

LIVRE BLANC 05 - CAMEROON STEEL

LE RÉSEAU HYDROÉLECTRIQUE DU CAMEROUN PEUT ALIMENTER UN ACIER BAS CARBONE SI LES GROS CONSOMMATEURS OBTIENNENT UNE FOURNITURE FERME, DES TARIFS CLAIRS ET DU GAZ

Électricité et gaz pour l'industrie lourde au Cameroun, ce qu'une aciérie électrique attend du réseau, du système tarifaire et du secteur gazier après le départ du FLNG Hilli de Kribi, et les mesures de politique publique qui la rendraient finançable.

FICHE DE CONTRÔLE

Référence	CS-WP-05
Édition	10 octobre 2026
Statut	Première édition
Diffusion	Public
Établi par	Cameroon Steel
Série	Livres blancs publics de Cameroon Steel, 05 sur 10
Champ	L'énergie dans l'économie de l'acier ; le système électrique camerounais, ses tarifs et la qualité de l'électricité ; les infrastructures électriques de Kribi ; le gaz naturel après le FLNG Hilli ; le gaz pour la réduction directe ; les énergies renouvelables et le stockage ; un plan énergétique pour une aciérie électrique ; des recommandations de politique publique
Date d'arrêt des données	10 octobre 2026
Sources	L'annexe C recense toutes les sources citées, avec un repère [S-id] numéroté dans l'ordre de première citation ; l'annexe D présente sous forme de tableaux les données de chaque graphique
Chiffres du projet	Configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification), édition du 10 octobre 2026 (RC-1.1) : valeurs prévisionnelles, indicatives ou objectifs uniquement, signalées comme telles ; aucun montant d'investissement n'est donné
Taux de change	Taux de marché tels que donnés par chaque source ; chiffres du projet au taux de planification RC-1 de 600 FCFA par dollar américain
Cartes	Établies par Cameroon Steel à partir de Natural Earth et d'OpenStreetMap (© contributeurs d'OpenStreetMap, ODbL). Aucune limite de site n'est représentée.
Langues	anglais (texte intégral), français (texte intégral), chinois (synthèse)
Déclaration d'intérêts	Ce livre blanc est publié par Cameroon Steel, qui développe une usine sidérurgique à Kribi. Il a pour objet d'éclairer le débat public ; son analyse est indépendante de toute offre commerciale, et chaque chiffre est sourcé ou assorti de son statut.

Comment lire ce livre blanc. Chaque chiffre est assorti d'une unité, d'une année et d'un repère de source tel que [S01]. Les figures et les tableaux portent une pastille de statut : sourcé (lu dans une source publiée), dérivé (notre calcul à partir de données sourcées, présenté à l'annexe A), hypothèse (une hypothèse de planification explicite) ou illustratif (un scénario ou une représentation du fonctionnement d'un phénomène, et non une prévision). Les chiffres du projet proviennent de la configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel et sont prévisionnels ou indicatifs, et non des engagements. Les images générées portent la mention « Vue d'illustration » et ne sont pas des photographies d'un quelconque projet.

Ce que ce livre blanc n'est pas. Ce n'est ni une étude de faisabilité, ni une proposition tarifaire, ni une offre, ni un engagement. Il ne divulgue aucune condition commerciale. Il expose les éléments énergétiques sur lesquels repose le projet de Cameroon Steel à Mboro, dans la Zone industrialo-portuaire de Kribi, et s'en sert pour montrer ce qu'une grande aciérie électrique attendrait du système énergétique camerounais.

SOMMAIRE

SYNTHÈSE : LE RÉSEAU EST UN ATOUT, MAIS L'INDUSTRIE LOURDE A BESOIN D'UNE FOURNITURE FERME, D'UN TARIF ET DE GAZ 7

ES.1 La réponse en bref	7
ES.2 Ce dont l'aciérie aurait besoin, et ce qui existe aujourd'hui	9
ES.3 Pourquoi la phase 1 est conçue sans gaz	10
ES.4 Le four peut déplacer sa charge dans le temps, non y renoncer	10
ES.5 Cinq mesures de politique publique	11
ES.6 Pourquoi l'enjeu dépasse une seule usine	11
ES.7 Ce qui reste incertain	12
ES.8 Organisation du livre blanc	12

CHAPITRE 1 · L'ÉNERGIE DÉTERMINE LE COÛT ET LE CARBONE DE L'ACIER ÉLECTRIQUE 13

1.1 L'énergie représente 20 % à 40 % du coût de fabrication de l'acier	13
1.2 Trois filières sidérurgiques, trois profils énergétiques très différents	14
1.3 La fusion absorbe l'essentiel de l'électricité d'une aciérie électrique	15
1.4 La phase 1 est conçue sans gaz, ce qui échange un risque gazier contre une charge électrique	17
1.5 Le tarif peut faire varier de 140 USD le coût d'une tonne d'acier	17
1.6 L'énergie fixe aussi l'empreinte carbone, que les acheteurs et les règles aux frontières tarifent de plus en plus	18
1.7 Ce que cela signifie pour les pouvoirs publics et pour les investisseurs	19

CHAPITRE 2 · LE CAMEROUN DISPOSE DE LA CAPACITÉ SUR LE PAPIER, MAIS PAS ENCORE D'UNE FOURNITURE FERME LÀ OÙ L'INDUSTRIE EN A BESOIN 20

2.1 L'hydroélectricité a fourni les neuf dixièmes de l'électricité du Cameroun en 2025	20
2.2 Deux réseaux distincts, un opérateur revenu dans le giron public	21
2.3 Les finances de l'opérateur conditionnent ce qui peut être proposé à un gros consommateur	21
2.4 Le parc associe une cascade hydroélectrique à un petit appoint thermique	22
2.5 La capacité ne se confond pas avec la fourniture livrable	23
2.6 Les statistiques de coupure décrivent le réseau de distribution plus que le réseau haute tension	24
2.7 Kribi se trouve à l'extrémité sud du réseau Sud	24
2.8 Une aciérie serait l'une des plus grandes charges du système	25
2.9 Le portefeuille de projets ajoute de l'hydroélectricité et, peut-être, du gaz	26
2.10 Ce que cela signifie pour une aciérie électrique à Kribi	26

CHAPITRE 3 · LES GROS CONSOMMATEURS N'ONT PAS DE TARIF PUBLIÉ : LEUR PRIX DÉPEND DE LA NÉGOCIATION PLUTÔT QUE DE RÈGLES 27

3.1 La grille tarifaire réglementée s'arrête à 10 MW	27
3.2 Ce que paient réellement les gros consommateurs varie du simple au sextuple	28
3.3 Aucune des deux extrémités de la fourchette ne peut convenir à une industrie nouvelle	29
3.4 La structure du tarif compte autant que son niveau	29
3.5 Quatre voies contractuelles, et une formule hybride qui les combine	30
3.6 Combler l'écart dans la durée	32

3.7 Ce que les prêteurs rechercheront dans un contrat d'électricité	32
---	----

CHAPITRE 4 · UN FAE EXIGE UN RACCORDEMENT ROBUSTE ET SA PROPRE COMPENSATION, FAUTE DE QUOI IL PERTURBE TOUS LES AUTRES USAGERS 33

4.1 Le FAE est la charge la plus perturbatrice qu'un réseau puisse accueillir	33
4.2 Les laminaires et le chauffage par induction ajoutent une perturbation d'une autre nature	35
4.3 Les limites s'appliquent au point où l'usine rejoint le réseau public	36
4.4 Un four de la classe 30 à 33 MVA exige un raccordement de 2 000 à 7 000 MVA	36
4.5 Un départ 30 kV serait trop faible ; une travée 225 kV est nécessaire	37
4.6 La compensation supprime l'essentiel de la perturbation au plus près du four	38
4.7 Un réseau faible soulève d'autres questions que le papillotement	39
4.8 L'aciérie et le gestionnaire de réseau devraient porter l'étude ensemble	39

CHAPITRE 5 · LA NOUVELLE ALIMENTATION 225 KV DE KRIBI PEUT PORTER UNE ACIÉRIE DE PREMIÈRE PHASE ; 1 MT/AN EXIGE L'ÉTAPE ULTÉRIEURE ET UNE TRAVÉE DÉDIÉE 41

5.1 Le port apporte l'électricité haute tension à sa zone industrielle	41
5.2 La phase 1 tient dans la première étape partagée ; l'usine complète exige l'étape ultérieure	43
5.3 L'aciérie partagerait le poste avec une zone industrielle en croissance	44
5.4 Trois façons de raccorder l'aciérie, et pourquoi une travée dédiée est préférable	44
5.5 La redondance doit être vérifiée nœud par nœud, et les charges essentielles ont besoin de leur propre secours	46
5.6 Les coûts de raccordement exigent des règles claires et publiées	46
5.7 Le réseau arrivera avant l'aciérie ; le risque réside dans la suite	46

CHAPITRE 6 · LE DÉPART DU FLNG HILLI FAIT DU GAZ CAMEROUNAIS UNE QUESTION INTÉRIEURE, ET LES RÉSERVES SONT DÉSORMAIS L'INCONNUE DÉTERMINANTE 47

6.1 Un secteur gazier petit et concentré, construit autour d'un seul débouché à l'exportation	47
6.2 L'unité est partie en juillet 2026, et avec elle le principal acheteur	48
6.3 L'industrie nationale se détourne du gaz au lieu de s'y raccorder	49
6.4 L'inconnue déterminante est la quantité de gaz restante	49
6.5 Les prix : environ 3,2 USD pour le gaz destiné à l'électricité, environ 5,0 à 5,6 USD pour le gaz industriel	50
6.6 Trois points de repère pour un prix intérieur du gaz	51
6.7 Le gaz ferme pour la production d'électricité à Kribi passe en premier	51
6.8 Ce que devrait contenir un cadre d'allocation du gaz industriel	51

CHAPITRE 7 · UNE UNITÉ DE RÉDUCTION DIRECTE DE 1 MT/AN AURAIT BESOIN D'ENVIRON 9 BCF DE GAZ PAR AN : UN COÛT ABORDABLE, MAIS SEULEMENT AVEC UN APPROVISIONNEMENT CERTIFIÉ ET DU MINÉRAI DE QUALITÉ DR 53

7.1 La réduction directe fait du gaz la chimie de l'élaboration du fer	53
7.2 La demande de gaz croît proportionnellement à la taille du module	54
7.3 Les unités de fer issues du minerai comptent parce que le Cameroun manque de ferraille	55
7.4 Aux prix camerounais, le gaz coûterait 27 à 51 USD par tonne de DRI	55
7.5 La qualité du minerai détermine si le minerai camerounais peut alimenter une unité DRI	56
7.6 Produire ou acheter : DRI national contre DRI et HBI importés	56
7.7 Un petit module pourrait servir de tremplin	57
7.8 L'hydrogène plus tard, le gaz d'abord	58

7.9 Ce qui rendrait possible une unité DRI à Kribi	58
CHAPITRE 8 · L'HYDROÉLECTRICITÉ EST L'ATOUT RENOUVELABLE DU CAMEROUN POUR L'ACIER ; LE SOLAIRE ET LE STOCKAGE AIDENT À LA MARGE, MAIS NE PEUVENT GARANTIR L'ALIMENTATION D'UN FAE	59
8.1 Le réseau camerounais est déjà un atout bas carbone	59
8.2 La valeur carbone d'une électricité propre dépend de qui compte	60
8.3 Déclarer une électricité propre : deux méthodes, deux réponses	61
8.4 Une centrale solaire à Kribi produirait environ 1 335 kWh par kWc et par an	61
8.5 Le solaire couvre le milieu de la journée, non le poste de nuit du four	62
8.6 Les batteries servent la résilience et la qualité de l'électricité, non l'énergie en masse	63
8.7 L'hydroélectricité est l'énergie renouvelable qui compte, et un gros consommateur peut contribuer à la développer	64
8.8 Ce que contiendrait un contrat d'approvisionnement adossé à l'hydroélectricité	65
8.9 Le fer à l'hydrogène est une option de long terme liée à de nouvelles centrales hydroélectriques	65
CHAPITRE 9 · UNE ACIÉRIE ÉLECTRIQUE À KRIBI PEUT ÊTRE ALIMENTÉE EN TROIS ÉTAPES : L'ÉLECTRICITÉ DU RÉSEAU D'ABORD, UNE CAPACITÉ GARANTIE ADOSSÉE AU GAZ POUR LA CROISSANCE, LE GAZ POUR LE FER EN DERNIER	66
9.1 La demande indicative de RC-1 par phase	66
9.2 La fusion représente la moitié aux deux tiers de l'électricité	67
9.3 La charge varie de 30 à 35 MW au sein de chaque heure	68
9.4 Un plan énergétique en trois étapes	69
9.5 Ce que coûterait l'électricité en phase 1	71
9.6 Une charge programmable peut faire de l'aciérie un partenaire du réseau, dans certaines limites	71
9.7 La gestion de l'énergie à l'intérieur de l'usine	72
CHAPITRE 10 · CINQ RÈGLES, ET NON DES SUBVENTIONS, PRÉPARERAIENT LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE CAMEROUNAIS À L'INDUSTRIE LOURDE	73
10.1 Des règles plutôt que des accords au cas par cas	73
10.2 Publier un cadre tarifaire pour les gros consommateurs au-delà de 10 MW	73
10.3 Adopter un code de réseau pour les charges fluctuantes	74
10.4 Créer un cadre d'allocation et de prix du gaz destiné au marché intérieur	74
10.5 Rendre effectifs le transit et l'accès des tiers au réseau	75
10.6 Planifier les postes, la capacité garantie et l'hydroélectricité autour des zones industrielles	75
10.7 Le séquençage des cinq mesures	76
10.8 Les jalons à venir	77
10.9 Ce que les gros consommateurs peuvent offrir en retour	78
CHAPITRE 11 · TREIZE LACUNES DE CONNAISSANCE SUBSISTENT, ET LA PLUPART PEUVENT ÊTRE COMBLÉES PAR LA PUBLICATION DE DONNÉES QUI EXISTENT DÉJÀ	79
11.1 Pourquoi les lacunes importent	79
11.2 Les lacunes et la manière de les combler	80
11.3 Les lacunes propres au projet	81
11.4 Des données qui aideraient tous les investisseurs	81
11.5 Comment ce livre blanc sera mis à jour	81

ANNEXE A · MÉTHODE, HYPOTHÈSES ET CALCULS	82
A.1 Statuts des données	82
A.2 Conventions et facteurs de conversion	82
A.3 Hypothèses et fourchettes	83
A.4 Calculs	84
A.5 Cartes	86
A.6 Contrôles de qualité	86
ANNEXE B · GLOSSAIRE DES TERMES ET ABRÉVIATIONS	87
ANNEXE C · SOURCES	91
ANNEXE D · TABLEAUX DE DONNÉES	98
D.1 Synthèse	98
D.2 Chapitre 1, l'énergie dans l'économie de l'acier	98
D.3 Chapitre 2, le système électrique camerounais	99
D.4 Chapitre 3, tarifs et contractualisation	100
D.5 Chapitre 4, qualité de l'électricité pour les FAE	101
D.6 Chapitre 5, les infrastructures électriques de Kribi	102
D.7 Chapitre 6, le gaz naturel	103
D.8 Chapitre 7, le gaz pour la réduction directe	103
D.9 Chapitre 8, énergies renouvelables et stockage	104
D.10 Chapitre 9, un plan énergétique pour une aciérie électrique	106
D.11 Chapitre 10, recommandations de politique publique	107

SYNTHÈSE : LE RÉSEAU EST UN ATOUT, MAIS L'INDUSTRIE LOURDE A BESOIN D'UNE FOURNITURE FERME, D'UN TARIF ET DE GAZ

Le réseau électrique camerounais, dominé par l'hydroélectricité et émettant environ 226 g CO₂e par kWh en 2024, offre à une aciérie électrique un avantage carbone que peu de concurrents peuvent égaler. Mais une fourniture ferme et de qualité pour une charge d'environ 36 à 38 MW, portée à environ 94 à 99 MW en moyenne, n'existe pas encore à des conditions sur lesquelles un prêteur puisse s'appuyer. Elle suppose un raccordement dédié en 225 kV, comme la ligne et le poste en construction vers le port de Kribi, un tarif publié pour les consommateurs de plus de 10 MW et, pour toute future unité de réduction directe, une allocation de gaz tenant compte du nouvel équilibre créé par le départ de l'unité flottante de liquéfaction (FLNG) Hilli de Kribi en juillet 2026.

89,6 %

Part de l'hydroélectricité dans l'électricité du Cameroun, 2025 (8 119,9 GWh)

2 033 / 1 278 MW

Puissance installée et pointe de la demande, 2025

150 MW

Demande industrielle non servie, octobre 2026, dans l'attente de la ligne de Nachtigal

18 à 105 FCFA/kWh

Fourchette des références de prix pour les gros consommateurs ; aucune publiée au-delà de 10 MW

~9 bcf/an

Gaz pour une unité de fer de réduction directe (DRI) de 1 Mt/an, soit 11 % à 12 % de la production 2025

Sources : ARSEL 2025 [S01] ; Business in Cameroon, 9 octobre 2026 [S02] ; données tarifaires de l'ARSEL [S03][S04] ; SNH 2025 [S05] ; dérivé.

La réponse en bref

Ce livre blanc examine ce qu'une aciérie électrique attend du système énergétique camerounais, et si ce système peut le lui fournir. Il expose les éléments énergétiques sur lesquels repose le projet de Cameroon Steel, un complexe sidérurgique à Mboro, dans la Zone industrialo-portuaire de Kribi, et s'en sert comme exemple concret. Le complexe a une capacité nominale de 1 Mt/an [S06], à réaliser par phases, la première étant centrée sur le rond à béton (armatures) et le fil machine produits par une aciérie à four à arc électrique (FAE) [S07] ; sa première pierre a été posée le 30 décembre 2024 par le Premier ministre, représentant le Chef de l'État [S08]. Son aciérie produit des billettes, vendues telles quelles aux relamineurs, qui importent environ 60 % de leur charge, ou laminées en barres et en fil machine ; la capacité nationale de rond à béton dépassant largement la demande, le tonnage vise à remplacer des importations et à exporter vers la Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale (CEMAC) (livres blancs 04 et 09). Sa configuration de référence, RC-1, fournit des données énergétiques prévisionnelles et indicatives, signalées comme telles tout au long du document.

En bref, le Cameroun dispose des ingrédients physiques d'un acier électrique bas carbone, mais pas encore des règles qui rendraient la fourniture ferme, tarifée et finançable. Dix constats étayent cette conclusion.

01 L'énergie détermine la compétitivité de l'acier électrique. La phase 1 de RC-1 consommerait environ 0,96 MWh d'électricité par tonne de barres et de fil machine à la valeur de planification de 450 kWh par

tonne d'acier liquide au four, et environ 1,0 MWh à la valeur haute de planification d'environ 490 kWh, avec 30 % de fer de réduction directe dans la charge. Aux références de prix observées au Cameroun, cela représente 30 à 170 USD par tonne, soit un écart d'environ 140 USD, équivalent à près d'un cinquième du prix à l'exportation du rond à béton (620 à 630 USD FOB le 3 octobre 2026) [S07][S09].

- 02 Le réseau est bas carbone et repose sur l'hydroélectricité.** L'hydroélectricité a produit 89,6 % des 8 119,9 GWh du Cameroun en 2025 [S01]. Avec environ 226 g CO₂e/kWh en 2024, le réseau émet moins de la moitié de la moyenne mondiale (471 g) et environ un tiers du réseau indonésien (680 g), alors que l'Indonésie était l'origine de 78 % des importations camerounaises de billettes en 2023 [S10][S11].
- 03 La capacité n'est pas une fourniture ferme.** Le Cameroun disposait de 2 033 MW installés pour une pointe de 1 278 MW en 2025 [S01], et pourtant 150 MW de demande industrielle restent non servis jusqu'à l'achèvement de la ligne d'évacuation 400 kV de Nachtigal, désormais attendu en novembre 2026 [S02]. La centrale à gaz de Kribi a fonctionné à environ 30 % de sa capacité, et Nachtigal a produit 28 % de moins que prévu en raison de l'hydrologie [S01].
- 04 Il n'existe aucun tarif publié pour les gros consommateurs.** Les tarifs réglementés s'arrêtent à 10 MW [S03]. Les contrats HT historiques ont été facturés en moyenne 18,4 FCFA/kWh en 2025, la tranche MT la plus élevée coûte environ 43,7 FCFA/kWh tout compris en 2026, et la moyenne reflétant les coûts calculée par le régulateur s'établit à 105,46 FCFA/kWh [S01][S03][S04]. Un prix fondé sur les coûts pour une fourniture HT ferme en base se situerait à environ la moitié de la moyenne du système, avant le coût de la fermeté (dérivé).
- 05 La structure tarifaire compte autant que le niveau.** Avec un tarif binôme (prime fixe et terme d'énergie), une charge de FAE ayant le profil de la phase 1 de RC-1 paierait environ 32 % de plus par kWh qu'une charge plate consommant la même énergie (dérivé de [S03]). Les pas de mesure, la rémunération de la charge programmée hors des pointes et les règles relatives à l'énergie réactive doivent être explicites.
- 06 Un FAE exige un raccordement robuste et sa propre compensation.** Une évaluation préliminaire simplifiée indique qu'un four équipé d'un transformateur de la classe 30 à 33 MVA requiert environ 4 000 à 7 000 MVA de puissance de court-circuit au point de raccordement pour maintenir le papillotement (flicker) sous le niveau de planification HT, ou environ 2 000 à 3 500 MVA avec un compensateur statique de puissance réactive (SVC) (dérivé ; données d'entrée de [S12][S13]). Un départ 30 kV serait trop faible ; une travée 225 kV dédiée est nécessaire.
- 07 La nouvelle alimentation 225 kV de Kribi peut porter la phase 1.** La ligne à double terre de 42 km partant de la centrale à gaz de Kribi et le poste 225/30 kV (3 × 60 MVA) du port offriront d'abord 100 MW, puis 330 à 400 MW, avec une mise en service prévue fin 2026 [S14][S15]. Les 100 premiers MW sont partagés par tous les usagers de la plateforme portuaire. La phase 1, avec 55 MVA de puissance maximale appelée, en prendrait environ la moitié ; l'usine de 1 Mt/an, à environ 160 MVA, nécessite l'étape ultérieure [S07].
- 08 Le départ du FLNG a modifié l'équilibre gazier.** Environ 95 % des 75,5 bcf de gaz du Cameroun sont allés au GNL en 2025 [S05]. L'unité étant partie depuis juillet 2026 [S16], les usages intérieurs plausibles à Kribi atteignent environ 20 à 36 bcf par an (dérivé). L'inconnue déterminante est la réserve certifiée restante du champ de Sanaga Sud, qui n'est pas publique [S17].
- 09 Le gaz pour la réduction directe est abordable, mais pas encore disponible à des conditions financières.** Un module DRI de 1 Mt/an aurait besoin d'environ 8,4 à 9,1 bcf par an, près du double de ce qu'a consommé la centrale de Kribi en 2025. Aux prix de 2025, d'environ 3,2 USD/Mscf (secteur électrique) et 5,0 à 5,6 USD/Mscf (industrie) [S05], le gaz coûterait 27 à 51 USD par tonne de DRI, contre 340 à 370 USD la

tonne pour le fer briqueté à chaud (HBI) négocié en mars 2026 [S18] (dérivé). Les réserves, une formule de prix et des boulettes de qualité DR sont les contraintes.

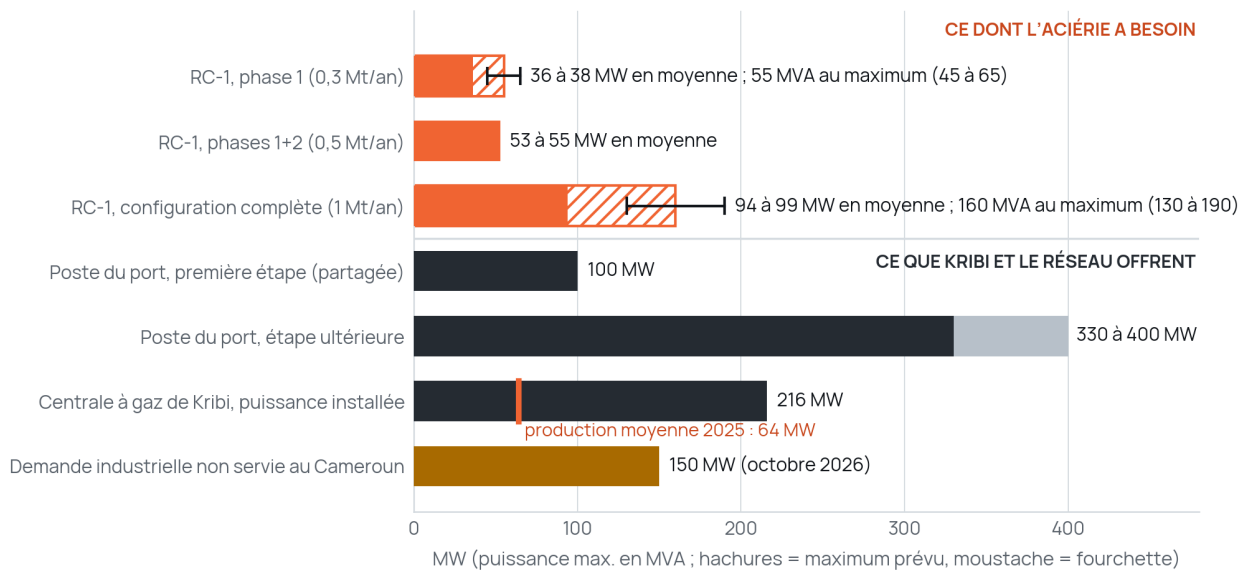
10 Pour l'acier, l'énergie renouvelable qui compte est l'hydroélectricité, non le solaire. Une centrale solaire à Kribi produirait environ 1 335 kWh par kWc et par an [S19] ; 50 MWc couvriraient environ 23 % de l'électricité de la phase 1, mais rien de sa charge nocturne. Un approvisionnement hydroélectrique contractualisé, déclaré selon la méthode fondée sur le marché, pourrait ramener les émissions de périmètre 2 près de zéro et rapprocher l'usine des seuils de l'acier à faibles émissions (dérivé de [S20]).

Ce dont l'aciérie aurait besoin, et ce qui existe aujourd'hui

La figure ES.1 met en regard la demande indicative d'électricité de RC-1 et l'offre en construction à Kribi. Le tableau ES.1 résume, pour chaque besoin, ce qui existe aujourd'hui et ce qui manque.

La phase 1 tient dans les 100 premiers MW, partagés, du poste du port ; 1 Mt/an exige l'étape ultérieure

Charge moyenne de RC-1 (barres à 450 kWh/t, étiquettes jusqu'à 490) et puissance maximale ; les 100 premiers MW desservent toute la plateforme



DÉRIVÉ Figure ES.1. La phase 1 tient dans les 100 premiers MW, partagés, du poste du port ; 1 Mt/an exige son étape ultérieure. Charge moyenne à la valeur de planification de 450 kWh/t (plein) et puissance maximale appelée prévue (hachures, avec fourchette) de la configuration de référence RC-1, face au poste du port, dont les 100 premiers MW desservent toute la plateforme portuaire, à la centrale à gaz de Kribi et à la demande industrielle actuellement non servie à l'échelle nationale. Les valeurs RC-1 sont prévisionnelles et indicatives.

Sources : configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; Port Autonome de Kribi (PAK), 6 août 2025 et 19 août 2026 [S14][S15] ; ARSEL 2025 [S01] ; Business in Cameroon, 9 octobre 2026 [S02]. Production moyenne de la centrale à gaz de Kribi = 559,67 GWh / 8 760 h (dérivé).

Tableau ES.1 Ce qu'une aciérie électrique attend du système énergétique camerounais, ce qui existe et ce qui manque

Besoin	Ce qu'indique RC-1 (prévisionnel)	Ce qui existe ou est en cours	Ce qui manque
Électricité	289 à 302 GWh/an en phase 1 ; 753 à 796 GWh/an à 1 Mt/an (450 à 490 kWh/t au four)	8 119,9 GWh de production nationale, dont 89,6 % d'hydroélectricité (2025)	Une livraison ferme à Kribi ; 150 MW de demande industrielle déjà non servis
Capacité et raccordement	55 MVA en phase 1 ; environ 160 MVA à 1 Mt/an	Ligne 225 kV et poste 225/30 kV, 100 MW partagés par la plateforme portuaire, puis 330 à 400 MW, attendus fin 2026	Une travée 225 kV dédiée ; un calendrier daté pour l'étape ultérieure

Besoin	Ce qu'indique RC-1 (prévisionnel)	Ce qui existe ou est en cours	Ce qui manque
Qualité de l'électricité	Compensation dynamique pour un four de la classe 30 à 33 MVA	Normes internationales ; un précédent national de FAE	Des niveaux de court-circuit publiés à Kribi ; un code de réseau pour les charges fluctuantes
Prix	Un contrat prévisible, fondé sur les coûts, sur 10 à 20 ans	Tarif MT jusqu'à 10 MW ; contrats HT historiques ; tarif de transport	Un cadre publié pour les gros consommateurs au-delà de 10 MW
Voie contractuelle	Contrat avec l'opérateur ou producteur indépendant avec transit	La loi n° 2011/022 autorise la vente aux clients éligibles	Des règles publiées d'équilibrage, de secours et de garanties d'origine
Gaz de réchauffage	Aucun en phase 1 ; jusqu'à environ 0,83 bcf/an à 1 Mt/an	Approvisionnement de la centrale à gaz de Kribi ; prix industriel 2025 d'environ 5,0 à 5,6 USD/Mscf	Une allocation de gaz et un gazoduc jusqu'à la zone
Gaz pour le DRI (réserve)	Environ 8,4 à 9,1 bcf/an pour 1 Mt/an de DRI	Production de Sanaga Sud de 74,3 bcf (2025) ; FLNG parti	Réserves certifiées, formule de prix, boulettes de qualité DR
Attribut bas carbone	Périmètre 2 proche de zéro avec un approvisionnement hydroélectrique contractualisé	Réseau à environ 226 g/kWh (2024)	Transit et garanties d'origine

Source : chapitres 1 à 9 du présent livre blanc ; les valeurs RC-1 sont prévisionnelles et indicatives [S07].

Pourquoi la phase 1 est conçue sans gaz

RC-1 prévoit de réchauffer les billettes de ses premiers laminoirs par induction plutôt que dans un four à gaz [S07]. Ce choix ajoute environ 90 GWh par an à la demande d'électricité de la phase 1, mais supprime tout besoin de contrat gazier jusqu'à la phase 2. Compte tenu de l'incertitude créée par le départ du FLNG, ce séquençage met la première phase à l'abri de la question gazière et concentre ses besoins énergétiques sur deux points qui peuvent être réglés d'ici fin 2027 : un contrat d'électricité pour gros consommateur et un raccordement 225 kV dédié, avec compensation sur site.

Les phases ultérieures sont différentes. Les phases 2 et 3 ajouteraient un réchauffage au gaz, jusqu'à environ 0,83 bcf par an, et surtout exigeraient une capacité garantie pour couvrir les saisons sèches et les indisponibilités du réseau de transport. La source naturelle en est la centrale à gaz de Kribi, au moyen d'une part dédiée de sa production ou d'une extension dans la limite de sa licence de 330 MW [S21][S22]. Un module de réduction directe pour le minerai camerounais, tenu en réserve pour l'après-2034, aurait besoin d'environ dix fois plus de gaz que les fours de réchauffage [S07].

Le four peut déplacer sa charge dans le temps, non y renoncer

Un four unique doit fonctionner environ 7 300 à 7 900 heures par an pour couler le tonnage nominal de la phase 1 (livre blanc 03, chapitre 5). Sa flexibilité est donc programmable, non interruptible : les coulées peuvent être placées hors de la pointe du soir et les arrêts d'entretien dans les semaines les plus tendues, mais chaque heure d'effacement coûte environ une coulée (environ 40 t), soit quelque 4 000 t d'acier liquide par tranche de 100 heures, qui ne peut être rattrapée. Les contrats devraient rémunérer la programmation et plafonner les délestages d'urgence (chapitre 9).

Cinq mesures de politique publique

Les recommandations du livre blanc sont des règles qui serviraient tous les gros consommateurs, et non des concessions accordées à un projet particulier (chapitre 10) :

1. **Un cadre tarifaire pour les gros consommateurs au-delà de 10 MW**, publié par l'ARSEL, fondé sur le coût de desserte d'un client HT à fort facteur de charge, avec une structure binôme, une rémunération de la charge programmée hors de la pointe du système, des règles explicites pour l'énergie réactive, une indexation par formule et des durées de 10 à 20 ans.
2. **Un code de réseau pour les charges fluctuantes**, adoptant l'approche de l'IEC TR 61000-3-7 pour le papillotement et une norme reconnue pour les harmoniques, avec des niveaux de court-circuit publiés aux principaux nœuds, des études de raccordement obligatoires et une surveillance partagée.
3. **Un cadre d'allocation et de prix du gaz destiné au marché intérieur**, en commençant par un audit indépendant des réserves de Sanaga Sud, avec des priorités et des formules de prix par catégorie d'utilisateurs, une clarification fiscale sur le gaz industriel et la désignation du responsable d'un gazoduc vers la zone industrielle.
4. **Un transit et un accès des tiers au réseau opérationnels**, mettant en œuvre la loi existante avec des règles d'équilibrage, des tarifs de secours et des garanties d'origine pour l'hydroélectricité et le solaire.
5. **Une planification intégrée de la zone de Kribi**, avec un registre de la demande, la réservation de capacité adossée à des jalons, des frais de raccordement limités aux ouvrages propres, une capacité garantie à Kribi et des débouchés industriels pour les nouveaux ouvrages hydroélectriques.

LE CAMEROUN N'A PAS BESOIN DE SUBVENTIONNER L'ÉNERGIE POUR ATTIRER L'INDUSTRIE LOURDE. IL DOIT PUBLIER LES RÈGLES SUR LA BASE DESQUELLES LES GROS CONSOMMATEURS PEUVENT PLANIFIER ET EMPRUNTER.

Cameroon Steel, livre blanc 05

Pourquoi l'enjeu dépasse une seule usine

Les questions que ce livre blanc pose au système énergétique camerounais ne sont pas propres à l'acier. Toute grande charge industrielle envisageant la Zone industrielo-portuaire de Kribi, dont les pôles de développement incluent la sidérurgie liée aux exportations minérales [S23], se posera les mêmes : quelle fermeté de fourniture, à quel prix, selon quel contrat, avec quelle qualité de l'électricité et avec quel gaz. Les 53 entreprises autorisées à s'installer dans la zone industrielle et logistique du port entre 2018 et 2025 [S24], l'usine de bitume qui a reçu sa licence de raffinage en 2026 [S25] et l'acheteur industriel qui a commencé à prélever du gaz à Kribi en 2025 [S05] dépendent tous des mêmes infrastructures et des mêmes règles.

Les mesures proposées servent donc la stratégie industrielle plus large du Cameroun. La stratégie nationale de développement à l'horizon 2030 cite les mines, la métallurgie et la sidérurgie parmi ses sous-secteurs prioritaires [S26], et le Code minier de 2023 prévoit la transformation locale d'une partie de la production minérale du pays [S27]. Un cadre énergétique qui rend une aciérie électrique finançable rendrait aussi finançable le gros consommateur suivant.

