire de 10% appliqué à toutes les catégories de tarifs depuis le 1^{er} janvier 2024, les tarifs de l'électricité restent en deçà du coût de revient, à l'exception du tarif général professionnel dont le prix moyen couvre le coût de revient de 11,7%. Les abonnés au tarif professionnel basse tension ne représentent que 5% de l'effectif total des abonnés et 10% des consommations à fin 2024.

Graphique 48 : Subvention par catégorie de tarif en 2024 (F/kWh)



On constate qu'en dépit de l'ajustement tarifaire de 10% appliqué à toutes les catégories de tarifs depuis le 1er janvier 2024, les tarifs de l'électricité restent en deçà du coût de revient, à l'exception du tarif général professionnel dont le prix moyen couvre le coût de revient de 11,7%. Mais ces abonnés ne sont pas nombreux, ils ne constituent que 5% de l'effectif total des abonnés et consomment 10% du volume total d'énergie à fin 2024.

Le tarif domestique social est le plus subventionné avec 51% de subvention en 2024. Ainsi, à l'exception du tarif professionnel, toutes les catégories d'abonnés bénéficient d'une subvention évaluée en moyenne à environ 11,3% du coût de revient par kWh.

5.6.3.3. Décomposition de la facture d'électricité par catégorie de tarif

Tableau 32 : Décomposition de la facture moyenne bimestrielle (hors TVA) par abonné

DÉSIGNATION	CONSO BIMENSUELLE EN KWH	PART ÉNERGIE EN FCFA	TREOM EN FCFA	RER EN FCFA	RTI EN FCFA	TOTAL EN FCFA (bimestre)	TOTAL EN FCFA (mensuel)
DOMESTIQUE SOCIAL 5A	84	3 888	211	184	169	4 453	2227
DOMESTIQUE GÉNÉRAL 5A	232	18 053	580	332	464	19 430	9715
DOMESTIQUE GÉNÉRAL 10A +	320	27 011	799	420	2 000	30 230	15115
PROFESSIONNEL GÉNÉRAL	836	88 897	2 091	936	2 000	93 924	46962

Tableau 33 : Décomposition du tarif moyen (hors TVA) par kWh

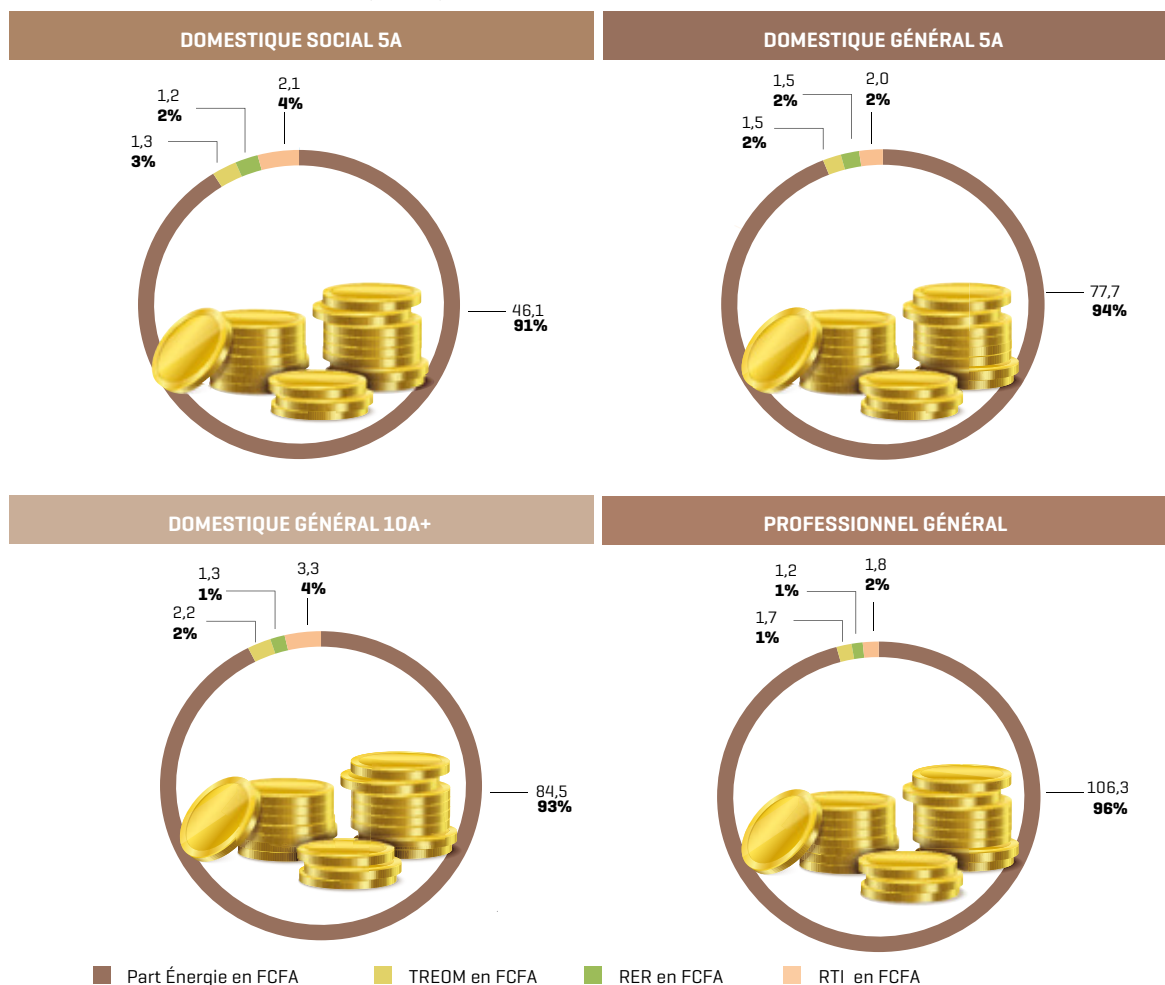
DÉSIGNATION	PART ÉNERGIE EN FCFA	TREOM EN FCFA	RER EN FCFA	RTI EN FCFA	TOTAL EN FCFA
DOMESTIQUE SOCIAL 5A	46,1	1,3	1,2	2,1	50,6
DOMESTIQUE GÉNÉRAL 5A	77,7	1,5	1,5	2,0	82,7
DOMESTIQUE GÉNÉRAL 10A +	84,5	2,2	1,3	3,3	91,4
PROFESSIONNEL GÉNÉRAL	106,3	1,7	1,2	1,8	111,0

La facture d'un client au tarif social s'élève en moyenne à 4 453 FCFA par bimestre, soit 50,6 FCFA/kWh. Ce montant comprend les taxes et redevances d'environ 564 FCFA soit 4,6 FCFA/kWh en moyenne.

Quant à l'abonné au tarif général 5A, il dépense en moyenne 19 430 FCFA par bimestre dont 1 376 FCFA au titre des taxes et redevances. Ce qui nous donne un tarif moyen de 82,7 FCFA/kWh et une moyenne de taxes et redevances de 5 FCFA/kWh.

Les clients de la catégorie domestique général 10A+ paient en moyenne 30 230 FCFA par facture, contre 93 924 FCFA pour ceux de la catégorie professionnelle général. Cela correspond à un coût moyen de 91,4 FCFA/kWh pour les premiers, et de 111 FCFA/kWh pour les seconds. Les taxes et redevances s'élèvent en moyenne à 3 219 FCFA par facture (soit 6,8 FCFA/kWh) pour le domestique général 10A+, et à 5 027 FCFA par facture (soit 4,7 FCFA/kWh) pour le professionnel général.

Graphique 49 : Décomposition du tarif moyen (hors TVA) par kWh



5.6.3.4 Benchmark des tarifs de l'électricité dans la zone UEMOA

Les tarifs moyens appliqués dans la zone UEMOA sont présentés dans le tableau suivant :

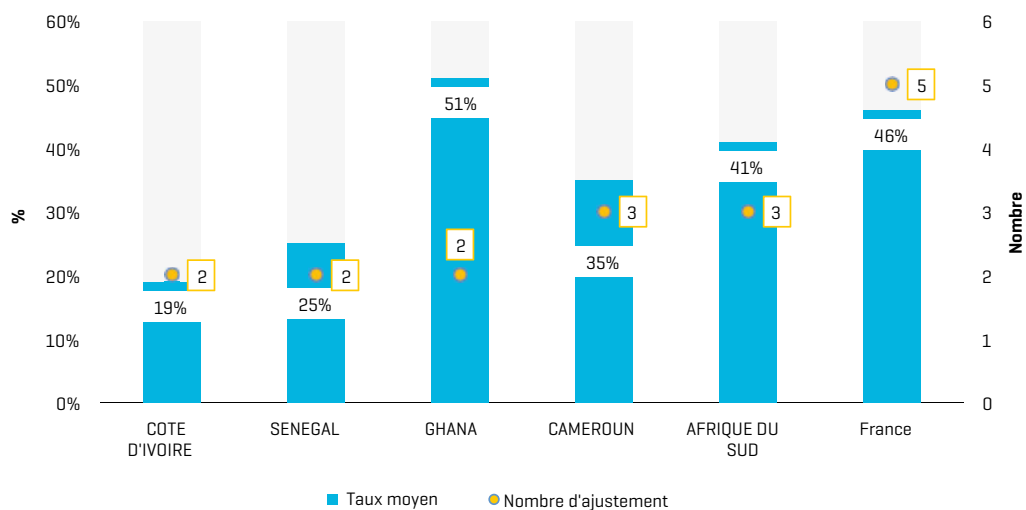
Tableau 34 : Tarifs moyens dans la zone UEMOA (FCFA/kWh)

CATÉGORIES TARIFAIRES	CÔTE D'IVOIRE	BURKINA FASO	MALI	BÉNIN	SÉNÉGAL	TOGO	NIGER
	P MOY	P MOY	P MOY	P MOY	P MOY	P MOY	P MOY
Domestique social Basse tension 5A	46	75	59	119	91	73	64
Domestique Général Basse tension 5A	78	114	109	129	91	86	79
Domestique Général Basse tension 10A et plus	85	121	109	128	97	88	79
Professionnel Basse tension	106	117	109	130	176	103	82
Eclairage public Basse tension	88	122	109	128	182	106	78

Le tarif moyen pratiqué en Côte d'Ivoire demeure le plus compétitif de la zone UEMOA au niveau des catégories de tarif « domestique social », « domestique général 5 A » et « domestique général 10 A et plus » avec respectivement 46 FCFA, 78 FCFA et 85 FCFA environ par kWh.

Le graphique ci-dessous présente les hausses tarifaires enregistrées de 2019 à 2024 dans quelques pays dans le monde en précisant le nombre d'ajustements et les taux cumulés appliqués.