Il existe aussi un argument de calendrier. Le départ du FLNG, le rachat de l'opérateur par l'État et l'acquisition, en cours, des centrales thermiques de Kribi et de Dibamba [S28] [S29], la mise en service de Nachtigal et de la nouvelle ligne de transport de Kribi, ainsi que l'entrée en vigueur du MACF (CBAM), le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne [S30], interviennent tous entre 2025 et 2027. Les règles écrites durant cette fenêtre façonneront le système énergétique industriel du Cameroun pour une génération.

Ce qui reste incertain

Les principales conclusions du livre blanc résistent aux lacunes de connaissance recensées au chapitre 11, mais plusieurs dimensionnements et dates dépendent de données non encore publiques : le niveau de court-circuit au nœud 225 kV de Kribi, la consommation d'électricité par tonne garantie pour le four (prévue entre 450 et 490 kWh), les réserves de gaz restantes de Sanaga Sud, les conditions des contrats HT existants, le texte des codes de raccordement et du marché, et le calendrier de l'étape ultérieure du poste du port. La plupart de ces lacunes peuvent être comblées par des données que les institutions publiques détiennent déjà. L'ingénierie d'avant-projet de Cameroon Steel remplacera les valeurs de RC-1, fondées sur des références, par des garanties de fournisseurs.

Organisation du livre blanc

Les chapitres 1 à 5 traitent de l'énergie dans l'économie de l'acier, du système électrique camerounais, des tarifs et de la contractualisation, de la qualité de l'électricité qu'exige un FAE et des nouvelles infrastructures électriques de Kribi. Les chapitres 6 et 7 portent sur le gaz naturel après le FLNG et sur le gaz pour la réduction directe, le chapitre 8 sur les énergies renouvelables et le stockage, le chapitre 9 sur un plan énergétique indicatif et le chapitre 10 sur les recommandations de politique publique. Le chapitre 11 recense les lacunes de connaissance ; les annexes présentent la méthode, un glossaire, les sources et les données de chaque graphique.

Déclaration d'intérêts. Ce livre blanc est publié par Cameroon Steel, qui développe une usine sidérurgique à Kribi. Il a pour objet d'éclairer le débat public ; son analyse est indépendante de toute offre commerciale, et chaque chiffre est sourcé ou assorti de son statut.

CHAPITRE 1

L'ÉNERGIE DÉTERMINE LE COÛT ET LE CARBONE DE L'ACIER ÉLECTRIQUE

Pour une aciérie électrique, l'énergie est le premier poste de coût sur lequel les décisions de l'usine elle-même ont prise. Une usine de barres et de fil machine du type de la phase 1 de RC-1 consommerait environ 0,96 à 1,0 MWh d'électricité par tonne de produit ; aux prix observés au Cameroun en 2025 et 2026, cela représente 30 à 170 USD par tonne, un écart équivalent à près d'un cinquième du prix à l'exportation du rond à béton. Le prix de l'électricité, et la fermeté de sa livraison, déterminent donc si une telle usine peut concurrencer les importations.

1.1 L'énergie représente 20 % à 40 % du coût de fabrication de l'acier

L'Association mondiale de l'acier (worldsteel) estime que l'énergie représente 20 % à 40 % du coût de production de l'acier, et attribue aux gains d'efficacité une réduction d'environ 60 % de l'énergie nécessaire par tonne d'acier brut depuis 1960 [S31]. La fourchette est large parce qu'elle couvre des usines très différentes. Une usine intégrée, qui part du minerai de fer et du charbon à coke, achète l'essentiel de son énergie sous forme de charbon. Une aciérie électrique l'achète principalement sous forme d'électricité et, si elle produit son propre fer, de gaz naturel.

Dans une aciérie à four à arc électrique (FAE), le premier poste de coût est la charge métallique : la ferraille, le fer de réduction directe (DRI), le fer briqueté à chaud (HBI) ou la fonte brute que l'on fond. Viennent ensuite l'électricité, puis les électrodes en graphite, les ferro-alliages, les réfractaires, l'oxygène et la main-d'œuvre. La charge métallique est cotée sur les marchés mondiaux et échappe largement au contrôle de l'usine. L'électricité est différente : elle s'achète localement, dans le cadre de contrats et de tarifs façonnés par la politique nationale. Au Cameroun, où aucun tarif réglementé n'est publié pour les charges de plus de 10 MW [S01], le prix de l'électricité d'une grande aciérie n'est pas une donnée de marché, mais le résultat d'une négociation avec l'opérateur et le régulateur.

Cet enjeu pèse davantage au Cameroun que sur la plupart des marchés de l'acier, pour deux raisons qui reviennent tout au long de ce livre blanc :

- **Le pays manque d'unités de fer, non de capacité de laminage.** Les laminoirs camerounais tournent à environ la moitié de leurs quelque 1,2 Mt de capacité de transformation installée [S32][S33], la ferraille locale ne couvre qu'environ 40 % de leurs besoins [S32], et les billettes constituaient le premier poste des importations d'acier en 2023, avec 161 kt, dont 78 % en provenance d'Indonésie [S11]. Toute usine qui ajoute des unités de fer, en fondant davantage de ferraille ou en produisant du DRI, ajoute de la demande d'énergie : de l'électricité pour la fusion, du gaz pour la réduction.
- **Le système électrique repose sur l'hydroélectricité et le système gazier vient de perdre son principal acheteur.** Environ 90 % de l'électricité camerounaise provenait de l'hydroélectricité en 2025 [S01], et l'unité flottante de liquéfaction qui absorbait environ 95 % de la production gazière du pays a quitté Kribi en juillet 2026 [S05] [S16]. Ces deux faits modifient ce qu'une usine énergivore peut attendre, et sont développés aux chapitres 2 et 6.

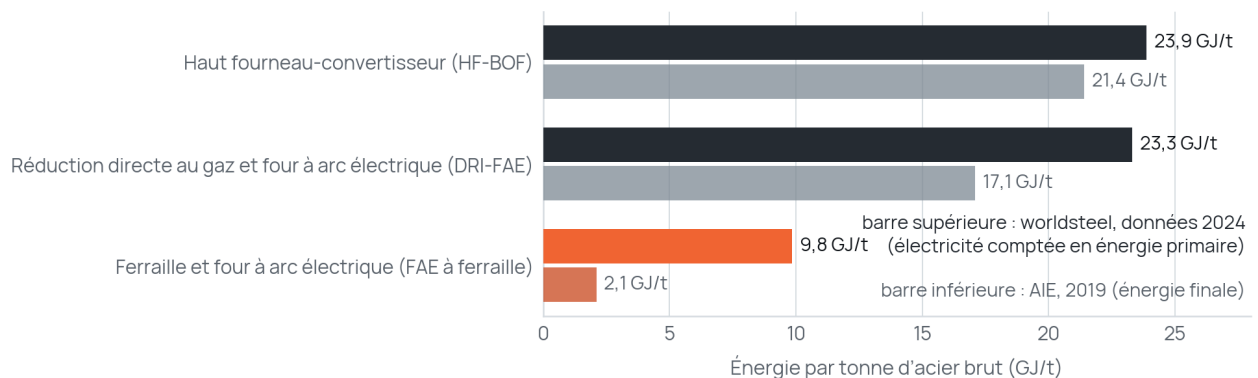
1.2 Trois filières sidérurgiques, trois profils énergétiques très différents

L'acier est produit selon trois filières principales, chacune avec une signature énergétique distincte (figure 1.1).

- **Haut fourneau-convertisseur (HF-BOF)**. Le minerai de fer est réduit en fonte liquide dans un haut fourneau, au moyen de coke issu du charbon à coke, puis affiné en acier dans un convertisseur à oxygène. L'essentiel de l'énergie est du charbon, et l'essentiel des émissions est direct.
- **Réduction directe et four à arc électrique (DRI-FAE)**. Des boulettes de minerai de fer sont réduites à l'état solide, généralement dans un four à cuve, par un gaz produit à partir de gaz naturel (ou, à l'avenir, d'hydrogène). Le DRI est ensuite fondu dans un FAE. Le gaz assure la chimie de la réduction ; l'électricité assure la fusion.
- **Ferraille et four à arc électrique (FAE à ferraille)**. L'acier recyclé est fondu directement. Aucune réduction n'est nécessaire, si bien que la demande d'énergie est surtout de l'électricité pour la fusion.

L'acier électrique à base de ferraille consomme 10 % à 40 % de l'énergie des filières au minerai

Intensité énergétique par filière sidérurgique ; l'écart dépend de la façon de comptabiliser l'électricité



SOURCE Figure 1.1. L'acier électrique à base de ferraille consomme 10 % à 40 % de l'énergie des filières au minerai. Les données 2024 de worldsteel comptent l'électricité en énergie primaire et incluent les intrants en amont ; l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ne compte que l'énergie finale, d'où des valeurs plus basses.

Sources : worldsteel, Sustainability Indicators 2025 (données 2024) [S34] ; AIE, Iron and Steel Technology Roadmap (2020) [S35].

Sur la base de worldsteel, les intensités énergétiques de 2024 étaient de 23,88 GJ par tonne d'acier brut pour le HF-BOF, de 23,30 GJ/t pour le DRI-FAE et de 9,84 GJ/t pour la filière FAE à ferraille [S34]. Les valeurs d'énergie finale de l'AIE sont respectivement de 21,4, 17,1 et 2,1 GJ/t [S35]. Les deux séries diffèrent principalement parce que worldsteel convertit chaque MWh d'électricité en environ 9,8 GJ d'énergie primaire, tandis que l'AIE compte le MWh lui-même [S35]. Quelle que soit la base retenue, le classement est stable : produire du fer à partir du minerai est énergivore, fondre de la ferraille ne l'est pas.

Le même classement vaut pour le carbone. Les intensités 2024 de worldsteel sont de 2,34 t de CO₂ par tonne d'acier brut pour le HF-BOF, de 1,47 t pour le DRI-FAE et de 0,69 t pour la filière FAE à ferraille, pour une moyenne mondiale de 1,92 t [S34]. Pour les deux filières électriques, une part importante de l'empreinte provient de l'électricité elle-même, ce qui explique l'importance du contenu carbone du réseau (section 1.6 et chapitre 8).

POURQUOI C'EST IMPORTANT POUR LE CAMEROUN

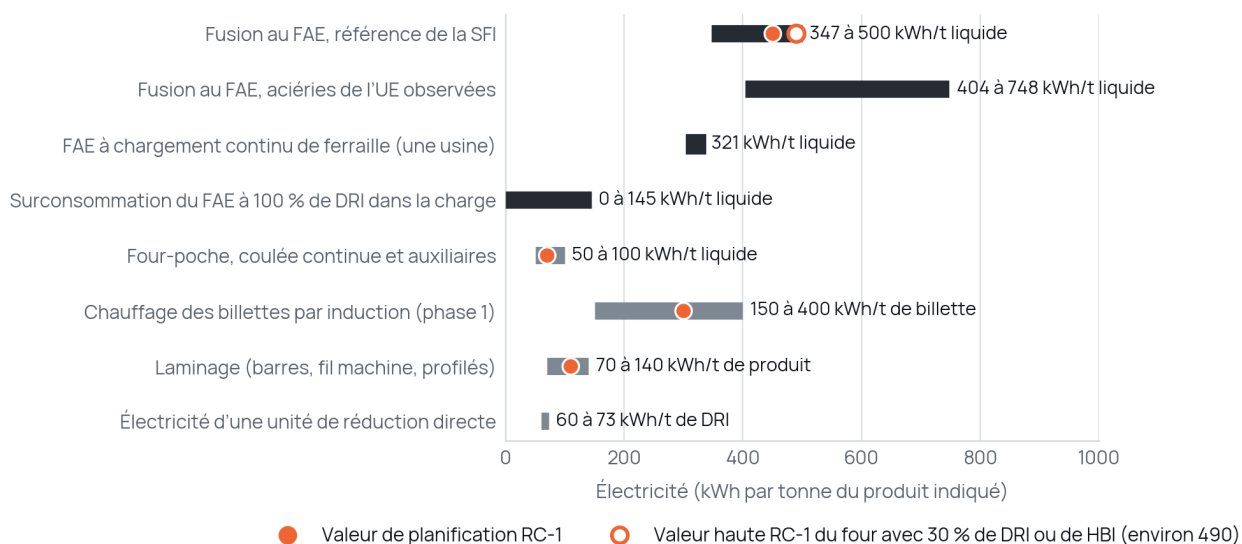
Une aciérie électrique au Cameroun combinerait deux vecteurs énergétiques dont le pays dispose, mais qu'il ne tarifie pas encore pour l'industrie lourde : l'électricité d'origine hydraulique pour la fusion, et le gaz naturel pour produire des unités de fer. Le choix de la filière est donc aussi le choix de la politique énergétique dont l'usine dépendra.

1.3 La fusion absorbe l'essentiel de l'électricité d'une aciérie électrique

À l'intérieur d'une aciérie électrique, l'électricité est consommée en cinq points principaux. La figure 1.2 présente les fourchettes publiées pour chacun d'eux, ainsi que les valeurs de planification que Cameroon Steel retient pour sa configuration de référence RC-1 (tableau 1.1).

La fusion est le premier poste d'électricité : 350 à 500 kWh par tonne d'acier liquide

Fourchettes publiées par étape du procédé et valeurs de planification retenues pour la configuration RC-1



SOURCÉ Figure 1.2. La fusion est le premier poste d'électricité : 350 à 500 kWh par tonne d'acier liquide dans un four moderne. Les barres indiquent les fourchettes publiées ; les points orange sont les valeurs de planification de RC-1 et le cercle évidé la valeur haute de planification du four avec 30 % de DRI ou de HBI. Les unités varient selon l'étape (par tonne d'acier liquide, de billette, de produit ou de DRI).

Sources : SFI, EHS Guidelines for Integrated Steel Mills (2007) [S36] ; Commission européenne, Iron and Steel BREF (2013) [S37] ; Innovation Centre for Industrial Transformation de la Commission européenne (ICIT), fiches Consteel et Energiron [S38][S39] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; valeur haute dérivée (annexe A).

Le FAE. La référence de la Société financière internationale (SFI) pour la fusion au FAE est de 1250 à 1800 MJ par tonne d'acier liquide, soit 347 à 500 kWh/t [S36]. Les aciéries européennes déclaraient 404 à 748 kWh/t dans le document de référence sur les meilleures techniques disponibles, avec une consommation d'électrodes de 2 à 6 kg/t [S37]. Le chargement continu avec préchauffage de la ferraille peut abaisser ce chiffre : une usine utilisant le procédé Consteel a déclaré 321 kWh/t, avec des économies d'électricité de 10 % à 15 % et une consommation d'électrodes inférieure à 1 kg/t [S38]. RC-1 retient 450 kWh/t comme valeur de planification, comprise dans la fourchette de la SFI de 347 à 500 kWh/t [S07].

La pénalité du fer issu du minerai dans la charge. Le DRI contient des oxydes résiduels et une gangue qu'il faut fondre et éliminer dans le laitier. La fiche Energiron indique que chaque tranche supplémentaire de 10 % de DRI dans la charge accroît l'électricité du FAE d'environ 14,5 kWh/t [S39] ; par extrapolation, une charge composée uniquement de DRI exige environ 145 kWh/t de plus qu'une charge composée uniquement de ferraille (dérivé). RC-1 prévoit une charge comprenant environ 30 % de DRI ou de HBI importé, dans une fourchette de 20 % à 50 % [S07]. Lue comme une valeur pour une charge entièrement composée de ferraille, la valeur de planification de 450 kWh/t, majorée de l'incrément correspondant à 30 % de DRI, donne environ 494 kWh/t. Ce livre blanc retient donc partout deux valeurs, comme le livre blanc 03 : 450 kWh/t, valeur de planification de RC-1, et environ 490 kWh/t, valeur haute de planification avec 30 % de DRI ou de HBI dans la charge (dérivé).

Le four-poche et les auxiliaires. Après la coulée, l'acier est affiné et porté à la température de coulée dans un four-poche, puis coulé en billettes. L'usine d'oxygène, le traitement de l'eau, l'air comprimé et les bâtiments s'ajoutent à la charge. RC-1 retient 70 kWh par tonne d'acier liquide pour l'ensemble de ces postes, dans une fourchette de 50 à 100 kWh/t [S07]. La consommation d'oxygène est prévue à environ 35 Nm³ par tonne d'acier liquide [S07].

Le laminage. Le laminoir qui transforme les billettes en barres, en fil machine ou en profilés consomme 70 à 140 kWh par tonne de produit selon la référence de la SFI [S36] ; les conclusions de 2022 de l'Union européenne sur les meilleures techniques disponibles pour la transformation des métaux ferreux indiquent 100 à 500 MJ/t pour les barres et le fil machine, soit environ 28 à 139 kWh/t [S40]. RC-1 retient 110 kWh/t [S07].

Le réchauffage. Les billettes doivent être portées à la température de laminage. Les fours de réchauffage au gaz pour les barres et le fil machine consomment 600 à 1 900 MJ/t, et 1 400 à 2 200 MJ/t pour les poutrelles et les blooms, selon la référence européenne [S40]. RC-1 prévoit un chauffage électrique par induction en phase 1 et un four à longerons mobiles au gaz pour les laminoirs à profilés des phases 2 et 3, à environ 1,3 GJ par tonne de produit [S07].

Tableau 1.1 Intrants énergétiques par étape du procédé, références et valeurs de planification de RC-1

Étape du procédé	Vecteur énergétique	Référence publiée	Valeur de planification RC-1	Statut
Fusion au FAE	Électricité	347 à 500 kWh/t liquide (SFI) ; 404 à 748 (UE)	450 kWh/t liquide	sourcé
Fusion au FAE, valeur haute de planification	Électricité	+ 14,5 kWh/t par + 10 % de DRI sur une base 100 % ferraille	environ 490 kWh/t liquide avec 30 % de DRI ou de HBI	dérivé
DRI dans la charge	Électricité	+ 14,5 kWh/t par + 10 % de DRI	30 % de DRI ou de HBI (20 % à 50 %)	sourcé / hypothèse
Électrodes	Graphite	2 à 6 kg/t liquide (UE)	non modélisé	sourcé
Four-poche, coulée continue, auxiliaires	Électricité	pas de référence globale	70 kWh/t liquide (50 à 100)	hypothèse
Oxygène	Électricité (séparation de l'air)	pas de référence ici	35 Nm ³ /t liquide (25 à 45)	hypothèse
Chauffage des billettes par induction (phase 1)	Électricité	fourchettes des fournisseurs, variables selon l'enfournement à chaud	300 kWh/t de billette (150 à 400)	hypothèse
Réchauffage au gaz (phases 2 et 3)	Gaz naturel	0,6 à 2,2 GJ/t (UE, selon le produit)	1,3 GJ/t de produit (1,1 à 1,6)	sourcé / hypothèse
Laminage	Électricité	70 à 140 kWh/t de produit (SFI)	110 kWh/t de produit	sourcé
Réduction directe (réserve)	Gaz naturel, électricité	9,2 à 10 GJ et environ 73 kWh par t de DRI	10 GJ/t de DRI (9,2 à 10)	sourcé / hypothèse

Sources : SFI 2007 [S36] ; BREF UE 2013 [S37] ; décision d'exécution (UE) 2022/2110 de la Commission [S40] ; ICIT de la Commission européenne, Energiron [S39] ; Danieli, Suez Steel 2026 [S41] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07].

Additionnées sur la base des valeurs de planification de RC-1, les consommations de la phase 1 atteindraient environ 289 GWh d'électricité par an pour sa production nominale de 300 000 t de produits finis, soit 0,96 MWh par tonne, sans gaz [S07] ; à la valeur haute de planification d'environ 490 kWh/t au four, environ 302 GWh, soit 1,0 MWh par tonne (dérivé). À la configuration complète de 1 Mt/an, l'électricité passerait à environ 753 à 796 GWh par an, soit 0,75 à 0,80 MWh par tonne, parce que les phases ultérieures réchauffent au gaz plutôt que par induction, et la consommation de gaz atteindrait environ 0,91 PJ par an [S07]. Le chapitre 9 présente le bilan complet, phase par phase.

1.4 La phase 1 est conçue sans gaz, ce qui échange un risque gazier contre une charge électrique

RC-1 prévoit de chauffer les billettes de ses premiers laminoirs par induction plutôt que dans un four à gaz [S07]. Ce choix de conception a trois effets qui intéressent directement ce livre blanc.

Premièrement, **la phase 1 ne requiert aucune allocation de gaz**. Réchauffer 300 000 t de billettes dans un four à gaz à 1,3 GJ/t brûlerait environ 0,39 PJ par an, soit quelque 0,36 bcf (dérivé). Recourir à l'induction supprime la dépendance de l'usine à un contrat gazier pendant les années où le secteur gazier camerounais se restructure après le départ du FLNG Hilli (chapitre 6).

Deuxièmement, **elle ajoute environ 90 GWh par an à la demande d'électricité**, soit quelque 31 % de l'électricité de la phase 1 (dérivé de 300 kWh/t sur 300 000 t). En termes énergétiques, les deux options sont proches : 300 kWh représentent 1,08 GJ, contre 1,3 GJ de gaz, parce que l'induction dépose la chaleur directement dans la billette, alors qu'un four en perd une grande partie par les fumées. En termes de coût, la comparaison dépend entièrement du tarif de l'électricité et du prix du gaz, raison pour laquelle ce livre blanc analyse les deux.

Troisièmement, **le chauffage par induction se prête à l'enfournement à chaud**. Les billettes qui sortent encore chaudes de la coulée continue n'ont besoin que d'un appoint pour atteindre la température de laminage, si bien que la consommation réelle dépend de la synchronisation entre la coulée continue et le laminoir. La fourchette de planification de 150 à 400 kWh/t reflète cette incertitude [S07].

NOTE DE CONCEPTION

Le chauffage par induction transforme une question gazière en question électrique. Il n'est le bon choix pour une première phase que si la fourniture d'électricité est ferme et tarifée pour un utilisateur industriel à fort facteur de charge. C'est la condition qu'examine ce livre blanc.

1.5 Le tarif peut faire varier de 140 USD le coût d'une tonne d'acier

Le coût de l'électricité par tonne découle de l'intensité de l'usine et du prix payé. Le Cameroun n'a pas de tarif publié pour des charges de la taille d'une aciérie ; le tableau 1.2 utilise donc trois références développées au chapitre 3 : le prix moyen effectivement réalisé sur les six contrats haute tension (HT) historiques en 2025, soit 18,4 FCFA/kWh ; le prix tout compris de la tranche moyenne tension (MT) publiée la plus élevée, de 9 à 10 MW, en 2026, soit environ 43,7 FCFA/kWh ; et la moyenne reflétant les coûts calculée par le régulateur pour 2025, soit 105,46 FCFA/kWh [S01] [S03] [S04].

Tableau 1.2 Coût de l'électricité par tonne de produit selon trois références de prix (dérivé)

Référence de prix	FCFA/ kWh	Phase 1, 0,96 MWh/t : FCFA/t	Phase 1 : USD/t	Configuration complète, 0,75 MWh/t : USD/t	Coût de la phase 1 en part du rond à béton à 625 USD/t
Contrats HT historiques, moyenne réalisée, 2025	18,4	17 723	29,5	23,1	4,7 %
Tranche MT 9 à 10 MW, tout compris, 2026	43,7	42 091	70,2	54,9	11,2 %
Moyenne reflétant les coûts, 2025	105,46	101 578	169,3	132,4	27,1 %

Sources : rapport annuel 2025 de l'ARSEL [S01] ; grilles tarifaires de l'ARSEL [S03] ; décision de l'ARSEL du 19 décembre 2025 [S04] ; bilans RC-1 à la valeur de planification de 450 kWh/t [S07] ; prix à l'exportation du rond à béton turc de 620 à 630 USD/t FOB, 3 octobre 2026 [S09]. USD à 600 FCFA (taux de planification). Électricité seule, hors TVA, redevances d'énergie réactive et coûts de raccordement. À la valeur haute de planification d'environ 490 kWh/t, les coûts de la phase 1 sont supérieurs d'environ 4 %.

L'écart entre la première et la dernière ligne est d'environ 140 USD par tonne de produit en phase 1. Le livre blanc 04 (chapitre 8) met ces coûts d'électricité en regard du coût des charges métalliques et de la transformation, dans une comparaison indicative entre une billette produite à Kribi et une billette importée. À titre de comparaison, le rond à béton turc était offert à l'exportation entre 620 et 630 USD la tonne FOB le 3 octobre 2026, et les billettes chinoises entre 465 et 470 USD [S09]. Une aciérie payant la moyenne reflétant les coûts consacrerait plus du quart de la valeur de son produit à l'électricité ; une aciérie payant le prix HT historique y consacrerait moins de 5 %.

C'EST LE TARIF, ET NON LE FOUR, QUI DÉCIDERAIT SI UNE ACIÉRIE ÉLECTRIQUE AU CAMEROON PEUT CONCURRENCER L'ACIER IMPORTÉ.

Cameroon Steel, livre blanc 05

L'industrie sidérurgique existante en fait déjà l'expérience. Les usines métallurgiques camerounaises ont acquitté des factures d'électricité importantes en 2024 : environ 8,37 milliards de FCFA pour Prometal, 3,81 milliards pour Metafrigue, 3,11 milliards pour Acero Metal et 1,61 milliard pour Aciéries du Cameroun [S42]. Prometal, qui exploite à Douala une aciérie à FAE présentée comme la première du genre en Afrique centrale [S43], a une charge d'environ 40 MW et est passée à une alimentation haute tension par un contrat d'accès conclu avec la société de transport SONATREL, avec un transformateur dédié de 50 MVA [S42][S01]. Lorsque les tarifs des grands comptes ont augmenté en janvier 2023, les producteurs d'acier ont publiquement protesté contre une hausse redoutée d'environ 30 %, tandis que le régulateur, l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL), évaluait la hausse moyenne des factures MT à 12 % [S44][S45]. L'épisode montre combien le secteur est sensible au tarif et combien la visibilité dont disposent aujourd'hui les gros consommateurs est faible.

1.6 L'énergie fixe aussi l'empreinte carbone, que les acheteurs et les règles aux frontières tarifent de plus en plus

Pour une aciérie électrique, l'approvisionnement en électricité détermine largement les émissions indirectes (périmètre 2). Avec l'intensité moyenne du réseau camerounais en 2024, d'environ 226 g CO₂e par kWh [S10], les 0,96 MWh/t de la phase 1 représenteraient environ 0,22 t de CO₂ par tonne de produit (environ 0,23 t à 1,0 MWh/t). Sur un réseau à la moyenne mondiale de 2024, d'environ 471 g/kWh [S10], la même usine représenterait environ 0,45 t, et sur le réseau indonésien, à environ 680 g/kWh, environ 0,65 t (dérivé).

L'estimation propre de RC-1, qui ajoute les émissions directes (périmètre 1) des électrodes, du carbone de charge et de la chaux, est d'environ 0,32 t de CO₂ par tonne de produit pour les périmètres 1 et 2, et d'environ 0,58 t lorsque l'on inclut les émissions amont du DRI importé [S07] ; la valeur haute de planification y ajoute environ 0,01 t (dérivé ; le livre blanc 06 présente le bilan carbone complet). Ces deux valeurs sont nettement inférieures aux moyennes de worldsteel pour les filières DRI-FAE (1,47 t) et HF-BOF (2,34 t), ainsi qu'à la moyenne de la filière FAE à ferraille (0,69 t) [S34].

Le carbone a désormais un prix à la frontière européenne. Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne (MACF) est entré dans sa phase définitive le 1er janvier 2026 ; il couvre l'ensemble du chapitre 72 de la nomenclature combinée, y compris les billettes, le rond à béton, le fil machine et le DRI, et a fixé un prix de certificat de 82,32 € par tonne de CO₂e pour le troisième trimestre 2026 [S30][S46][S47]. Pour la sidérurgie, le MACF ne compte actuellement que les émissions directes [S46] ; à ce prix, chaque 0,1 t de CO₂ direct par tonne d'acier vaut donc environ 8 € la tonne à la frontière de l'UE, avant déductions (dérivé). Le contenu carbone de l'électricité compte en revanche pour les déclarations de chaîne d'approvisionnement des clients et pour les normes d'acier à faibles émissions ; le chapitre 8 explique pourquoi un approvisionnement hydroélectrique contractualisé vaut davantage, pour un exportateur, que la moyenne du réseau.

ENVIRON 0,96 À 1,0 MWH D'ÉLECTRICITÉ ENTRENT DANS CHAQUE TONNE DE BARRES ET DE FIL MACHINE : LE PRIX DE CETTE ÉNERGIE DÉCIDE DE LA COMPÉTITIVITÉ DE L'USINE.

Cameroon Steel, livre blanc 05

1.7 Ce que cela signifie pour les pouvoirs publics et pour les investisseurs

L'économie de l'acier électrique au Cameroun se ramène à trois questions énergétiques, auxquelles les chapitres suivants répondent tour à tour :

1. **Existe-t-il suffisamment de puissance ferme, livrée avec la qualité qu'exige un FAE ?** Les chapitres 2, 4 et 5 montrent que le Cameroun dispose d'une capacité sur le papier, mais que fournir une alimentation ferme et de qualité à une grande charge fluctuante exige un transport dédié et une compensation.
2. **À quel prix, et selon quel contrat ?** Le chapitre 3 montre que le cadre tarifaire s'arrête à 10 MW, laissant les gros consommateurs négocier au cas par cas.
3. **Y a-t-il du gaz, et à quel prix, pour le réchauffage puis pour la production de fer ?** Les chapitres 6 et 7 montrent que l'équilibre gazier a fondamentalement changé en juillet 2026.

Les réponses comptent au-delà d'une seule usine. La stratégie industrielle du Cameroun, la Stratégie nationale de développement 2020-2030 (SND30), cite les mines, la métallurgie et la sidérurgie parmi ses sous-secteurs prioritaires [S26]. Un cadre énergétique adapté à une aciérie électrique le serait aussi pour les autres grandes charges que la Zone industrialo-portuaire de Kribi entend attirer.

CHAPITRE 2

LE CAMEROUN DISPOSE DE LA CAPACITÉ SUR LE PAPIER, MAIS PAS ENCORE D'UNE FOURNITURE FERME LÀ OÙ L'INDUSTRIE EN A BESOIN

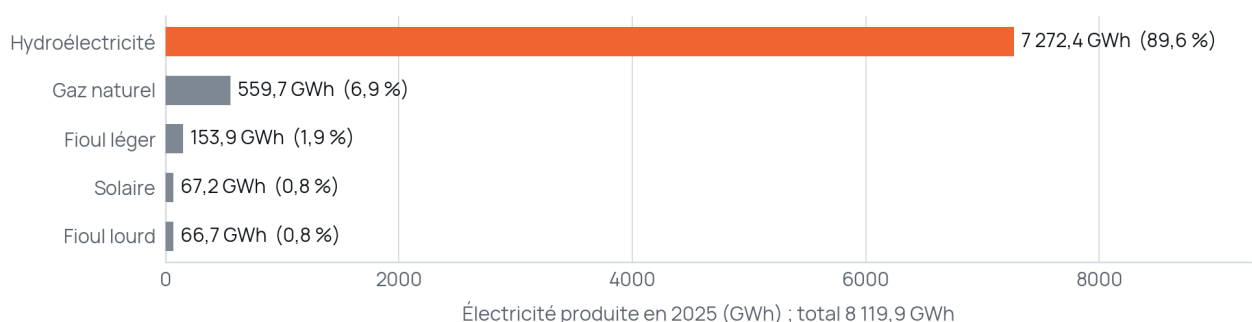
Le Cameroun disposait de 2 033 MW de puissance installée pour une pointe de 1 278 MW en 2025, et l'hydroélectricité a produit les neuf dixièmes de son électricité. Pourtant, 150 MW de demande industrielle attendent une ligne de transport, la centrale à gaz de Kribi a fonctionné à environ 30 % de sa capacité et la plus grande centrale hydroélectrique récente a produit 28 % de moins que prévu. La contrainte du système n'est pas la puissance installée, mais une fourniture ferme et livrable aux nœuds où se raccordent les grandes charges.

2.1 L'hydroélectricité a fourni les neuf dixièmes de l'électricité du Cameroun en 2025

Le rapport annuel 2025 du régulateur de l'électricité, publié le 7 septembre 2026, donne l'image officielle la plus récente du système [S01]. Le Cameroun a produit 8 119,9 GWh en 2025. Les centrales hydroélectriques ont produit 7 272,4 GWh, soit 89,6 % du total ; le gaz naturel 559,7 GWh (6,9 %) ; le fioul léger 153,9 GWh (1,9 %) ; le solaire 67,2 GWh (0,8 %) ; et le fioul lourd 66,7 GWh (0,8 %) (figure 2.1).

L'hydroélectricité a fourni les neuf dixièmes de l'électricité du Cameroun en 2025

Production par source, système national, 2025 (rapport annuel du régulateur)



SOURCE Figure 2.1. L'hydroélectricité a fourni les neuf dixièmes de l'électricité du Cameroun en 2025. Toute la production à partir de gaz naturel provenait de la centrale à gaz de Kribi.

Source : ARSEL, Rapport d'activités 2025 (7 septembre 2026) [S01].

Deux caractéristiques de ce bouquet comptent pour une aciérie électrique. Premièrement, l'électricité est bas carbone : dans la base de données internationale compilée par Ember et publiée par Our World in Data, l'intensité moyenne du réseau camerounais était d'environ 226 g CO₂e par kWh en 2024, moins de la moitié de la moyenne mondiale d'environ 471 g [S10]. Deuxièmement, le système dépend de la pluviométrie. La production hydroélectrique varie avec le débit des fleuves, et seule une partie du parc hydraulique est adossée à des retenues, si bien qu'une année sèche ou une saison des pluies tardive reporte la charge sur les centrales au gaz et au fioul.

La base internationale et le rapport du régulateur ne racontent pas exactement la même histoire. Les chiffres d'Ember pour 2024 indiquent une production de 7,26 TWh, dont environ 72 % d'hydroélectricité, et une valeur hydraulique inchangée à 5,23 TWh chaque année de 2020 à 2024, ce qui suggère une estimation plutôt qu'une production mesurée [S48]. Les données 2025 du régulateur font apparaître une production plus élevée et une part hydraulique bien supérieure, d'une part parce que la centrale de Nachtigal (420 MW) a été pleinement mise en service en mars 2025 [S49], d'autre part parce que la centrale à gaz de Kribi a été à l'arrêt de septembre 2024 à février 2025 [S50]. Ce livre blanc utilise les données du régulateur pour la structure du système et la série d'Ember pour les comparaisons internationales, et signale l'écart comme une lacune de connaissance (chapitre 11).

2 033_{MW}

Puissance installée, 2025
(ENEO 1 003 MW, producteurs
indépendants 1 030 MW)

1 278_{MW}

Pointe de la demande, 2025

89,6 %

Part de l'hydroélectricité dans
la production, 2025
(8 119,9 GWh)

147,8_h

Durée moyenne de coupure par
client, 2025 (objectif 74,1 h)

Source : ARSEL 2025 [S01].

2.2 Deux réseaux distincts, un opérateur revenu dans le giron public

L'électricité camerounaise circule sur deux réseaux qui ne sont pas encore reliés. Le Réseau interconnecté Sud (RIS) achemine environ 94 % de la demande et relie la cascade hydroélectrique de la Sanaga à Douala, Yaoundé, Edéa et Kribi ; le Réseau interconnecté Nord (RIN) achemine les 6 % restants [S01]. Kribi, et donc toute aciérie implantée dans la Zone industrialo-portuaire, se trouve sur le réseau Sud.

Les institutions du secteur ont rapidement évolué en 2025 et 2026 :

- **Distribution et fourniture.** L'État a racheté en février 2026, pour 78 milliards de FCFA, la participation de 51 % que détenait Actis dans l'opérateur national ENEO, portant sa part à 95 % [S28] ; la société a été rebaptisée Socadel en mai 2026 [S51]. Ce livre blanc emploie « l'opérateur » pour désigner l'une ou l'autre dénomination.
- **Transport.** La loi n° 2011/022 du 14 décembre 2011 régissant le secteur de l'électricité a prévu un gestionnaire public du réseau de transport [S52], et la Société Nationale de Transport de l'Électricité (SONATREL) a été constituée en octobre 2015 [S52]. La SONATREL publie un tarif de transport réglementé (chapitre 3) [S53].
- **Production.** Environ la moitié de la puissance installée, soit 1 030 MW, appartient à des producteurs indépendants d'électricité (IPP) [S01]. Les achats de l'opérateur auprès des IPP ont atteint 254,25 milliards de FCFA en 2025 [S01]. En août 2026, l'État a annoncé qu'il exerçait un droit de préemption pour racheter les participations de Globeleq dans les centrales thermiques de Kribi et de Dibamba, pour environ 80 milliards de FCFA, la conclusion étant attendue d'ici fin 2026, sur fond de 137 milliards de FCFA de factures impayées aux IPP [S29].
- **Régulation.** L'ARSEL fixe les tarifs, approuve le revenu autorisé de l'opérateur et publie les grilles tarifaires réglementées [S54] [S04].

Le système dessert peu de grands clients. En 2025, l'opérateur comptait 6 clients haute tension, 31 clients moyenne tension « spéciaux », 2 526 autres clients MT et environ 2,19 millions de clients basse tension [S01]. Le taux national d'accès à l'électricité était de 71 %, et de 25 % en zone rurale [S55]. Une seule aciérie électrique de 1 Mt/an serait l'une des toutes premières charges de ce système.

2.3 Les finances de l'opérateur conditionnent ce qui peut être proposé à un gros consommateur

La situation financière du secteur compte autant, pour un gros consommateur, que sa capacité physique, car elle détermine ce que l'opérateur peut promettre et sa capacité à tenir ses promesses. Quatre chiffres publics résument la situation :

- les achats de l'opérateur auprès des producteurs indépendants sont passés de 156,13 milliards de FCFA en 2024, déjà 17 % de plus que l'année précédente, à 254,25 milliards de FCFA en 2025 [S56] [S01] ;

- la décision rectificative du régulateur sur le revenu autorisé de l'opérateur pour 2025 a constaté une compensation tarifaire de 96,99 milliards de FCFA, correspondant à l'écart entre la moyenne reflétant les coûts de 105,46 FCFA/kWh et les 83,46 FCFA/kWh effectivement perçus auprès des clients MT et BT [S04] ;
- les factures impayées dues aux producteurs indépendants atteignaient environ 137 milliards de FCFA en 2026 [S29] ;
- en mai 2026, le gouvernement a fait état d'un déficit sectoriel d'environ 13 milliards de FCFA par mois en proposant des hausses tarifaires pour certains clients professionnels [S57].

Ces chiffres expliquent à la fois l'opportunité et le risque pour un grand client industriel. L'opportunité tient à ce qu'un utilisateur solvable, qui paie un prix fondé sur les coûts pour une fourniture à fort facteur de charge, améliore les finances de l'opérateur au lieu de les dégrader. Le risque tient à ce qu'un opérateur soumis à une telle pression peut ne pas être en mesure d'honorer un engagement de fourniture ferme lors d'une année sèche, ou chercher à réviser un contrat une fois signé. Les deux conduisent à la même conclusion : la fourniture des gros consommateurs doit reposer sur des règles publiées et, dans la mesure du possible, sur des contrats adossés à des sources identifiables de capacité garantie, plutôt que sur des arrangements sur mesure avec un opérateur aux finances fragilisées.

2.4 Le parc associe une cascade hydroélectrique à un petit appoint thermique

Le tableau 2.1 résume les centrales qui comptent le plus pour une grande charge raccordée au réseau Sud.

Tableau 2.1 Principales centrales du réseau Sud, puissance et performance en 2025

Centrale	Type et localisation	Puissance	Production 2025 et observations	Source
Song Loulou	Hydraulique, fleuve Sanaga	384 MW (8 groupes)	Plus grande centrale de la cascade, en service depuis les années 1980 ; l'opérateur a recherché en 2025 le financement d'un programme de réhabilitation pour la sûreté du barrage	[S58] [S59]
Edéa	Hydraulique, fleuve Sanaga	265 à 276 MW (selon les sources)	En aval de Song Loulou ; alimente principalement l'aluminerie voisine	[S59] [S60]
Nachtigal	Hydraulique, fleuve Sanaga, en amont de Yaoundé	420 MW (7 × 60 MW)	Pleinement mise en service en mars 2025 ; 2 070,68 GWh en 2025, 28 % sous le prévisionnel en raison de l'hydrologie ; 3 613 785 MWh injectés de mai 2025 à mai 2026	[S49] [S01] [S61]
Memve'ele	Hydraulique, fleuve Ntem, Sud	211 MW	557,0 GWh en 2025, 129 % au-dessus du prévisionnel ; prix d'achat de l'opérateur 43,93 FCFA/kWh	[S01] [S62]
Lom Pangar	Barrage-réservoir de régulation, fleuve Lom (haut bassin de la Sanaga)	Retenue d'environ 6 milliards de m ³ ; centrale de 30 MW	La retenue régule le débit de la Sanaga ; centrale isolée sur le réseau de l'Est ; 58,0 GWh en 2025	[S01] [S59]
Kribi (KPDC)	Gaz, 13 moteurs bicom bustibles, près de Kribi	216 MW (licence 330 MW)	559,67 GWh contre 1 031,24 GWh prévus (moins 46 %), facteur de capacité d'environ 30 % ; disponibilité garantie d'environ 180 MW	[S01] [S63] [S21] [S64]
Dibamba (DPDC)	Fioul lourd, près de Douala	86 MW	Appoint thermique	[S60] [S29]
Limbé	Fioul lourd	85 MW	Appoint thermique	[S60]

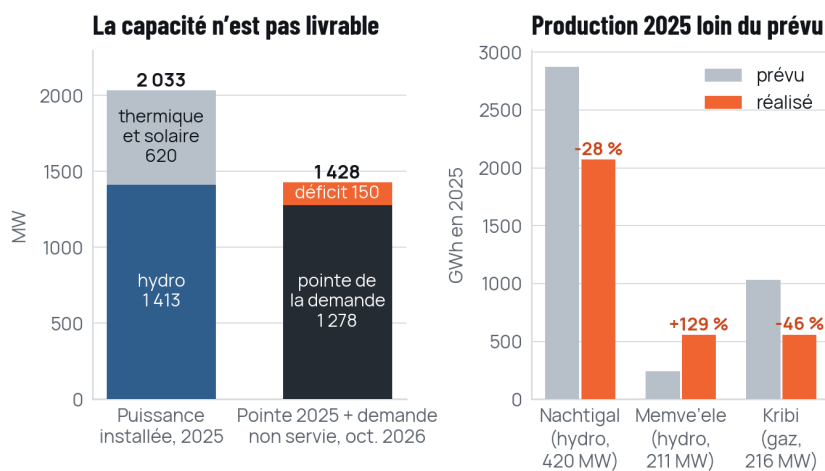
Source : comme indiqué. Puissances de Dibamba et Limbé telles que renseignées dans OpenStreetMap (extraction du 10 octobre 2026) ; Song Loulou et Edéa d'après la presse économique et le rapport d'achèvement de la Banque mondiale sur Lom Pangar (2019), qui diffèrent de quelques MW pour Edéa ; données du régulateur pour la production 2025.

L'ossature du réseau Sud est la cascade de la Sanaga : Song Loulou et Edéa en aval, Nachtigal en amont, et la retenue de Lom Pangar, qui a stocké environ 6,3 milliards de m³ d'eau en 2016 pour lisser le débit saisonnier du fleuve [S59]. Memve'ele, sur le Ntem à l'extrême sud, est la centrale hydroélectrique la plus proche de Kribi ; sa ligne d'évacuation 225 kV remonte vers Yaoundé [S65]. La centrale à gaz de Kribi, construite en 2013 et détenue à 56 % par Globeleq et à 44 % par l'État [S21], est la seule centrale thermique importante du Sud et la seule centrale à gaz du réseau en 2025.

2.5 La capacité ne se confond pas avec la fourniture livrable

Sur le papier, la puissance du Cameroun dépassait sa pointe de 2025 de 755 MW, soit une marge de 59 % (dérivé). En pratique, le système n'a pas pu servir tous ses clients. La figure 2.2 montre pourquoi la marge théorique surestime ce sur quoi un nouveau client industriel pourrait compter.

Le Cameroun a 755 MW de capacité au-delà de sa pointe, mais 150 MW de demande industrielle ne sont pas servis



SOURCE Figure 2.2. Le Cameroun dispose de 755 MW de capacité au-delà de sa pointe, mais 150 MW de demande industrielle ne sont pas servis. À gauche : puissance installée, pointe de la demande et demande industrielle non servie. À droite : production prévue et réalisée de trois centrales en 2025.

Source : ARSEL 2025 [S01] ; Business in Cameroon, 9 octobre 2026 [S02]. Valeurs prévues de Nachtigal et de Memve'ele recalculées à partir des écarts publiés (dérivé).

Quatre mécanismes séparent la puissance installée de la fourniture ferme :

- **Le transport.** Le 9 octobre 2026, Business in Cameroon a indiqué que les retards de la ligne d'évacuation de la centrale de Nachtigal laissent 150 MW de demande industrielle non servis ; la ligne 400 kV est désormais attendue en novembre 2026, le poste d'Edéa-Béon était réalisé à 95 %, et la Banque mondiale a ajouté un financement de 50 millions USD en juin 2026 [S02]. La ligne 400 kV Nkolkoumou-Edéa, d'une capacité de transit de 1500 MW, était achevée à environ 65 % à 66 % en 2025 [S01]. Une production qui ne peut atteindre la charge n'est pas une fourniture.
- **L'hydrologie.** Nachtigal est une centrale au fil de l'eau : elle a produit 28 % de moins que prévu en 2025 en raison des débits [S01]. Memve'ele, à l'inverse, a produit 129 % de plus que prévu [S01]. La production hydroélectrique est réelle mais variable, et seules les retenues la rendent en partie pilotable.
- **L'appel des centrales thermiques et le gaz.** La centrale à gaz de Kribi a livré 559,67 GWh contre 1 031,24 GWh prévus en 2025, soit un facteur de capacité d'environ 30 % (dérivé) [S01] [S63]. Elle avait été à l'arrêt de septembre 2024 à février 2025 en raison d'une dette de 137 milliards de FCFA [S50]. En mai 2025, seuls quelque 13 MW de la capacité thermique locale étaient déclarés disponibles pour la région de Kribi, le reste étant injecté dans le réseau Sud [S24].

- **Les pertes et la fiabilité du réseau.** Le rendement du transport était de 94,6 % et celui de la distribution de 72 % en 2025 [S01]. Le client moyen a été privé d'électricité pendant 147,83 heures dans l'année, le double de l'objectif de 74,1 heures, avec en moyenne 64 interruptions [S01].

UNE PRODUCTION QUI NE PEUT ATTEINDRE LA CHARGE N'EST PAS UNE FOURNITURE : 150 MW DE DEMANDE INDUSTRIELLE ATTENDENT UNE LIGNE, ET NON UNE CENTRALE.

D'après Business in Cameroon, 9 octobre 2026 [S02]

Pour une usine énergivore, la leçon est qu'un contrat de fourniture doit préciser non seulement l'énergie et le prix, mais aussi la **fermeté** : combien de MW sont garantis, par quel chemin de transport, avec quel secours et avec quelle indemnisation en cas de défaillance.

2.6 Les statistiques de coupure décrivent le réseau de distribution plus que le réseau haute tension

En 2025, le client moyen a été privé d'alimentation pendant 147,83 heures, soit environ 1,7 % de l'année, au cours d'environ 64 interruptions, soit environ 2,3 heures par interruption en moyenne (dérivé de [S01]). Ces moyennes sont dominées par le réseau de distribution, auquel sont raccordés presque tous les clients et où se produisent la plupart des défauts. Un client alimenté directement en 225 kV n'est exposé qu'aux défauts du réseau de transport et aux déficits de production ; les chiffres nationaux surestiment donc le nombre d'interruptions que subirait une aciérie raccordée en haute tension.

Ils sous-estiment en revanche le risque des événements qui comptent le plus pour une telle usine. Le premier est un **déficit de production en saison sèche**, lorsque la production hydroélectrique baisse et que le parc thermique, y compris la centrale à gaz de Kribi, doit combler l'écart. Le second est la **perte d'un chemin de transport unique**, qui, au bout d'une antenne, peut interrompre d'un coup l'alimentation de toute une zone industrielle. Pour un FAE, une brève interruption coûte la coulée en cours et une certaine usure des réfractaires ; une longue interruption arrête la coulée continue et les laminoirs et fait basculer les services essentiels de l'usine sur l'alimentation de secours.

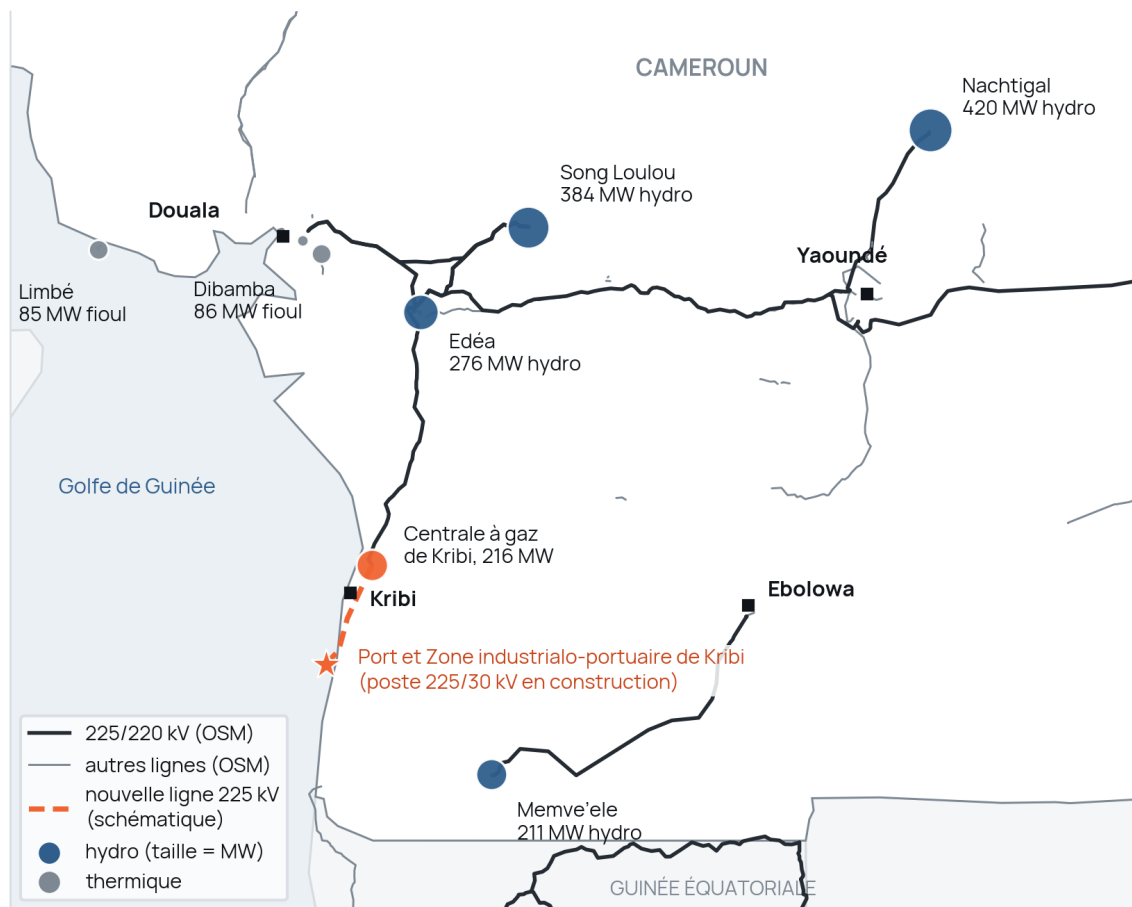
Un contrat de fourniture pour gros consommateur devrait donc distinguer trois éléments que les statistiques nationales confondent : la **capacité garantie** par le fournisseur, la **charge programmable** que l'usine accepte de déplacer au cours de la journée, tout délestage d'urgence étant plafonné en heures et en nombre d'événements, et les **arrêts programmés** notifiés à l'avance. Il devrait aussi obliger le fournisseur et le gestionnaire du réseau de transport à communiquer des indicateurs de fiabilité au point de raccordement de l'usine, afin que les deux parties pilotent les mêmes chiffres. L'objectif du régulateur de 74,1 heures de coupure moyenne par client [S01] indique le sens de l'amélioration pour l'ensemble du système ; un gros consommateur a besoin d'un objectif pour son propre nœud.

2.7 Kribi se trouve à l'extrémité sud du réseau Sud

La figure 2.3 présente le réseau Sud tel que cartographié dans OpenStreetMap au 10 octobre 2026. Les centrales de la Sanaga alimentent une boucle 225 kV autour de Douala, Edéa et Yaoundé. Kribi est reliée à Edéa par une ligne 225 kV partant du poste de la centrale à gaz de Kribi. Memve'ele se raccorde vers Ebolowa et Yaoundé. La nouvelle ligne 225 kV entre la centrale à gaz de Kribi et le port, attendue fin 2026, est représentée de façon schématique ; elle fait l'objet du chapitre 5.

Kribi se trouve à l'extrémité sud du réseau Sud, à dominante hydroélectrique

Réseau interconnecté Sud cartographié dans OpenStreetMap au 10 octobre 2026 ; la ligne 400 kV de Nachtigal n'y figure pas encore



SOURCÉ Figure 2.3. Kribi se trouve à l'extrémité sud du réseau Sud, à dominante hydroélectrique. Lignes et centrales telles que cartographiées par les contributeurs d'OpenStreetMap ; taille des centrales proportionnelle à leur puissance. La carte n'est pas un relevé complet du réseau : la ligne d'évacuation 400 kV de Nachtigal, par exemple, n'y figure pas encore.

Source : contributeurs d'OpenStreetMap (ODbL), éléments du réseau électrique extraits via l'API Overpass le 10 octobre 2026 [S60] ; Natural Earth ; communications du PAK sur la ligne 225 kV [S14][S15].

Se trouver au bout d'une antenne a deux conséquences. Le niveau de court-circuit (la puissance de court-circuit disponible en un nœud, mesure de la robustesse électrique du réseau) est généralement plus faible en bout d'antenne que dans le cœur maillé, ce qui importe pour un FAE (chapitre 4). Et l'alimentation dépend de peu de chemins : un défaut sur la ligne Kribi-Edéa, ou un déficit de la centrale à gaz de Kribi, se ferait sentir directement. L'autorité portuaire présente le nouveau dispositif comme offrant une redondance N-2 par le réseau Sud via Memve'e, Nachtigal, Song Loulou, Edéa et la centrale à gaz de Kribi [S14], une affirmation que les propres études du gestionnaire de réseau devraient confirmer pour chaque grand raccordement.

2.8 Une aciérie serait l'une des plus grandes charges du système

Rapportée au système national, une aciérie électrique est une grande charge, mais pas une charge démesurée (dérivé des bilans RC-1 [S07] et d'ARSEL 2025 [S01]) :

- **La phase 1 (0,3 Mt/an)** consommerait environ 289 à 302 GWh par an pour 450 à 490 kWh/t au four, soit 3,6 % à 3,7 % de la production 2025, pour une charge moyenne de 36 à 38 MW, soit environ 3 % de la pointe 2025. Cela représente environ 30 % des 969 GWh consommés par l'ensemble des six clients haute tension existants en 2025.

- **Les phases 1 et 2 (0,5 Mt/an)** consommeraient environ 422 à 443 GWh, soit 5,2 % à 5,5 % de la production 2025, pour une moyenne de 53 à 55 MW.
- **La configuration complète (1 Mt/an)** consommerait environ 753 à 796 GWh, soit 9,3 % à 9,8 % de la production 2025, pour une moyenne de 94 à 99 MW, soit 7,4 % à 7,8 % de la pointe ; sa puissance maximale appelée prévue, d'environ 160 MVA (130 à 190) [S07], équivaldrait à environ un huitième de la pointe nationale.

Une charge de cette taille est visible dans l'appel national des centrales. Elle doit être planifiée avec le gestionnaire de réseau, et non simplement raccordée, et elle influera sur le choix des nouvelles capacités à construire.

2.9 Le portefeuille de projets ajoute de l'hydroélectricité et, peut-être, du gaz

Le potentiel hydroélectrique non aménagé du Cameroun est considérable : l'International Trade Administration des États-Unis l'estime à environ 115 000 GWh par an, dont environ 4 % sont aménagés [S66]. Les projets les plus proches de la réalisation qui comptent pour le Sud sont :

- **Kikot-Mbebe**, un projet hydroélectrique de 500 MW sur la Sanaga développé par EDF et l'État, estimé à environ 650 milliards de FCFA (environ 990 millions €), dont les travaux devraient démarrer en 2027 et la mise en service intervenir entre 2031 et 2033 [S67][S68] ;
- **Grand Eweng**, un aménagement hydroélectrique sur la Sanaga proposé par le développeur Hydromine dans le cadre d'une lettre d'intention de 2019, d'environ 1 000 MW en première phase et jusqu'à 1 800 MW au total ; son calendrier actuel n'est pas public [S69] ;
- **l'extension de la centrale à gaz de Kribi** de 114 MW, jusqu'aux 330 MW de sa licence, pour laquelle la Banque africaine de développement (BAD) a proposé un financement de 28,5 milliards de FCFA en 2020, mais qui n'a pas été réalisée [S22][S01] ;
- **deux nouvelles centrales à gaz**, de 350 MW à Bekoko et de 150 MW à Douala, annoncées début 2025 sous réserve de la confirmation de la disponibilité du gaz par la société nationale des hydrocarbures, la SNH [S50].

Les projets hydroélectriques renforceraient le caractère bas carbone du réseau, mais ajouteraient de la variabilité saisonnière en l'absence de stockage. Les projets au gaz apporteraient de la capacité garantie, mais dépendent d'un approvisionnement en gaz qui, après juillet 2026, doit être replanifié (chapitre 6). Pour une aciérie électrique, la meilleure issue réunit les deux : de l'énergie hydraulique la majeure partie de l'année et une capacité garantie au gaz pour les périodes sèches et les indisponibilités.

2.10 Ce que cela signifie pour une aciérie électrique à Kribi

TROIS IMPLICATIONS

- **Le réseau est un atout pour le carbone et un risque pour la fermeté.** Avec environ 226 g CO₂e/kWh en moyenne [S10], et beaucoup moins une année humide, le réseau confère à une aciérie électrique un avantage carbone sur la plupart de ses concurrents (chapitre 8). La livraison ferme à Kribi dépend toutefois du nouveau réseau de transport et de la centrale à gaz.
- **Le site recèle un atout méconnu.** Les moteurs de la centrale à gaz de Kribi se trouvent à environ 40 km de la plateforme portuaire. Les moteurs alternatifs démarrent et modulent leur puissance rapidement, ce qui en fait des partenaires naturels pour une charge industrielle fluctuante et pour un réseau à dominante hydraulique, pourvu que leur approvisionnement en gaz soit assuré.
- **Le raccordement doit être planifié, et non simplement demandé.** Une aciérie de la taille de RC-1 devrait être étudiée par le gestionnaire de réseau comme un projet à part entière : répartition des charges, niveau de court-circuit, papillotement et harmoniques, protections et contingences, comme exposé aux chapitres 4 et 5.

CHAPITRE 3

LES GROS CONSOMMATEURS N'ONT PAS DE TARIF PUBLIÉ : LEUR PRIX DÉPEND DE LA NÉGOCIATION PLUTÔT QUE DE RÈGLES

Les tarifs réglementés de l'électricité au Cameroun s'arrêtent à 10 MW. Les six clients haute tension historiques ont payé en moyenne 18,4 FCFA/kWh en 2025, la tranche moyenne tension publiée la plus élevée coûte environ 44 FCFA/kWh tout compris en 2026, et le régulateur situe la moyenne reflétant les coûts à 105 FCFA/kWh. Un nouveau gros consommateur négocie donc dans l'écart entre un prix historique que l'opérateur n'a pas les moyens d'étendre et une moyenne du système qu'aucune aciérie ne pourrait payer. Un cadre publié pour les gros consommateurs, construit sur le coût de desserte d'une charge de base en haute tension, comblerait cet écart.

3.1 La grille tarifaire réglementée s'arrête à 10 MW

Les tarifs moyenne tension sont fixés par l'ARSEL. La décision n° 00000427 du 12 décembre 2022 a fixé les tarifs hors taxes des clients MT de l'opérateur pour 2023 à 2025, ainsi que les seuils minimaux de négociation avec les « grands comptes » [S54]. Le tarif comporte deux composantes : une prime fixe mensuelle par kW de puissance souscrite et un terme d'énergie par kWh. Chaque tranche de puissance souscrite comporte deux régimes, l'un pour les clients qui utilisent leur puissance souscrite jusqu'à 400 heures par mois, l'autre, moins cher, pour ceux qui l'utilisent plus longtemps, ce qui récompense un fort facteur de charge [S03].

Tableau 3.1 Tranches choisies du tarif moyenne tension réglementé (base 2023) et leur évolution

Puissance souscrite	Prime fixe (FCFA par kW et par mois)	Terme d'énergie (FCFA/kWh)	Hausse au 1er janvier 2024, 2025, 2026
0 à 0,05 MW	aucune	80 à 95 hors pointe ; 125 en pointe	+5 % par an
0,5 à 1 MW	5 500	55 à 95	+5 % par an
3 à 4 MW	8 200 (jusqu'à 400 h/mois) ; 7 000 (au-delà)	35 à 40	+10 % par an
9 à 10 MW (tranche publiée la plus élevée)	18 090 (jusqu'à 400 h/mois) ; 15 500 (au-delà)	14 (jusqu'à 400 h/mois) ; 9 (au-delà)	+10 % par an

Source : ARSEL, grilles tarifaires de la décision n° 00000427, MT 2023 à 2025 [S03] ; décision n° 00000427 du 12 décembre 2022 [S54].

Après application des trois hausses annuelles de 10 %, la tranche de 9 à 10 MW revient en 2026 à environ 43,7 FCFA/kWh tout compris pour un client utilisant sa puissance souscrite 650 heures par mois, soit environ 0,073 USD/kWh à 600 FCFA par USD (dérivé de [S03]). C'est le prix de référence publié le plus élevé pour un client industriel au Cameroun.

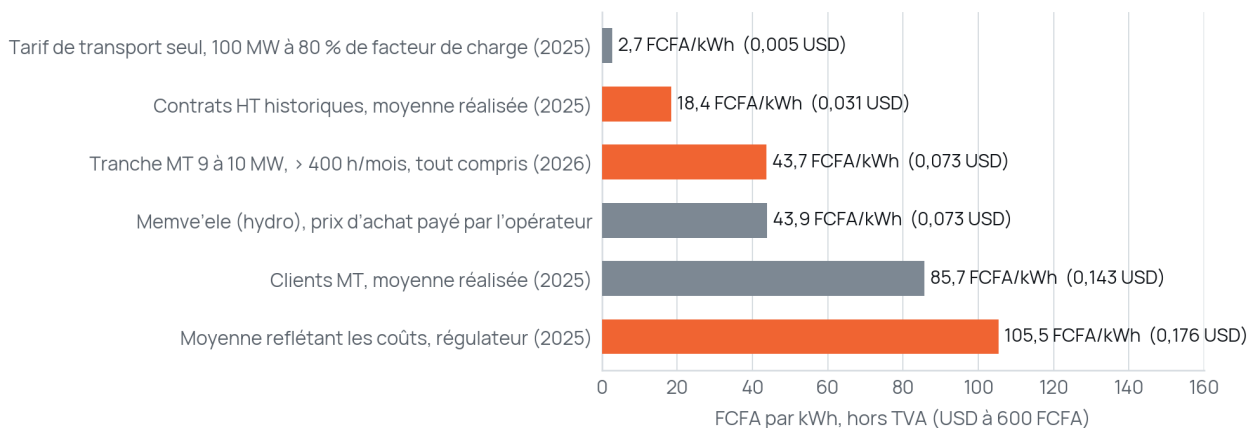
Au-delà de 10 MW, aucun tarif n'est publié. La fourniture de ces clients relève de contrats bilatéraux haute tension, et le rapport 2025 du régulateur indique qu'il a révisé « certains contrats des clients HT » au cours de l'année [S01]. Une aciérie dont la charge moyenne est de 36 à 38 MW en phase 1, et de 94 à 99 MW à la configuration complète [S07], se situe entièrement hors de la grille réglementée.

3.2 Ce que paient réellement les gros consommateurs varie du simple au sextuple

La figure 3.1 rassemble les références de prix qui encadrent la négociation d'une grande charge.

Aucun prix n'est publié pour une charge de 50 MW : les références vont de 18 à 105 FCFA/kWh

Références de prix de l'électricité pour les gros consommateurs au Cameroun ; les barres orange encadrent un contrat HT négocié



DÉRIVÉ Figure 3.1. Aucun prix n'est publié pour une charge de 50 MW : les références vont de 18 à 105 FCFA/kWh. Les barres orange sont les trois références utilisées dans ce livre blanc pour encadrer un contrat haute tension ; les barres grises donnent le contexte.

Sources : rapport annuel 2025 de l'ARSEL [S01] ; grilles tarifaires MT de l'ARSEL, avec hausses jusqu'en 2026 [S03] ; décision de l'ARSEL du 19 décembre 2025 sur le revenu autorisé de l'opérateur [S04] ; tarif de transport de la SONATREL, décision ARSEL n° 0000017D [S53]. USD à 600 FCFA.

- **Contrats haute tension historiques : 18,4 FCFA/kWh.** Les six clients HT ont prélevé 969,03 GWh en 2025 et payé 17,80 milliards de FCFA, soit une moyenne de 18,4 FCFA/kWh (dérivé de [S01]). Ces contrats sont anciens et leur prix est très inférieur à toute estimation actuelle du coût de fourniture.
- **Clients moyenne tension, moyenne réalisée : 85,7 FCFA/kWh** en 2025, et 85,6 pour les clients MT spéciaux (dérivé de [S01]).
- **La moyenne reflétant les coûts calculée par le régulateur : 105,46 FCFA/kWh** pour 2025, contre 83,46 FCFA/kWh effectivement perçus auprès des clients MT et BT ; l'écart a été couvert par une compensation tarifaire de 96,99 milliards de FCFA [S04].
- **Une référence de gros : 43,93 FCFA/kWh,** le prix que l'opérateur paie pour la production de la centrale hydroélectrique de Memve'ele [S01].
- **Le transport seul : environ 2,7 FCFA/kWh.** Le tarif de la SONATREL applicable depuis le 1er janvier 2025 combine un terme de soutirage de 16,18 millions de FCFA par MW et par an, 0,41 FCFA par kWh et 4,48 millions de FCFA par point de raccordement ; pour une charge de 100 MW à 80 % de facteur de charge, cela représente environ 2,7 FCFA/kWh (dérivé de [S53]).

La politique tarifaire va dans le sens de la hausse. Les tarifs avaient été gelés de 2012 au début de 2023, date à laquelle les prix HT ont augmenté de 6 % à 10 %, suivis par des hausses en MT à compter du 1er janvier 2024 [S70]. En mai 2026, le gouvernement a proposé une nouvelle hausse de 15 % pour les clients professionnels basse tension consommant plus de 220 kWh par mois, en invoquant un déficit sectoriel de 13 milliards de FCFA par mois [S57].

3.3 Aucune des deux extrémités de la fourchette ne peut convenir à une industrie nouvelle

Le prix HT historique ne peut pas simplement être étendu aux nouvelles charges. À 18,4 FCFA/kWh, il est bien inférieur aux 43,93 FCFA/kWh que l'opérateur paie pour la production hydroélectrique de Memve'ele [S01], et le secteur est déjà déficitaire, avec une compensation tarifaire de 96,99 milliards de FCFA en 2025 [S04] et 137 milliards de FCFA de factures impayées aux producteurs indépendants en 2026 [S29]. Chaque MWh supplémentaire vendu au prix historique creuserait cet écart.

La moyenne reflétant les coûts ne peut pas davantage être la solution. C'est une moyenne sur l'ensemble des clients, y compris les 2,19 millions de branchements basse tension et un réseau de distribution qui n'a livré que 72 % de l'énergie qu'il a reçue en 2025 [S01]. Une aciérie raccordée en 225 kV n'utilise aucune partie du réseau de distribution, prélève l'électricité jour et nuit et peut être comptée et facturée en un point unique. Son coût de desserte est structurellement plus faible.

DÉCOMPOSITION INDICATIVE DU COÛT D'UNE FOURNITURE HT FERME EN BASE (DÉRIVÉ, ET NON PROPOSITION TARIFAIRE)

- **Énergie** : environ 44 FCFA/kWh, en prenant le prix d'achat de Memve'ele comme indicateur de l'hydroélectricité récente [S01].
- **Transport** : environ 2,7 FCFA/kWh selon le tarif de la SONATREL, à 100 MW et 80 % de facteur de charge [S53].
- **Pertes de transport** : environ 2,5 FCFA/kWh au rendement de transport de 2025, soit 94,6 % [S01].
- **Réserves, fermeté et services système** : à chiffrer ; le coût du maintien d'une capacité au gaz disponible pour les périodes sèches est la principale inconnue.

Sur cette base, un prix reflétant les coûts pour une fourniture HT ferme en base se situerait à environ la moitié de la moyenne du système de 105 FCFA/kWh, avant ajout du coût de la fermeté. Ces chiffres relèvent d'un calcul illustratif sur des données publiées, et non d'une estimation d'un quelconque contrat.