Graphique 50 : Exemples de hausses tarifaires





ANARE-CI
AUTORITÉ NATIONALE DE RÉGULATION DU
SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DE CÔTE D'IVOIRE

Utilisons Mieux Notre Énergie







1393
NUMÉRO D'URGENCE 24h/24h
Service gratuit à partir de tous les appareils mobiles.

5.7 SITUATION DES ENGAGEMENTS D'ACHAT FERME DE L'ÉTAT (TAKE OR PAY)

Au niveau de l'exploitation et particulièrement de la satisfaction de l'équilibre production-consommation, l'année 2024 a été difficile en raison des indisponibilités de la phase IV d'AZITO et du retard dans la mise service des ouvrages prévus dont la Turbine à Vapeur d'Atinkou.

Toutefois la mise en service de la centrale hydroélectrique de Gribo Popoli a permis d'accroître le parc de production du secteur de l'électricité ivoirien. Le parc de production passe ainsi à une capacité installée totale 3 018 MW à fin 2024 contre 2 907 MW en 2023.

La production est notamment assurée par huit (8) Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE) qui disposent de contrat d'achat d'électricité assorti de clauses Take Or Pay (ToP). Ces clauses portent sur une puissance ou sur une quantité d'énergie contractuelle.

Le tableau ci-dessous présente les clauses de ToP en vigueur en 2024 pour chaque PIE.

Tableau 35 : Synthèse des clauses de ToP en vigueur en 2024

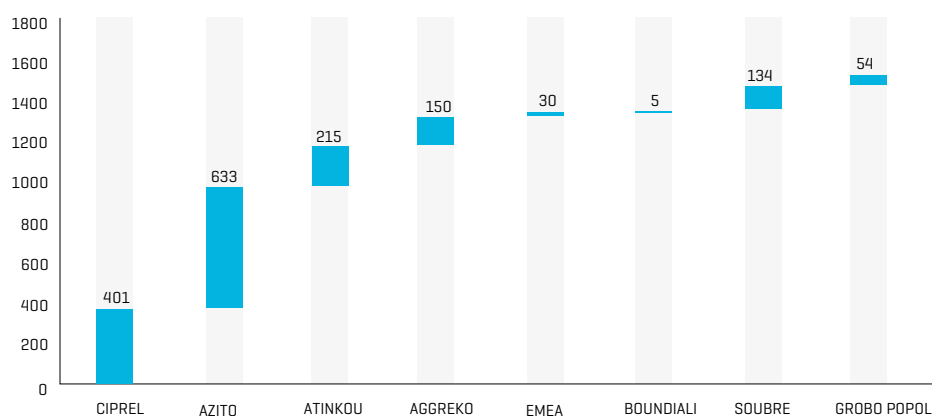
OPÉRATEURS	TYPE DE TOP	PUISSANCE INSTALLÉE (PI)	TOP EN 2024		PI RESTANTE	% TOP
		EN MW	EN MW	EN GWh	EN MW	
CIPREL	ToP Energie	569	401	3 510	168	70%
AZITO	ToP Puissance	724	633	5 179	91	87%
dont AZITO III	ToP Puissance	471	411	3 402	60	87%
dont AZITO IV	ToP Puissance	253	222	1 777	31	88%
ATINKOU	ToP Energie	255	215	1 880	40	84%
AGGREKO	ToP Puissance	183	150	1 134	33	82%
EMEA	ToP Puissance	100	30	262	70	30%
BOUNDIALI Solaire	ToP Energie	30	5	5	25	17%
SOUBRE	ToP Energie	275	134	1 170	141	49%
GRIBO POPOLI	ToP Energie	112	54	242	58	48%
TOTAL		2 248	1 622	13 382	626	72%

PI : Puissance Installée

En 2024, les producteurs indépendants d'électricité disposant du contrat comportant une clause de ToP cumulent une puissance installée totale de 2248 MW dont 72%, soit 1622 MW, sont soumis à une obligation d'achat ferme [ToP].

Le mix énergétique en ToP est également dominé par l'énergie électrique d'origine thermique qui représente 88,1% de la puissance totale, suivi par l'hydraulique qui est de 11,6%.

Graphique 51 : Clauses ToP contractuelles à fin 2024 (MW)



Le tableau suivant présente le niveau d'enlèvement des énergies en ToP.

Tableau 36 : Bilan énergétique des producteurs d'électricité en 2024

DÉSIGNATION	QUANTITÉ ENLEVÉE	TOP	TOP NON UTILISÉ	PRIX CONTRACTUEL	COÛT MOYEN	SURCÔÛT DÙ AU TOP
	GWh	GWh	GWh	FCFA/KWh	FCFA/KWh	MDS FCFA
CIPREL	3 198	3 510	312	19	21,9	6,2
AZITO	2 882	5 179	2 297			45,6
dont AZITO III	2 801	3 402	601	21,4	28,5	14,1
dont AZITO IV	80	1 777	1 697	16	409,7	31,5
AGGREKO	1 083	1 134	51	16,8	27,6	1,3
EMEA	1030	262	0	31,2	30,7	-
ATINKOU	1740	1880	140	11,2	12,3	1,6
BOUNDIALI Solaire	50	5	0	43,3	43,3	-
SOUBRE	1 437	1 170	0	35	35	-
GRIBO POPOLI	269	242	0	40	34,6	-
TOTAL	11 689	13 382	2 800			54,7

En 2024, le volume d'énergie non enlevé est estimé à 2800 GWh sur un volume total d'énergie à enlever de 13 382 GWh, soit un taux de ToP non utilisé de 20,9%.

Cette situation engendre un surcoût de 54,7 milliards de FCFA en 2024 contre 31,2 milliards de FCFA en 2023, contribuant à la détérioration des comptes du secteur.

En effet, l'absence de surcoût lié au ToP en 2024, toutes choses étant égales par ailleurs, aurait porté le solde d'exploitation après la catégorie E à -66,3 milliards de FCFA en lieu et place de -121 milliards de FCFA (solde hors subvention d'exploitation), soit une amélioration de 45,2%. Autrement dit, le ToP non enlevé a contribué à détériorer le solde d'exploitation de 82,5%.





PARTIE **04** | **FOCUS**

14 | **FOCUS**

- 14.1 LES GARANTIES DE PAIEMENT DE CONSOMMATION DES ABONNÉS : FONDEMENTS, UTILITÉ ET MÉCANISME DE GESTION
- 14.2 STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

14. FOCUS

14.1. LES GARANTIES DE PAIEMENT DE CONSOMMATION DES ABONNÉS : FONDEMENTS, UTILITÉ ET MÉCANISME DE GESTION

14.1.1 DÉFINITION ET DESCRIPTION

L'avance sur consommation, également appelée depuis la convention de concession de 2021, la garantie de paiement de consommation constitue la somme versée par le client lors de son abonnement, destinée à couvrir son défaut de paiement.

Selon les annexes 19.2.1 et 19.2.2. du règlement de service concédé contenu dans la convention de concession du service public de l'Électricité conclue entre l'État et l'Exploitant CIE, la garantie de paiement de consommation répond aux cinq (5) conditions suivantes :

- ✓ elle est versée par l'abonné à l'Exploitant (CIE) dès la signature du contrat de fourniture (abonnement), et qui est fonction de la catégorie de tarif et de la puissance souscrite ;
- ✓ elle n'est pas productive d'intérêts et est remboursée par l'Exploitant dans les trente (30) jours suivant la fin de l'abonnement sous déduction de toutes sommes qui pourraient être dues par l'abonné ;
- ✓ en cas d'augmentation de la puissance souscrite, l'augmentation du montant de la garantie de paiement impose le paiement du différentiel de ladite garantie par l'abonné ;
- ✓ en cas de diminution de la puissance souscrite, un remboursement est à faire par l'Exploitant en cas de réclamation de l'abonné ou par compensation sur facture déduction faite après calcul du différentiel à payer ;
- ✓ elles peuvent être modifiées conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur. Elles sont déterminées en référence à l'arrêté tarifaire en vigueur.

Ainsi, le calcul du montant de la garantie de paiement de consommation (GPC) prend en compte plusieurs paramètres notamment :

- ✓ le coefficient de calcul qui est fonction de la catégorie de tarif et du niveau de tension ;
- ✓ la catégorie de tarif qui indique le tarif unitaire et la prime fixe à appliquer ;
- ✓ la puissance souscrite par le client lors de son abonnement ou suite à une augmentation de la puissance souscrite ;
- ✓ les taxes et redevances à savoir la taxe rémunératoire d'enlèvement des ordures ménagères (TREOM) et la redevance pour électrification rurale (RER) dont les taux sont fixés selon le niveau de tension.

Ainsi, la formule de calcul de la garantie de paiement de consommation est la suivante :



EN BASSE TENSION

- Tarif domestique social

$$GPC = 134 \times [PU T1_{\text{tarif abonné}} + TREOM + RER \text{ Variable}]$$

- Tarif général domestique et professionnel

$$GPC = [180 \times PS] \times [PUTTC T1_{\text{tarif abonné}} + TREOM + RER \text{ Variable}]$$



EN HTA

$$GPC = 200 \times PS \times PUP + PF_{\text{mensuelle}} + RER$$

Ou encore (pour les abonnés au régime Borne Poste BT)

$$GPC = \text{Coeff} \times PS \times PUP + PF_{\text{mensuelle}} + RER + \text{Frais d'entretien borne poste}$$



EN HTB

$$GPC = 500 \times PS \times PU_p$$

Ou encore (pour les abonnés au régime Borne Poste BT)

$$GPC = 500 \times PS \times PU_p + \text{Frais d'entretien borne poste}$$

Avec :

PS : Puissance souscrite par l'abonné

PUT 1_{tarif abonné} : Prix unitaire de la première tranche de la catégorie de tarif de l'abonné

TREOM : Taxe rémunératoire d'Enlèvement des Ordures Ménagères

RER : Redevance Électrification Rurale

PF : Prime fixe

PU_p : Prix Unitaire heure Pleine

14.1.2. MÉCANISME DE GESTION ET PARTIES PRENANTES

14.1.2.1. La gestion des garanties de paiement de la consommation

Avant 2021, la gestion des avances sur consommation était exclusivement du ressort de l'Exploitant CIE.

Cependant, avec la loi n°2018-574 du 13 juin 2018 portant création, attributions, organisation et fonctionnement de la Caisse des Dépôts et Consignations de Côte d'Ivoire (en abrégé CDC-CI), la CDC-CI est désormais le dépositaire des garanties de paiement des consommations constituées par les usagers auprès des concessionnaires des services publics dont les avances sur consommation versées par les clients à la CIE lors de l'abonnement d'électricité.