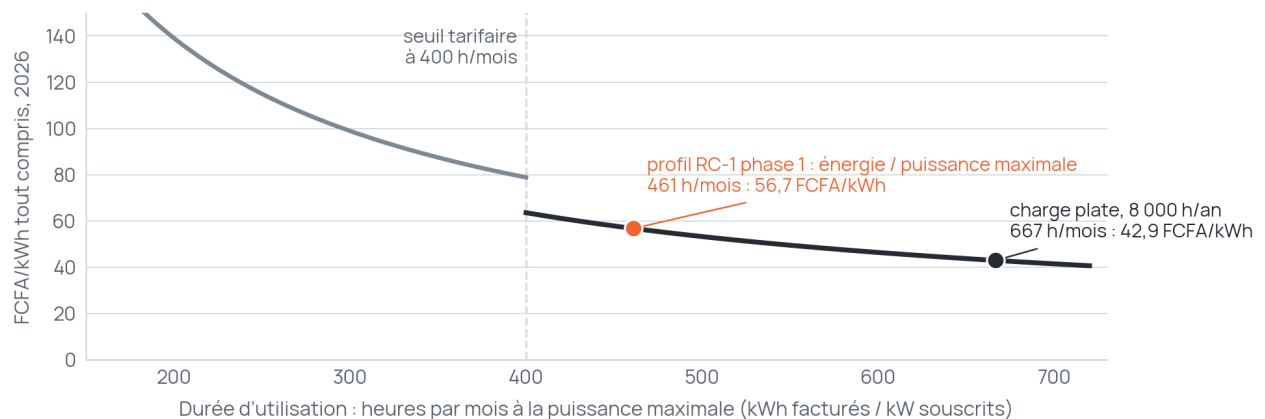
C'est l'argument central en faveur d'un cadre publié pour les gros consommateurs (chapitre 10). Sans un tel cadre, chaque gros consommateur négocie seul, l'opérateur n'a aucune base pour refuser un prix non économique ou pour justifier un prix élevé, et les prêteurs ne peuvent pas voir comment le prix évoluera.

3.4 La structure du tarif compte autant que son niveau

Deux clients ayant la même consommation annuelle peuvent payer des prix moyens très différents avec un tarif binôme, parce que la prime fixe se répartit sur plus ou moins de kWh. La figure 3.2 l'illustre pour la structure de la tranche de 9 à 10 MW.

Avec un tarif binôme, une charge à fortes pointes paie environ un tiers de plus par kWh

Prix tout compris de la tranche MT 9 à 10 MW selon la durée d'utilisation (structure seulement ; non applicable au-delà de 10 MW)



DÉRIVÉ Figure 3.2. Avec un tarif binôme, une charge à fortes pointes paie environ un tiers de plus par kWh. La courbe présente le prix 2026 tout compris de la tranche de 9 à 10 MW en fonction de la durée d'utilisation ; la tranche ne s'applique pas au-delà de 10 MW et n'est utilisée ici que pour illustrer la structure.

Source : grilles tarifaires de l'ARSEL [S03] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification), bilans et puissance maximale appelée [S07] ; facteur de puissance de 0,95 supposé.

Une charge parfaitement plate de 8 000 heures par an utilise sa puissance souscrite environ 667 heures par mois et paierait environ 42,9 FCFA/kWh. Une aciérie à FAE n'est pas plate. La phase 1 de RC-1 consommerait environ 289 GWh par an pour une puissance maximale appelée prévue de 55 MVA [S07] ; avec un facteur de puissance de 0,95, cela correspond à environ 5 530 heures par an à la puissance maximale, soit 461 heures par mois, et la même structure tarifaire facturerait environ 56,7 FCFA/kWh, soit quelque 32 % de plus (dérivé). À la valeur haute d'environ 302 GWh, l'utilisation passe à environ 481 heures par mois et le surcoût tombe à environ 28 %.

Trois caractéristiques de la conception tarifaire comptent donc pour une aciérie électrique :

1. **La mesure de la puissance maximale appelée.** Une fenêtre d'intégration de 15 minutes lisse les variations seconde par seconde du four ; une fenêtre plus courte les pénaliserait. La fenêtre doit être précisée dans le contrat.
2. **La rémunération de la charge programmée.** Un FAE peut caler ses coulées au cours de la journée, par exemple pour éviter la pointe du soir, sans grande perte de production. Il ne peut pas renoncer à des heures de fusion sans perdre du tonnage, car un four unique a besoin de la plus grande partie de l'année pour atteindre la capacité nominale de la phase 1 (chapitre 9). Un tarif qui rémunère la charge déplacée hors de la pointe, par des prix de l'énergie modulés selon l'horaire ou une prime fixe réduite, fait de cette flexibilité une ressource pour un réseau à dominante hydraulique ; les effacements devraient se limiter à des urgences rares et plafonnées.
3. **La facturation de l'énergie réactive.** Les FAE appellent de grandes quantités de puissance réactive. La facturation de l'énergie réactive, et l'obligation de la compenser localement, doivent être explicites, car elles déterminent la taille des équipements de compensation décrits au chapitre 4.

3.5 Quatre voies contractuelles, et une formule hybride qui les combine

Le tableau 3.2 compare les voies contractuelles ouvertes à un gros consommateur au Cameroun.

Tableau 3.2 Options contractuelles pour un gros consommateur d'électricité au Cameroun

Option	Fonctionnement	Base de prix	Fermeté	Principaux risques	Précédent au Cameroun
Fourniture MT réglementée	Fourniture par l'opérateur selon la grille de l'ARSEL	Tarif publié, revalorisé chaque année	Service normal de l'opérateur	Indisponible au-delà de 10 MW	Environ 2 500 clients MT [S01]
Contrat HT bilatéral avec l'opérateur	Fourniture négociée en 225 kV ou 90 kV	Négociée ; contrôle de l'ARSEL	Dépend des clauses du contrat et du réseau	Révision par le régulateur ; finances de l'opérateur	Six clients HT, contrats historiques [S01]
Achat auprès d'un producteur indépendant, avec accès au réseau de transport	L'IPP vend à l'utilisateur ; la SONATREL transporte contre un tarif réglementé	Librement négociée ; transport au tarif de l'ARSEL	Dépend de la centrale et des dispositions de secours	Règles d'équilibrage et de secours ; effectivité de l'accès	La loi n° 2011/022 autorise les IPP à vendre aux clients éligibles [S52] ; Prometal est passée en HT par un contrat d'accès avec la SONATREL [S42] [S01]
Production captive	Centrale propre sur site (moteurs à gaz, solaire)	Coût propre du combustible et du capital	Élevée avec des moteurs, faible avec le solaire seul	Allocation de gaz ; autorisations ; coût	Non documentée pour l'acier
Formule hybride (recommandée)	Contrat d'énergie avec l'opérateur ou un IPP, capacité ferme dédiée à la centrale à gaz de Kribi, solaire sur site	Combinaison des précédentes	Élevée	Complexité ; nécessite un cadre	Aucun à ce jour

Source : comme indiqué ; analyse de Cameroon Steel.

Les contrats bilatéraux avec l'opérateur sont aujourd'hui la règle. Leur faiblesse tient à ce qu'ils sont faits sur mesure, et la révision de certains contrats HT par le régulateur en 2025 [S01] montre que leurs clauses ne sont pas à l'abri de changements.

L'achat direct auprès d'un producteur indépendant a une base légale. La loi n° 2011/022 autorise les producteurs indépendants à vendre à des clients éligibles, principalement des entreprises industrielles, à des prix librement négociés, sous réserve de soumettre leurs structures de coûts à l'ARSEL [S52]. Le tarif de transport publié par la SONATREL [S53] donne un prix pour l'utilisation du réseau, et le contrat d'accès haute tension de Prometal avec la SONATREL montre qu'un utilisateur industriel peut obtenir l'accès au réseau de transport [S42] [S01]. Ce qui n'apparaît pas encore dans les documents publics, c'est un ensemble complet de règles de transit : comment les écarts sont réglés, qui assure le secours lorsque la centrale du producteur est indisponible, et comment les ventes du producteur au réseau et à l'utilisateur industriel sont séparées. Le site de l'ARSEL mentionne des arrêtés instituant un code de raccordement et un code du marché, mais leurs textes n'ont pas pu être consultés pour ce livre blanc [S71] ; savoir s'ils couvrent déjà ces points reste donc une question ouverte (chapitre 11).

La production captive offre le plus de maîtrise, mais exige du gaz, une licence et des capitaux. Pour une aciérie à Kribi, la forme logique de capacité thermique garantie n'est pas une nouvelle centrale sur site, mais une tranche dédiée de la centrale à gaz de Kribi existante, titulaire d'une licence de 330 MW mais n'en ayant construit que 216 MW [S21] [S22], ou un contrat portant sur une partie de sa production actuelle.

UN GROS CONSOMMATEUR A BESOIN D'UN CADRE, ET NON D'UNE FAVEUR : DES RÈGLES PUBLIÉES SUR LE PRIX, LA FERMETÉ ET LE TRANSIT VALENT D'AVANTAGE POUR UN PRÊTEUR QU'UN PRIX BAS SUSCEPTIBLE D'ÊTRE RÉVISÉ.

Cameroon Steel, livre blanc 05

3.6 Comblant l'écart dans la durée

Un cadre pour les gros consommateurs n'a pas besoin de régler d'un coup tous les contrats historiques. Une transition crédible se déroulerait en trois étapes.

Premièrement, **les nouvelles grandes charges seraient tarifées selon le cadre publié dès l'origine**, afin que chaque nouvel investissement repose sur un prix fondé sur les coûts que l'opérateur peut soutenir. L'écart cesse ainsi de se creuser.

Deuxièmement, **les contrats haute tension historiques convergeraient vers le cadre sur une période publiée**, à un rythme que les clients concernés peuvent absorber. Les six contrats historiques ont consommé 969 GWh en 2025 à environ 18,4 FCFA/kWh [S01] ; les rapprocher progressivement d'un niveau fondé sur les coûts réduirait le besoin de compensation tarifaire, qui a atteint 96,99 milliards de FCFA en 2025 [S04], et placerait les utilisateurs industriels nouveaux et existants sur un pied d'égalité.

Troisièmement, **le cadre serait réexaminé selon un cycle fixe**, aligné sur la décision annuelle du régulateur relative au revenu autorisé de l'opérateur [S04]. Chaque révision actualiserait les indices de la formule de prix et en publierait les résultats, afin que chaque gros consommateur puisse voir comment son prix a été fixé.

Le cadre rendrait aussi visibles les subventions croisées du système. Aujourd'hui, l'écart entre la moyenne reflétant les coûts et les prix perçus est couvert par une ligne de compensation unique [S04]. Distinguer le coût de desserte des clients haute tension de celui des ménages basse tension montrerait qui paie quoi, condition préalable à toute réforme durable des finances du secteur.

3.7 Ce que les prêteurs rechercheront dans un contrat d'électricité

Une aciérie financée par de la dette à long terme aura besoin d'un approvisionnement électrique sur lequel les prêteurs peuvent compter pendant toute la durée des prêts. En pratique, cela signifie :

- **Durée et indexation** : un contrat d'une durée au moins égale à celle de la dette, avec une formule de prix indexée sur des coûts identifiables (prix d'achat de l'hydroélectricité, prix du gaz, inflation) plutôt que révisée de manière discrétionnaire.
- **Fermeté et recours** : une capacité garantie, un chemin de transport défini et une indemnisation en cas d'effacement au-delà des limites convenues.
- **Changement de loi et révision tarifaire** : une protection, ou du moins une prévisibilité, si le régulateur révisé les contrats des gros consommateurs.
- **Solidité de la contrepartie** : la capacité de l'opérateur à exécuter le contrat. Le rachat de l'opérateur par l'État [S28], sa préemption des centrales thermiques de Kribi et de Dibamba [S29] et l'évaluation du FMI concluant à un risque élevé de surendettement [S72] influent tous sur la manière dont les prêteurs considéreront un contrat avec l'opérateur, et sur l'opportunité de rechercher un soutien de l'État ou un contrat direct avec un producteur.

Le différend de 2023 entre les producteurs d'acier et le régulateur rappelle l'enjeu. Lorsque des hausses de tarifs ont été annoncées pour les grands comptes, la sidérurgie redoutait une augmentation d'environ 30 % ; l'ARSEL a répondu que la facture MT moyenne augmenterait d'environ 12 %, soit environ 0,72 % du coût de production [S44] [S45]. Quel que soit le chiffre exact, l'épisode a montré que les gros consommateurs ne disposaient d'aucune base publiée pour anticiper leurs coûts. Un cadre fondé sur des principes publiés lèverait cette incertitude pour tous les gros consommateurs, et non pour la seule sidérurgie.

CHAPITRE 4

UN FAE EXIGE UN RACCORDEMENT ROBUSTE ET SA PROPRE COMPENSATION, FAUTE DE QUOI IL PERTURBE TOUS LES AUTRES USAGERS

Un FAE appelle la puissance par impulsions rapides et irrégulières qui provoquent sur le réseau du papillotement (flicker), des harmoniques et des déséquilibres. Pour un four du type de la phase 1 de RC-1, équipé d'un transformateur de la classe 30 à 33 MVA, une évaluation préliminaire simplifiée indique que le point de raccordement doit offrir une puissance de court-circuit d'environ 2 000 à 7 000 MVA pour respecter les limites internationales de papillotement, selon la compensation retenue. En bout d'antenne, comme à Kribi, cela suppose un raccordement direct en haute tension et une compensation dynamique sur site, dimensionnée à partir d'une étude fondée sur des mesures plutôt que sur des hypothèses.

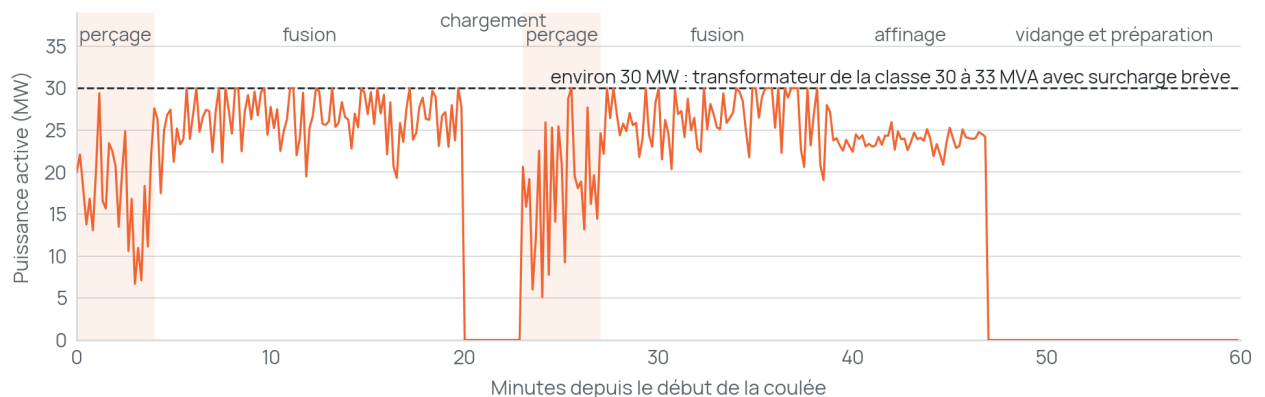
4.1 Le FAE est la charge la plus perturbatrice qu'un réseau puisse accueillir

Un FAE fond l'acier en faisant jaillir des arcs électriques entre des électrodes en graphite et la charge métallique. Pendant les premières minutes de chaque charge, la phase de « perçage », les électrodes s'enfoncent dans une ferraille froide et irrégulière. Des morceaux s'effondrent, les arcs s'allongent et se raccourcissent plusieurs fois par seconde, et de temps à autre une électrode touche la charge et provoque un court-circuit momentané. Une fois qu'un bain liquide s'est formé, les arcs se stabilisent ; pendant l'affinage final sur bain plat, la charge est presque constante. Puis l'alimentation est coupée pour la vidange et le rechargement, et le cycle recommence.

La figure 4.1 illustre ce cycle pour une coulée d'un four de la classe 40 t équipé d'un transformateur de la classe 30 à 33 MVA, les classes prévues pour la phase 1 de RC-1 [S07]. La figure est une illustration construite plutôt qu'une mesure, mais sa forme est typique : deux périodes de perçage aux fluctuations violentes, deux périodes de fusion proches de la limite du transformateur, une période d'affinage plus stable et un intervalle hors tension.

Un FAE appelle sa puissance par à-coups violents, surtout pendant le perçage

Une coulée de 60 minutes et d'environ 40 t, au pas de 10 secondes (illustratif ; 17,9 MWh, environ 447 kWh/t)



ILLUSTRATIF Figure 4.1. Un FAE appelle sa puissance par à-coups violents, surtout pendant le perçage. Coulée illustrative de 60 minutes et d'environ 40 t, au pas de 10 secondes, avec une puissance active plafonnée à environ 30 MW ; les fluctuations réelles sont plus rapides encore, à des fréquences allant d'une fraction de hertz à plusieurs dizaines de hertz. Le cycle arrondi à 60 minutes et le plafond sont illustratifs ; le livre blanc 03 dérive des cycles de planification d'environ 55 à 59 minutes, à une puissance moyenne plus faible.

Source : illustration de Cameroon Steel construite à partir des valeurs de planification de RC-1 (four de la classe 40 t, transformateur de la classe 30 à 33 MVA, 450 kWh/t) [S07].

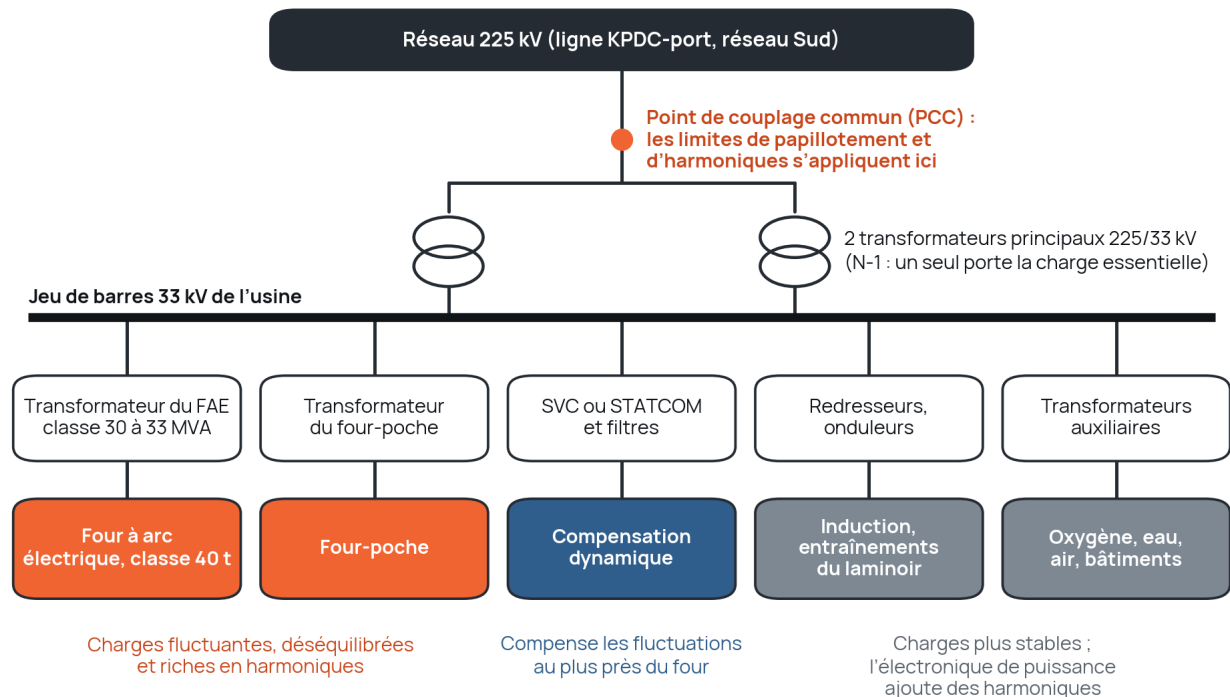
Ces fluctuations se propagent dans le réseau et provoquent quatre types de perturbations :

- **Le papillotement.** Des fluctuations rapides de tension font clignoter les lampes. L'œil humain est le plus sensible aux fluctuations d'environ 8 à 10 par seconde, plage dans laquelle les FAE émettent fortement. Le papillotement se mesure avec un instrument normalisé et s'exprime en sévérité de courte durée (Pst, sur 10 minutes) et de longue durée (Plt, sur 2 heures) ; une valeur de 1,0 correspond au niveau auquel le papillotement devient gênant pour de nombreuses personnes [S13].
- **Les harmoniques.** L'arc n'appelle pas un courant parfaitement sinusoïdal. Le courant déformé crée des tensions harmoniques qui font chauffer transformateurs et moteurs et perturbent les équipements électroniques. Les redresseurs des entraînements du laminoir et du chauffage par induction ajoutent leurs propres harmoniques.
- **Le déséquilibre.** Les trois phases du four appellent des courants inégaux, ce qui déséquilibre la tension du réseau et échauffe les machines tournantes, y compris les alternateurs.
- **Les variations de puissance réactive.** Le circuit du four est fortement inductif, si bien qu'il appelle des quantités importantes et fluctuantes de puissance réactive. La tension baisse lorsque la demande de réactif augmente, ce qui allonge le temps de fusion à l'intérieur de l'usine et dégrade l'alimentation des voisins.

Le FAE n'est pas la seule grande charge d'une aciérie. Le four-poche se comporte comme un FAE plus petit, sans phase de perçage ; les installations de chauffage par induction et les entraînements du laminoir sont stables mais riches en harmoniques ; l'usine d'oxygène et les pompes sont des charges motrices classiques. La figure 4.2 montre comment ces charges sont habituellement disposées autour d'un jeu de barres de l'usine, l'équipement de compensation étant raccordé à côté du four.

Le FAE et son compensateur partagent un jeu de barres, derrière un solide raccordement 225 kV

Schéma unifilaire simplifié d'une aciérie électrique du type RC-1 phase 1 (illustratif)



ILLUSTRATIF Figure 4.2. Le FAE et son compensateur partagent un même jeu de barres, derrière un solide raccordement 225 kV. Schéma unifilaire simplifié ; les classes des fours et des transformateurs sont les valeurs de planification de la phase 1 de RC-1.

Source : Cameroon Steel, d'après les valeurs de planification de la phase 1 de RC-1 (un FAE de la classe 40 t avec un transformateur de la classe 30 à 33 MVA, un four-poche, des entraînements de laminage et un chauffage par induction alimentés par redresseurs, un poste principal 225/33 kV) [S07].

4.2 Les laminoirs et le chauffage par induction ajoutent une perturbation d'une autre nature

Le FAE est la source dominante de papillotement, mais pas la seule source de perturbation d'une aciérie électrique. Les moteurs des laminoirs sont alimentés par des convertisseurs d'électronique de puissance, et le chauffage par induction par des redresseurs et des onduleurs. Ces charges sont bien plus stables que le four, mais elles appellent des courants riches en harmoniques caractéristiques. Un redresseur hexaphasé (à six impulsions), par exemple, produit des harmoniques de rangs 5, 7, 11, 13 et ainsi de suite (rangs égaux à six fois un entier, plus ou moins un) ; les montages à douze impulsions éliminent les rangs les plus bas. La phase 1 de RC-1 comprend des entraînements alimentés par redresseurs pour sa ligne de fil machine [S07], et le chauffage par induction de 300 000 t de billettes par an ajoutera une charge stable d'environ 11 MW d'électronique de puissance (dérivé de la valeur de planification de 300 kWh/t sur 8 000 heures).

Le four et les entraînements interagissent. Le four émet un large spectre d'harmoniques, y compris de rangs pairs, pendant le perçage ; les entraînements émettent en continu un ensemble restreint d'harmoniques caractéristiques. Les batteries de filtres du système de compensation du four doivent donc être conçues en tenant compte du profil harmonique des laminoirs, et l'ensemble doit être vérifié au regard des résonances propres du réseau. C'est pourquoi l'étude de raccordement recommandée à la fin de ce chapitre couvre l'usine entière, et non le seul four.

4.3 Les limites s'appliquent au point où l'usine rejoint le réseau public

Les limites de qualité de l'électricité s'appliquent au point de couplage commun (PCC), le point du réseau public le plus proche de l'usine auquel d'autres clients sont, ou pourraient être, raccordés. La référence internationale pour les charges fluctuantes raccordées en moyenne, haute et très haute tension est le rapport technique 61000-3-7 de la Commission électrotechnique internationale (IEC TR 61000-3-7), dont la deuxième édition (2008) expose la manière dont un gestionnaire de réseau doit répartir les limites d'émission de papillotement entre les installations, de sorte que le total reste sous les niveaux de planification [S13]. Pour les harmoniques, la référence la plus utilisée est la norme IEEE 519, révisée pour la dernière fois en 2022 [S73].

PRINCIPALES RÉFÉRENCES DE QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ (INTERNATIONALES ; LE CODE CAMEROUNAIS RESTE À CONFIRMER)

- **Niveaux de planification du papillotement, IEC TR 61000-3-7:2008** : à titre indicatif, Pst de 0,9 et Plt de 0,7 sur les réseaux MT ; Pst de 0,8 et Plt de 0,6 sur les réseaux HT et THT [S13]. Chaque installation reçoit une part de ces niveaux en fonction de sa part dans la capacité du réseau.
- **Limites des tensions harmoniques au PCC, IEEE Std 519-2022** : de 1 kV à 69 kV, 3,0 % pour chaque harmonique et 5,0 % de taux de distorsion harmonique (THD) ; de 69 kV à 161 kV, 1,5 % et 2,5 % ; au-delà de 161 kV, ce qui inclut le 225 kV, 1,0 % et 1,5 % [S73].
- **Sommation de plusieurs fours** : le papillotement de plusieurs sources indépendantes se combine généralement selon une loi cubique, si bien que deux fours identiques produisent environ 1,3 fois le Pst d'un seul, et non le double [S13].
- **Cameroon** : l'ARSEL mentionne un code de raccordement parmi ses textes réglementaires [S71], mais il n'a pas été possible de vérifier, pour ce livre blanc, s'il fixe des limites de papillotement, d'harmoniques et de déséquilibre pour les grandes charges fluctuantes.

Ces références comptent pour deux raisons. Elles définissent ce que le gestionnaire de réseau peut exiger d'une aciérie et, en retour, ce que l'aciérie peut exiger du réseau : un raccordement assez robuste pour qu'une compensation raisonnable ramène les émissions dans les limites.

4.4 Un four de la classe 30 à 33 MVA exige un raccordement de 2 000 à 7 000 MVA

La robustesse électrique d'un nœud du réseau se mesure par sa puissance de court-circuit (Sc_c), la puissance qui s'écoulerait dans un défaut en ce point. Un nœud robuste, à Sc_c élevée, perçoit à peine une charge fluctuante ; un nœud faible l'amplifie. Pour l'évaluation préliminaire d'un FAE, le présent livre blanc utilise une relation simplifiée qui lui est propre : le papillotement de courte durée au 99e centile y est proportionnel au rapport de deux puissances de court-circuit :

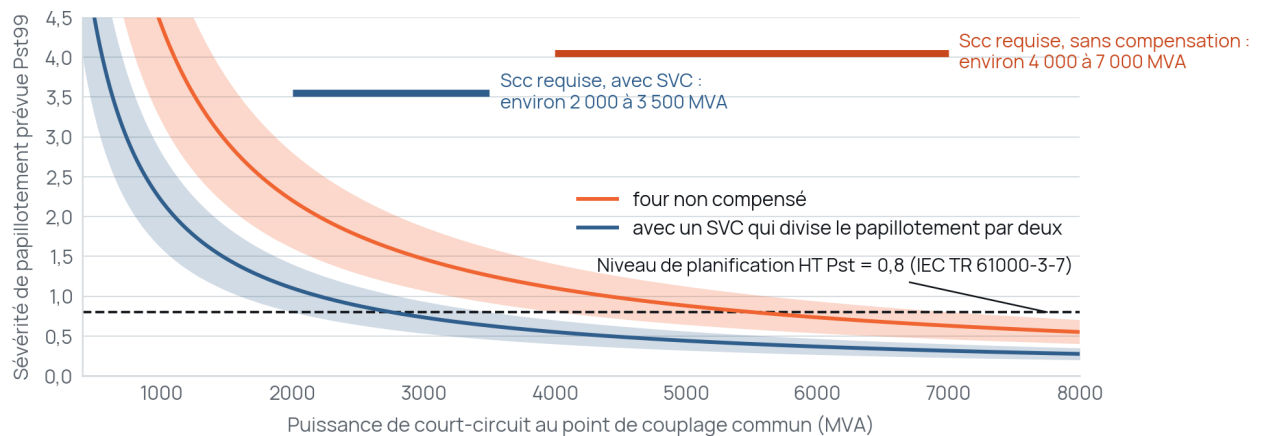
$$P_{st99} = K_{st} \times Sc_cF / Sc_{cPCC}$$

où Sc_cF est la puissance de court-circuit du circuit du four (la puissance qui circule lorsque les électrodes sont en court-circuit sur la charge, déterminée par le transformateur du four, la réactance et le circuit secondaire), Sc_cPCC est la puissance de court-circuit au point de couplage commun, et K_{st} est un facteur empirique qui reflète le type, le poids et la densité de la ferraille. Selon l'Union internationale pour les applications de l'électricité (UIE), citée dans [S12], K_{st} est compris entre 48 et 85.

Pour la phase 1 de RC-1, ce livre blanc retient une Sc_cF d'environ deux fois la puissance d'un transformateur de la classe 30 à 33 MVA (hypothèse ; la fourchette usuelle est de 1,5 à 2,5 fois cette puissance) et donne les résultats avec un chiffre significatif. La figure 4.3 présente l'estimation de papillotement qui en résulte en fonction de la puissance de court-circuit au PCC.

Un four de la classe 30 à 33 MVA exige un raccordement de 2 000 à 7 000 MVA pour limiter le papillotement

$P_{st99} \text{ prévu} = K_{st} \times S_{ccF} / S_{ccPCC}$, K_{st} de 48 à 85, S_{ccF} d'environ deux fois la puissance de la classe 30 à 33 MVA (évaluation préliminaire)



DÉRIVÉ Figure 4.3. Un four de la classe 30 à 33 MVA exige un raccordement de 2 000 à 7 000 MVA pour respecter les limites de papillotement. Estimation préliminaire avec K_{st} compris entre 48 et 85 ; la bande bleue suppose un compensateur statique de puissance réactive qui divise le papillotement par deux.

Source : relation simplifiée d'évaluation préliminaire de Cameroon Steel (annexe A) ; fourchette de K_{st} selon l'UIE, citée dans le brevet américain 10,145,612 (Siemens, 2018), qui indique aussi que les SVC réduisent le papillotement généré d'environ moitié [S12] ; niveau de planification HT selon l'IEC TR 61000-3-7:2008 [S13] ; classe du transformateur du four selon RC-1 [S07] ; hypothèse de S_{ccF} de Cameroon Steel.

Deux résultats s'en dégagent (dérivé) :

- **Sans compensation**, maintenir P_{st99} sous le niveau de planification HT de 0,8 exigerait une puissance de court-circuit au PCC d'environ 4 000 à 7 000 MVA, soit plus de cent fois la puissance du four.
- **Avec un compensateur statique de puissance réactive** qui divise le papillotement par deux, comme l'indique la pratique pour les SVC [S12], l'exigence tombe à environ 2 000 à 3 500 MVA.

Ce sont des valeurs d'évaluation préliminaire, et non des valeurs de conception : l'émission réelle dépend de la pratique de chargement du four, de la régulation des électrodes et du circuit secondaire, et la part du niveau de planification que le gestionnaire de réseau attribue à l'usine peut être bien inférieure à 0,8. Mais elles donnent l'ordre de grandeur. Un four de cette taille est une charge exigeante pour tout nœud qui ne se trouve pas dans le cœur maillé d'un réseau robuste.

À la configuration complète, avec deux ou trois lignes de fusion, le papillotement de plusieurs fours se combinerait. Selon la loi de sommation cubique, deux fours identiques émettraient environ 26 % de papillotement de plus qu'un seul [S13] ; la compensation et le raccordement doivent donc être dimensionnés pour la configuration finale, et non pour la seule phase 1.

4.5 Un départ 30 kV serait trop faible ; une travée 225 kV est nécessaire

Le niveau de court-circuit du nœud 225 kV de Kribi n'a pas été publié et constitue la première donnée qu'une étude de raccordement doit établir (chapitre 11). On peut d'ores et déjà affirmer que raccorder le four par le poste 225/30 kV de la plateforme portuaire serait l'option la plus faible. Un jeu de barres 30 kV alimenté par trois transformateurs de 60 MVA offrirait typiquement une puissance de court-circuit de l'ordre de 1 000 à 1 500 MVA, même avec une source 225 kV robuste en amont (dérivé, en supposant des impédances de transformateur de 12 % à 18 %). C'est moins encore que l'exigence avec compensation estimée ci-dessus, et tous les autres occupants raccordés au même réseau 30 kV partageraient la perturbation.

La disposition logique est une travée 225 kV dédiée au poste du port, une courte liaison 225 kV jusqu'à l'aciérie et un poste 225/33 kV sur le site, le four et sa compensation étant raccordés au jeu de barres 33 kV propre à l'usine, comme le prévoit RC-1 avec son poste 225/33 kV [S07]. Le PCC se situe alors en 225 kV, là où le niveau de court-circuit est le plus élevé et où les autres usagers sont électriquement les plus éloignés. Le chapitre 5 compare en détail les options de raccordement.

4.6 La compensation supprime l'essentiel de la perturbation au plus près du four

Plusieurs mesures réduisent l'impact d'un four sur le réseau. Elles sont complémentaires plutôt qu'alternatives, et la bonne combinaison dépend du niveau de court-circuit mesuré et de la part du niveau de planification attribuée à l'usine (tableau 4.1).

Tableau 4.1 Mesures réduisant l'impact d'un FAE sur le réseau

Mesure	Effet	Effet sur le papillotement	Effet sur les harmoniques et le facteur de puissance	Observations
Raccordement haute tension (PCC en 225 kV)	Raccorde là où le réseau est le plus robuste	Important : le papillotement varie en raison inverse du niveau de court-circuit	Tensions harmoniques également plus faibles	Condition préalable sur un nœud faible
Compensateur statique de puissance réactive (SVC) : réactance commandée par thyristors et batteries de filtres	Absorbe les variations de puissance réactive du four en un cycle environ	Réduit le papillotement d'environ moitié [S12]	Les filtres corrigent le facteur de puissance et absorbent les harmoniques	Technologie éprouvée ; forte emprise au sol
STATCOM (convertisseur à source de tension)	Injecte ou absorbe électroniquement du courant réactif, plus vite qu'un SVC	Réduction supérieure à celle d'un SVC selon les fournisseurs	Peut compenser activement certains harmoniques	Coût plus élevé ; emprise réduite
Filtres d'harmoniques passifs seuls	Branches condensateur-inductance accordées	Faible ou nul	Corrigent le facteur de puissance ; absorbent les harmoniques	Risque de résonance en l'absence d'étude
Réactance série et régulation des électrodes	Stabilisent l'arc à l'intérieur du four	Modéré, à la source	Améliore le facteur de puissance en exploitation	Relève de la conception du four
Pratique de chargement et préparation de la ferraille	Charge plus dense et plus propre ; chargement continu	Kst plus faible, surtout au perçage	Indirect	Liée à la stratégie de charge métallique
Production dédiée à proximité	Des moteurs à réponse rapide fournissent de la puissance réactive	Un certain soutien de la tension	Un certain soutien	Les moteurs de la centrale à gaz de Kribi sont à environ 40 km

Source : brevet américain 10,145,612 [S12] ; IEC TR 61000-3-7 [S13] ; ICIT de la Commission européenne, fiche Consteel [S38] ; analyse de Cameroon Steel.