La gestion des dépôts de garantie relatifs aux abonnements d'électricité effectuée initialement par l'Exploitant du Service Public de l'électricité a été alors transférée à la CDC-CI suivant certaines modalités.

En effet, pour éviter que le transfert de la gestion de ces dépôts de garantie à la CDC-CI, ne perturbe le service public de l'électricité, la CDC-CI et la CIE ont convenu de laisser à la CIE la gestion courante des dépôts de garantie. Il s'agit de la gestion de l'ensemble des flux d'encaissements et de remboursements liés aux abonnements et aux résiliations des clients.

Ainsi, les flux nets de dépôts de garantie font périodiquement l'objet de reversement par la CIE à la CDC-CI avec des contrôles de l'organe indépendant de régulation, l'ANARE-CI.

14.1.2.2. Le Contrôle exercé par l'ANARE-CI

Suite à la saisine de l'ANARE-CI par la CDC-CI afin de garantir la fiabilité et l'exhaustivité des versements de dépôts de garantie effectués par la Compagnie Ivoirienne Électricité (CIE), l'ANARE-CI a mis en place avec l'accord des parties prenantes, un formulaire de versement des dépôts de garantie de paiement. Ce document permet de retracer le montant des garanties à reverser. Il synthétise l'ensemble des garanties encaissées lors de l'abonnement, desquelles sont déduits les remboursements effectués à la résiliation du contrat d'abonnement. Le solde ainsi constitué est reversé par la CIE ou est dû par la CDC-CI selon qu'il soit positif ou négatif.

Un contrôle est réalisé par l'ANARE-CI sur le formulaire de versement transmis à partir de ses annexes qui permettent de recalculer les montants déterminés sur le formulaire, de sorte à vérifier l'exactitude des montants déclarés.

La note de contrôle qui en découle fait ressortir les éventuels écarts et les incohérences constatés qui devraient par la suite être pris en compte et corrigés par la CIE.

14.1.3. UTILITÉ ET LIMITE

La garantie de paiement de consommation a pour objectif de permettre à l'Exploitant de recouvrer sa créance client impayée.

En effet, à la rupture du contrat d'abonnement suite à un défaut de paiement du client, le montant de la garantie de paiement est positionné dans le compte client en règlement des factures impayées. La formule de détermination du montant de la garantie intègre un coefficient d'estimation de la consommation d'un ou de deux mois en fonction de la périodicité de facturation. Ce qui devrait en principe permettre à l'Exploitant de recouvrer sa créance vis-à-vis de l'abonné.

Au cas où le montant des impayés est inférieur à la garantie, la différence devra être remboursée par l'Exploitant au client. Dans le cas contraire, l'abonné devra payer cette différence.

Bien que les dépôts de garantie offrent une sûreté à l'Exploitant pour le recouvrement de la facture de l'abonné, il arrive souvent qu'en raison de l'âge du contrat d'abonnement et des hausses tarifaires intervenant à posteriori du contrat d'abonnement (et donc n'impactant pas le montant de la garantie payée initialement), la garantie de paiement se trouve être insuffisante pour couvrir les impayés du client. Ce qui limite l'intérêt de ce dispositif financier dont l'objectif est de réduire le portefeuille de créance client à recouvrer.

Envisager une révision de la formule de calcul des garanties de paiement permettrait d'en conserver l'utilité qui est de constituer la première sécurité financière pour le secteur de l'électricité.

14.2. STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

14.2.1. CONTEXTE

La satisfaction de la demande par l'offre, en électricité, est assurée grâce à un ajustement permanent entre la production et la consommation. Face à une demande fluctuante, l'offre en électricité se doit d'être flexible en tenant compte des aléas.

Pour ce faire, le gestionnaire du parc de production dispose de deux [2] leviers principaux.

Il s'agit de mettre en place une planification prudente de l'offre en faisant appel à différentes notions de marges et de sécurité dans l'exploitation. L'objectif est de limiter l'impact des éventuelles défaillances sur le système et de développer une plus grande résilience.

Ou encore, optimiser le parc de production en partant d'une part de l'analyse de la demande (consommation nationale) et d'autre part des contraintes financières liées aux contrats Take or Pay en vigueur¹¹.

Parfois considéré comme un coût de sécurité, les contrats Take or Pay font supporter une pression financière croissante avec des surcoûts importants. Pour l'année 2024, un surcoût de 54,7 milliards de FCFA a été enregistré pour l'énergie non enlevée, contre 31,2 milliards de FCFA en 2023 et 14 milliards en 2022.

14.2.2. OFFRE ET DEMANDE DE L'ÉLECTRICITÉ

14.2.2.1. L'offre

La puissance totale installée en fin 2024 est de 3 018 MW, dominée par le thermique avec 65% de la puissance installée. Quant à l'hydraulique et le solaire, ils représentent respectivement 34% et 1% de la puissance installée en 2024.

¹¹ Le Take or Pay (ToP) est clause dans laquelle un acheteur s'engage à payer à un fournisseur un montant correspondant à l'achat d'un certain volume de biens ou services, ici l'électricité, que le bien ou le service soit réellement consommé ou non par l'acheteur.

Ci-dessous un aperçu du parc de production ivoirien à fin 2024.

Tableau 72 : Analyse du parc de production ivoirien à fin 2024

OUVRAGES/ OPÉRATEURS	TECHNOLOGIE	PIE/ÉTAT	TYPE CONTRAT	PUISSANCE INSTALLÉE [PI]	TOP EN 2024		PI RESTANTE	% TOP
				EN MW	EN MW	EN GWh	EN MW	%
BARRAGE ÉTAT	Hydraulique	État	Concession CIE	604			604	
SOUBRÉ	Hydraulique	État	ToP	275	134	1 170	141	49%
GRIBO POPOLI	Hydraulique	État	ToP	111	54	242	58	49%
VRIDI	Thermique	État	Concession CIE	100			100	
CIPREL	Thermique	PIE	BOOT & ToP	569	401	3 510	168	70%
AZITO	Thermique	PIE	BOOT & ToP	724	633	5 179	91	87%
DONT AZITO III				471	411	3 402	60	87%
DONT AZITO IV				253	222	1 777	31	88%
ATINKOU	Thermique	PIE	BOOT & ToP	255	215	1 880	40	84%
AGGREKO	Thermique	PIE	Location & ToP	250	170	1 489	80	71%
EMEA	Thermique	PIE	Location & ToP	100	30	262	70	30%
BOUNDIALI SOLAIRE	Solaire	État	ToP	30	5	5	25	17%
TOTAL				3 018	1 642	13 737	1 377	55%
OUVRAGE A TOP				2 248	1 622	13 382	626	72%
OUVRAGES ÉTAT				1 121	193	1 417	828	46%
OUVRAGES PRIVÉS				1 831	1 429	11 965	402	78%

ToP = Take or Pay

Il convient de souligner que la production brute totale est assurée à la fois par des ouvrages de l'État avec 1 121 MW et les producteurs indépendants d'électricité (PIE) avec 1 831 MW.

Tous les contrats d'achat d'électricité, à l'exception des ouvrages concédés, sont assortis d'une clause de ToP. Ces contrats ToP cumulent en 2024 une puissance installée totale de 2 248 MW dont 72%, soit 1 622 MW, sont soumis à une obligation d'enlèvement ferme [Take or Pay --ToP].

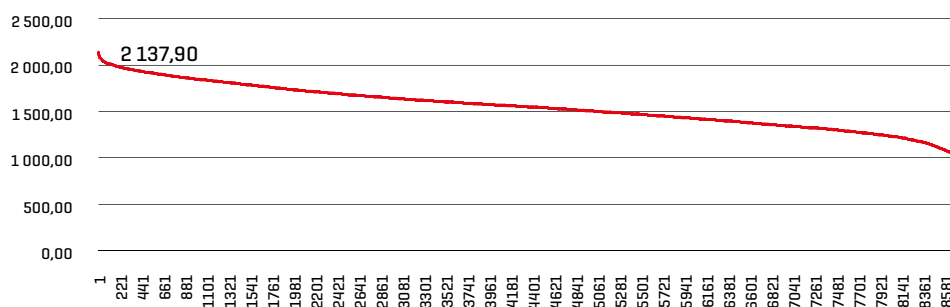
En considérant uniquement les ouvrages privés, le ToP s'établit en moyenne à 78% de la capacité. En dehors de EMEA dont le ToP est de 30% de la capacité et de CIPREL à 70%, les autres ouvrages enregistrent un ToP à plus de 82%.

14.2.2.2. La demande en électricité

La consommation nationale brute d'électricité en 2024 a atteint 13 572 GWh avec une pointe de consommation à 2 168 MW [pointe corrigée].

Sur la monotone de charge de 2024 ci-après, on peut observer la consommation enregistrée sur les 8 784 heures de l'année ainsi que la puissance utilisée par rapport à la puissance totale installée pour chaque heure de l'année.

Graphique 72 : Monotone de charge 2024



Source : Données collectées à la DME/CIE

En observant la courbe, on note que la pointe de consommation en 2024 était de 2 138 MW. Elle a été enregistrée le 27 mars 2024 à 00h. En 2023, cette pointe était de 1 947 MW, soit une hausse de 9,8% enregistrée en 2024.

A l'opposé, on peut observer la présence de déclenchements comme l'illustre la queue de la courbe. Autrement dit, la puissance enregistrée sur certaines heures (à minima 45 heures) de l'année n'a pas rencontré la satisfaction du besoin minimum requis en électricité, estimé à 1 016 MW en 2024, contre 916 MW en 2023 et 815 MW en 2022.

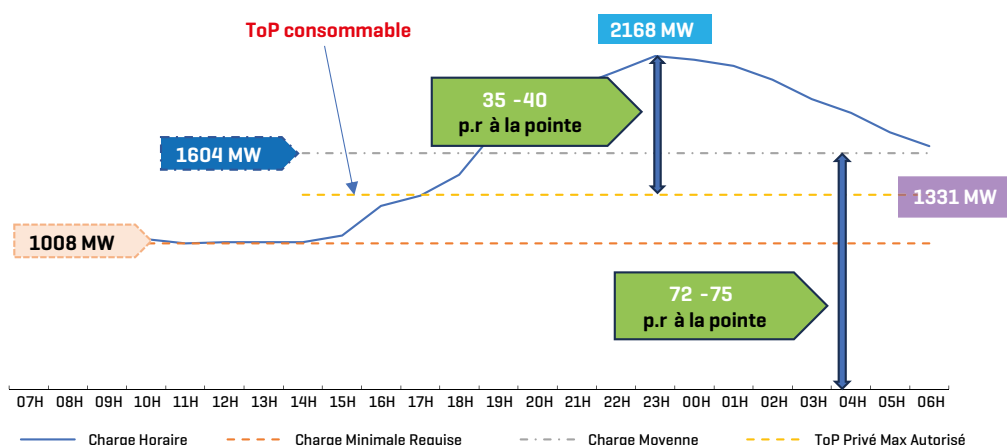
Face à ce constat des besoins de consommation en constante hausse, établir l'équilibre entre l'offre et la demande couplée à l'optimisation des coûts devient un exercice de plus en plus délicat qui exige le placement judicieux des ouvrages de production.