Pour une usine de la taille de RC-1 raccordée à un nœud de robustesse incertaine, l'hypothèse prudente est qu'une compensation dynamique, SVC ou STATCOM, sera nécessaire dès la phase 1, avec des filtres d'harmoniques conçus en même temps, et qu'il faut réserver l'espace et le budget pour l'étendre lorsque de nouvelles lignes de fusion seront ajoutées. RC-1 réserve l'espace nécessaire à son poste 225/33 kV et à la compensation de l'énergie réactive, avec la possibilité de les étendre [S07].

4.7 Un réseau faible soulève d'autres questions que le papillotement

Le papillotement est le problème le plus connu, mais une grande charge fluctuante sur un système de taille modeste en soulève d'autres, que l'étude de raccordement doit traiter :

- **La fréquence et les réserves.** En phase 1, le four enclencherait et déclencherait environ 20 à 30 MW à peu près une fois par heure (figure 9.2). Sur un système dont la pointe est de 1 278 MW [S01], chaque échelon représente environ 2 % de la pointe. Le réseau a besoin de réserves rapides pour absorber ces échelons, et un déclenchement soudain de toute l'usine retirerait d'un coup jusqu'à environ 50 MW. Les groupes hydroélectriques et les moteurs à gaz peuvent fournir ces réserves, mais l'obligation doit être planifiée et rémunérée.
- **La résonance.** Les batteries de condensateurs destinées à corriger le facteur de puissance peuvent entrer en résonance avec l'inductance du réseau à une fréquence harmonique et amplifier les harmoniques mêmes qu'elles sont censées absorber. Une étude d'impédance harmonique du nœud de Kribi est nécessaire avant de spécifier les filtres.
- **Les protections.** Les courants de défaut, les réglages des relais et la coordination entre les protections de l'usine et celles de la SONATREL doivent être conçus ensemble, surtout si l'usine ajoute ultérieurement une production sur site.
- **La stabilité de tension.** Une ligne en antenne fortement chargée, avec une grande charge inductive à son extrémité, peut subir un effondrement de tension après une contingence. Un soutien en puissance réactive du côté de la charge fait partie de la réponse.

4.8 L'aciérie et le gestionnaire de réseau devraient porter l'étude ensemble

Le Cameroun accueille déjà une aciérie à FAE : l'atelier de fusion de Prometal à Douala, alimenté en haute tension par un transformateur dédié de 50 MVA dans le cadre d'un contrat d'accès avec la SONATREL [S43][S42][S01]. Ses dispositions en matière de qualité de l'électricité ne figurent pas dans les documents publics, mais son expérience constitue le précédent national le plus proche et devrait éclairer le code de réseau pour les charges fluctuantes (chapitre 10).

Pour une nouvelle aciérie à Kribi, un programme de qualité de l'électricité comprendrait cinq étapes :

1. **Mesurer le réseau.** Niveaux de court-circuit minimal et maximal au nœud 225 kV de Kribi en régime normal et en situation de contingence, papillotement et harmoniques préexistants, et balayage de l'impédance harmonique.
2. **Répartir les limites d'émission.** Le gestionnaire de réseau attribue à l'usine sa part des niveaux de planification du papillotement et des harmoniques, selon l'approche de l'IEC TR 61000-3-7 [S13].
3. **Concevoir la compensation en fonction de cette attribution.** Dimensionner le SVC ou le STATCOM et les filtres pour respecter les limites attribuées dans la configuration finale, avec des garanties mesurées au PCC.
4. **Vérifier à la mise en service.** Mesurer les émissions avec le four en pleine production et ajuster avant la réception.
5. **Surveiller en continu.** Installer au PCC des analyseurs permanents de qualité de l'électricité, dont les données sont partagées avec le gestionnaire de réseau, afin que les problèmes soient détectés et résolus conjointement.

LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EST UN BIEN PARTAGÉ : L'ACIÉRIE PAIE LA COMPENSATION, LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU FOURNIT UN RACCORDEMENT ROBUSTE, ET LES DEUX MESURENT.

Cameroon Steel, livre blanc 05



**UN FAE DE LA CLASSE 30 À 33 MVA EXIGE UN
RACCORDEMENT OFFRANT ENVIRON 2 000 À
7 000 MVA DE PUISSANCE DE COURT-CIRCUIT POUR
RESPECTER LES LIMITES DE PAPILLOTEMENT.**

Vue d'illustration. Image générée d'étincelles de métal chaud ; il ne s'agit pas d'une photographie d'un projet, d'un lieu ou d'une personne. Estimation préliminaire dérivée à la section 4.4 (méthode simplifiée, Kst de 48 à 85).

CHAPITRE 5

LA NOUVELLE ALIMENTATION 225 KV DE KRIBI PEUT PORTER UNE ACIÉRIE DE PREMIÈRE PHASE ; 1 MT/AN EXIGE L'ÉTAPE ULTÉRIEURE ET UNE TRAVÉE DÉDIÉE

Le Port Autonome de Kribi (PAK) construit une ligne 225 kV à double terna de 42 km entre la centrale à gaz de Kribi et un nouveau poste 225/30 kV sur la plateforme portuaire, dimensionné pour 100 MW dans un premier temps et 330 à 400 MW ultérieurement, avec une mise en service prévue fin 2026. Une aciérie de première phase, avec une puissance maximale appelée de 55 MVA, tiendrait dans la première étape, que partage toute la plateforme portuaire, mais en absorberait environ la moitié ; une usine de 1 Mt/an, à environ 160 MVA, exige l'étape ultérieure. La disposition qui protège le mieux les autres occupants de la zone est une travée 225 kV dédiée alimentant le poste propre de l'aciérie.

5.1 Le port apporte l'électricité haute tension à sa zone industrielle

Jusqu'à présent, la plateforme portuaire de Kribi dépendait d'une alimentation locale faible. En mai 2025, un quotidien économique indiquait que seuls quelque 13 MW des 176 MW de capacité thermique locale étaient disponibles pour la région de Kribi, le reste étant injecté dans le réseau Sud [S24]. C'était insuffisant pour l'industrie lourde, et l'autorité portuaire a décidé de construire sa propre liaison haute tension.

Le 6 août 2025, le PAK a lancé les travaux d'une **ligne 225 kV à double terna, longue de 42 km, de la centrale à gaz de Kribi (KPDC) au port**, avec un **poste 225/30 kV équipé de trois transformateurs de 60 MVA**. Le PAK annonce une capacité de **100 MW immédiatement et de 330 à 400 MW dans une étape ultérieure**, pour un coût d'environ 35 milliards de FCFA, avec une mise en service prévue fin 2026, et revendique une redondance N-2 par le réseau Sud via Memve'ele, Nachtigal, Song Loulou, Edéa et la centrale à gaz de Kribi [S14]. Le 19 août 2026, le ministre de l'Eau et de l'Énergie (MINEE) a visité le poste, la ligne et une nouvelle station de production d'eau qui doit entrer en service début 2027 [S15]. Une mission du ministère de la planification (MINEPAT) en avril 2026 a également souligné le rôle du poste comme moteur du développement industriel de la zone [S74].

En aval du poste, le PAK a lancé en mai 2026 un appel d'offres de 3,5 milliards de FCFA de travaux de viabilisation pour 20 ha à Mboro : un réseau et un poste 30 kV, l'eau potable, la fibre, les voiries, le drainage, le traitement des eaux usées et l'éclairage public solaire, à réaliser en un an sur le budget 2026 à 2028 du PAK [S75].

Une ligne 225 kV dédiée de 42 km apportera une fourniture ferme de la centrale à gaz au port

Infrastructures électriques de Kribi sur fond OpenStreetMap (côte, routes, occupation du sol) ; aucune limite de site n'est représentée



SOURCÉ **Figure 5.1.** Une ligne 225 kV dédiée apportera une fourniture ferme sur 42 km, de la centrale à gaz de Kribi au port. Le tracé de la nouvelle ligne est dessiné de façon schématique entre ses deux extrémités publiées ; la position du poste du port est indicative. Aucune limite de site n'est représentée.

Sources : contributeurs d'OpenStreetMap (ODbL) [S60] ; PAK, « Kribi franchit la ligne électrique 225 kV » (6 août 2025) et « Énergie et infrastructures : un nouvel élan pour la compétitivité du Port de Kribi » (19 août 2026) [S14][S15] ; PAK, Guide du Port de Kribi (2020) pour la position du port [S76] ; Engineering News (22 août 2022) pour les moteurs de la KPDC [S64].

Ces infrastructures desservent une zone aux ambitions industrielles affichées. La Zone indust rialo-portuaire de Kribi, gérée par KPIZ S.A. avec le PAK et les partenaires privés AGL, Arise IIP et Belmont, a été lancée en février 2026 sur environ 4 000 ha [S77][S78]. Ses pôles de développement incluent la « sidérurgie liée aux exportations minières » [S23], et 53 entreprises avaient été autorisées à s'installer dans la zone industrielle et logistique du port entre 2018 et mai 2025 [S24]. Le complexe sidérurgique de Cameroon Steel à Mboro, dont la première pierre a été posée le 30 décembre 2024 par le Premier ministre, représentant le Chef de l'État, est l'un des projets que la nouvelle alimentation doit desservir [S08][S79].

Tableau 5.1 Infrastructures électriques de Kribi utiles à une aciérie électrique

Ouvrage	Principales caractéristiques	État (octobre 2026)	Source
Centrale à gaz de Kribi (KPDC)	216 MW installés, 13 moteurs bicom bustibles ; licence de 330 MW ; détenue à 56 % par Globeleq et à 44 % par l'État (préemption de l'État en cours)	En exploitation ; 559,67 GWh en 2025 (facteur de capacité d'environ 30 %)	[S21][S64] [S01][S29]
Ligne 225 kV KPDC-Edéa	Relie Kribi au réseau Sud	En exploitation	[S60]
Ligne 225 kV KPDC-port	Double terre, 42 km	En construction ; mise en service prévue fin 2026	[S14][S15]
Poste de la plateforme portuaire	225/30 kV, 3 × 60 MVA ; 100 MW d'abord, 330 à 400 MW ensuite	En construction	[S14][S15]
Réseau 30 kV à Mboro	Réseau et poste pour 20 ha de terrains viabilisés	Appel d'offres en mai 2026 ; travaux d'un an	[S75]
Station d'eau de la plateforme portuaire	Captage et traitement	Production prévue début 2027	[S15]
Extension de la KPDC à 330 MW	+ 114 MW dans le cadre de la licence existante	Non réalisée ; financement de la BAD proposé en 2020	[S22][S01]

Source : comme indiqué.

5.2 La phase 1 tient dans la première étape partagée ; l'usine complète exige l'étape ultérieure

La figure ES.1, dans la synthèse, met en regard la demande de l'aciérie et ces infrastructures. Les chiffres se résument simplement (dérivé de RC-1 [S07] et du PAK [S14]) :

- **Phase 1 (0,3 Mt/an)** : charge moyenne de 36 à 38 MW et puissance maximale appelée prévue de 55 MVA (45 à 65). À la puissance maximale, l'usine absorberait environ la moitié des 100 MW de la première étape. Les trois transformateurs de 60 MVA offrent 180 MVA au total et environ 120 MVA avec un transformateur hors service (dérivé) ; la phase 1 pourrait donc être alimentée avec une redondance des transformateurs, mais laisserait peu de marge à d'autres grands occupants dans la première étape.
- **Phases 1 et 2 (0,5 Mt/an)** : charge moyenne de 53 à 55 MW. Une deuxième ligne de fusion ajouterait un second four ; la puissance maximale appelée n'a pas été estimée dans RC-1, mais elle approcherait ou dépasserait ce que la première étape peut fournir en plus des autres usagers.
- **Configuration complète (1 Mt/an)** : charge moyenne de 94 à 99 MW et puissance maximale appelée prévue de 160 MVA (130 à 190), soit environ 40 % à 50 % de l'étape ultérieure de 330 à 400 MW.

La conclusion pratique est qu'une aciérie doit être intégrée dès l'origine à la planification de l'étape ultérieure du poste, même si la phase 1 est alimentée par la première étape. Le risque de séquençage ne tient pas à une arrivée trop tardive du réseau (la ligne et le poste sont attendus fin 2026, avant qu'une aciérie puisse être construite), mais à l'engagement de la première étape au profit d'autres occupants et à un financement tardif de l'étape ultérieure.

42 km

Ligne 225 kV à double terre, de la centrale à gaz de Kribi au port

3 × 60 MVA

Transformateurs 225/30 kV au poste du port

100 MW

Capacité de la première étape ; 330 à 400 MW ensuite

55 MVA

Puissance maximale appelée prévue de la phase 1 de RC-1 (prévisionnelle, indicative)

Sources : PAK [S14][S15] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07].

5.3 L'aciérie partagerait le poste avec une zone industrielle en croissance

La nouvelle alimentation n'est pas construite pour un seul client. La Zone industrialo-portuaire de Kribi accueille déjà des entreprises comme Atlantic Cocoa, dont le contrat de 2018 fut le premier, Cimpor, Cadyst et All Bitumen [S24]. All Bitumen dispose d'environ 60 ha pour une usine de bitume et a obtenu en 2026 une licence de raffinage et des incitations fiscales [S25]. Un acheteur industriel à Kribi a commencé à acheter du gaz naturel à la SNH au second semestre 2025, prélevant 3,088 bcf en deux trimestres [S05], ce qui montre que l'industrie énergivore est déjà présente. Le PAK a aussi signé, le 4 novembre 2025, un protocole d'accord pour un terminal minéralier dont son directeur général prévoyait en mars 2026 l'achèvement dans un délai de cinq à six ans [S80][S81] (livre blanc 02, chapitre 2), et prévoit un terminal agricole d'environ 50 milliards de FCFA sur 9,2 ha, dont la construction commencerait en 2027 et l'exploitation en 2029 [S82].

Chacun de ces usagers puisera dans la même première étape de 100 MW, et plusieurs ajouteront des charges électriques sensibles à la qualité de la tension, comme les automatismes de procédé, la réfrigération et les variateurs de moteurs. C'est une raison supplémentaire de raccorder un FAE en 225 kV plutôt que par le réseau 30 kV de la zone, et de planifier l'étape ultérieure du poste sur la base d'un registre de tous les occupants potentiels plutôt que projet par projet.

5.4 Trois façons de raccorder l'aciérie, et pourquoi une travée dédiée est préférable

Une aciérie à Mboro pourrait se raccorder aux nouvelles infrastructures de trois manières (figure 5.2, tableau 5.2).

Un raccordement 225 kV dédié protège le réseau partagé de la zone des perturbations du four

Trois façons de raccorder une aciérie électrique à Kribi (comparaison illustrative)



ILLUSTRATIF Figure 5.2. Un raccordement 225 kV dédié protège le réseau partagé de la zone des perturbations du four. L'option B est la disposition recommandée pour la phase 1 ; l'option C ajoute une capacité garantie au gaz pour les phases ultérieures.

Source : analyse de Cameroon Steel ; caractéristiques du poste du PAK [S14].

L'option A, un départ moyenne tension depuis le poste 225/30 kV du port, est la moins coûteuse à construire, mais elle place le point de couplage commun en 30 kV, là où le niveau de court-circuit est le plus faible et où d'autres occupants sont raccordés. Le chapitre 4 a montré qu'un jeu de barres 30 kV alimenté par trois transformateurs de 60 MVA offrirait typiquement 1 000 à 1 500 MVA de puissance de court-circuit, moins que ce qu'exige même un four compensé de la classe 30 à 33 MVA. Le papillotement et les harmoniques du FAE seraient partagés avec tous les autres usagers du réseau 30 kV de la zone.

L'option B, une travée 225 kV dédiée au poste du port alimentant le poste 225/33 kV propre à l'aciérie, déplace le point de couplage commun en 225 kV. RC-1 réserve déjà l'espace d'un poste 225/33 kV avec compensation de l'énergie réactive [S07]. Cette option donne au four le raccordement le plus robuste disponible, tient ses perturbations à

l'écart du réseau de distribution de la zone et permet à l'aciérie de posséder et d'exploiter sa propre compensation. Elle permet aussi à la charge de l'aciérie de croître dans l'étape ultérieure du poste sans reconstruire le réseau 30 kV de la zone.

L'option C combine B avec une capacité garantie au gaz : soit un contrat portant sur une part dédiée de la production de la centrale à gaz de Kribi ou sur une extension dans la limite de sa licence de 330 MW, soit, de manière moins efficace, des moteurs sur site. C'est la disposition la plus fiable, et celle qui sera le plus probablement nécessaire lorsque l'usine dépassera la phase 1, car elle couvre à la fois les déficits hydrauliques de saison sèche et les indisponibilités du chemin de transport.

Tableau 5.2 Comparaison des options de raccordement d'une aciérie électrique à Kribi

Critère	A. Départ 30 kV	B. Travée 225 kV dédiée (recommandée pour la phase 1)	C. B avec capacité garantie au gaz
Point de couplage commun	30 kV, partagé	225 kV	225 kV
Niveau de court-circuit disponible	Le plus faible (de l'ordre de 1 000 à 1 500 MVA)	Le plus élevé disponible à Kribi (à mesurer)	Comme B, avec l'appui des moteurs voisins
Effet sur les autres occupants	Partage du papillotement et des harmoniques	Perturbation atténuée en 225 kV	Comme B
Capacité	Limitée à une partie des 100 premiers MW	Croît dans l'étape de 330 à 400 MW	Comme B, plus des MW garantis dédiés
Sécurité d'approvisionnement	Dépend du réseau 30 kV	N-1 sur la ligne et les transformateurs	N-1 et production locale
Gaz nécessaire	Non	Non	Oui, pour la capacité dédiée
Maître d'ouvrage	Réseau de la zone	Poste de l'aciérie ; travée au poste du port	Comme B ; producteur pour la tranche gaz
Adéquation aux phases de RC-1	Inadaptée à un FAE	À partir de la phase 1	Phases 2 et 3

Source : analyse de Cameroon Steel ; niveaux de court-circuit dérivés au chapitre 4 ; PAK [S14] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07].



ILLUSTRATIF Vue d'illustration. Image générée d'une ligne haute tension sur pylônes à treillis traversant des collines boisées ; il ne s'agit pas d'une photographie d'un projet, d'un lieu ou d'une personne. La liaison 225 kV est l'actif énergétique le plus important de l'aciérie.

5.5 La redondance doit être vérifiée nœud par nœud, et les charges essentielles ont besoin de leur propre secours

Le PAK présente la nouvelle alimentation comme sécurisée en N-2 [S14]. C'est une affirmation forte, qui devrait être confirmée par les études du gestionnaire de réseau pour chaque grand raccordement. La ligne à double terna assure une redondance contre la perte d'un terna, et les trois transformateurs une redondance contre la perte d'un transformateur. Mais les deux ternes partagent les mêmes pylônes et le même couloir, et l'alimentation amont dépend de la centrale à gaz de Kribi et de l'unique chemin 225 kV entre Kribi et Edéa visible sur la carte publique du réseau (figure 2.3). Une tempête, la défaillance d'un pylône ou un défaut au poste de la centrale à gaz pourrait interrompre l'alimentation de la plateforme portuaire.

Pour une aciérie, les interruptions sont coûteuses. Un four unique a besoin de la plus grande partie de l'année pour atteindre la capacité nominale de la phase 1 ; la production d'une coulée interrompue est donc difficile à rattraper, ce qui plaide pour une fourniture ferme plutôt que pour l'acceptation d'interruptions. Ce qui ne doit jamais être perdu, c'est l'alimentation des **charges essentielles** : l'eau de refroidissement des panneaux du four et de la coulée continue, les ponts roulants qui portent des poches d'acier liquide, l'aspiration des fumées et l'éclairage de sécurité. Ces charges, qui ne représentent qu'une faible fraction du total, ont besoin d'une alimentation de secours dédiée, normalement des groupes électrogènes à démarrage automatique, dimensionnés dans le cadre de la conception de sécurité de l'usine.

5.6 Les coûts de raccordement exigent des règles claires et publiées

La ligne et le poste 225 kV ont été lancés par l'autorité portuaire pour un coût annoncé d'environ 35 milliards de FCFA [S14]. La manière dont le coût des ouvrages partagés est recouvré auprès des occupants, et dont le coût des ouvrages dédiés (une travée 225 kV, une ligne de liaison, le poste de l'usine) est réparti entre l'aciérie, le PAK et la SONATREL, n'est pas précisée dans les documents publics. Le tarif de la SONATREL comprend une redevance de 4,48 millions de FCFA par an et par point de raccordement et un terme annuel de soutirage de 16,18 millions de FCFA par MW [S53], mais les frais de raccordement des nouveaux ouvrages sont une question distincte.

Deux principes serviraient tous les occupants industriels, et non la seule sidérurgie (chapitre 10) :

1. **Des frais de raccordement limités aux ouvrages propres pour les actifs partagés.** Un occupant paie les ouvrages dédiés qui ne servent que lui (sa travée, sa ligne, son poste) et paie les ouvrages partagés du réseau au travers du tarif de transport réglementé, et non par une contribution initiale négociée au cas par cas.
2. **Une réservation de capacité adossée à des jalons.** Un gros consommateur peut réserver de la capacité dans l'étape ultérieure du poste contre des jalons de projet définis et une redevance de réservation, afin que la zone puisse planifier son extension et que l'utilisateur puisse financer son usine.

5.7 Le réseau arrivera avant l'aciérie ; le risque réside dans la suite

Les calendriers concordent mieux aujourd'hui qu'il y a un an. La ligne d'évacuation 400 kV de Nachtigal est attendue en novembre 2026 [S02] ; la ligne et le poste 225 kV de Kribi fin 2026 [S14] ; la station d'eau du port début 2027 [S15]. Le calendrier indicatif de Cameroon Steel vise l'ingénierie d'avant-projet et les contrats d'énergie et d'utilités en 2027, le certificat de conformité environnementale d'ici fin 2028, le début des travaux de la phase 1 au premier trimestre 2029, une première coulée au second semestre 2030 et la montée en cadence en 2031 ; la phase 2 suivrait entre 2032 et 2034 et la phase 3 après 2034, sous réserve du marché et du financement [S07]. Il s'agit d'objectifs, et non d'engagements.

L'alimentation existera donc avant l'usine. Les risques tiennent à la suite : la première étape sera-t-elle entièrement engagée avant le raccordement d'une aciérie, l'étape ultérieure de 330 à 400 MW sera-t-elle conçue et financée à temps pour les phases suivantes, et le gaz sera-t-il disponible pour la capacité garantie dont ces phases auront besoin ? Les deux chapitres suivants traitent du gaz.

CHAPITRE 6

LE DÉPART DU FLNG HILLI FAIT DU GAZ CAMEROUNAIS UNE QUESTION INTÉRIEURE, ET LES RÉSERVES SONT Désormais L'INCONNUE DÉTERMINANTE

Jusqu'en juillet 2026, environ 95 % de la production gazière du Cameroun alimentait l'unité flottante de liquéfaction Hilli Episeyo amarrée au large de Kribi. Son départ fait disparaître un acheteur d'environ 72 bcf par an, alors que l'ensemble des usages intérieurs plausibles à Kribi, y compris une unité de réduction directe de 1Mt/an, totalise environ 20 à 36 bcf par an. Le gaz est physiquement proche de la zone industrielle ; ce qui manque à l'industrie, c'est une vision certifiée des réserves restantes, un prix transparent et des règles d'allocation publiées.

6.1 Un secteur gazier petit et concentré, construit autour d'un seul débouché à l'exportation

Le secteur gazier camerounais est petit et concentré. La Société Nationale des Hydrocarbures (SNH) détient les intérêts de l'État et commercialise sa part de la production. En 2025, le pays a produit 75,475 bcf de gaz naturel, dont 24,069 bcf au titre de la part de l'État et 51,406 bcf au titre de celle des partenaires [S05]. La quasi-totalité, 74,324 bcf, soit environ 98,5 %, provenait du champ offshore de Sanaga Sud, près de Kribi, opéré par Perenco [S05]. Le champ terrestre de Logbaba, près de Douala, a produit 1,150 bcf [S05]. La production avait reculé de 6,3 % en 2024, à 2 043,27 millions de m3 [S83].

Aucun état récent, champ par champ, des réserves de gaz du Cameroun n'est public. Le volume connu pour les champs de Kribi est celui des 500 bcf de réserves sur lesquels reposait le protocole d'accord conclu en décembre 2014 par Golar LNG avec la SNH et Perenco, à produire à raison d'environ 1,2 Mt de GNL par an pendant environ huit ans [S84] ; une affectation décidée il y a douze ans ne peut fonder un contrat d'approvisionnement. Le marché du gaz industriel de Douala est en difficulté : les livraisons de Gaz du Cameroun, qui distribue le gaz de Logbaba à l'industrie doualaïse, ont chuté de 62,9 % en 2024, la société a été reprise par Cameroon Holdings Ltd en juillet 2025 et son capital social a été réduit de 86,4 % un an plus tard [S85][S86]. En 2023, le gouvernement a suspendu une hausse de 20 % du prix du gaz industriel [S87].



ILLUSTRATIF Vue d'illustration. Image générée d'une installation de gazoduc sur un site côtier ; il ne s'agit pas d'une photographie d'un projet, d'un lieu ou d'une personne.

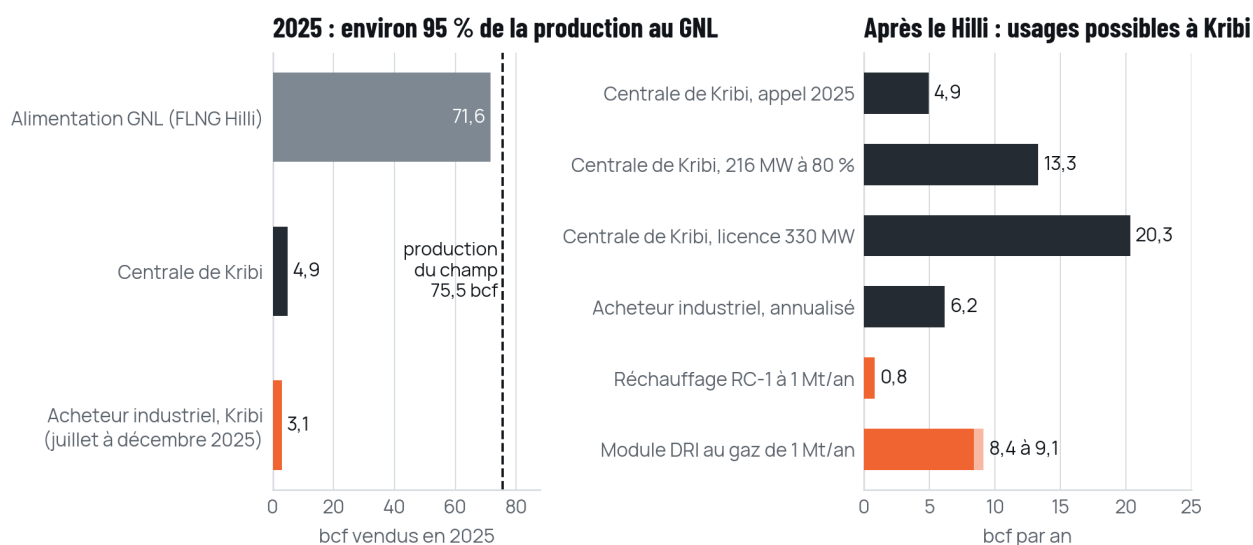
Le secteur s'est construit autour d'un seul débouché. En juin 2018, Golar LNG a lancé l'exploitation commerciale de l'unité flottante de liquéfaction (FLNG) Hilli Episeyo au large de Kribi, d'une capacité nominale de 2,4 Mt/an en quatre trains [S88][S89]. Le projet reposait sur l'affectation de 500 bcf [S84] ; la part déjà produite n'est pas publique (lacune 4). Le Cameroun utilisait environ 1,4 Mt de capacité de GNL par an, avec une option sur 1,6 Mt [S89].

6.2 L'unité est partie en juillet 2026, et avec elle le principal acheteur

En mai 2025, Golar et ses partenaires ont approuvé le déploiement de leur première unité dans un projet argentin d'exportation de gaz [S90]. L'affrètement de Perenco au Cameroun a pris fin en juillet 2026 et l'unité a quitté Kribi ; la presse a fait état d'une perte de recettes gazières d'environ 235 milliards de FCFA pour 2026 et 2027 [S16]. Après ce départ, la centrale de Kribi continue de recevoir du gaz par les gazoducs existants, mais aucune liquéfaction de remplacement n'a été annoncée [S17][S91]. Un commentaire de presse critique publié en juin 2026 résumait les huit années du dispositif en ces termes : « huit ans de location, zéro infrastructure » [S91].

L'ampleur du changement apparaît dans les comptes 2025 de la SNH (figure 6.1). L'État a vendu 17,905 bcf de gaz destiné au GNL pour 148,2 millions USD et les partenaires 53,716 bcf pour 448,1 millions USD, soit au total environ 71,6 bcf, environ 95 % de la production [S05]. Le marché intérieur a absorbé le reste : 4,920 bcf pour la centrale de Kribi et 3,088 bcf, aux seuls troisième et quatrième trimestres, pour un acheteur industriel à Kribi [S05]. La SNH déclare les ventes par acheteur, et leur somme (79,6 bcf) dépasse la production des champs de 75,5 bcf ; ce livre blanc présente les chiffres tels que publiés et inscrit leur rapprochement parmi les lacunes de connaissance (chapitre 11).

Le départ du Hilli retire un acheteur de 72 bcf/an ; les usages plausibles à Kribi totalisent 20 à 36 bcf/an



DÉRIVÉ Figure 6.1. Le départ du Hilli retire un acheteur de 72 bcf/an ; les usages plausibles à Kribi totalisent environ 20 à 36 bcf/an. À gauche : ventes de gaz par acheteur en 2025. À droite : usages intérieurs possibles après juillet 2026. Les scénarios de la centrale reposent sur sa consommation de gaz par GWh de 2025 ; l'achat semestriel de l'acheteur industriel est doublé.

Sources : SNH, Données pétrolières 2025 [S05] ; ARSEL 2025 [S01] ; bilan gaz de RC-1 [S07] ; consommation de gaz du DRI de 9,2 à 10 GJ/t [S39][S41] ; 1 Mscf = 1,094 GJ.

Le panneau de droite de la figure 6.1 recense les usages intérieurs possibles à Kribi (dérivé) :

- **La centrale de Kribi** a consommé 4,92 bcf en 2025 pour produire 559,67 GWh, soit environ 8,8 Mscf par MWh. À un facteur de capacité de 80 %, la même centrale de 216 MW aurait besoin d'environ 13,3 bcf par an ; portée aux 330 MW de sa licence, d'environ 20,3 bcf.
- **L'acheteur industriel de Kribi** consommerait environ 6,2 bcf sur une année pleine à son rythme du second semestre 2025.

- **Les fours de réchauffage d'une aciérie de 1 Mt/an**, dans les phases 2 et 3 de RC-1, consommeraient environ 0,91 PJ par an, soit environ 0,83 bcf [S07] ; la phase 1 ne consomme pas de gaz.
- **Un module DRI au gaz de 1 Mt/an** consommerait environ 8,4 à 9,1 bcf par an (chapitre 7).

Sans unité DRI, ces usages totalisent environ 20 bcf par an ; avec la centrale étendue à 330 MW et un module DRI de 1 Mt/an, environ 36 bcf. Ces deux totaux sont nettement inférieurs aux 72 bcf par an destinés au GNL en 2025. Deux autres centrales à gaz annoncées en 2025, de 350 MW à Bekoko et de 150 MW à Douala, étaient subordonnées à la confirmation par la SNH de la disponibilité du gaz [S50] et seraient en concurrence pour la même ressource.

POUR LA PREMIÈRE FOIS, LE PRINCIPAL CHAMP GAZIER DU CAMEROUN, PRÈS DE KRIBI, N'A PLUS D'ACHETEUR À L'EXPORTATION. QUE CELA DEVIENNE UNE OPPORTUNITÉ INDUSTRIELLE DÉPEND DES RÉSERVES, DU PRIX ET DES RÈGLES, ET NON DE LA PROXIMITÉ.

Cameroon Steel, livre blanc 05

6.3 L'industrie nationale se détourne du gaz au lieu de s'y raccorder

L'histoire récente du marché intérieur du gaz sonne comme un avertissement. À Douala, où Gaz du Cameroun approvisionne des clients industriels à partir du champ de Logbaba, les livraisons ont chuté de 62,9 % en 2024, et la presse a décrit les industriels de la ville comme se détournant du gaz naturel [S85]. Le distributeur a changé de mains en juillet 2025 et réduit son capital social de 86,4 % un an plus tard [S86] ; en 2023, le gouvernement avait suspendu une hausse prévue de 20 % du prix du gaz industriel [S87].

Les causes de ce déclin mériteraient une étude propre, et le marché de Douala est alimenté par un champ différent et bien plus petit que celui de Kribi. Mais la leçon pour Kribi est claire : les industriels ne consomment pas du gaz parce qu'il est proche. Ils le consomment lorsque l'approvisionnement est fiable, le prix prévisible et le contrat exécutoire. Une stratégie gazière nationale bâtie autour du champ de Sanaga Sud doit offrir ces trois conditions pour gagner des clients industriels après le FLNG.

6.4 L'inconnue déterminante est la quantité de gaz restante

À en juger par ces chiffres, l'approvisionnement physique à court terme semble abondant. La difficulté est que l'on ignore combien de temps il durerait.

Les réserves de Sanaga Sud développées pour le projet Hilli étaient d'environ 600 bcf, dont 500 bcf affectés au FLNG, et le champ est en déclin naturel [S17][S84]. Sur huit années d'exploitation du GNL à des rythmes de l'ordre des 72 bcf vendus en 2025, l'alimentation cumulée serait du même ordre que l'affectation de 500 bcf (dérivé ; approximation à remplacer par les relevés de production de la SNH). Les réserves certifiées restantes de Sanaga Sud ne sont pas publiques [S17]. Une installation qui a besoin de gaz pendant vingt ans, comme un module DRI, ne peut être financée sur un champ dont la durée de vie restante est inconnue.

De nouvelles ressources existent sur le papier. La découverte transfrontalière de Yoyo-Yolanda, partagée avec la Guinée équatoriale, recèle environ 2,5 Tcf, coûterait environ 4 milliards USD à développer et a été associée à un objectif de 300 MMscf/j supplémentaires par les installations de Bipaga « à partir de 2026 », mais n'a fait l'objet d'aucune décision finale d'investissement [S17][S83]. La SNH a proposé neuf blocs d'exploration en août 2025 ; cinq faisaient l'objet de négociations de contrats de partage de production en 2026, dont quatre avec Murphy [S17]. Aucune de ces ressources ne produira de gaz pour l'industrie à Kribi avant la fin de la décennie si des décisions ne sont pas prises rapidement.

Tableau 6.1 Ressources gazières utiles à Kribi et leur degré de certitude

Ressource	Volume	Situation	Certitude pour un contrat industriel	Source
Sanaga Sud et Ebome, développés pour le FLNG	Environ 600 bcf développés ; 500 bcf affectés au FLNG	En production ; en déclin naturel	Inconnue : réserves certifiées restantes non publiques	[S17] [S84]
Production de Sanaga Sud, 2025	74,324 bcf	En production	Production déclarée, et non une réserve	[S05]
Logbaba (terrestre, Douala)	1,150 bcf produits en 2025	En production ; opérateur restructuré	Faible volume ; dessert Douala	[S05] [S85] [S86]
Yoyo-Yolanda (transfrontalier)	Environ 2,5 Tcf	Découvert ; développement d'environ 4 Md USD ; pas de décision finale d'investissement	Indisponible avant une décision et plusieurs années de travaux	[S17] [S83]
Cycle d'attribution 2025	9 blocs proposés ; 5 en négociation	Exploration	Spéculative	[S17]
Etinde et autres découvertes	Introuvables dans les documents publics pour ce livre blanc	Inconnue	Inconnue	Chapitre 11

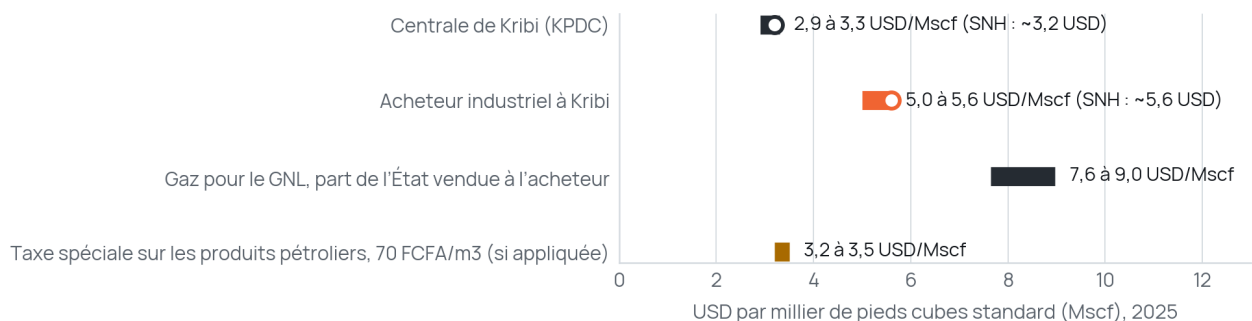
Source : comme indiqué.

6.5 Les prix : environ 3,2 USD pour le gaz destiné à l'électricité, environ 5,0 à 5,6 USD pour le gaz industriel

Les comptes 2025 de la SNH fournissent aussi la première série publique de prix intérieurs du gaz par acheteur (figure 6.2). La centrale de Kribi a payé 1 810 à 1 858 FCFA par millier de pieds cubes standard (Mscf), soit environ 3,2 USD aux taux de change de la SNH ; l'acheteur industriel de Kribi a payé 3 135 FCFA/Mscf, soit environ 5,0 à 5,6 USD aux mêmes taux (SNH : environ 5,6 USD) ; et la part de l'État du gaz destiné au GNL s'est vendue 7,64 à 8,97 USD/Mscf [S05][S92]. Les taux de change trimestriels de la SNH sont allés de 624,9 FCFA par USD au premier trimestre à 561,0 au quatrième [S05]. En termes énergétiques, 3,2 USD/Mscf correspondent à environ 2,9 USD par GJ et 5,0 à 5,6 USD/Mscf à environ 4,6 à 5,1 USD par GJ (dérivé).

En 2025, le gaz du secteur électrique s'est vendu environ 3,2 USD/Mscf ; l'industrie a payé 5,0 à 5,6 USD

Prix de vente du gaz de la SNH par acheteur, 2025, convertis aux taux trimestriels de la SNH (561 à 625 FCFA par USD)



DÉRIVÉ **Figure 6.2.** En 2025, le gaz destiné au secteur électrique s'est vendu environ 3,2 USD/Mscf, et l'industrie a payé environ 5,0 à 5,6 USD. Prix en FCFA publiés par la SNH ; les fourchettes reflètent leur conversion aux taux de change trimestriels de la SNH ; la taxe spéciale sur les produits pétroliers est indiquée pour donner un ordre de grandeur, et son application au gaz industriel n'est pas tranchée.

Sources : SNH, Données pétrolières 2025 [S05] ; SNH, chiffres clés 2025 [S92] ; Business in Cameroon sur la fiscalité du gaz [S87] ; taxe convertie à 28,317 m³ par Mscf (dérivé).

Deux caractéristiques de cette structure de prix comptent pour les pouvoirs publics. Premièrement, **le prix du gaz destiné au GNL était nettement supérieur aux prix intérieurs**. L'unité partie, les partenaires amont perdent leur débouché le plus rémunérateur, et un prix intérieur aligné sur celui du secteur électrique pourrait ne pas justifier les investissements nécessaires au maintien de la production. Deuxièmement, **la fiscalité n'est pas tranchée**. Une taxe spéciale sur les produits pétroliers (TSPP) de 70 FCFA par m³ de gaz naturel s'applique depuis le 1er janvier 2023 [S87] ; cela représente environ 1 980 FCFA/Mscf, soit 3,2 à 3,5 USD aux taux de change de 2025 (dérivé), à peu près autant que le prix du gaz destiné au secteur électrique lui-même. Son application au gaz vendu à l'industrie, et son taux, n'ont pas été confirmés par un texte primaire pour ce livre blanc. Pour un projet industriel, la différence entre l'acquitter ou non sépare deux plans d'affaires très différents.

6.6 Trois points de repère pour un prix intérieur du gaz

Fixer un prix intérieur du gaz après le FLNG relève d'un choix de politique publique. Trois points de repère, tous tirés de données publiques, l'encadrent (dérivé de [S05] et [S01]) :

- **L'alternative de l'exportation.** La part de l'État du gaz destiné au GNL s'est vendue 7,64 à 8,97 USD/Mscf en 2025 [S05]. Faute de liquéfaction à Kribi, ce débouché n'est plus disponible, mais il montre la valeur perdue par les partenaires amont et le prix auquel ils compareraient toute offre intérieure si une capacité d'exportation revenait.
- **Le prix du secteur électrique.** La centrale de Kribi a payé environ 3,2 USD/Mscf [S05]. Avec sa consommation de 2025, d'environ 8,8 Mscf par MWh, cela représente un coût de combustible d'environ 17 FCFA/kWh.
- **La valeur en équivalent électrique.** Même au prix le plus élevé du gaz destiné au GNL, 8,97 USD/Mscf, le coût de combustible de la production au gaz, au rendement de la centrale en 2025, serait d'environ 47 FCFA/kWh, proche des 43,93 FCFA/kWh que l'opérateur paie pour la production hydroélectrique de Memve'ele [S01]. L'électricité produite au gaz reste compétitive, en coût de combustible, par rapport aux prix d'achat de l'hydroélectricité récente sur la majeure partie de la fourchette des prix du gaz de 2025, même si cette comparaison exclut les coûts d'investissement des deux filières.

La conséquence pour les pouvoirs publics est qu'il existe, entre le prix actuel du secteur électrique et la valeur du gaz comme combustible, une marge pour un prix intérieur qui soutiendrait l'investissement amont sans rendre l'électricité au gaz non compétitive. Le niveau retenu dans cette fourchette, et son mode d'indexation, sont précisément ce qu'un cadre publié devrait déterminer.

6.7 Le gaz ferme pour la production d'électricité à Kribi passe en premier

Pour l'industrie à Kribi, la première priorité gazière n'est pas une unité de réduction directe, mais la centrale électrique. Une fourniture ferme d'électricité à la zone industrielle suppose que la centrale à gaz de Kribi puisse fonctionner lorsque la production hydroélectrique est faible et lorsque le chemin de transport depuis Edéa est interrompu. En 2025, la centrale a fonctionné à environ 30 % de sa capacité [S01] ; l'exploiter comme secours ferme d'une charge industrielle croissante exigerait davantage de gaz, environ 13 bcf par an à un facteur de capacité de 80 % (dérivé). Une allocation de gaz qui sécurise l'approvisionnement de la centrale profiterait donc à tous les occupants de la zone, et constitue la première étape naturelle du cadre exposé ci-dessous.

6.8 Ce que devrait contenir un cadre d'allocation du gaz industriel

Le départ du FLNG est l'occasion de replanifier le gaz camerounais comme une ressource industrielle nationale. Pour un projet énergivore à Kribi, un cadre d'allocation devrait comporter six éléments :

SIX ÉLÉMENTS D'UN CADRE D'ALLOCATION DU GAZ INDUSTRIEL

1. **Un audit indépendant des réserves** de Sanaga Sud et d'Ebome, publié sous forme de synthèse, avec un profil de production disponible par année. Sans lui, aucun contrat de long terme ne peut être financé.
2. **Un ordre de priorité des usages intérieurs**, précisant la quantité de gaz réservée à la production d'électricité (y compris la capacité garantie pour l'industrie), à la chaleur industrielle et aux usages chimiques comme la réduction directe, et pour quelle durée.
3. **Une formule de prix transparente** pour chaque catégorie d'utilisateurs, suffisamment élevée pour soutenir l'investissement amont et suffisamment prévisible pour le financement industriel, avec des règles d'indexation fixées à l'avance.
4. **Une clarification fiscale**, en particulier sur l'application de la TSPP au gaz industriel et sur son taux.
5. **La répartition des responsabilités d'infrastructure** : qui construit et possède un gazoduc entre les installations de réception de la centrale à gaz de Kribi et la Zone industrialo-portuaire de Kribi, distante d'environ 40 km, et comment son coût est recouvré.
6. **Des clauses contractuelles types** : niveaux de prise ferme (take-or-pay), recours en cas d'interruption de l'approvisionnement et traitement des nouvelles découvertes comme Yoyo-Yolanda.

Pour une aciérie électrique, les premiers besoins de gaz sont modestes et tardifs : aucun en phase 1, moins de 1 bcf par an pour le réchauffage à la configuration complète [S07]. La question plus vaste, celle du gaz pour produire du fer à partir du minerai camerounais, est examinée au chapitre suivant.

CHAPITRE 7

UNE UNITÉ DE RÉDUCTION DIRECTE DE 1 MT/AN AURAIT BESOIN D'ENVIRON 9 BCF DE GAZ PAR AN : UN COÛT ABORDABLE, MAIS SEULEMENT AVEC UN APPROVISIONNEMENT CERTIFIÉ ET DU MINERAI DE QUALITÉ DR

La réduction directe au gaz consomme 9,2 à 10 GJ par tonne de DRI ; un module de 1 Mt/an aurait donc besoin d'environ 8,4 à 9,1 bcf de gaz par an, soit 11 % à 12 % de la production camerounaise de 2025 et près du double de ce qu'a brûlé la centrale de Kribi. Aux prix intérieurs de 2025, le gaz coûterait 27 à 51 USD par tonne de DRI, une faible part des 340 à 370 USD la tonne auxquels le fer briqueté à chaud se négociait à destination de l'Italie en mars 2026. Les obstacles à la production de fer à Kribi ne sont pas le prix du gaz, mais vingt années d'approvisionnement certifié et une source de boulettes de qualité réduction directe.

7.1 La réduction directe fait du gaz la chimie de l'élaboration du fer

Le minerai de fer est un oxyde de fer. Pour produire de l'acier à partir du minerai, il faut en retirer l'oxygène ; en réduction directe, cette opération se fait à l'état solide, bien en dessous du point de fusion du fer. Des boulettes de minerai à haute teneur descendent dans un four à cuve tandis qu'un gaz réducteur chaud, riche en hydrogène et en monoxyde de carbone, remonte à contre-courant. Ce gaz est produit à partir de gaz naturel, soit dans un reformeur séparé (comme dans le procédé MIDREX), soit à l'intérieur même de la cuve (comme dans le procédé Energiron ZR). Le produit est le fer de réduction directe (DRI), un fer métallique poreux qui est soit enfourné à chaud dans un FAE voisin, soit refroidi, soit compacté en briquettes denses, le fer briqueté à chaud (HBI), qui peut être transporté en toute sécurité.

Le gaz naturel joue donc deux rôles : il fournit la chaleur et il fournit les agents réducteurs. Les références publiées sont proches les unes des autres :

- les unités MIDREX consomment environ 2,35 Gcal de gaz naturel par tonne de DRI, soit environ 9,84 GJ [S93] ;
- le procédé Energiron consomme environ 10 GJ de gaz naturel et environ 73 kWh d'électricité par tonne de DRI, et environ 8,3 GJ et 60 kWh lorsque l'hydrogène représente 73 % du gaz réducteur [S39] ;
- l'unité Energiron ZR de Suez Steel en Égypte a déclaré en avril 2026 une consommation durablement inférieure à 2,2 Gcal par tonne, soit environ 9,2 GJ [S41].

La technologie est mature et largement répandue. La production mondiale de DRI a atteint 151,0 Mt en 2025, dont 65,1 % à partir de gaz ; les unités MIDREX en ont produit 54,5 % et les unités HYL/Energiron 10,0 % [S94]. Le HBI a représenté 11,6 Mt, soit 7,7 % du DRI, et le commerce international de DRI et de HBI a porté sur environ 10,8 Mt [S94]. Le DRI africain produit au gaz est concentré en Afrique du Nord, avec 6,7 Mt en Algérie, 6,1 Mt en Égypte et 1,75 Mt en Libye. Selon les statistiques d'usines de Midrex, l'Afrique subsaharienne n'en a produit que 0,09 Mt en 2025, et ses

deux unités au gaz étaient à l'arrêt [S94] ; worldsteel, dont les chiffres incluent des estimations pour des unités hors de ce recensement, évalue la production de DRI d'Afrique de l'Est à environ 2,7 Mt en 2025, en Ouganda, au Kenya et en Tanzanie [S95].

151,0 Mt

Production mondiale de DRI, 2025 ; 65,1 % à partir de gaz

0,09 Mt

Production de DRI en Afrique subsaharienne, 2025, statistiques d'usines de Midrex (worldsteel estime environ 2,7 Mt en Afrique de l'Est)

9,2 à 10 GJ/t

Gaz naturel par tonne de DRI, fours à cuve

0,25 à 2,5 Mt/an

Fourchette des tailles de modules uniques en service ou en commande

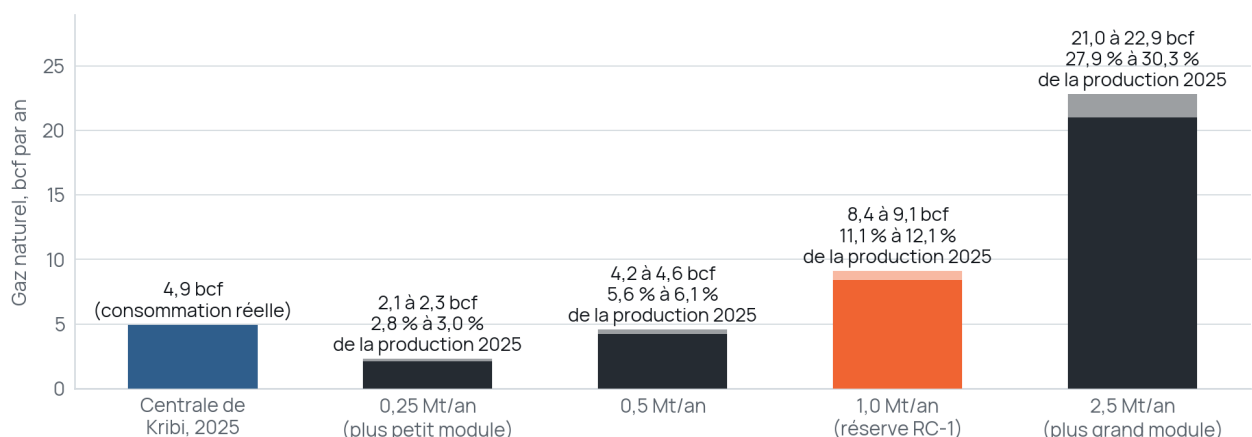
Sources : Midrex, 2025 World Direct Reduction Statistics [S94] ; worldsteel, World Steel in Figures 2026 [S95] ; ICIT de la Commission européenne, Energiron [S39] ; Danieli, Suez Steel (2026) [S41] ; historique de Midrex [S96].

7.2 La demande de gaz croît proportionnellement à la taille du module

Les modules à four à cuve sont construits dans une large gamme de tailles. Le plus petit exemple récent est un micro-module Energiron ZR de 0,25 Mt/an mis en service en Bolivie en octobre 2025 [S94] ; le premier MIDREX MEGAMOD de 1,0 Mt/an a été construit pour JSW à Dolvi, en Inde [S96] ; et le plus grand module unique, de 2,5 Mt/an, fonctionne en Algérie depuis 2018 [S96] [S94]. La figure 7.1 convertit ces tailles en demande annuelle de gaz.

Une unité DRI de 1 Mt/an consommerait 9 bcf par an, près du double de la centrale de Kribi en 2025

Besoin en gaz de modules DRI à four à cuve, à raison de 9,2 à 10 GJ par tonne de DRI, sur une année pleine



DÉRIVÉ Figure 7.1. Une unité DRI de 1 Mt/an brûlerait environ 9 bcf par an, près du double de la consommation de la centrale de Kribi en 2025. Les barres indiquent la fourchette pour 9,2 à 10 GJ par tonne de DRI sur une année pleine de fonctionnement ; les pourcentages sont exprimés en part de la production gazière camerounaise de 2025, soit 75,5 bcf.

Sources : consommation de gaz du DRI [S39] [S41] ; tailles de modules [S94] [S96] ; production 2025 de la SNH et consommation de la centrale de Kribi [S05] ; 1 Mscf = 1,094 GJ (dérivé).

Un module de 1 Mt/an, la taille que RC-1 réserve pour une phase ultérieure fondée sur le minerai camerounais, aurait besoin d'environ 8,4 à 9,1 bcf par an, soit environ 23 à 25 MMscf par jour (dérivé). Cela représente 11 % à 12 % de la production de 2025 et environ 1,7 à 1,9 fois le gaz brûlé par la centrale de Kribi en 2025. Sur une durée de vie de vingt ans, il consommerait environ 170 à 180 bcf (dérivé), une part importante de ce qui reste peut-être dans Sanaga Sud (chapitre 6).

La demande d'électricité d'une unité DRI est modeste en comparaison : à environ 73 kWh par tonne [S39], un module de 1 Mt/an consommerait environ 73 GWh par an (dérivé), environ un dixième de l'électricité d'une aciérie et d'un laminoir de 1 Mt/an. L'effet électrique le plus important se situe dans le FAE, où chaque tranche supplémentaire de 10 % de DRI dans la charge ajoute environ 14,5 kWh par tonne d'acier liquide [S39].

RC-1 traite le module DRI comme une réserve : environ 1 Mt/an de capacité de DRI (0,8 à 1,1 Mt/an), prévue pour l'après-2034, sous réserve d'une teneur du minerai d'au moins 64 % Fe, de l'approvisionnement en gaz et des autorisations [S07]. D'ici là, les unités de fer issues du minerai seraient du DRI ou du HBI importé, représentant environ 30 % de la charge métallique dans le scénario de planification [S07].

7.3 Les unités de fer issues du minerai comptent parce que le Cameroun manque de ferraille

Si une aciérie électrique au Cameroun a besoin de DRI, c'est en raison de la rareté de la ferraille. La ferraille locale ne couvre qu'environ 40 % des besoins des laminoirs camerounais existants [S32], et les billettes, l'acier semi-fini que ces laminoirs transforment, constituaient le premier poste des importations d'acier en 2023, avec 161 kt [S11]. En septembre 2026, Prometal a obtenu d'Afreximbank une facilité de 40 millions d'euros pour importer des billettes, la ferraille camerounaise se raréfiant [S32][S97]. Une nouvelle aciérie ne peut pas supposer que la ferraille nationale couvrira ses besoins.

RC-1 prévoit donc une charge mixte. À la capacité nominale, le four de la phase 1 fondrait environ 363 000 t de charges métalliques par an, dont environ 254 000 t de ferraille et environ 109 000 t de DRI ou de HBI importé [S07]. Seules quelque 30 000 t par an de cette ferraille (fourchette de planification de 0 à 60 000 t) devraient être d'origine nationale, au regard de la seule étude nationale chiffrée, qui évaluait les gisements de ferraille entre 53 000 et 61 833 t par an en 2006 [S98] ; le reste serait importé, de sorte que la phase 1 ferait transiter par le port environ 351 000 t par an de charges métalliques et de consommables [S07] (livre blanc 02). Le DRI et le HBI apportent aussi un avantage métallurgique : ils ne contiennent pratiquement pas le cuivre et l'étain qui s'accumulent dans la ferraille recyclée, si bien qu'ils diluent ces éléments résiduels, ce qui importe pour le fil machine et les autres produits exigeants. Le coût énergétique de cet avantage est le surcroît d'électricité du four décrit au chapitre 1. La question gazière de ce chapitre est donc celle de la provenance, à long terme, des unités de fer propres de l'usine : de l'étranger, sous forme de DRI ou de HBI produits avec le gaz d'autres pays, ou de Kribi, produits avec celui du Cameroun.

7.4 Aux prix camerounais, le gaz coûterait 27 à 51 USD par tonne de DRI

La figure 7.2 présente le coût du gaz par tonne de DRI en fonction du prix du gaz, face à deux références de marché pour les unités de fer importées.

Aux prix camerounais du gaz, le combustible coûte 27 à 51 USD par tonne de DRI

Coût du gaz par tonne de DRI (bande : 9,2 à 10 GJ/t) face aux prix de marché des unités de fer importées



DÉRIVÉ Figure 7.2. Aux prix camerounais du gaz, le combustible coûte 27 à 51 USD par tonne de DRI. La bande orange couvre 9,2 à 10 GJ par tonne ; les points indiquent les prix 2025 de la SNH pour la centrale électrique et pour l'industrie, ainsi que le haut de la fourchette du prix du gaz destiné au GNL. Les bandes grises représentent les prix de marché du HBI et de la fonte brute.

Sources : prix du gaz 2025 de la SNH [S05] ; consommation de gaz du DRI [S39][S41] ; SteelOrbis, 16 mars 2026, HBI CFR Italie [S18] ; GMK Center, 4 octobre 2026, fonte brute brésilienne FOB [S99].

Au prix du secteur électrique, d'environ 3,2 USD/Mscf, le gaz nécessaire à une tonne de DRI coûterait environ 27 à 29 USD ; au prix industriel, d'environ 5,0 à 5,6 USD/Mscf, environ 42 à 51 USD ; et au plus haut du prix 2025 du gaz destiné au GNL, 8,97 USD/Mscf, environ 75 à 82 USD (dérivé). À titre de comparaison, le HBI libyen était offert à environ 370 USD la tonne CFR Italie en mars 2026 et le HBI vénézuélien à environ 340 USD [S18] ; la fonte brute brésilienne est tombée à environ 445 USD la tonne FOB en septembre 2026 [S99] ; et les billettes chinoises étaient offertes entre 465 et 470 USD FOB le 3 octobre 2026 [S09].

La comparaison montre que le gaz n'est pas le principal coût du DRI aux prix camerounais. Le premier poste de coût est la charge de minerai : les boulettes de qualité DR, dont le prix est fixé sur les marchés internationaux et comporte une prime par rapport au minerai de fer ordinaire. La référence du minerai ordinaire à 62 % Fe s'est établie en moyenne à 100,2 USD par tonne sèche en 2025 [S100] ; les prix des boulettes de qualité DR n'étaient pas disponibles sous une forme vérifiable pour ce livre blanc. Une unité DRI nationale ne serait donc compétitive face au HBI importé que si elle associait un gaz bon marché à une source fiable de boulettes, idéalement issues de minerai camerounais.

AUX PRIX CAMEROUNAIS, LE GAZ NE REPRÉSENTE QU'UNE FAIBLE PART DU COÛT DU FER. LA CONTRAINTE, CE SONT VINGT ANNÉES DE GAZ CERTIFIÉ ET UNE SOURCE DE BOULETTES DE QUALITÉ DR.

Cameroon Steel, livre blanc 05

7.5 La qualité du minerai détermine si le minerai camerounais peut alimenter une unité DRI

Les fours à cuve exigent une charge à haute teneur. worldsteel souligne que les procédés actuels de DRI nécessitent un minerai d'au moins 64 % de fer, qualité qui représente moins de 20 % de l'offre mondiale [S101]. Les informations publiques sur le gisement camerounais de Mbalam font état d'un minerai à expédition directe titrant plus de 62 % Fe [S08], adapté aux hauts fourneaux et aux chaînes d'agglomération plutôt qu'à la réduction directe. Produire une charge de qualité DR à partir du minerai camerounais exigerait donc une concentration et une mise en boulettes, investissement considérable en soi.

Le cadre de politique publique va dans ce sens. Le Code minier de 2023 prévoit la transformation locale de 15 % de la production minière [S27]. Cameroon Mining Company, société sœur de Cameroon Steel, est titulaire du permis d'exploitation de Mbalam [S08] ; sa convention minière l'engagerait, selon les informations publiées, à transformer localement 15 % de sa production, et la même source présente Cameroon Steel comme le futur pôle sidérurgique national de ce programme [S102]. Produire du fer à Kribi à partir de minerai camerounais répondrait plus pleinement à cette intention que toute autre voie. C'est aussi pourquoi la question du gaz importe : une politique de transformation locale du minerai de fer implique une politique d'allocation du gaz pour la réduction directe.

L'analyse de la transition sidérurgique mondiale réalisée par Agora Industry avertit que l'offre de minerai de qualité DR risque d'être inférieure à la demande d'ici 2030 [S103]. L'argument joue dans les deux sens : il accroît la valeur d'une future offre camerounaise de boulettes DR, et il signifie qu'une usine à Kribi ne peut pas supposer que les boulettes DR importées resteront bon marché ou abondantes.

7.6 Produire ou acheter : DRI national contre DRI et HBI importés

Le tableau 7.1 compare les deux façons dont une aciérie électrique à Kribi pourrait se procurer des unités de fer issues du minerai.

Tableau 7.1 DRI et HBI importés comparés à un module DRI national au gaz à Kribi

Critère	DRI ou HBI importé (phases 1 à 3 de RC-1)	DRI national au gaz à Kribi (réserve RC-1, après 2034)
Gaz nécessaire	Aucun	Environ 8,4 à 9,1 bcf par an pour 1 Mt/an
Électricité	Seulement la surconsommation du FAE (environ 14,5 kWh/t par 10 % de DRI)	Environ 73 GWh par an pour le module, plus la surconsommation du FAE
Charge ferreuse	Achetée sous forme de DRI ou de HBI fini	Boulettes de qualité DR (au moins 64 % Fe), importées ou issues de concentré camerounais
Exposition au marché	Commerce international de DRI et de HBI d'environ 10,8 Mt (2025) ; peu d'exportateurs	Marché des boulettes ; formule de prix du gaz
Logistique	Importation par les terminaux portuaires existants	Importation de boulettes ou approvisionnement national ; la manutention du vrac dépend du terminal minéralier objet d'un protocole d'accord de novembre 2025, dont l'achèvement est attendu dans un délai de cinq à six ans
Investissement	Aucun pour l'élaboration du fer	Un four à cuve, l'approvisionnement en gaz et la manutention des boulettes
Carbone	Émissions amont de l'exportateur (RC-1 retient environ 0,7 t de CO ₂ par t de DRI)	Émissions directes de la réduction au gaz à Kribi ; électricité d'un réseau bas carbone ; ajout d'hydrogène possible ultérieurement
Valeur ajoutée au Cameroun	Fusion et laminage seulement	Élaboration du fer et, à terme, traitement du minerai
Principale condition préalable	Approvisionnement et prix fiables à l'importation	Réserves de gaz certifiées, formule de prix, gazoduc et approvisionnement en boulettes

Sources : [S39][S41][S94][S101][S80][S81][S07] ; analyse de Cameroon Steel.

Le tableau explique le séquençage de RC-1. Le DRI ou le HBI importé ne requiert ni gaz ni investissement dans l'élaboration du fer, et il permet de construire et d'exploiter l'aciérie et les laminoirs pendant que les questions du gaz et du minerai se règlent. Un module national ajoute de la valeur et de la résilience, mais dépend de trois conditions qui n'existent pas encore : du gaz certifié pour toute sa durée de vie, une formule de prix publiée et un approvisionnement en boulettes. Le marché international du DRI et du HBI est par ailleurs étroit : les données commerciales font état d'environ 10,8 Mt en 2025, ou d'environ 13,2 Mt en incluant les origines sous sanctions, la Russie (sous forme de HBI) et l'Inde étant les premiers exportateurs [S94]. C'est un argument de sécurité d'approvisionnement en faveur de la production de fer, à terme, sur le territoire national.

7.7 Un petit module pourrait servir de tremplin

Il existe une voie médiane. Un module de 0,25 Mt/an, de la taille de celui mis en service en Bolivie en 2025 [S94], n'aurait besoin que d'environ 2,1 à 2,3 bcf par an, moins de la moitié de ce qu'a consommé la centrale de Kribi en 2025 et moins de 3 % de la production nationale de 2025 (dérivé). Il couvrirait environ les deux tiers de la consommation de DRI prévue par RC-1 à la configuration complète, d'environ 0,36 Mt/an [S07], pourrait fonctionner avec des boulettes importées pendant que le concentré camerounais est développé, et donnerait au secteur gazier un premier client industriel de long terme de taille maîtrisable. La rentabilité d'un tel module à cette échelle relève d'une étude de faisabilité ; ce livre blanc se borne à constater que le gaz nécessaire est à portée.

7.8 L'hydrogène plus tard, le gaz d'abord

Les fours à cuve peuvent utiliser de l'hydrogène à la place d'une partie du gaz naturel. Les données d'Energiron montrent qu'avec 73 % d'hydrogène dans le gaz réducteur, la consommation de gaz naturel passe d'environ 10 à 8,3 GJ par tonne [S39]. Une réduction entièrement à l'hydrogène nécessite environ 54 kg d'hydrogène par tonne de DRI, ce qui, aux rendements actuels des électrolyseurs, implique environ 2,4 à 2,8 MWh d'électricité par tonne de DRI pour le seul hydrogène (dérivé de [S93][S35]). Pour un module de 1 Mt/an, cela représenterait 2,4 à 2,8 TWh par an, environ un tiers de toute la production camerounaise de 2025 (dérivé). Le fer à l'hydrogène à Kribi est donc une option de long terme liée à de nouvelles capacités hydroélectriques, et non un projet de court terme (chapitre 8). Une unité au gaz conçue pour accepter un ajout d'hydrogène laisse l'option ouverte.

7.9 Ce qui rendrait possible une unité DRI à Kribi

Les conditions découlent directement de ce chapitre et du précédent :

1. **Un audit indépendant des réserves** démontrant au moins vingt années d'approvisionnement à environ 9 bcf par an pour un module de 1 Mt/an, ou un module plus petit dimensionné sur ce qui est certifié.
2. **Une allocation de gaz et une formule de prix** pour l'usage chimique industriel, distinctes du gaz destiné au secteur électrique, avec un traitement fiscal clair.
3. **Un gazoduc** entre les installations de réception du gaz de la centrale de Kribi et la zone industrielle.
4. **Une stratégie d'approvisionnement en boulettes** : des boulettes DR importées d'abord, avec une trajectoire vers le concentré camerounais conforme à la politique de transformation locale.
5. **Une capacité portuaire pour le vrac** destinée aux boulettes. Le directeur général du PAK prévoit l'achèvement du terminal minéralier, objet d'un protocole d'accord signé le 4 novembre 2025, dans un délai de cinq à six ans [S80][S81], ce qui précéderait un module prévu après 2034 ; aucune de ces dates n'étant ferme, un projet de DRI ne devrait pas tabler sur le terminal tant que sa première tranche n'est pas financée (livre blanc 02, chapitre 2).

Aucune de ces conditions n'est nécessaire pour la phase 1 d'une aciérie électrique. Toutes le sont avant qu'un module DRI puisse être financé ; c'est pourquoi elles relèvent dès maintenant des politiques énergétique et minière nationales, plutôt que des phases ultérieures d'un projet.

CHAPITRE 8

L'HYDROÉLECTRICITÉ EST L'ATOUT RENOUVELABLE DU CAMEROUN POUR L'ACIER ; LE SOLAIRE ET LE STOCKAGE AIDENT À LA MARGE, MAIS NE PEUVENT GARANTIR L'ALIMENTATION D'UN FAE

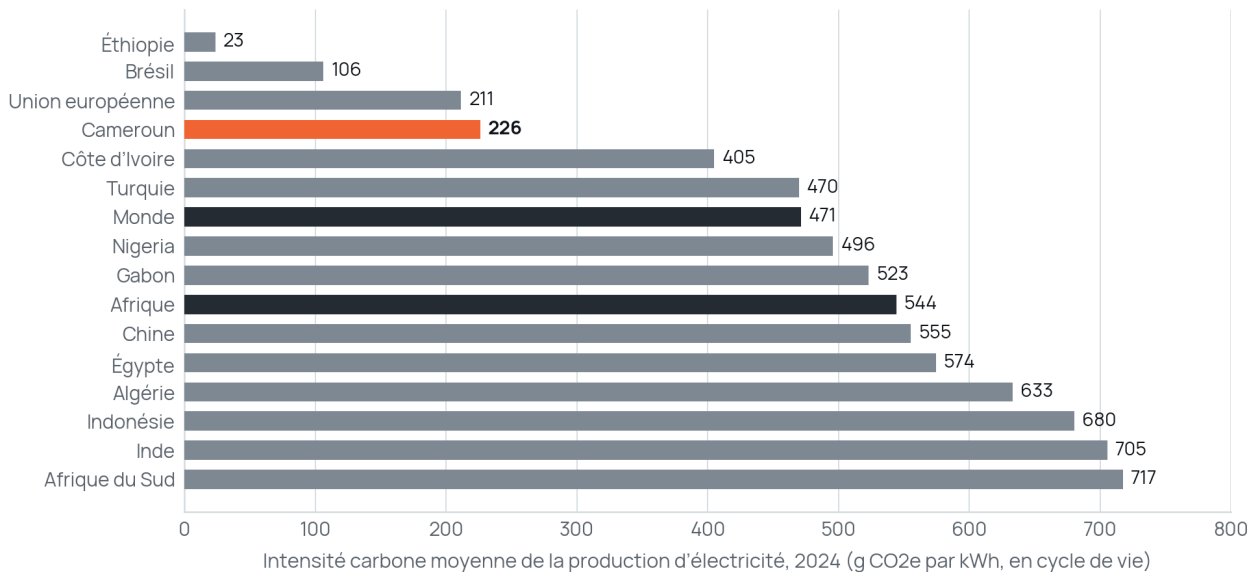
Le réseau camerounais émet déjà environ 226 g CO₂e par kWh, la moitié de la moyenne mondiale, parce qu'il fonctionne à l'hydroélectricité, et son potentiel hydroélectrique non aménagé est d'environ 115 TWh par an. C'est cela, plutôt que le solaire, qui constitue l'atout renouvelable du pays pour l'industrie lourde. Une centrale solaire à Kribi produirait environ 1 335 kWh par kWc et par an, soit un facteur de capacité de 15 % avec un creux en milieu d'année : un parc de 50 MWc fournirait environ un cinquième de l'électricité d'une aciérie de première phase, mais presque rien de sa demande nocturne ou de pointe. La meilleure stratégie renouvelable pour une aciérie électrique est un contrat d'approvisionnement de long terme adossé à l'hydroélectricité, complété par du solaire là où il réduit les coûts et par un stockage utilisé pour la résilience et la qualité de l'électricité plutôt que pour l'énergie en masse.