14.2.3. OPTIMALITÉ DES CONTRATS TOP ET PARTICIPATION DE L'ÉTAT À LA PRODUCTION

L'analyse des consommations annuelles et des charges horaires par rapport aux niveaux de Take or Pay montre que pour un système électrique avec moins de surcoût, voire sans surcoût, **il est recommandé d'aligner le ToP de l'ensemble des opérateurs privés entre le besoin minimum requis et la puissance moyenne** et s'assurer que les groupes de productions remplissent les critères de la réserve primaire pour une sollicitation en base.

Le besoin minimum requis se définit comme une estimation de la plus petite puissance en service sur le réseau en dehors des déclenchements ou rationnements, tandis que la puissance moyenne est la moyenne annuelle des puissances enregistrées sur le réseau durant toutes les heures de l'année.

Graphique 73 : Charge journalière typique



Le graphique représente la courbe de charge horaire sur vingt-quatre heures [24h] répartie selon les différents niveaux de charge atteinte durant une journée notamment la charge minimale requise [besoin minimum] et la charge moyenne [puissance moyenne].

L'analyse de la charge horaire a consisté à rapprocher la courbe de charge à la capacité des ouvrages de production en tenant compte des obligations fermes.

Il ressort, comme indiqué sur le graphique, que **la participation de l'État à la production de l'électricité devrait se situer à minima à 35% de la pointe enregistrée sur le réseau**. En effet, 35% de la demande est uniquement exprimée sur la moitié de la journée [19h-6h] et inexistante sur l'autre moitié [7h et 18h]. En outre, elle est la part de la demande où la puissance en service est au-delà du ToP privé consommable [courbe pointillée bleue].

En d'autres termes, le niveau de l'ensemble des ToP privés ne devrait pas excéder 65% de l'ensemble des capacités des opérateurs privés ayant cette clause. Le taux actuel est de 78%, soit un excédent de 13 points.

Ainsi, tout ToP couvrant tout ou une partie de la demande de 19h-6h ne sera pas enlevée sur l'autre moitié de la journée [7h et 18h], occasionnant de facto un paiement obligatoire de la part du secteur de l'électricité.

Pour rappel, cette obligation de paiement s'est établie à 54,7 milliards FCFA en 2024. Une somme que le secteur ne serait pas tenu de payer, du moins dans sa totalité, si 35% de la demande, c'est-à-dire celle entre la courbe pointillée bleue et la charge enregistrée, était satisfaite par les ouvrages de l'État sur toute l'année.

Par définition, le ToP privé consommable est le ToP plafond que peut enlever l'État au PIE pour satisfaire toute la demande exprimée. Il est déterminé à partir de la structure et de l'évolution de la demande à partir de la formule suivante :

$$\text{ToP max} = \text{besoin minimum requis} + (A/24) * (\text{Puissance moyenne} - \text{besoin minimum requis})$$

Où **A** est le nombre d'heures en moyenne où la puissance en service est inférieure à la puissance moyenne sur une journée de 24h.

Pour l'année 2024, on note :

- ✓ un besoin minimum requis de 1 016 MW;
- ✓ une puissance moyenne de 1 548 MW ;
- ✓ coefficient A = 12,45 heures.

Il ressort ainsi, un ToP plafond des PIE de 1 292 MW, contre un ToP actuel de 1 429 MW, soit un surplus d'engagement de 137 MW.

Tableau 73 : Détermination du ToP plafond et de la participation de l'État à l'offre d'électricité

DÉSIGNATION	UNITÉ	2023	2024 (PROJ.)	2024 (RÉAL.)
Pointe	MW	1947	2 168	2 168
Puissance moyenne	MW	1439	1 604	1 548
Besoin minimum requis	MW	916	1 008	1 016
Coefficient A	Heure	12,99	13,01	12,5
ToP plafond des PIE	MW	1 199	1 331	1 292
ToP des PIE	MW	1 449	1 532	1 429
Surplus d'engagement ToP	MW	250	201	137
Participation minimale de l'État	MW	748	837	876
	% [p.r Pointe]	38%	39%	40%

14.2.4. OPTIMALITÉ DES BESOINS EN GAZ

Il a été constaté que le ToP des opérateurs privés utilisant le gaz comme combustible est défini sans une garantie de la disponibilité du gaz. Autrement dit, il est impossible au secteur de l'électricité d'enlever 78% de la production des ouvrages privés, faute de gaz.

Couvrir les besoins en gaz exige :

- ✓ de rehausser le niveau de la quantité de gaz de 20 Mpc/jour pour couvrir le niveau du Take or Pay en puissance thermique [234 Mpc/jr] ; ou
- ✓ de 99 Mpc pour solliciter toute la puissance installée des producteurs privés [313 Mpc/jr].

14.2.5. LA NÉCESSITÉ DE MARGE ET DE RÉSERVE

Jugées nécessaires en exploitation pour maîtriser un niveau de risque prédéfini [aléas] causé par une défaillance du système, les réserves et marges ont pour but d'assurer la continuité de l'alimentation en cas d'indisponibilité des ouvrages de production.

Sa détermination tient compte du niveau de l'équilibre production-consommation, de la fiabilité estimée des moyens de production, de la caractérisation des aléas de consommation, etc...

Elle se base donc sur un incident de référence en réseau isolé au niveau national et sur un incident de référence du système électrique interconnecté.

Pour rappel, la sécurité des systèmes électriques doit être conçue de manière à hiérarchiser les risques selon la grille suivante :

sécurité N-1 : défauts fréquents ;
sécurité N-2 : défauts peu fréquents ;
sécurité N-3 : défauts exceptionnels ;
sécurité N-4 : défauts extrêmement rares.

Ainsi on aura :

La marge de sécurité N-1 = P nominale de la plus grande centrale en service [ATINKOU].

La marge de sécurité N-2 = P nominale de la 1^e et la 2^e plus grande centrale en service.

La marge de sécurité N-3 = P nominale de la 1^e, 2^e et 3^e plus grande centrale en service.

En 2024, le niveau de marge de sécurité N-1 devrait être de 390 MW [255 + 135] avec l'hypothèse de la mise en service de la TAV d'ATINKOU.

Tableau 74 : Niveau des marges de sécurité

NIVEAU DE SÉCURITÉ	CORRESPONDANCE	MW
N-1	la tranche d'ATINKOU	390
N-2	les tranches d'ATINKOU et d'AZITO IV	634
N-3	les tranches d'ATINKOU et d'AZITO IV ainsi qu'une TAG d'AZITO et sa chaudière associée	878

14.2.6. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Cette étude montre la nécessité de :

- ✓ renforcer la sécurité d'alimentation en électricité par la création de marge suffisante de N-1 à N-2 puis à N-3;
- ✓ accroître la participation de l'État à la production ;
- ✓ accroître la fourniture de gaz naturel ;
- ✓ limiter et moduler le niveau d'engagement des ToP des opérateurs privés à au plus 65 % de leur capacité.

Comme illustré dans le graphique 2, satisfaire 35% de la demande en électricité à partir des ouvrages de production de l'État limiterait les surcoûts financiers liés aux contrats ToP des privés qui devraient être limités au plus à 65% de leur capacité. Autrement, cela pourrait engendrer un surcoût, comme observé à 54,7 milliards de FCFA en 2024 et 31,2 milliards de FCFA en 2023.

Pour un système électrique avec moins de surcoût, il est recommandé les actions suivantes.

RECOMMANDATIONS	
	Constituer une réserve ou une marge pour pallier les aléas de production de sorte à passer de N-1 pour les risques certains, à N-2 pour les risques peu fréquents et N-3 pour la robustesse du système
R1	- 400 MW pour la sécurité N-1 : à renforcer ; - 650 MW pour la sécurité N-2 : à rechercher ; - 900 MW pour la sécurité N-3 : à atteindre à terme. Cette sécurité pourrait évoluer à N-4 à plus long terme.
R2	Accroître la participation de l'État à couvrir à minima et en performance 35% de la pointe prévisionnelle et assurer la réserve de sécurité.
R3	Accroître la fourniture de gaz qui se trouve être en deçà du besoin de gaz eu égard des contrats d'achat d'électricité en vigueur, en cours de négociation et en projet.
R4	Limiter le ToP cumulé des opérateurs privés au plus à 65% de l'ensemble de leurs capacités ou la totalité disponible tant que le ToP cumulé est en dessous de la puissance max optimale
R5	Fixer le plafond autorisé pour les prochains contrats ToP à environ 62% (+ ou - 2%) de la capacité disponible de l'opérateur ou la totalité disponible tant que le ToP cumulé est en dessous de la puissance max optimale
R6	Moduler et dimensionner le ToP contractuel des opérateurs privés sur la durée de récupération de leurs capitaux investis en fonction de la demande
R7	Intégrer des clauses de rendez-vous dans les contrats d'achats d'électricité pour redéfinir le ToP ou certaines dispositions du contrat de sorte à y intégrer de la flexibilité.
R8	Encourager les initiatives de l'État en matière de diversification du mix énergétique de sorte à réduire la part du thermique (69%) qui nécessite le recours aux combustibles gazeux et liquides pour sa production de l'électricité.