8.1 Le réseau camerounais est déjà un atout bas carbone

La figure 8.1 compare l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité en 2024 au Cameroun, chez ses voisins et dans les pays qui fournissent de l'acier à l'Afrique centrale ou qui lui font concurrence.

Par kWh, le réseau camerounais émet moitié moins que le monde et trois fois moins que l'Indonésie

L'Indonésie a fourni 78 % des importations camerounaises de billettes en 2023 ; la Turquie et la Chine sont les exportateurs de référence



SOURCE Figure 8.1. Par kWh, le réseau camerounais émet moitié moins que la moyenne mondiale et trois fois moins que celui de l'Indonésie. Intensité moyenne de la production d'électricité en 2024, en cycle de vie. L'Indonésie a fourni 78 % des importations camerounaises de billettes en 2023.

Sources : Our World in Data, intensité carbone de la production d'électricité, données Ember, consulté le 10 octobre 2026 [S10] ; origine des importations de billettes d'après UN Comtrade [S11].

Avec environ 226 g CO₂e/kWh, le réseau camerounais était en 2024 plus propre que la moyenne mondiale (environ 471 g), que la moyenne africaine (environ 544 g) et que les réseaux des principaux exportateurs d'acier vers la région : la Chine (environ 555 g), la Turquie (environ 470 g), l'Inde (environ 705 g) et l'Indonésie (environ 680 g), qui a fourni 78 % des importations camerounaises de billettes en 2023 [S10][S11]. Seuls quelques pays dotés de grands parcs hydroélectriques, comme l'Éthiopie et le Brésil, font nettement mieux.

Pour une aciérie consommant environ 0,96 MWh par tonne de produit, comme le ferait la phase 1 de RC-1 à sa valeur de planification [S07], les émissions indirectes (périmètre 2) seraient, selon ces intensités de réseau (dérivé ; environ 4 % de plus à la valeur haute de planification de 1,0 MWh/t) :

- d'environ 0,22 t de CO₂ par tonne au Cameroun ;
- d'environ 0,45 t à la moyenne mondiale ;
- d'environ 0,65 t en Indonésie.

Deux réserves s'imposent. Premièrement, la valeur de 226 g est une moyenne en cycle de vie, qui inclut les émissions de construction et d'exploitation des centrales hydroélectriques. En ne retenant que les émissions de combustion et les données de production 2025 du régulateur, l'intensité opérationnelle serait bien plus faible, environ 74 g/kWh en 2025 (estimation, dérivée à l'annexe A du livre blanc 06 en appliquant au mix de production de 2025 le taux d'émission de la production au gaz et au fioul implicite des données de 2024). Deuxièmement, les prêteurs et les comptables carbone utilisent souvent un facteur d'émission du réseau en marge combinée, qui donne plus de poids aux centrales thermiques appelées à la marge et aux capacités nouvelles ; le facteur harmonisé pour le Cameroun n'a pas pu être obtenu pour ce livre blanc (chapitre 11). La fourchette de planification retenue par Cameroon Steel est de 200 à 300 g/kWh, centrée sur 226 [S07].

8.2 La valeur carbone d'une électricité propre dépend de qui compte

L'avantage carbone du réseau camerounais est réel, mais sa valeur commerciale dépend de la règle appliquée.

À la frontière de l'UE, dans le cadre actuel du MACF, les émissions de l'électricité ne comptent pas pour l'acier.

Le règlement MACF range le fer et l'acier parmi les marchandises pour lesquelles seules les émissions directes sont prises en compte [S46]. Pour une aciérie électrique, les émissions directes sont faibles (électrodes, carbone de charge, chaux et gaz éventuellement brûlé sur site), si bien que la charge MACF sur ses exportations serait faible quel que soit le réseau. Le réseau ne compte pour le MACF qu'au travers des précurseurs : le DRI produit au gaz porte ses propres émissions directes.

Pour les clients, les investisseurs et les normes, le périmètre 2 compte pleinement. Les acheteurs qui déclarent les émissions de leur propre chaîne d'approvisionnement (périmètre 3), et les normes d'acier à faibles émissions qui émergent, considèrent l'empreinte entière. Le seuil de l'AIE pour l'acier brut « à émissions quasi nulles » passe de 0,40 t CO₂e par tonne pour un acier entièrement issu du minerai à 0,05 t pour un acier entièrement issu de ferraille [S20]. Pour une charge comprenant environ 70 % de ferraille, comme prévu pour la phase 1 de RC-1 [S07], le seuil serait d'environ 0,155 t (dérivé). À la moyenne du réseau de 226 g/kWh, le périmètre 2 à lui seul (environ 0,22 t) dépasserait ce seuil ; avec un approvisionnement hydroélectrique contractuel, déclaré selon la méthode fondée sur le marché, le périmètre 2 pourrait approcher zéro et l'usine pourrait approcher la bande des émissions quasi nulles.

C'est l'enseignement central en matière d'énergies renouvelables pour une aciérie électrique au Cameroun : **un contrat hydroélectrique dédié vaut davantage que la moyenne du réseau**, parce qu'il permet à l'usine de revendiquer l'attribut hydraulique que la moyenne du réseau dilue. C'est aussi pourquoi les règles de transit et de tarification des gros consommateurs exposées au chapitre 3 comptent pour la politique climatique autant que pour le prix.

AVEC UN CONTRAT HYDROÉLECTRIQUE, UNE ACIÉRIE ÉLECTRIQUE CAMEROUNAISE POURRAIT ATTEINDRE LA BANDE DES FAIBLES ÉMISSIONS, HORS DE PORTÉE DE LA PLUPART DE SES CONCURRENTS.

Cameroon Steel, livre blanc 05

8.3 Déclarer une électricité propre : deux méthodes, deux réponses

Les entreprises déclarent de deux manières les émissions de l'électricité qu'elles achètent. La méthode **fondée sur la localisation** applique le facteur d'émission moyen du réseau où l'électricité est consommée : pour une usine à Kribi, environ 226 g CO₂e/kWh selon la moyenne 2024 [S10]. La méthode **fondée sur le marché** applique le facteur d'émission de l'électricité que l'entreprise a contractée, à condition que le contrat emporte une revendication crédible des attributs d'une production déterminée, telle qu'une garantie d'origine émise par une centrale hydroélectrique.

Selon la méthode fondée sur la localisation, tous les usagers du réseau camerounais partagent la même moyenne, et une aciérie ne peut faire mieux que le réseau. Selon la méthode fondée sur le marché, une aciérie qui contractualise une production hydroélectrique peut déclarer des émissions de périmètre 2 proches de zéro, tandis que la moyenne du réseau augmente d'autant pour les autres usagers. C'est la seconde méthode que rechercheront la plupart des acheteurs d'acier à faibles émissions, mais elle exige deux éléments dont le Cameroun ne dispose pas encore : la faculté juridique de contracter avec un producteur déterminé, par le transit ou par une offre dédiée de l'opérateur, et un registre qui émet et annule les garanties, afin qu'une même production hydroélectrique ne soit pas revendiquée deux fois. Ces deux éléments font partie des recommandations du chapitre 10.

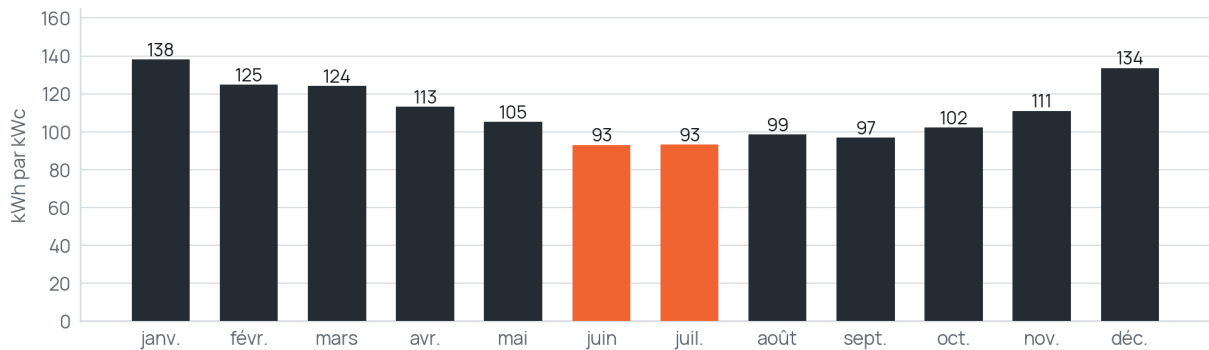
8.4 Une centrale solaire à Kribi produirait environ 1 335 kWh par kWc et par an

Le Centre commun de recherche de la Commission européenne publie pour l'Afrique un modèle solaire validé, PVGIS, fondé sur des données satellitaires de rayonnement. À Kribi, un champ fixe au silicium cristallin à son inclinaison optimale de 6 degrés, avec 14 % de pertes système, produirait environ 1 335 kWh par kWc et par an, soit

un facteur de capacité d'environ 15 % [S19]. La production culmine de décembre à février, à environ 134 à 138 kWh par kWc et par mois, et tombe à environ 93 kWh en juin et juillet, lorsque la couverture nuageuse sur la côte est la plus dense (figure 8.2).

Un parc solaire à Kribi produirait environ 1 335 kWh/kWc par an, soit un facteur de capacité de 15 %

Production mensuelle d'1 kWc de PV fixe au silicium cristallin, inclinaison optimale de 6 degrés, 14 % de pertes système (PVGIS, climat 2005 à 2023)



SOURCE Figure 8.2. Une centrale solaire à Kribi produirait environ 1 335 kWh par kWc et par an, soit un facteur de capacité de 15 %. Production mensuelle d'1 kWc incliné à 6 degrés ; le creux de juin et juillet coïncide avec une partie de la saison des pluies.

Source : JRC PVGIS v5.3, base de rayonnement PVGIS-SARAH3, climat 2005 à 2023, Kribi (2,94 N, 9,91 E), consulté le 10 octobre 2026 [S19].

Le solaire est désormais bon marché à construire. L'IRENA indique que les nouvelles centrales solaires de grande taille mises en service dans le monde en 2024 présentaient un coût actualisé moyen pondéré mondial de 0,043 USD/kWh, contre 0,034 USD pour l'éolien terrestre et 0,057 USD pour la nouvelle hydroélectricité [S104]. Au taux de planification de 600 FCFA par USD, 0,043 USD/kWh représente environ 26 FCFA/kWh (dérivé), moins que le prix de la tranche MT et bien moins que la moyenne reflétant les coûts du chapitre 3. Les coûts au Cameroun seraient supérieurs à la moyenne mondiale en raison des coûts de financement, de la logistique et du rendement plus faible, mais l'énergie solaire resterait compétitive avec l'énergie du réseau sur une base par kWh.

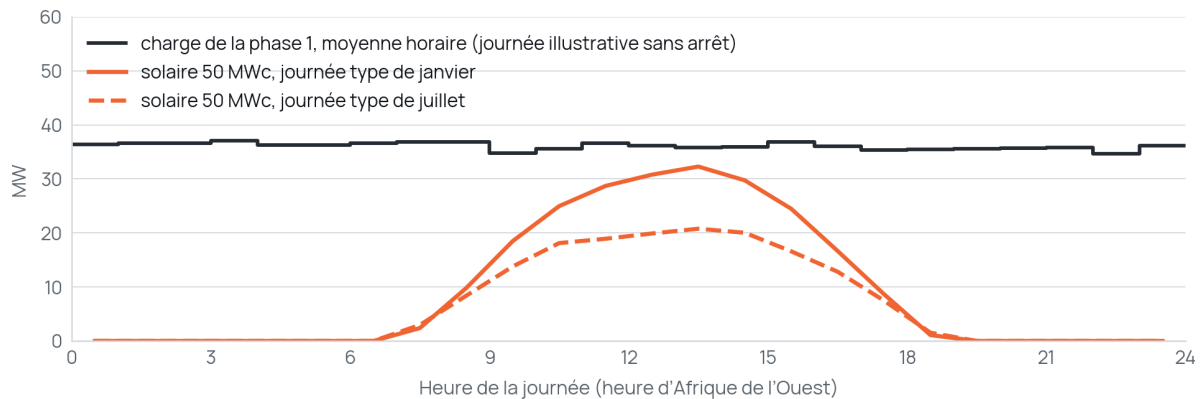
La production solaire du Cameroun s'est élevée à 67,2 GWh en 2025, soit 0,8 % de la production [S01] : la ressource est à peine exploitée.

8.5 Le solaire couvre le milieu de la journée, non le poste de nuit du four

La limite du solaire pour une aciérie tient à son profil, non à son coût. La figure 8.3 met en regard la production d'un parc de 50 MWc et une journée illustrative de charge de la phase 1.

Un parc solaire de 50 MWc ne couvrirait la charge de la phase 1 qu'autour de midi

Production solaire d'après l'irradiance journalière moyenne PVGIS (ratio de performance 0,80), face à une journée de charge illustrative de la phase 1



ILLUSTRATIF Figure 8.3. Un parc solaire de 50 MWc ne couvrirait la charge de la phase 1 qu'autour de midi. Production solaire d'après l'irradiance journalière moyenne PVGIS (ratio de performance de 0,80) pour janvier et juillet ; la courbe de charge est une moyenne horaire illustrative pour une journée sans arrêt.

Sources : profils journaliers JRC PVGIS v5.3 [S19] ; charge illustrative de la phase 1 d'après les références de RC-1 [S07].

Un parc de 50 MWc produirait environ 67 GWh par an, soit environ 22 % à 23 % des 289 à 302 GWh de la phase 1 (dérivé). Un jour de janvier, il couvrirait l'essentiel de la charge autour de midi ; un jour de juillet, au plus environ 20 MW ; et la nuit, rien. Il réduirait donc l'énergie achetée au réseau, mais non la capacité ferme que l'usine doit contractualiser, et il ne réduirait pas la puissance maximale appelée sur laquelle se fondent les primes fixes, puisque le four atteint ses pointes à toute heure.

La contribution du solaire peut être accrue de trois façons, dont aucune ne remplace une fourniture ferme :

- **Les toitures et les terrains du site.** Les halles des laminaires et les magasins offrent de grandes toitures, et les toitures et aires de la phase 1 pourraient accueillir plusieurs MWc. Le solaire sur site évite les frais de transit et de transport, mais sa taille est limitée par la surface disponible.
- **Le solaire hors site avec transit.** Une centrale plus grande située ailleurs sur le réseau Sud pourrait alimenter l'aciérie par le réseau de la SONATREL, en vertu des dispositions de la loi n° 2011/022 relatives aux producteurs indépendants [S52], si des règles de transit et d'équilibrage sont en place (chapitre 3).
- **La programmation des charges flexibles.** Certaines charges auxiliaires, comme le traitement de l'eau et une partie de la production d'oxygène avec stockage liquide, peuvent être déplacées vers le milieu de la journée.

8.6 Les batteries servent la résilience et la qualité de l'électricité, non l'énergie en masse

Le stockage par batteries est devenu beaucoup moins cher : l'IRENA indique que le coût des projets de stockage par batteries a baissé de 93 % entre 2010 et 2024, pour atteindre environ 192 USD par kWh [S104]. Pour une aciérie, cela ouvre quatre usages, par ordre décroissant de valeur :

1. **L'alimentation sans coupure des charges essentielles.** Une batterie peut maintenir l'eau de refroidissement, les ponts roulants et l'aspiration des fumées pendant de brèves interruptions, le temps que les groupes de secours démarrent.
2. **Le soutien rapide de la fréquence et de la tension.** L'onduleur d'une batterie peut réagir en quelques millisecondes, aidant le réseau à absorber les échelons de charge du four et contribuant potentiellement à l'atténuation du papillotement lorsque son convertisseur est conçu pour agir comme un STATCOM.
3. **L'écêtement des pointes.** En se déchargeant pendant les périodes de 15 minutes les plus chargées, une batterie peut réduire la puissance maximale facturée dans un tarif binôme (figure 3.2).

4. **Le report de l'énergie solaire vers la soirée.** C'est l'usage le moins économique pour un FAE. Porter la charge moyenne d'environ 36 à 38 MW de la phase 1 pendant une nuit de 12 heures exigerait plus de 400 MWh de stockage (dérivé), plusieurs fois la capacité nécessaire aux trois premiers usages.

Tableau 8.1 Options renouvelables et de stockage pour une aciérie électrique à Kribi

Option	Contribution énergétique	Capacité ferme	Effet carbone	Référence de prix	Conditions préalables
Fourniture du réseau (moyenne)	Tous les besoins	Selon le contrat	Environ 226 g/kWh en moyenne (2024)	Références du chapitre 3	Contrat de gros consommateur
Approvisionnement hydroélectrique contractualisé (centrales existantes ou nouvelles)	Grande part des besoins	Saisonnière ; doit être garantie	Périmètre 2 proche de zéro selon la méthode fondée sur le marché	Prix d'achat de Memve'ele 43,93 FCFA/kWh (gros)	Transit ou offre verte de l'opérateur ; règles de garantie
Solaire sur toiture et au sol, sur site	Quelques pour cent à environ un cinquième	Aucune	Réduit l'énergie du réseau	Moyenne mondiale IRENA 0,043 USD/kWh (2024)	Surfaces de toiture et de terrain
Solaire hors site avec transit	Jusqu'à environ un quart en journée	Aucune	Réduit l'énergie du réseau	Comme ci-dessus, plus le transport (environ 2,7 FCFA/kWh)	Règles de transit et d'équilibrage
Stockage par batteries	Faible	Courte durée seulement	Indirect	Coût de projet IRENA d'environ 192 USD/kWh (2024)	Rôle clair : sans coupure, soutien, écrêtement
Moteurs à gaz (comparaison)	Toute part	Élevée	Environ 0,5 t de CO ₂ /MWh au rendement 2025 de la centrale de Kribi (dérivé)	Combustible d'environ 17 à 30 FCFA/kWh aux prix du gaz de 2025 (dérivé)	Allocation de gaz

Sources : [S10][S01][S104][S19][S53][S05] ; analyse de Cameroon Steel. Valeurs des moteurs à gaz dérivées de la consommation de gaz et de la production 2025 de la centrale de Kribi et du facteur d'émission par défaut du GIEC pour le gaz naturel (annexe A).

8.7 L'hydroélectricité est l'énergie renouvelable qui compte, et un gros consommateur peut contribuer à la développer

Le potentiel hydroélectrique du Cameroun, d'environ 115 000 GWh par an dont seulement 4 % environ sont aménagés [S66], est le socle d'une stratégie industrielle bas carbone. Les projets de court terme sur le réseau Sud sont Kikot-Mbebe, 500 MW, dont la mise en service est attendue entre 2031 et 2033 [S68], et le projet de Grand Eweng, de 1 000 MW en première phase et jusqu'à 1 800 MW [S69]. L'expérience récente montre à la fois la valeur et la variabilité de l'hydroélectricité : Nachtigal a produit 28 % de moins que prévu en 2025 en raison des débits, tandis que Memve'ele a produit 129 % de plus que prévu [S01].

Un grand client industriel peut contribuer au financement de nouvelles centrales hydroélectriques. Un contrat d'enlèvement de long terme conclu avec un acheteur industriel solvable, payé en partie à des prix liés aux devises fortes si l'acheteur exporte, améliore la finançabilité d'une nouvelle centrale par rapport à des ventes au seul opérateur, dont les finances sont tendues. En retour, l'acheteur industriel obtient un prix de long terme et un attribut renouvelable qu'il peut déclarer. Pour que cela fonctionne, le contrat doit traiter la saisonnalité. Une usine à four unique, qui a besoin de la plupart des heures de l'année pour atteindre sa capacité nominale, ne peut pas absorber des effacements prolongés en saison sèche, puisque chaque heure perdue coûte à peu près une coulée d'environ 40 t (chapitre 9). L'approvisionnement hydroélectrique doit donc être garanti par une capacité au gaz, moyennant un prix, tandis que l'usine programme sa fusion autour de la pointe journalière.

8.8 Ce que contiendrait un contrat d'approvisionnement adossé à l'hydroélectricité

Un contrat de long terme adossé à l'hydroélectricité pour une aciérie électrique se distinguerait d'un contrat de fourniture ordinaire sur cinq points :

1. **Le profil des volumes.** La production hydroélectrique est saisonnière. Le contrat préciserait un volume en base pour la saison des pluies et un volume réduit et garanti pour la saison sèche, plutôt qu'un profil plat toute l'année.
2. **La garantie de fourniture.** L'écart entre la charge de l'aciérie et le volume hydraulique en période sèche serait couvert par une capacité garantie au gaz, tarifiée séparément. La contribution de l'usine consiste à programmer sa fusion hors de la pointe journalière, non à accepter des effacements prolongés.
3. **Le prix et l'indexation.** Un prix de long terme lié au coût de la centrale hydroélectrique, avec une indexation transparente, donnerait à l'usine un coût prévisible et au projet hydroélectrique un revenu finançable.
4. **Les attributs.** Des garanties d'origine, émises et annulées par l'intermédiaire d'un registre, permettraient à l'aciérie de déclarer l'approvisionnement hydraulique selon la méthode fondée sur le marché et au projet hydroélectrique de prouver que sa production n'a pas été vendue deux fois.
5. **Le transport et l'équilibrage.** Un accord de transit avec la société de transport, et une règle d'équilibrage pour les heures où l'offre et la demande divergent.

Aucun de ces éléments n'est techniquement inhabituel. Ce qui manque au Cameroun, c'est le cadre publié dans lequel ils peuvent être négociés ; c'est pourquoi les recommandations de politique publique du chapitre 10 précèdent tout contrat particulier.

8.9 Le fer à l'hydrogène est une option de long terme liée à de nouvelles centrales hydroélectriques

Le lien le plus lointain entre énergies renouvelables et acier est l'hydrogène. La réduction directe à l'hydrogène nécessite environ 54 kg d'hydrogène par tonne de DRI, soit environ 2,4 à 2,8 MWh d'électricité par tonne pour la seule électrolyse (dérivé de [S93][S35]). Un module de 1 Mt/an à l'hydrogène aurait donc besoin de 2,4 à 2,8 TWh par an, environ un tiers de toute la production camerounaise de 2025. Cela n'est envisageable qu'avec de nouvelles centrales hydroélectriques de l'ampleur des grands projets de la Sanaga.

L'Afrique dispose d'un premier précédent. En Namibie, le projet Hylron Oshivela, inauguré le 11 avril 2025, associe 25 MW de solaire, une batterie de 13,4 MW et un électrolyseur de 12 MW pour produire du fer à l'hydrogène à l'échelle pilote, avec des plans d'extension par étapes [S105][S106]. Son échelle rappelle le chemin qui reste à parcourir : l'opportunité du Cameroun est de garder ouverte la voie de l'hydrogène, en choisissant des unités de réduction au gaz capables d'accepter un ajout d'hydrogène (chapitre 7) et en planifiant les grands aménagements hydroélectriques en pensant aux débouchés industriels.

CHAPITRE 9

UNE ACIÉRIE ÉLECTRIQUE À KRIBI PEUT ÊTRE ALIMENTÉE EN TROIS ÉTAPES : L'ÉLECTRICITÉ DU RÉSEAU D'ABORD, UNE CAPACITÉ GARANTIE ADOSSÉE AU GAZ POUR LA CROISSANCE, LE GAZ POUR LE FER EN DERNIER

La configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel indique une demande d'énergie qui passe d'environ 289 à 302 GWh d'électricité par an, pour une charge moyenne de 36 à 38 MW et sans gaz en phase 1, à environ 753 à 796 GWh, 94 à 99 MW et 0,91 PJ de gaz de réchauffage à 1 Mt/an, avant tout module de réduction directe ; les fourchettes vont de la valeur de planification de 450 kWh par tonne au four à la valeur haute d'environ 490. Ce sont des valeurs prévisionnelles et indicatives. Un plan énergétique en trois étapes fait correspondre cette croissance aux infrastructures de Kribi : un raccordement 225 kV dédié avec compensation sur site pour la phase 1 ; une capacité garantie adossée au gaz dans l'étape ultérieure du poste du port pour les phases 2 et 3 ; et une allocation de gaz pour la réduction directe seulement une fois les réserves certifiées. Bien gérée, la charge programmable de l'usine, dont la fusion est calée autour des pointes du réseau, peut en faire un partenaire utile pour un réseau à dominante hydroélectrique, mais elle ne peut offrir d'interruption prolongée.

9.1 La demande indicative de RC-1 par phase

RC-1 est la configuration de référence que Cameroon Steel utilise pour planifier son complexe sidérurgique de Mboro. Elle est phasée. La phase 1 est une usine de barres et de fil machine d'une capacité nominale d'environ 0,3 Mt/an de produits finis et d'une production soutenue attendue de 270 000 à 300 000 t par an, organisée autour d'un FAE de la classe 40 t, d'un four-poche, d'une machine de coulée continue de billettes, d'un chauffage des billettes par induction, d'un laminoir à rond à béton et d'un train à fil machine à grande vitesse. Son aciérie produit des billettes, et sa production peut aller soit aux produits laminés, soit à des billettes marchandes destinées aux relamineurs, qui importent aujourd'hui environ 60 % de leur charge (les importations de billettes ont atteint 161 kt en 2023) [S32][S11]. La capacité nationale de rond à béton, d'environ 627 kt, représentant déjà trois fois et demie la demande, d'environ 180 kt [S107], le tonnage de la phase 1 vise à remplacer des billettes et du fil machine importés et à exporter vers la CEMAC, et non à vendre davantage de rond à béton (livres blancs 04 et 09). La phase 2 ajoute une deuxième ligne de fusion et un laminoir à profilés légers et moyens pour environ 0,2 Mt/an. La phase 3 ajoute de la capacité d'aciérie et un laminoir à profilés lourds et à poutrelles H pour environ 0,5 Mt/an, portant le complexe à environ 1 Mt/an. Un module de réduction directe pour le minerai camerounais est tenu en réserve [S07]. Le tableau 9.1 présente le bilan énergétique qui découle des valeurs de planification de RC-1.

Tableau 9.1 Bilan indicatif de l'énergie et des utilités de RC-1 par phase (valeurs prévisionnelles et indicatives)

Indicateur	Phase 1	Phases 1 et 2	Configuration complète	Statut
Produits finis (t/an), capacité nominale	300 000	500 000	1 000 000	prévu
Production soutenue attendue, phase 1 (t/an)	270 000 à 300 000	pas encore estimée	pas encore estimée	dérivé
Acier liquide (t/an)	319 149	531 915	1 063 830	dérivé
Charge métallique (t/an)	362 669	604 449	1 208 897	dérivé
dont DRI ou HBI importé à 30 % (t/an)	108 801	181 335	362 669	part supposée
Électricité à 450 kWh/t au four (MWh/an)	288 957	421 596	753 191	dérivé
Électricité à la valeur haute d'environ 490 kWh/t (MWh/an)	301 723	442 872	795 745	dérivé
Électricité par tonne de produit (MWh/t)	0,96 à 1,01	0,84 à 0,89	0,75 à 0,80	dérivé
Charge moyenne à 8 000 h/an (MW)	36,1 à 37,7	52,7 à 55,4	94,1 à 99,5	dérivé
Puissance maximale appelée (MVA)	55 (45 à 65)	environ 85 à 110 (dérivé)	160 (130 à 190)	hypothèse
Gaz de réchauffage (GJ/an)	0	260 000	910 000	dérivé
Gaz de réchauffage (bcf/an)	0	0,24	0,83	dérivé
Oxygène (millions de Nm ³ /an)	11,2	18,6	37,2	dérivé
Émissions de périmètre 2 à 226 g/kWh (t CO ₂ /an)	65 304	95 281	170 221	dérivé
Intensité périmètres 1 et 2 (t CO ₂ /t de produit)	0,32	0,33	0,33	dérivé

Source : configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification), édition du 10 octobre 2026 : capacités, références et bilans à la capacité nominale [S07] ; lignes à la valeur haute d'environ 490 kWh/t au four et fourchette de production soutenue dérivées (annexe A ; livre blanc 03, chapitre 5) ; puissance maximale appelée des phases 1 et 2 interpolée au chapitre 9 du livre blanc 03 (dérivé) ; périmètre 2 et intensité à 450 kWh/t, supérieurs d'environ 0,01 t à 490 ; gaz converti à 1,094 GJ par Mscf. Les valeurs sont prévisionnelles ou indicatives et évolueront avec l'ingénierie d'avant-projet.

Trois caractéristiques de ce bilan structurent le plan énergétique :

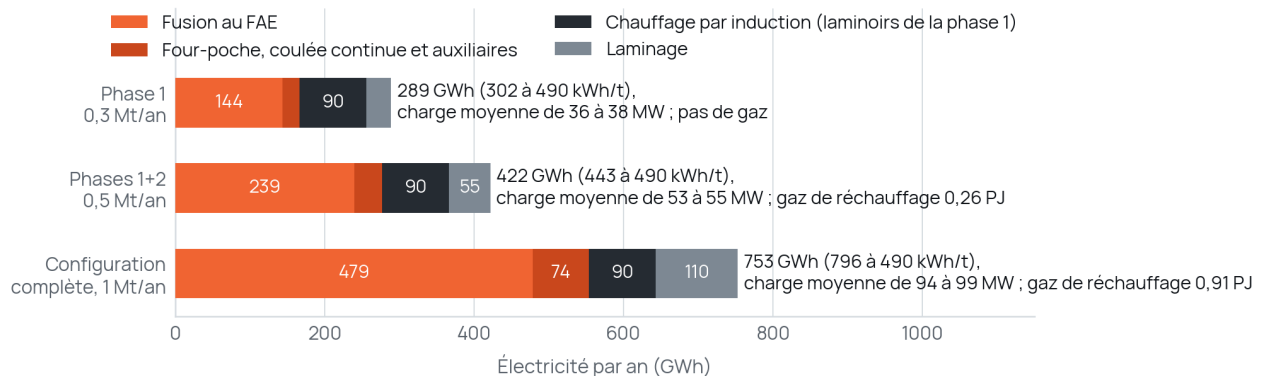
- **La phase 1 est entièrement électrique.** Les billettes sont chauffées par induction, si bien que la phase 1 ne requiert aucun contrat gazier [S07].
- **L'électricité par tonne diminue à mesure que l'usine grandit**, de 0,96 à 0,75 MWh/t, parce que les laminoirs ultérieurs réchauffent au gaz et que le chauffage par induction est limité aux laminoirs de la phase 1.
- **Le gaz arrive avec la phase 2**, à environ 0,24 bcf par an, et atteint environ 0,83 bcf à la configuration complète, une faible fraction des 4,9 bcf consommés par la centrale de Kribi en 2025 [S05].

9.2 La fusion représente la moitié aux deux tiers de l'électricité

La figure 9.1 ventile la demande d'électricité par usage final.

La demande d'électricité passe de 0,29 TWh en phase 1 à 0,75 TWh à 1 Mt/an

Électricité de RC-1 par usage et par phase à 450 kWh/t (prévisionnel, indicatif) ; la fusion en fait la moitié aux deux tiers



DÉRIVÉ Figure 9.1. La demande d'électricité passe de 0,29 TWh en phase 1 à 0,75 TWh à 1 Mt/an ; la fusion représente la moitié aux deux tiers du total. Valeurs de planification de RC-1 (prévisionnelles, indicatives) ; les totaux à la valeur haute d'environ 490 kWh/t au four figurent entre parenthèses.

Source : configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) : 450 kWh/t liquide pour le FAE (valeur haute d'environ 490), 70 kWh/t liquide pour le four-poche, la coulée continue et les auxiliaires, 300 kWh/t de billette pour le chauffage par induction des laminoirs de la phase 1, 110 kWh/t de produit pour le laminage [S07].

En phase 1, le FAE absorbe environ 144 GWh par an (50 %) à la valeur de planification, ou environ 156 GWh à la valeur haute, le chauffage par induction environ 90 GWh (31 %), le laminage environ 33 GWh (11 %) et le four-poche et les auxiliaires environ 22 GWh (8 %). À la configuration complète, les FAE absorbent environ 479 GWh (64 %), le laminage environ 110 GWh, les fours-poches et les auxiliaires environ 74 GWh et le chauffage par induction toujours environ 90 GWh (dérivé de [S07]).

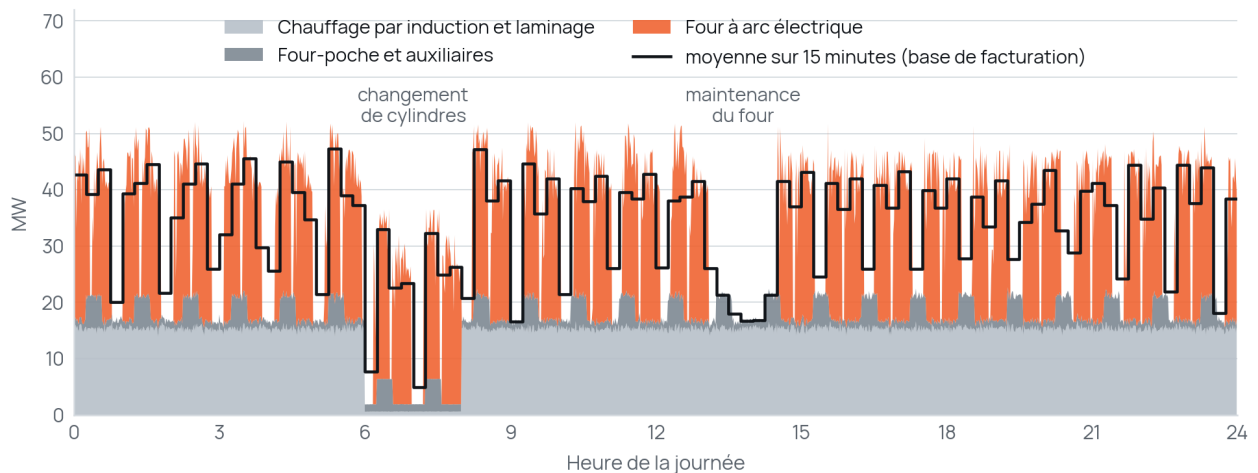
Les valeurs de planification comportent une réelle incertitude. En retenant les bornes basse et haute des fourchettes de référence de RC-1 (347 à 500 kWh/t pour le four, 50 à 100 pour les auxiliaires, 150 à 400 pour le chauffage par induction, 70 à 140 pour le laminage), l'électricité de la phase 1 irait d'environ 193 à 354 GWh par an (dérivé). La charge du four compte aussi. Lue comme une valeur pour une charge entièrement composée de ferraille, la valeur de planification de 450 kWh/t augmente d'environ 14,5 kWh/t pour chaque tranche de 10 % de DRI dans la charge [S39] ; c'est pourquoi ce livre blanc retient environ 490 kWh/t, soit environ 302 GWh par an en phase 1, comme valeur haute de planification pour les 30 % de DRI ou de HBI de RC-1 [S07]. Porter la part de DRI à 50 % ajouterait encore 29 kWh par tonne, soit environ 9 GWh par an. Un contrat de fourniture pour la phase 1 devrait donc être rédigé autour d'une fourchette, avec un mécanisme d'ajustement de la capacité contractée après la première année d'exploitation.