PARTIE **05 | ANNEXES**

ANNEXE 1	SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS
ANNEXE 2	RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX SINISTRES CORPORELS D'ORIGINE ÉLECTRIQUE
ANNEXE 3	RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX TRAITEMENTS DES RECOURS
ANNEXE 4	MATRICE DES DÉLAIS DE TRAITEMENT DES RECOURS
ANNEXE 5	INDICATEURS CLÉS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE IVOIRIEN 2011, 2023 ET 2024
ANNEXE 6	PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE IVOIRIEN AU 31 DÉCEMBRE 2024
ANNEXE 7	RÉCAPITULATIF DES SINISTRES CORPORELS ENREGISTRÉS DE 2000 À 2024
ANNEXE 8	RÉSULTATS DU CONTRÔLE DE LA QUALITÉ DE L'ÉCLAIRAGE PUBLIC DANS LES LOCALITÉS VISITÉES EN 2024
ANNEXE 9	POINT D'AVANCEMENT DU TRAITEMENT DES RECOMMANDATIONS DE L'AUDIT ARTELIA
ANNEXE 10	ÉVOLUTION DE LA CONTRIBUTION DES CENTRALES ET DES IMPORTATIONS AU COÛT DE PRODUCTION
ANNEXE 11	ÉVOLUTION DU COÛT DE PRODUCTION
ANNEXE 12	ÉVOLUTION DU COÛT DE REVIENT NATIONAL
ANNEXE 13	ÉVOLUTION DU COÛT DE REVIENT EXPORT

ANNEXE 5 : INDICATEURS CLÉS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE IVOIRIEN 2011, 2023 ET 2024

LIBELLÉS	2011	2023			2024		
Indicateurs clés	Nombre	Nombre	Écart 2011/2023	Évolution [%]	Nombre	Écart 2023/2024	Évolution [%]
Nombre d'Abonnés	1 111 533	4 048 259	2 936 726	264	4 587 952	539 693	13
Taux de couverture	33%	88,10%			94,30%		
Taux d'accès	74%	97,20%			98,60%		
Taux de desserte		64%			71%		
Lignes HTB [kms]	4 478	7 552	3074	69	7 694	142	2
Lignes HTA [kms]	19 581	33 270	13 689	70	34 656	1 386	4
Lignes BT [kms]	16 519	28 016	11 497	70	32 433	4 417	16
Postes HTB	45	71	26	58	74	3	4
Postes HTA	7 712	20 288	12 576	163	21 633	1 345	7
Foyers éclairage Public	372 671	1 016 492	643 821	173	1 079 931	63 439	6
Temps Moyen de Coupure	47h25	29h22	18h03	- 38	26h13	03h09	- 11
Rendement du système [%]	71,25	84,99			84,33		

NB : Le taux de desserte de 2023 et 2024 est calculé sur la base du Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH) de 2021.

ANNEXES 6 : PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE IVOIRIEN AU 31 DÉCEMBRE 2024

ANNEXE 6.1. PARC DE PRODUCTION AU 31 DÉCEMBRE 2024

ANNEXE 6.1.1. GROUPES DE PRODUCTION SUR LE RÉSEAU INTERCONNECTÉ

PARC DE PRODUCTION USINES	GROUPES	PUISSANCE INSTALLÉE GROUPE (MW)	PUISSANCE INSTALLÉE CENTRALE (MW)	ANNÉE DE MISE EN SERVICE
HYDRAULIQUE :				
AYAMÉ 1	G1	10	20	1959
	G2	10		1959
AYAMÉ 2	G3	15	30	1975
	G4	15		975
KOSSOU	G1	58	174	1972
	G2	58		1972
	G3	58		1972
TAABO	G1	70	210	1979
	G2	70		1979
	G3	70		1979
BUYO	G1	55	165	1980
	G2	55		1980
	G3	55		1980
FAYÉ	G1	2,5	5	1983
	G2	2.5		1983
SOUBRÉ	G1	90	275	2017
	G2	90		
	G2	90		
	G4	5		
GRIBO-POPOLI	G1	37	111	2024
	G2	37		
	G3	37		
SOUS TOTAL HYDRAULIQUE			990	

ANNEXE 6.1.1. GROUPES DE PRODUCTION SUR LE RÉSEAU INTERCONNECTÉ

PARC DE PRODUCTION USINES	GROUPES	PUISSANCE INSTALLÉE GROUPE (MW)	PUISSANCE INSTALLÉE CENTRALE (MW)	ANNÉE DE MISE EN SERVICE
THERMIQUE :				
VRIDI 1	TAG1	25	100	1984
	TAG2	25		1984
	TAG1	25		1984
	TAG2	25		1984
CIPREL	TAG5	35	565	1995
	TAG6	35		1995
	TAG7	35		1995
	TAG8	115		1997
	TAG9	115		2010
	TAG10	115		2014
	TAV	115		2016
AZITO ENERGIE	GT11	150 / 15	727	1999 / 2019
	GT12	150 / 15		2000 / 2019
	TAV	144		2015
	GT21	179		2022
	TAV	74		2023
AGGREKO	Aggreko 1	37	251	2010
	Aggreko 2	37		2010
	Aggreko 3	37		2012
	Aggreko 4	50		2013
	Aggreko 5	50		2013
	Aggreko 6	40		2021
KARPOWERSHIP		100	100	2022
ATINKOU	TAG	255	255	2023
SOUS TOTAL THERMIQUE			1998	
Boundiali Solaire			30	2023
TOTAL GROUPES DE PRODUCTION SUR LE RÉSEAU INTERCONNECTÉ			3 018 MW	

ANNEXE 6.1.2. RÉPERTOIRE DES CENTRALES ISOLÉES
1. Liste des 2 Centrales isolées classiques

RÉGIONS		DÉPARTEMENT	LOCALITÉS	PUISSANCE (kVA)	TYPE DE CENTRALE	EXPLOITANT
1	Grands-Ponts	Grand-Lahou	Lahou Kpanda	110	Groupe électrogène	CIE
2	Sud-Comoé	Adiaké	Assinie-France	286		

2. Liste des 6 Centrales isolées du Programme PRODERE¹¹

RÉGIONS	DÉPARTEMENT	LOCALITÉS	PUISSANCE (kWc)	TYPE DE CENTRALE	EXPLOITANT
1	Tchologo	Ouangolodougou	Djélisso	68	Hybride : solaire avec groupe électrogène en secours CIE
2			Sinakaha	60	
3	Agnébi-Tiassa	Tiassalé	Broukro	130	
4			Ehoumankoffikro	48	
5			Dialloko	90	
6			Adomkro	45	

3. La liste des 16 Centrales isolées du Programme ECLER IVOIRE

RÉGIONS	DÉPARTEMENT	LOCALITÉS	PUISSANCE (kWc)	TYPE DE CENTRALE	EXPLOITANT
1	Agnéby-Tiassa	Tiassalé	Kangakro	21	Hybride : Solaire avec groupe électrogène en secours CIE
2			Niénékro-Konankro	21	
3			Dibykro Brahimakro	99	
4	Bafing	Koro	Moako-Booko	25	
5		Touba	Touéla	40	
6			Orossanisso	50	
7			Yatienso	39	
8	Kabadougou	Ouaninou	Méhidougou	85	
9		Odienné	Dagaba	44	
10		Odienné	Sanankoroba	81	
11	Tonkpi	Biankouma	Lota-Kokialo	199	
12			Gbouatongui	10	
13			Kpengouélé	24	
14			Gagnasso	14	
15			Sossokro	29	
16			Mamizo	10	

4. Liste des 7 Centrales isolées du Projet GBREKO KANIAN dans le Zanzan

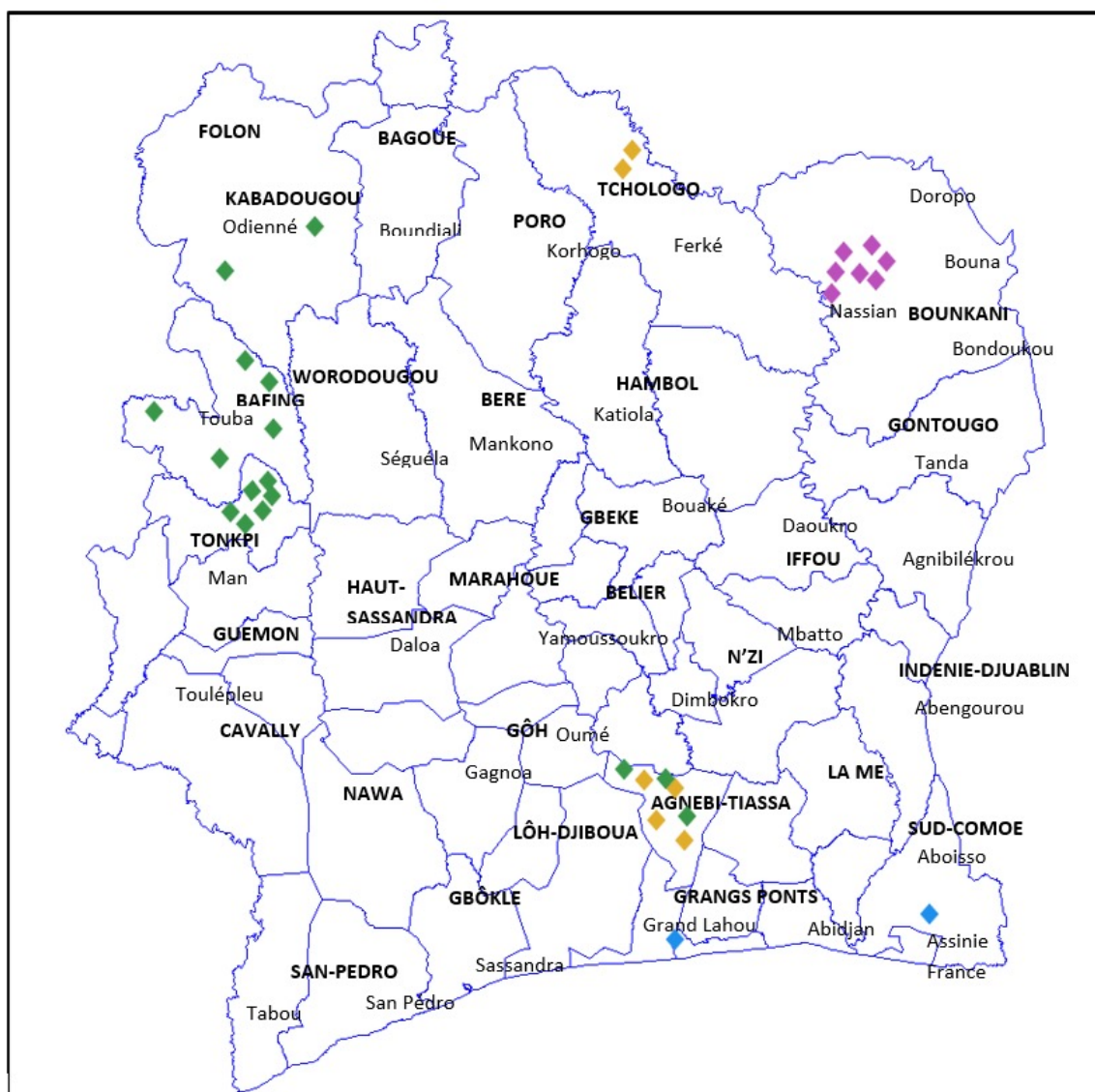
RÉGIONS	DÉPARTEMENT	LOCALITÉS	PUISSANCE (kWc)	TYPE DE CENTRALE	EXPLOITANT
1	Boukani	Nassian	Boudou	29,6	Hybride : Solaire avec groupe électrogène en secours Gestion Communautaire
2			Gansé	20	
3			Kakpin	29,6	
4			Kapé	31	
5			Kromanbira	39	
6			Solokaye	29,6	
7			Zamou	39	

¹¹ PRODERE : Programme Régional de Développement des Énergies Renouvelables et de L'efficacité Énergétique

5. Tableau de synthèse des centrales isolées

TYPE DE CENTRALE	NOMBRE
Solaire sans groupe électrogène en secours	4
Solaire avec groupe électrogène en secours	25
Total Solaire	29
Diesel	2
TOTAL	31

6. Répartition géographique des centrales isolées



- ◆ Centrales Classiques (2)
- ◆ Centrales du programme ECLER IVOIRE (16)
- ◆ Centrales du Programme PRODRE (6)
- ◆ Centrales du Projet GBREKO KANIAN (7)

ANNEXE 6.1.3 : TABLEAU DE RÉPARTITION DE LA PRODUCTION NATIONALE BRUTE ET NETTE PAR CENTRALE EN 2024

CENTRALES	PRODUCTION BRUTE (GWh)	PRODUCTION NETTE (GWh)
VRIDI 1	358	357
CIPREL	3 298	3 198
AZITO PHASE 3	2 858	2 801
AZITO PHASE 4	83	81
AGGREKO	1 083	1 083
KARPOWER (HFO)	1 030	1 030
ATINKOU	1 745	1 740
CENTRALES ISOLÉES	2	2
TOTAL THERMIQUE	10 457	10 292
BOUNDIALI SOLAIRE	51	50
TOTAL SOLAIRE	51	50
AYAME 1	86	86
AYAME 2	50	49
KOSSOU	140	139
TAABO	757	755
BUYO	657	655
FAYÉ	0	0
SOUBRE	1 450	1 437
GRIBO-POPOLI	271	269
TOTAL HYDRAULIQUE	3 411	3 391
PRODUCTION TOTALE	13 919	13 733

ANNEXE 6.2. OUVRAGES DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION AU 31 DÉCEMBRE 2024

ANNEXE 6.2.1 OUVRAGES DU RÉSEAU DE TRANSPORT AU 31 DÉCEMBRE 2024

TYPE D'OUVRAGES	NIVEAU DE TENSION	2011	2019	2020	2021	2022	2023	2024	ÉCART 2024-2023
Km de lignes	400 kV	-	-	-	-	-	85	85	0
	225 kV	1 849	3 337	3 751	3 936	3 938	3 983	4 125	142
	90 kV	2 597	2 825	3 452	3 453	3 458	3 484	3 484	0
	Total	4 446	6 162	7 203	7 389	7 396	7 552	7 694	142
Nombre de Postes	400 kV	-	-	-	-	-	3	3	0
	225 kV	14	22	27	29	29	29	31	2
	90 kV	31	35	38	37	38	39	40	1
	Total	45	57	65	66	67	71	74	3
Nombre de Transformateurs	400/HTB	0	0	0	0	0	4	4	0
	225/HTB	17	27	32	37	37	40	41	1
	400/HTA	0	0	0	0	0	2	2	0
	225/HTA	81	124	145	156	24	26	27	1
	90/HTA					134	140	142	2
	Total	98	151	177	193	195	212	216	4

Source de données CI-ENERGIES et CIE

ANNEXE 6.2.2 : OUVRAGES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION AU 31 DÉCEMBRE 2024

TYPE D'OUVRAGES		2011	2019	2020	2021	2022	2023	2024	ÉCART 2024-2023
Longueur de lignes [km]	HTA	19 581	25 432	26 163	27 729	30 525	33 270	34 656	1 386
	BT	16 519	22 525	23 794	24 560	26 675	28 016	32 433	4 417
	Total lignes	36 100	47 957	49 958	52 473	57 200	61 286	67 089	5 803
Nombre de Départs HTA	Abidjan	124	215	238	264	285	299	305	6
	Intérieur	141	182	202	216	252	272	276	4
	Total Départs	265	397	440	480	537	571	581	10
Nombre de Postes	DP ¹²	NI	8 666	9 175	11 231	13 036	14 555	15 380	825
	Privés	NI	4 366	4 643	5 078	5 445	5 647	6 123	476
	Mixtes	NI	210	215	217	135	128	130	2
	Total Postes	7 712	13 242	14 033	16 526	18 616	20 288	21 633	1 345
Eclairage Public	Nombre Coffrets	6 830	11 557	12 787	14 044	15 831	17 158	18 621	1 463
	Nombre Foyers	372 671	506 025	537 465	816 588	904 321	1 016 492	1 079 931	63 439
Abonnés	Nombre d'Abonnés BT	1 108 217	2 532 418	2 909 633	3 248 556	3 639 780	4 040 965	4 580 256	539 291
	Nombre d'Abonnés HT	3 316	5 736	6 055	6 412	6 839	7 294	7 696	402
	Nombre total d'Abonnés	1 111 533	2 538 154	2 915 688	3 254 968	3 646 619	4 048 259	4 587 952	539 693

Source de données CI-ENERGIES et CIE

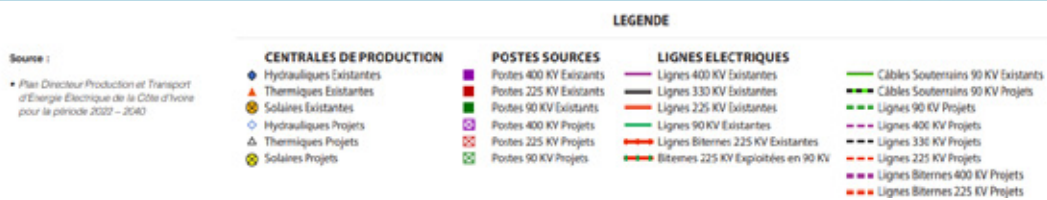


ANNEXE 6.3. OUVRAGES DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION CIBLES À L'HORIZON 2040

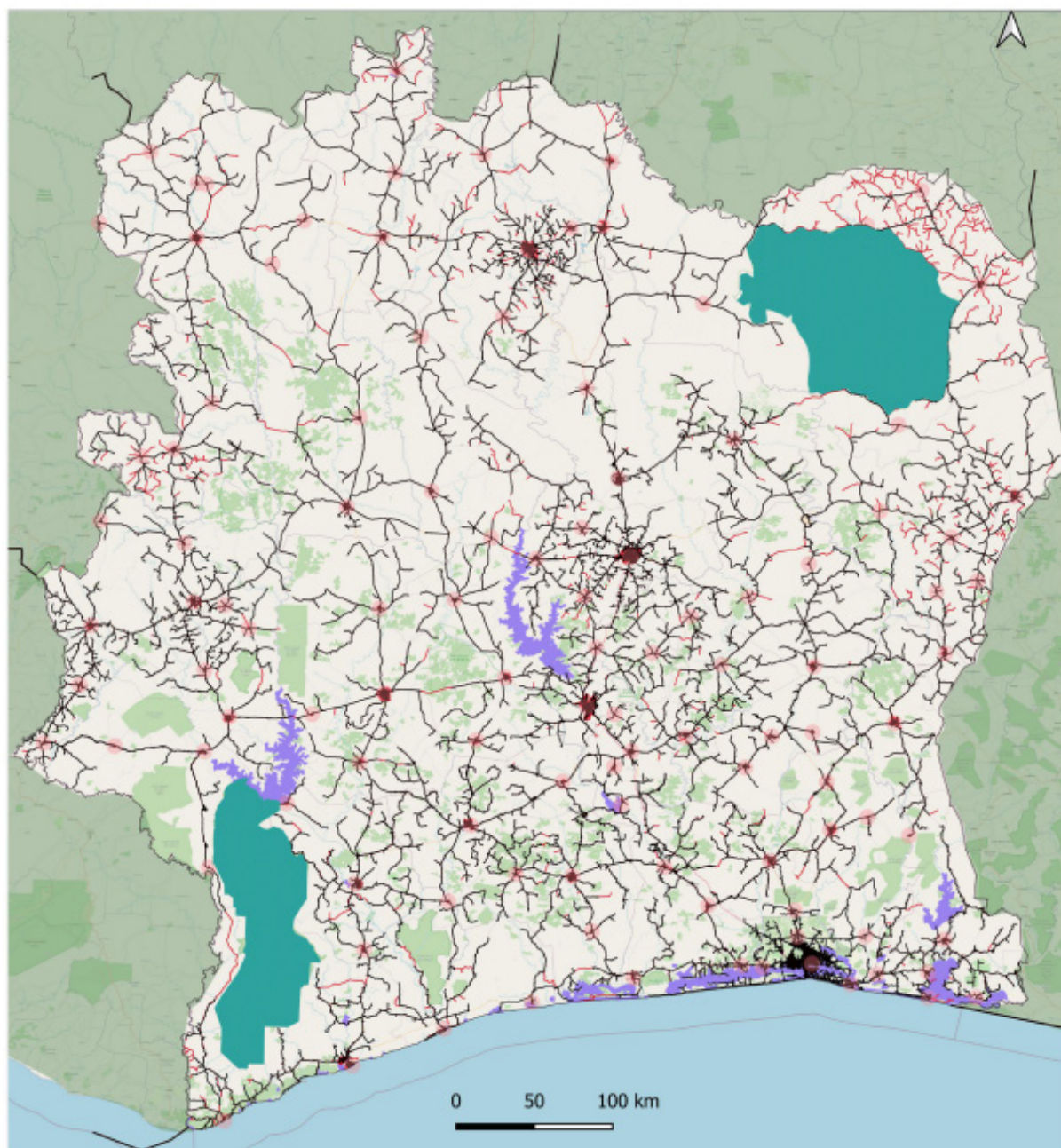
ANNEXE 6.3.1 : CARTE DU RÉSEAU DE TRANSPORT NATIONAL À L'HORIZON 2040



ANNEXE 6.3.2 : CARTE DU RÉSEAU DE TRANSPORT DU GRAND ABIDJAN À L'HORIZON 2040



ANNEXE 6.3.3 : CARTE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION CIBLE À L'HORIZON 2040



LEGENDE

● Villes — Lignes Existantes — Lignes Projets ■ Aires Protégées

Source :

- Plan Directeur Distribution d'Énergie Électrique des Villes de l'Intérieur de la Côte d'Ivoire pour la période 2022-2040

ANNEXE 7 : RÉCAPITULATIF DES SINISTRES CORPORELS ENREGISTRÉS DE 2000 À 2024

ANNÉE	NOMBRE DE SINISTRES	NOMBRE DE VICTIMES			
		ÉLECTROCUTÉES	ÉLECTRISÉES	AUTRES	TOTAL
2000	24	16	9	0	25
2001	24	13	11	0	24
2002	19	6	18	1	25
2003	16	13	5	2	20
2004	18	9	16	0	25
2005	27	12	21	3	36
2006	16	6	11	0	17
2007	24	15	10	0	25
2008	20	12	15	0	27
2009	15	11	8	0	19
2010	20	11	8	1	20
2011	17	10	13	0	23
2012	35	18	19	1	38
2013	21	12	10	5	27
2014	28	17	16	0	33
2015	25	15	15	1	31
2016	40	24	22	3	49
2017	33	20	15	2	37
2018	31	17	22	0	39
2019	22	16	11	0	27
2020	30	15	12	3	30
2021	39	24	19	3	46
2022	69	33	91	0	124
2023	65	37	51	0	88
2024	90	46	79	0	125

ANNEXES 8 : RÉSULTATS DU CONTRÔLE DE LA QUALITÉ DE L'ÉCLAIRAGE PUBLIC DANS LES LOCALITÉS VISITÉES EN 2024

ANNEXE 8.1. TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS SUR LES ARTÈRES PRINCIPALES DU DISTRICT AUTONOME D'ABIDJAN (D.A.A)

✓ Récapitulatif des résultats de visites des Artères Principales des Communes - juillet 2024

ORDRE	COMMUNES	TOTAL FOYERS (NOMBRE)	FOYERS ÉTEINTS (NOMBRE)	ZONES D'OMBRE (NOMBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NOMBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ [%]
1	Abobo	2 151	12	0	0	99,4
2	Treichville	664	7	0	0	98,9
3	Yopougon	2 150	29	0	0	98,7
4	Plateau	777	12	0	0	98,5
5	Adjamé	789	14	0	0	98,2
6	Attécoubé	387	7	0	0	98,2
7	Port Bouet	1 117	26	1	1	97,7
8	Marcory	1 689	41	1	1	97,6
9	Koumassi	627	16	0	0	97,4
10	Cocody	3 832	105	0	0	97,3
11	Songon	381	12	0	0	96,9
12	Bingerville	377	21	0	0	94,4
13	Anyama	462	30	0	0	93,5
Ensemble Artères Principales		15 403	332	2	2	97,8

NB :

- ✓ le taux d'efficacité satisfaisant des artères principales du District Autonome d'Abidjan = 95%;
- ✓ zone d'ombre : 3 foyers EP consécutifs éteints;
- ✓ axe dans l'obscurité : 5 foyers EP consécutifs éteints.

✓ Récapitulatif des résultats de visites des Artères Principales des Communes - décembre 2024

ORDRE	COMMUNES	TOTAL FOYERS (NOMBRE)	FOYERS ÉTEINTS (NOMBRE)	ZONES D'OMBRE (NOMBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NOMBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ [%]
1	Abobo	2 151	2	0	0	99,9
2	Port Bouet	573	1	0	0	99,8
3	Attécoubé	407	3	0	0	99,3
4	Koumassi	627	7	0	0	98,9
5	Treichville	664	9	0	0	98,6
6	Yopougon	2 127	29	1	1	98,6
7	Songon	382	6	0	0	98,4
8	Adjamé	789	14	0	0	98,2
9	Plateau	749	17	0	0	97,7
10	Cocody	3 832	97	6	2	97,5
11	Bingerville	377	11	0	0	97,1
12	Marcory	726	33	2	2	95,5
13	Anyama	462	24	1	1	94,81
Ensemble grandes artères		13 866	253	10	6	98,18

NB :

- ✓ zone d'ombre : 3 foyers EP consécutifs éteints ;
- ✓ zone d'ombre : 5 foyers EP consécutifs éteints.

ANNEXE 8.2. TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS SUR LES ARTÈRES SECONDAIRES DU D.A.A.

✓ Tableau récapitulatif des résultats de visites des Artères secondaires des Communes en juillet 2024

ORDRE	COMMUNES	TOTAL FOYERS (NOMBRE)	FOYERS ÉTEINTS (NOMBRE)	ZONES D'OMBRE (NOMBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NOMBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ [%]
1	Adjamé	185	2	0	0	98,9
2	Koumassi	264	4	0	0	98,5
3	Treichville	121	2	0	0	98,3
4	Abobo	683	15	0	0	97,8
5	Yopougon	817	21	0	0	97,4
6	Attécoubé	199	6	0	0	97,0
7	Plateau	156	6	0	0	96,2
8	Cocody	1 538	68	0	0	95,6
9	Marcory	304	17	0	0	94,4
10	Port-Bouët	201	16	0	0	92,0
Ensemble artères secondaires Abidjan		4 468	157	0	0	96,5

✓ Tableau récapitulatif des résultats de visites des Artères Secondaires des Communes en décembre 2024

ORDRE	COMMUNES	TOTAL FOYERS (NOMBRE)	FOYERS ÉTEINTS (NOMBRE)	ZONES D'OMBRE (NOMBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NOMBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ [%]
1	Attécoubé	199	1	0	0	99,5
2	Adjamé	185	1	0	0	99,5
3	Port-Bouët	201	2	0	0	99,0
4	Abobo	731	11	0	0	98,5
5	Koumassi	264	4	0	0	98,5
6	Yopougon	871	17	0	0	98,0
7	Cocody	1 115	31	1	0	97,2
8	Plateau	131	4	0	0	96,9
9	Anyama	76	3	0	0	96,1
10	Treichville	121	5	0	0	95,9
11	Bingerville	87	4	0	0	95,4
12	Songon	111	7	0	0	93,7
13	Marcory	260	18	1	1	93,1
Ensemble artères secondaires		4 352	108	2	1	97,52

ANNEXE 8.3. TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS DE VISITES DES CHEFS-LIEUX DE RÉGIONS

ORDRE	CHEFS-LIEUX DE RÉGION VISITÉS	TOTAL FOYERS (NBRE)	FOYERS ÉTEINS (NBRE)	ZONES D'OMBRE (NBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ [%]
1	Aboisso	410	4	0	0	99,0
2	Sassandra	304	9	0	0	97,0
3	Ferké	932	28	0	0	97,0
4	Odienné	690	22	0	0	96,8
5	Korhogo	2 599	87	0	0	96,7
6	San Pédro	1 129	42	1	0	96,3
7	Boundiali	677	28	0	0	95,9
8	Minignan	893	48	0	0	94,6
9	Toumodi	407	38	0	0	91
10	Yamoussoukro	10 140	2 215	94	35	78,2
Ensemble Chefs-lieux de Régions visités		18 181	2 521	95	35	86,13

ANNEXE 8.4. TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS DE VISITES DES CHEFS-LIEUX DE PRÉFECTURES

ORDRE	CHEFS-LIEUX DE PRÉFECTURES VISITÉES	TOTAL FOYERS (NBRE)	FOYERS ÉTEINS (NBRE)	ZONES D'OMBRE (NBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ [%]
1	Adiaké	214	7	0	0	96,7
2	Fresco	208	8	0	0	96,2
3	Didiévi	1109	54	4	3	95,1
4	Kong	304	15	0	0	95,1
5	Tabou	141	7	0	0	95,0
6	Ouangolodougou	348	20	0	0	94,3
7	Tengréla	240	14	0	0	94,2
8	Tiébissou	1119	74	0	0	93,4
9	Tiapoum	290	21	0	0	92,8
10	Samatiguila	491	36	0	0	92,7
11	Sinématiali	191	19	0	0	90,1
12	Gbéléban	563	63	0	0	88,8
Chefs-Lieux de Préfectures visitées		5 218	338	4	3	93,52%

ANNEXE 8.5. TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS DE VISITES DES CHEFS-LIEUX DE SOUS-PRÉFECTURES

ORDRE	SOUS-PRÉFECTURES VISITÉES	TOTAL FOYERS (NOMBRE)	FOYERS ÉTEINTS (NOMBRE)	ZONES D'OMBRE (NOMBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NOMBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ (%)
1	Tafiré	311	2	0	0	99,4
2	Maféré	144	3	0	0	97,9
3	Bonoua	272	7	0	0	97,4
4	Tioroniara	105	3	0	0	97,1
5	Noé	502	16	0	0	96,8
6	Napié	322	11	0	0	96,6
7	Assinie	485	21	0	0	95,7
8	Grand Béréby	167	10	0	0	94,0
Ensemble Sous-Préfectures visitées		2 308	73	0	0	96,84%

ANNEXE 8.6. TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS DE VISITES DES VILLAGES

ORDRE	CHEFS-LIEUX DE DÉPARTEMENT	VILLAGES VISITÉS	TOTAL FOYERS (NOMBRE)	FOYERS ÉTEINTS (NOMBRE)	ZONES D'OMBRE (NOMBRE)	AXES DANS L'OBSCURITÉ (NOMBRE)	TAUX D'EFFICACITÉ (%)
1	San Pédro	Pont Brimé	177	1	0	0	99,4
2	Sassandra	Gnadj	100	1	0	0	99,0
3	Korhogo	Nahoualakaha	260	3	0	0	98,8
4	Sassandra	Pauly Brousse	210	7	0	0	96,7
5	San Pédro	Petit Gabo	56	2	0	0	96,4
6	San Pédro	Petit Pedro	126	14	0	0	88,9
7	San Pédro	Blahou	285	44	5	1	84,6
8	Boundiali	Tangafla	199	31	0	0	84,4
9	San Pédro	Nando	93	15	1	0	83,9
10	San Pédro	Adjaméné	314	52	5	3	83,4
11	Boundiali	Fodio	42	9	0	0	78,6
Ensemble villages visités			1 862	179	11	4	90,39

ANNEXE 9 : POINT D'AVANCEMENT DU TRAITEMENT DES RECOMMANDATIONS DE L'AUDIT ARTELIA

N°	N° RECOMMANDATIONS	TAUX D'AVANCEMENT (%)	OBSERVATIONS
COURT TERME 100,00%			
1	Contrôler l'ensemble des équipements des travées (contrôle du disjoncteur en particulier, de la filerie, notamment du circuit de déclenchement, tests de valise d'injection, etc.) : - au poste 90 kV d'Abobo : départs plateau et Bia Nord N°2; - au poste 90 et 225 kV de Vridi : départs 90 kV Bia Sud N°1 et 2, travées transformateur 225kV et 90 kV, départ 225 kV Azito; - au poste 90 kV de Bia Sud : départ Vridi 2; - au poste 225 kV d'Azito : départ Vridi.	100	Bon fonctionnement de l'ensemble du système de protection à la suite des défauts sur les lignes HTB (incident sur la ligne 90kV Abobo-Bia Nord 2 le 09/08/2023 à 13h08) avec comme impact la réduction significative du Temps Moyen de Coupure [TMC].
2	Vérifier les réglages: - de la protection du départ 90 kV Yopougon n°1 au poste d'Abobo; - de l'ensemble des protections de distance au poste de Vridi; - du départ Vridi n° 1 au poste 90 kV de Treichville.	100	Bon fonctionnement des protections (incident du 09/08/2023 sur la ligne 90kV Abobo-Yopougon 1 ; déclenchement avec reprise automatique aux deux extrémités).

ANNEXE 10 : ÉVOLUTION DE LA CONTRIBUTION DES CENTRALES ET DES IMPORTATIONS AU COÛT DE PRODUCTION

CONTRIBUTION AU COÛT DE PRODUCTION	-	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hydraulique	-	7,0	6,2	4,9	5,4	5,4	5,7
Barrage État (rémunération CIE + entretien)		1,7	1,6	1,4	1,5	1,6	1,4
Hydraulique SOUBRÉ	-	5,3	4,6	3,5	3,9	3,8	3,6
Thermique	-	36,5	36,7	41,2	46,3	46,2	52,7
Thermique GaZ	-	18,8	20,4	21,4	25,4	24,9	22,4
Thermique Comb. Liq. (hors Gaz oil)		0,1	0,4	3,7	3,6	4,9	11,1
HVO&DDO	-	0,1	0,4	3,7	0,7	1,3	5,3
HFO	-	0	0	0	2,9	3,6	5,9
Thermique Achat Énergie	-	17,4	15,5	15,6	16,9	16	16
Thermique autres charges	-	0,2	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Vridi_prod. Nette	-	0,4	1,0	2,2	1,6	1,4	2,9
Vridi Gaz	-	0,2	0,6	0,9	1,1	0,8	0,7
Vridi HVO & DDO	-	0,0	0,0	0,9	0,1	0,3	1,9
Vridi Charges (rémunération CIE + entretien)		0,2	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Ciprel		15,9	17,0	18,5	15,5	14,7	16,5
Ciprel Gaz	-	15,8	16,6	15,3	14,8	13,6	12,8
Ciprel HVO & DDO	-	0,1	0,4	3,2	0,6	1,1	3,7
Azito	-	14,7	13,8	14,2	18,9	15,6	13,4
Azito Gaz	-	14,7	13,8	14,2	18,9	15,6	13,4
Azito HVO & DDO	-	0	0	0	0	0	0
AGGREKO	-	5,5	4,9	6,2	6,5	6,2	5,1
AGGREKO Gaz	-	5,5	4,9	6,2	6,5	6,2	5,1
AGGREKO HVO&DDO	-	0	0	0	0	0	0
Karpower	-	0	0	0	3,8	5,1	8,1
Karpower Gaz	-	0	0	0	0	0	0
Karpower HFO	-	0	0	0	3,8	5,1	8,1
Atinkou	-	0	0	0	0	3,1	6,6
Atinkou Gaz	-	0	0	0	0	3,1	6,6
Atinkou HVO	-	0	0	0	0	0	0
Solaire	-	0	0	0	0	0,1	0,2
Boundiali	-	-	-	-	-	0,1	0,2
Importation SIR	-	0	0	0	0	0	0
Centrale Isolées	-	0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Importation VRA	-	0	0,6	1,0	2,0	1,6	1,7
Total Réseau CI + IMPORT	-	43,8	43,6	47,3	53,8	53,3	60,1

ANNEXE 11 : ÉVOLUTION DU COÛT DE PRODUCTION

ANNEXE 11.1 : HYDRAULIQUE

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût moyen production hydraulique	FCFA/kWh	12,3	11,1	19,5	21,6	21,2	20,5	21,4	23,3	22,9	23,6
Barrage État (rémunération CIE +entretien)	FCFA/kWh	12,3	11,1	12,6	11,0	9,5	9,2	10,8	12,6	12,6	12,0
Coût moyen de production hydraulique SOUBRÉ	FCFA/kWh	-	-	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0

ANNEXE 11.2 : THERMIQUE

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût moyen production thermique	FCFA/kWh	61,0	52,2	56,3	56,9	54,7	53,2	54,4	62,2	62,2	72,2
Coût du gaz	FCFA/kWh	33,8	29,2	29,9	30,1	28,1	29,7	29,3	35,6	36,2	35,3
Coût moyen HVO et HFO	FCFA/kWh	113,1	112,6	362,2	136,0	135,9	146,6	143,7	110,8	91,6	116,9
Coût HFO	FCFA/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	103,4	76,4	80,3
Achat énergie Thermique	FCFA/kWh	19,1	22,0	23,9	26,0	26,4	23,1	21,6	23,7	22,1	26,7
Thermique autres charges ¹⁴	FCFA/kWh	15,2	22,1	25,8	72,5	26,4	19,0	11,1	13,0	16,4	13,3

ANNEXE 11.3 : AUTRES CHARGES DE PRODUCTION

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Auto - Production SIR	FCFA/kWh	0	0	0	0	0	16,3	149,8	0,0	0,0	0,0
Centrale Isolées	FCFA/kWh	349,6	325,8	300,5	339,5	335,7	394,4	313,1	395,0	265,9	169,6
Importation VRA	FCFA/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	68,4	76,0	92,8	87,3	62,1

¹⁴ *Thermique autres Charges : charges de structure + Rémunération CIE Vridi

ANNEXE.12 : ÉVOLUTION DU COÛT DE REVIENT NATIONAL

DÉSIGNATION	UNITÉS	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût moyen de production nationale	F/kWh	43,9	43,4	46,9	53,0	52,7	60,1
Coût moyen de l'Énergie produite et importée	F/kWh	43,8	43,6	47,3	53,8	53,3	60,1
Impact de l'énergie importée	F/kWh	-0,1	0,2	0,4	0,9	0,6	0,1
Coût moyen de production (Nationale + Import)	F/kWh	43,8	43,6	47,3	53,8	53,3	60,1
Rendement Transport [B]		95%	95%	95%	94%	94%	94%
Coût de production-transport [C] = [A/B]	F/kWh	46,0	46,1	49,9	57,3	56,8	63,7
Coûts des pertes de Transport	F/kWh	2,2	2,5	2,7	3,4	3,5	3,6
Rémunération CIE Transport	MFCFA	29 653	30 455	26 382	30 264	32 986	34 509
Coût de revient de CIE sur le Transport	F/kWh	2,8	2,7	2,3	2,5	2,5	2,4
Coût de revient production-transport	F/kWh	48,8	48,9	52,2	59,7	59,2	66,2
Rémunération CIE Dispatching	M/FCFA	6 128	6 327	4 993	5 314	5 810	6 079
Coût de revient de CIE sur le Dispatching	F/kWh	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4
Coût de revient production-transport-dispatching	F/kWh	49,4	49,4	52,7	60,2	59,7	66,6
Rendement Distribution [D]		87%	87%	89%	91%	91%	90%
Coût de P-T-Dp-Dt	F/kWh	56,8	56,8	59,1	66,1	65,5	74,1
Coûts des pertes de Distribution en FCFA par kWh	F/kWh	7,4	7,4	6,4	5,9	5,8	7,5
Rémunération CIE Distribution	MFCFA	60 970	62 941	117 782	125 830	137 899	144 268
Coût de revient de CIE sur la Distribution	F/kWh	6,9	6,8	11,8	12,0	11,9	11,4
Coût de revient P-T-D-D	F/kWh	63,7	63,6	70,9	78,0	77,4	85,5
Rémunération CIE Commercialisation	MFCFA	17 151	17 705	33 132	35 508	40 655	42 533
Coût de revient de CIE sur la commercialisation	F/kWh	2,2	2,2	3,7	3,7	3,9	3,7
Coût de revient P-T-D-D-C	F/kWh	66,0	65,8	74,7	81,7	81,2	89,3
Coût charges de Fonctionnement Structures	F/kWh	1,3	1,3	1,1	1,1	1,0	0,9
Coût charge d'intérêt et autres frais financiers	F/kWh	4,8	0,0	1,5	1,2	1,0	0,7
DAP	F/kWh	4,9	5,5	1,1	4,3	4,7	4,5
Coût de revient national (FCFA/kWh) [J] = [E + F + G + H + I]	F/kWh	76,99	72,62	78,51	88,29	87,96	95,28

ANNEXE 13 : ÉVOLUTION DU COÛT DE REVIENT EXPORT

DÉSIGNATION	UNITÉS	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coût moyen de production [Nationale + Import]	F/kWh	43,8	43,6	47,3	53,8	53,3	60,1
<i>Rendement Transport [B]</i>		95%	95%	95%	94%	94%	94%
Coût de production-transport [FCFA/kWh] [C] = [A/B]	F/kWh	46,0	46,1	49,9	57,3	56,8	63,7
Coûts des pertes de Transport en FCFA par kWh	F/kWh	2,2	2,5	2,7	3,4	3,5	3,6
Rémunération CIE Transport	MFCFA	29 653	30 455	26 382	30 264	32 986	34 509
Coût de revient de CIE sur le Transport	F/kWh	2,8	2,7	2,3	2,5	2,5	2,4
Coût de revient production-transport	F/kWh	48,8	48,9	52,2	59,7	59,2	66,2
Rémunération CIE Dispatching	MFCFA	6 128	6 327	4 993	5 314	5 810	6 079
Coût de revient de CIE sur le Dispatching	F/kWh	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4
Coût de revient production-transport-dispatching	F/kWh	49,4	49,4	52,7	60,2	59,7	66,6
Rémunération CIE Import/Export	MFCFA	2 724	2 969	0	0	0	0
Énergie exportée	GWh	1 178	1 275	845	971	977	670
Énergie importée	GWh	17	94	155	266	245	377
Rémunération CIE Export	MFCFA	2 686	2 766	0	0	0	0
Coût de revient de CIE sur l'Export	F/kWh	2,3	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Coût de revient sur l'Export	F/kWh	51,7	51,8	52,7	60,2	59,7	66,6



LIGNE D'ÉCOUTE & D'ASSISTANCE DU CONSOMMATEUR D'ÉLECTRICITÉ.

Appel gratuit à partir de tous les opérateurs mobiles.

Immeuble EECI Abidjan Plateau, 9, Avenue Houdaille
 16 BP 1106 Abidjan 16 - Tél.: (+225) **27 20 20 60 10**
 Fax : (+225) **27 20 20 61 14** - Numéro vert : **1393**
 site internet : **www.anare.ci** - courriel : **secretariatdg@anare.ci**
info@anare.ci / recours@anare.ci - Facebook : **@leregulateur.anare.ci**