9.3 La charge varie de 30 à 35 MW au sein de chaque heure

Les charges moyennes masquent le profil qui compte pour le réseau. La figure 9.2 présente une journée d'exploitation illustrative de l'usine de phase 1, construite à partir des valeurs de planification de RC-1 au pas de la minute.

La charge de la phase 1 oscillerait entre environ 16 et 51 MW au sein de chaque heure

Journée d'exploitation illustrative de l'usine RC-1 phase 1, au pas de la minute (pas une prévision)



ILLUSTRATIF **Figure 9.2.** La charge de la phase 1 oscillerait entre environ 16 et 51 MW au sein de chaque heure. Journée d'exploitation illustrative : le chauffage par induction et le laminage forment une base stable ; le FAE ajoute 20 à 30 MW lorsqu'il est sous tension, sa puissance active étant plafonnée à environ 30 MW pour un transformateur de la classe 30 à 33 MVA ; la courbe noire est la moyenne sur 15 minutes utilisée pour la facturation.

Source : illustration de Cameroon Steel d'après les références de RC-1 : coulées d'environ 40 t et d'environ 18 MWh (450 kWh/t), à raison d'environ une par heure ; chauffage par induction de 11,25 MW et laminage de 4,13 MW pendant le fonctionnement du laminage ; auxiliaires de 1,3 MW plus les impulsions du four-poche [S07]. Il ne s'agit pas d'une prévision.

Trois chiffres tirés de cette illustration sont utiles pour la contractualisation (dérivé) :

- la **base stable** d'environ 16 à 18 MW (laminage, chauffage par induction et auxiliaires) fonctionne chaque fois que le laminage tourne ;
- le **four ajoute 20 à 30 MW** pendant environ 45 minutes par heure, si bien que la charge instantanée varie d'environ 30 à 35 MW au cours de chaque cycle ;
- la **moyenne sur 15 minutes** culmine à environ 47 MW, pour une puissance maximale appelée prévue de 55 MVA (45 à 65) [S07]. Le rapport entre la charge moyenne et la puissance maximale appelée est d'environ 65 % à 70 %, ce qui explique l'importance de la structure de la prime fixe (chapitre 3).

L'illustration montre aussi les deux types d'arrêt programmé qu'un contrat de fourniture doit prévoir : un arrêt du laminage, par exemple pour un changement de cylindres, qui supprime la base stable pendant une ou deux heures, et un arrêt du four pour maintenance, qui supprime la composante fluctuante. Chacun constitue un échelon de 15 à 30 MW dont le gestionnaire de réseau devrait être informé à l'avance.

9.4 Un plan énergétique en trois étapes

Le tableau 9.2 présente un plan qui fait correspondre chaque phase de l'aciérie aux infrastructures énergétiques disponibles à Kribi et aux mesures de politique publique proposées au chapitre 10.

Tableau 9.2 Plan énergétique phasé pour une aciérie électrique à Kribi (indicatif)

Élément	Étape 1 : phase 1 (travaux dès 2029, première coulée au second semestre 2030)	Étape 2 : phases 2 et 3 (indicatif, à partir de 2032)	Étape 3 : réserve DRI (après 2034, indicatif)
Raccordement au réseau	Travée 225 kV dédiée au poste du port ; poste 225/33 kV de l'usine	Extension dans l'étape de 330 à 400 MW du poste	Comme l'étape 2
Capacité contractée	Environ 55 MVA (45 à 65)	Jusqu'à environ 160 MVA (130 à 190)	Plus la charge du module DRI

Élément	Étape 1 : phase 1 (travaux dès 2029, première coulée au second semestre 2030)	Étape 2 : phases 2 et 3 (indicatif, à partir de 2032)	Étape 3 : réserve DRI (après 2034, indicatif)
Approvisionnement en énergie	Contrat de gros consommateur avec l'opérateur ou un producteur indépendant	Ajout d'une capacité garantie adossée au gaz à la centrale de Kribi	Comme l'étape 2 ; approvisionnement hydroélectrique pour l'ajout d'hydrogène ultérieurement
Qualité de l'électricité	SVC ou STATCOM et filtres issus d'une étude de raccordement	Extension pour les fours supplémentaires (sommation cubique du papillotement)	Comme l'étape 2
Gaz	Aucun	0,24 à 0,83 bcf/an pour le réchauffage, par gazoduc depuis la centrale	Environ 8,4 à 9,1 bcf/an pour 1 Mt/an de DRI
Énergies renouvelables	Solaire sur site là où il est économique ; attribut hydraulique si les règles de transit le permettent	Contrat hydroélectrique de long terme lié à de nouvelles capacités	Four à cuve compatible avec l'hydrogène
Charges essentielles	Groupes de secours et alimentation sans coupure par batteries	Extension	Extension
Flexibilité	Fusion programmée autour des pointes ; délestage d'urgence plafonné	Comme l'étape 1, sur plusieurs fours	Le module DRI peut moduler dans certaines limites
Condition préalable de politique publique	Tarif des gros consommateurs ; code de réseau pour les charges fluctuantes	Allocation de gaz ; règles de transit	Réserves certifiées ; formule de prix du gaz pour le DRI

Sources : analyse de Cameroon Steel ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; PAK [S14] ; volumes de gaz dérivés (chapitres 6 et 7).

L'étape 1 ne repose que sur des infrastructures qui existeront fin 2026 : la ligne et le poste 225 kV [S14]. Ses besoins critiques sont contractuels (un contrat de fourniture de gros consommateur) et techniques (l'étude de raccordement et la compensation). Elle ne requiert pas de gaz, ce qui met la première phase à l'abri de l'incertitude créée par le départ du FLNG.

L'étape 2 dépend de deux éléments extérieurs à l'usine : l'étape ultérieure du poste, de 330 à 400 MW, et une capacité thermique garantie pour couvrir les saisons sèches et les indisponibilités du transport. La source naturelle de cette capacité est la centrale à gaz de Kribi, au moyen d'une part dédiée de sa production ou d'une extension dans la limite de sa licence de 330 MW [S21][S22], ce qui suppose à son tour une allocation de gaz. Le gaz de réchauffage des laminoirs à profilés représente de faibles volumes et pourrait être livré par une antenne de gazoduc depuis la centrale.

L'étape 3 dépend des conditions relatives au gaz et au minerai exposées au chapitre 7. Elle ne devrait pas constituer une hypothèse de planification tant que les réserves ne sont pas certifiées et qu'un approvisionnement en boulettes de qualité DR n'est pas identifié.

LA PHASE 1 N'A PAS BESOIN DE GAZ : IL LUI FAUT UNE TRAVÉE 225 KV DÉDIÉE ET UN CONTRAT DE GROS CONSOMMATEUR. TOUT LE RESTE PEUT SUIVRE LES RÉFORMES DU RÉSEAU ET DU GAZ.

Cameroon Steel, livre blanc 05

9.5 Ce que coûterait l'électricité en phase 1

Selon les trois références de prix utilisées dans ce livre blanc, la facture d'électricité de la phase 1 à la valeur de planification de 289 GWh varierait d'un facteur proche de six (dérivé de [S07][S01][S03][S04]) ; à la valeur haute d'environ 302 GWh, chaque montant serait supérieur d'environ 4 % :

- à la moyenne HT historique de 18,4 FCFA/kWh, environ 5,3 milliards de FCFA par an ;
- au prix 2026 tout compris de la tranche MT de 9 à 10 MW, soit 43,7 FCFA/kWh, environ 12,6 milliards de FCFA par an, et environ 16,4 milliards de FCFA aux 56,7 FCFA/kWh que la même structure impliquerait pour le profil à fortes pointes de l'usine ;
- à la moyenne reflétant les coûts calculée par le régulateur de 105,46 FCFA/kWh, environ 30,5 milliards de FCFA par an.

À titre de comparaison, le premier groupe sidérurgique existant du Cameroun, Prometal, a payé environ 8,37 milliards de FCFA d'électricité en 2024 pour une charge d'environ 40 MW [S42]. Ce sont des chiffres indicatifs de coûts d'exploitation fondés sur des références de prix publiques, et non des estimations d'un quelconque contrat. Ils montrent pourquoi le cadre de prix du chapitre 3 est la plus importante variable énergétique de l'économie de l'usine, plus importante que tout gain plausible d'efficacité énergétique à l'intérieur de l'usine, et pourquoi la structure de la prime fixe compte autant que le prix de l'énergie. Le livre blanc 04 (chapitre 8) met ce coût de l'électricité en regard du coût des charges métalliques et de la transformation, dans une comparaison indicative entre une billette produite à Kribi et une billette importée.

9.6 Une charge programmable peut faire de l'aciérie un partenaire du réseau, dans certaines limites

Une aciérie à FAE est souvent perçue comme un problème pour un réseau. Sur un système à dominante hydroélectrique sujet à des déficits saisonniers, elle peut aussi faire partie de la solution, car une partie de sa charge peut être déplacée au cours de la journée à faible coût.

SOURCES DE FLEXIBILITÉ D'UNE ACIÉRIE ÉLECTRIQUE (INDICATIF, PHASE 1)

- **Programmation des coulées.** À la production soutenue attendue, le four n'est pas appelé à fonctionner pendant environ 1000 à 1800 heures par an, soit trois à cinq heures par jour. Placer ces heures dans la pointe du soir de la saison sèche retire de la pointe la charge moyenne du four, d'environ 18 MW, sans réduire la production annuelle.
- **Maintien en température au four-poche.** Maintenir l'acier en température au four-poche permet à l'aciérie de retarder de quelques minutes la mise sous tension suivante autour d'un incident sur le réseau.
- **Calage de la maintenance programmée.** Les réfections du revêtement du four et les changements de cylindres du laminoir peuvent être programmés aux périodes où le réseau est le plus tendu.
- **Déplacement des auxiliaires.** La production d'oxygène avec stockage liquide et le traitement de l'eau peuvent être déplacés au cours de la journée.
- **Écrêtement des pointes.** Une gestion de la puissance qui empêche le four et le four-poche d'atteindre leur pointe simultanément réduit la puissance maximale facturée.

Dérivé du profil de charge illustratif (figure 9.2) et des valeurs de planification de RC-1 [S07].

Cette flexibilité est programmable, non interruptible. Un four unique a besoin d'environ 7 300 à 7 900 heures par an pour couler le tonnage nominal de la phase 1 (livre blanc 03, chapitre 5) ; chaque heure d'effacement au-delà des heures d'arrêt prévues coûte donc environ une coulée (environ 40 t), qui ne peut être rattrapée : environ 4 000 t d'acier liquide, soit quelque 1,3 % de la production nominale d'acier liquide, par tranche de 100 heures (dérivé). Sur un système dont la pointe est de 1 278 MW [S01], retirer de la pointe du soir les 20 à 30 MW du four représente environ 1,6 % à 2,3 % de la demande de pointe, une contribution utile pour un réseau qui a laissé 150 MW de demande industrielle non servis en 2026 [S02]. Le cadre des gros consommateurs devrait donc rémunérer la pro-

grammation, par des prix de l'énergie modulés selon l'horaire ou une prime fixe mesurée à la pointe du système, et plafonner tout délestage d'urgence en heures et en nombre d'événements par an, avec un préavis permettant d'achever en sécurité la coulée en cours.

9.7 La gestion de l'énergie à l'intérieur de l'usine

Les pratiques propres de l'usine déterminent sa position dans les fourchettes de référence. Les principaux leviers d'une aciérie électrique sont bien connus :

- **La conduite du four.** Le chargement continu avec préchauffage de la ferraille, comme dans le procédé Consteel, a permis d'atteindre environ 321 kWh/t avec des économies d'électricité de 10 % à 15 % et une consommation d'électrodes inférieure à 1 kg/t [S38] ; une bonne préparation de la ferraille et la pratique du laitier moussant réduisent à la fois l'énergie et le papillotement.
- **L'enfournement à chaud.** Synchroniser la coulée continue et le laminoir pour que les billettes atteignent encore chaudes les inducteurs ramène l'énergie d'induction de la phase 1 vers le bas de sa fourchette de 150 à 400 kWh/t [S07].
- **Le comptage et la surveillance.** Le sous-comptage de chaque gros consommateur interne, avec des tableaux de bord en temps réel des kWh par tonne, du temps sous tension, de la consommation d'électrodes et de la qualité de l'électricité au point de couplage commun, transforme les références en objectifs quotidiens.
- **La déclaration.** La publication annuelle de l'intensité énergétique et des émissions de périmètre 2, selon les méthodes fondées sur la localisation et sur le marché, soutient le positionnement bas carbone décrit au chapitre 8.

CHAPITRE 10

CINQ RÈGLES, ET NON DES SUBVENTIONS, PRÉPARERAIENT LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE CAMEROUNAIS À L'INDUSTRIE LOURDE

Le Cameroun n'a pas besoin de subventionner l'énergie pour attirer une aciérie électrique ; il doit publier les règles sur la base desquelles les gros consommateurs peuvent planifier et emprunter. Cinq mesures rendraient le système énergétique finançable pour l'industrie lourde : un cadre tarifaire pour les gros consommateurs au-delà de 10 MW ; un code de réseau pour les charges fluctuantes ; un cadre d'allocation et de prix du gaz destiné au marché intérieur après le FLNG ; un transit et un accès des tiers au réseau effectifs ; et une planification intégrée des postes, de la capacité garantie et de l'hydroélectricité autour des zones industrielles. Chacune profiterait à tous les gros consommateurs, et aucune n'engage de fonds publics au profit d'un projet particulier.

10.1 Des règles plutôt que des accords au cas par cas

Les chapitres précédents font apparaître une constante. Le Cameroun dispose des ingrédients physiques d'une plateforme d'industrie lourde bas carbone : un réseau hydroélectrique à environ 226 g CO₂e/kWh [S10], une nouvelle alimentation 225 kV de la Zone industrialo-portuaire de Kribi [S14], un champ gazier voisin du port qui vient de perdre son acheteur à l'exportation [S05][S16], et environ 115 TWh par an de potentiel hydroélectrique non aménagé [S66]. Ce qui lui manque, ce sont des règles publiées pour les transactions qui transforment ces ingrédients en une offre dans laquelle on peut investir.

Aujourd'hui, un gros consommateur négocie le prix de son électricité sans tarif publié [S01], son raccordement sans code publié pour les charges fluctuantes, son gaz sans règles d'allocation publiées, et son accès aux producteurs indépendants sans règles publiées de transit et d'équilibrage. Chaque négociation est faite sur mesure, lente et révisable, et les prêteurs la décotent en conséquence. Le différend tarifaire de 2023 entre les producteurs d'acier et le régulateur [S44][S45] et la révision par le régulateur, en 2025, de certains contrats haute tension [S01] montrent le coût de cette incertitude.

Les recommandations ci-dessous sont donc conçues comme des règles publiques, et non comme des concessions accordées à un projet. Elles s'appuient sur les éléments des chapitres 1 à 9 et sont résumées au tableau 10.1.

10.2 Publier un cadre tarifaire pour les gros consommateurs au-delà de 10 MW

Quoi. L'ARSEL, avec le ministère de l'Eau et de l'Énergie (MINEE), devrait publier un cadre tarifaire pour les clients de plus de 10 MW raccordés en 90 kV ou en 225 kV, qui prolonge la logique de la grille MT existante [S54][S03] plutôt que de la remplacer. Ses principes devraient être les suivants :

- **Le coût du service en haute tension.** Le prix devrait refléter le coût de desserte d'un client haute tension à fort facteur de charge : énergie, transport, pertes et coût de la fermeté, sans les coûts de distribution et de basse tension inclus dans la moyenne du système de 105 FCFA/kWh [S04]. La décomposition indicative du chapitre 3 suggère que ce coût représente environ la moitié de la moyenne du système avant tarification de la fermeté.

- **Une structure binôme avec des régimes d'utilisation.** Une prime fixe assise sur une puissance maximale appelée mesurée sur 15 minutes et un terme d'énergie, avec des régimes qui récompensent une forte utilisation, comme le fait déjà la grille MT au-delà de 400 heures par mois [S03].
- **Une rémunération de la charge programmée.** Des prix de l'énergie modulés selon l'horaire, ou une prime fixe mesurée à la pointe du système, qui rémunèrent la charge déplacée hors de la pointe, tout délestage d'urgence étant plafonné en heures et en nombre d'événements par an et indemnisé au-delà du plafond.
- **Des règles explicites pour l'énergie réactive** qui récompensent la compensation locale.
- **Une indexation par formule.** Des ajustements annuels liés à des indices publiés (prix d'achat de l'hydroélectricité, prix du gaz, inflation), en lieu et place de révisions discrétionnaires.
- **Des durées longues.** Des contrats de 10 à 20 ans, afin que les prêteurs puissent les adosser à la dette.
- **Une trajectoire de transition pour les contrats historiques.** Les six contrats haute tension historiques, à environ 18,4 FCFA/kWh [S01], devraient converger vers le cadre sur une période publiée, afin que les utilisateurs nouveaux et existants se concurrencent à armes égales.

Pourquoi. Ce cadre donnerait à chaque gros consommateur une base publiée pour son plan d'affaires, à l'opérateur une base de principe pour sa tarification, et aux prêteurs un cadre qu'ils peuvent analyser.

10.3 Adopter un code de réseau pour les charges fluctuantes

Quoi. L'ARSEL et la SONATREL devraient publier, ou confirmer et compléter, le chapitre du code de raccordement consacré à la qualité de l'électricité pour les grandes charges fluctuantes telles que les FAE, les laminoirs et les gros moteurs. Le site de l'ARSEL mentionne un code de raccordement parmi ses textes réglementaires, mais son contenu n'a pas pu être vérifié pour ce livre blanc [S71]. Le code devrait :

- adopter l'approche de répartition des émissions de l'IEC TR 61000-3-7 pour le papillotement, avec par défaut les niveaux de planification de Pst 0,8 et Plt 0,6 en haute tension [S13], ainsi qu'une norme reconnue pour les harmoniques, telle que l'IEEE Std 519-2022 [S73] ;
- obliger le gestionnaire du réseau de transport à publier les niveaux de court-circuit minimaux et maximaux aux nœuds 90 kV et 225 kV, afin que les investisseurs puissent présélectionner les sites ;
- imposer une étude de raccordement pour toute charge au-delà d'un seuil, l'usine payant sa compensation et le gestionnaire de réseau fournissant la robustesse du raccordement ;
- imposer une surveillance permanente de la qualité de l'électricité au point de couplage commun, avec des données partagées entre l'usine et le gestionnaire, ainsi que des essais de mise en service avant la réception.

Pourquoi. Des obligations claires protègent les autres usagers des perturbations et protègent l'aciérie d'exigences illimitées. Le Cameroun dispose déjà d'un précédent national dont il peut tirer les leçons : le raccordement haute tension du FAE de Prometal à Douala [S42][S01].

DES OBLIGATIONS CLAIRES PROTÈGENT LES AUTRES USAGERS DES PERTURBATIONS ET PROTÈGENT L'ACIÉRIE D'EXIGENCES ILLIMITÉES.

Cameroon Steel, livre blanc 05

10.4 Créer un cadre d'allocation et de prix du gaz destiné au marché intérieur

Quoi. La SNH, les ministères chargés des hydrocarbures et de l'énergie, et les partenaires amont devraient remplacer le dispositif de l'époque du FLNG par un cadre national comprenant :

- un **audit indépendant des réserves restantes** de Sanaga Sud et d'Ebome, publié sous forme de synthèse avec un profil de production disponible [S17][S84] ;

- un **ordre de priorité et des volumes indicatifs** pour la production d'électricité (y compris la capacité garantie pour l'industrie), la chaleur industrielle et les usages chimiques comme la réduction directe ;
- des **formules de prix par catégorie d'utilisateurs**, suffisamment élevées pour soutenir l'investissement amont et suffisamment prévisibles pour le financement industriel, en partant des prix de référence de 2025, d'environ 3,2 USD/Mscf pour l'électricité et 5,0 à 5,6 USD/Mscf pour l'industrie [S05] ;
- une **clarification fiscale** sur l'application au gaz industriel de la taxe spéciale sur les produits pétroliers de 70 FCFA/m³, et sur son taux [S87] ;
- la **responsabilité de l'infrastructure** d'un gazoduc entre les installations de réception de la centrale à gaz de Kribi et la Zone industrialo-portuaire ;
- des **clauses contractuelles types**, et une règle fixant la manière dont les nouvelles découvertes, comme Yoyo-Yolanda [S17], sont intégrées au système national.

Pourquoi. Le gaz est la seule source nationale d'électricité thermique garantie et la seule voie de court terme pour produire du fer à partir du minerai camerounais. Sans règles d'allocation publiées, ni un contrat de capacité garantie ni une unité de réduction directe ne peuvent être financés.

10.5 Rendre effectifs le transit et l'accès des tiers au réseau

Quoi. La loi n° 2011/022 autorise déjà les producteurs indépendants à vendre à des clients éligibles à des prix négociés [S52], et la SONATREL publie un tarif de transport [S53]. Les pièces manquantes sont opérationnelles :

- la publication du code du marché et des règles d'équilibrage : comment la consommation d'un gros consommateur est rapprochée des injections de son producteur, comment les écarts sont réglés et à quel prix ;
- un **tarif de secours et d'appoint** pour les périodes où le producteur contractant est indisponible ;
- un dispositif de **garanties d'origine**, afin que l'hydroélectricité ou le solaire fournis sous contrat puissent être revendiqués selon la méthode fondée sur le marché pour le périmètre 2 ;
- la publication du seuil d'éligibilité des clients autorisés à contracter directement.

Pourquoi. Le transit permettrait aux gros consommateurs de contracter directement avec de nouveaux projets hydroélectriques et solaires, améliorant leur finançabilité et permettant à l'industrie de revendiquer l'attribut bas carbone dont le chapitre 8 montre qu'il vaut davantage que la moyenne du réseau.

LE CRITÈRE D'UN BON CADRE

Un prêteur qui lit les contrats d'électricité, de gaz et de raccordement d'un gros consommateur devrait pouvoir répondre à quatre questions à partir des seuls documents publiés : comment le prix évoluera, quelle est la fermeté de la fourniture, ce qui se passe en cas de défaillance, et qui paie les ouvrages. Aujourd'hui, aucune de ces quatre questions ne trouve de réponse dans les documents publics pour une charge de plus de 10 MW.

10.6 Planifier les postes, la capacité garantie et l'hydroélectricité autour des zones industrielles

Quoi. Le PAK, KPIZ S.A., la SONATREL, l'opérateur, la SNH et le MINEE devraient planifier l'approvisionnement énergétique de la Zone industrialo-portuaire de Kribi comme un programme unique :

- un **registre de la demande** des occupants potentiels, avec des charges phasées, actualisé chaque année, pour dimensionner l'étape ultérieure du poste du port, de 330 à 400 MW [S14] ;
- une **réservation de capacité** adossée à des jalons de projet et à une redevance de réservation, afin que les gros consommateurs puissent financer leurs usines et que la zone puisse planifier son extension ;
- des **frais de raccordement limités aux ouvrages propres**, afin que chaque occupant paie ses ouvrages dédiés et contribue aux ouvrages partagés par les tarifs réglementés ;

- une **capacité garantie à Kribi**, par l'extension de la centrale à gaz de Kribi dans la limite de sa licence de 330 MW [S21][S22] ou par de nouvelles capacités, une fois le gaz alloué ;
- des **débouchés industriels pour les nouvelles centrales hydroélectriques**, comme Kikot-Mbebe [S68], afin que les gros consommateurs contribuent au financement de la capacité bas carbone qu'ils consommeront.

Pourquoi. Cette planification alignerait le calendrier de l'approvisionnement énergétique de la zone sur les investissements de ses occupants et éviterait la situation, visible aujourd'hui à l'échelle nationale, d'une demande industrielle en attente de lignes de transport [S02].

Tableau 10.1 Recommandations de politique publique, responsabilités et calendrier

N°	Recommandation	Chef de file	Partenaires	Calendrier proposé	Bénéfice pour tous les gros consommateurs
1	Cadre tarifaire des gros consommateurs au-delà de 10 MW	ARSEL	MINEE, opérateur, SONATREL, organisations professionnelles	Consultation en 2027 ; entrée en vigueur en 2028	Prix et indexation publiés, fondés sur les coûts
2	Code de réseau pour les charges fluctuantes	ARSEL, SONATREL	Opérateur, industrie	2027	Obligations claires de qualité de l'électricité ; niveaux de court-circuit publiés
3	Cadre d'allocation et de prix du gaz destiné au marché intérieur	SNH et ministères chargés des hydrocarbures et de l'énergie	Partenaires amont, ARSEL	Audit des réserves en 2027 ; cadre en 2027 et 2028	Contrats gaziers finançables pour l'électricité et l'industrie
4	Transit, équilibrage et garanties d'origine	ARSEL, SONATREL	IPP, opérateur	2027 à 2028	Contrats directs avec des producteurs hydroélectriques et solaires
5	Planification énergétique intégrée de la zone de Kribi	PAK, KPIZ S.A.	SONATREL, opérateur, SNH, MINEE	Registre de la demande en 2027 ; conception de l'étape ultérieure du poste en 2027 et 2028	Capacité disponible au moment voulu ; frais de raccordement équitables
6	Transparence des données énergétiques	ARSEL, SNH, SONATREL	Institut de la statistique	Annuelle à partir de 2027	Niveaux de court-circuit, bilan gazier, facteurs d'émission du réseau

Source : recommandations de Cameroon Steel, fondées sur les éléments des chapitres 1 à 9. Le calendrier est indicatif.

La sixième ligne du tableau est une demande transversale. Plusieurs des lacunes de connaissance de ce livre blanc (chapitre 11) portent sur des données publiques de base : les niveaux de court-circuit aux principaux nœuds, un bilan gazier national rapproché et un facteur d'émission du réseau harmonisé. Les publier chaque année coûterait peu et aiderait tous les investisseurs.

10.7 Le séquençage des cinq mesures

Les cinq mesures n'ont pas à s'attendre les unes les autres, mais certaines sont nécessaires plus tôt que d'autres.

D'abord, d'ici 2027 : le cadre tarifaire et le code de réseau. Ce sont les deux règles dont une aciérie électrique de première phase a besoin avant de pouvoir signer un contrat de fourniture et spécifier sa compensation. Toutes deux relèvent des pouvoirs actuels du régulateur, toutes deux peuvent s'appuyer sur des textes existants (la grille tarifaire MT [S54][S03] et le code de raccordement mentionné sur le site du régulateur [S71]), et toutes deux profiteraient immédiatement à tous les gros consommateurs.

En parallèle, dès 2027 : l'audit des réserves de gaz. L'audit est la condition préalable de tout le reste en matière de gaz, de l'électricité garantie à Kribi à toute unité de réduction directe. Il prend du temps et devrait donc commencer le plus tôt possible après le départ du FLNG, même si la première phase d'une aciérie électrique n'a pas besoin de gaz.

D'ici 2028 : le transit, l'équilibre et les garanties d'origine ; le cadre d'allocation du gaz. Ces règles comptent pour la deuxième phase d'une aciérie électrique et pour les premiers contrats entre utilisateurs industriels et nouveaux producteurs hydroélectriques ou solaires. Elles exigent davantage de concertation, car elles touchent au revenu de l'opérateur et à l'économie des partenaires amont.

En continu : la planification intégrée de la zone de Kribi. Le registre de la demande, la réservation de capacité et la politique des frais de raccordement devraient démarrer avec la mise en service de la ligne 225 kV fin 2026 [S14] et être actualisés chaque année.

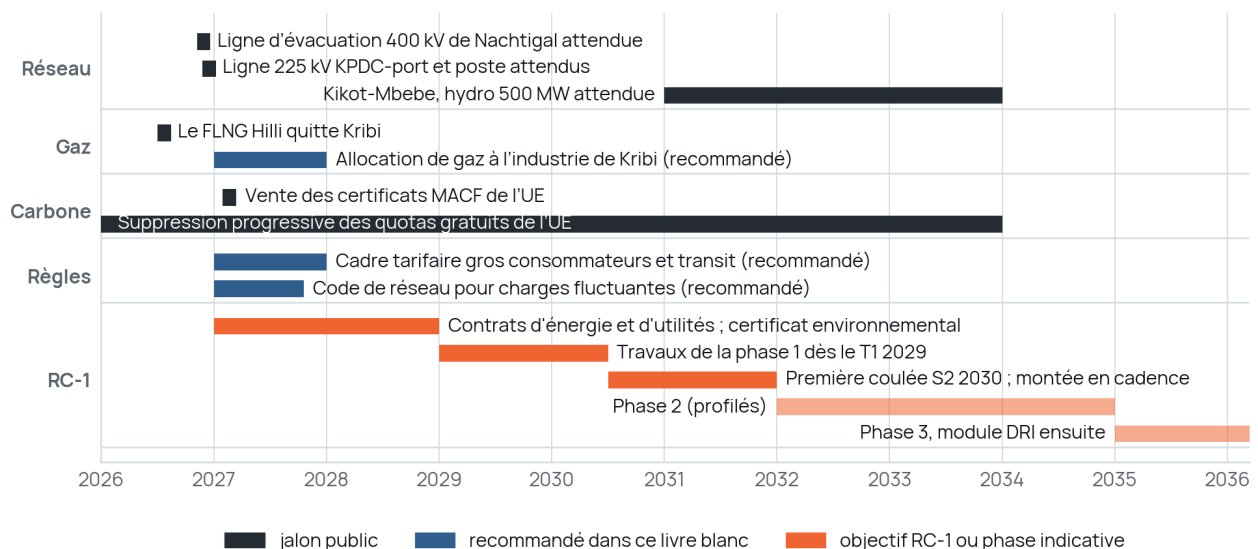
Aucune de ces mesures n'engage de fonds publics au profit d'un projet particulier. Chacune précise comment les coûts et les risques sont répartis entre l'État, l'opérateur, la société de transport, le secteur gazier et les utilisateurs, ce que les investisseurs et les prêteurs ont précisément besoin de voir.

10.8 Les jalons à venir

La figure 10.1 situe ces recommandations au regard des jalons publics déjà programmés et des objectifs indicatifs de RC-1.

Les jalons énergétiques que le Cameroun et une aciérie électrique doivent tenir, de 2026 à 2036

Jalons publics, mesures recommandées et objectifs RC-1 (objectifs et phases indicatives ne sont pas des engagements)



ILLUSTRATIF Figure 10.1. Les jalons énergétiques que le Cameroun et une aciérie électrique doivent tenir, de 2026 à 2036. Jalons publics (foncé), mesures de politique publique recommandées (bleu) et objectifs ou phases indicatives de RC-1 (orange ; pas des engagements).

Sources : Business in Cameroon, 9 octobre 2026 [S02] ; PAK, 6 août 2025 [S14] ; Kikot-Mbebe [S68] ; départ du FLNG [S16] ; MACF [S108] [S109] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification), calendrier indicatif [S07].

Le séquençage est favorable si les deux prochaines années sont bien employées. Les jalons du réseau et du port interviennent fin 2026 et début 2027. Les mesures de politique publique proposées ici pourraient être en place d'ici 2028. La phase 1 d'une aciérie électrique vise un démarrage des travaux au premier trimestre 2029, après son certificat de conformité environnementale, une première coulée au second semestre 2030 et une montée en cadence en 2031 [S07]. L'allocation gratuite de quotas de l'Union européenne à ses propres sidérurgistes tombe à zéro d'ici 2034 [S109], date à laquelle l'acier bas carbone aura le plus de valeur.

UNE ÉLECTRICITÉ FERME, UN PRIX PUBLIÉ ET UN APPROVISIONNEMENT EN GAZ ALLOUÉ : TROIS RÈGLES QUI FERAIENT DU RÉSEAU HYDROÉLECTRIQUE CAMEROUNAIS UN ATOUT INDUSTRIEL.

Cameroon Steel, livre blanc 05

10.9 Ce que les gros consommateurs peuvent offrir en retour

Les règles fonctionnent mieux lorsque les obligations sont réciproques. En échange d'un cadre publié, une aciérie électrique et les autres gros consommateurs peuvent apporter au système énergétique :

- **une demande de long terme à fort facteur de charge** qui améliore l'utilisation des nouvelles capacités de transport et de production ;
- **un investissement dans leur propre compensation et leurs ouvrages dédiés**, afin que le réseau partagé ne supporte pas leurs perturbations ;
- **une charge programmable**, par une fusion calée autour de la pointe du système et une maintenance programmée, représentant environ 1,6 % à 2,3 % de la pointe nationale pour une seule usine de la taille de la première phase de RC-1 (chapitre 9) ;
- **un débouché d'ancrage pour les nouvelles centrales hydroélectriques**, par des contrats de long terme qui améliorent la finançabilité de projets comme Kikot-Mbebe ;
- **de la transparence**, par le partage des données de qualité de l'électricité et la publication d'indicateurs d'énergie et d'émissions.

CHAPITRE 11

TREIZE LACUNES DE CONNAISSANCE SUBSISTENT, ET LA PLUPART PEUVENT ÊTRE COMBLÉES PAR LA PUBLICATION DE DONNÉES QUI EXISTENT DÉJÀ

Ce livre blanc repose sur des sources publiques, et plusieurs chiffres qui comptent pour une aciérie électrique ne figurent pas encore dans les documents publics. Les plus importants sont le niveau de court-circuit au nœud 225 kV de Kribi, les réserves de gaz certifiées restantes de Sanaga Sud, les conditions des contrats de gros consommateurs et de transit, et le texte du code de raccordement au réseau. La plupart de ces lacunes peuvent être comblées par des données que les institutions détiennent déjà ; d'autres le seront par les propres études de Cameroon Steel à mesure que le projet avance. Ce chapitre recense chaque lacune, explique pourquoi elle importe et comment elle sera comblée.

11.1 Pourquoi les lacunes importent

Chaque chapitre de ce livre blanc a tiré une conclusion d'éléments incomplets, et l'a signalé. Un lecteur qui souhaite agir sur la base de ces conclusions doit savoir lesquelles sont robustes et lesquelles dépendent de chiffres encore à confirmer. Les conclusions **robustes aux lacunes** sont les suivantes :

- L'électricité camerounaise est majoritairement hydraulique et bas carbone, quelle que soit la base de données utilisée [S01][S10].
- Aucun tarif réglementé n'existe pour les charges de plus de 10 MW, et les références publiées varient d'un facteur d'environ six [S01][S03][S04].
- Un FAE de la taille de la phase 1 de RC-1 exige un raccordement haute tension robuste et une compensation dynamique, quel que soit le niveau de court-circuit plausible à Kribi.
- Le départ du FLNG Hilli a fait disparaître le principal acheteur du gaz camerounais [S05][S16].
- La phase 1 d'une aciérie électrique n'a pas besoin de gaz [S07].

Les conclusions qui **dépendent des lacunes** portent sur les dimensionnements et les calendriers : quelle compensation est nécessaire, quelle quantité de gaz est disponible et pour combien de temps, à quel prix les gros consommateurs contracteront, et quand l'étape ultérieure du poste du port sera construite.

11.2 Les lacunes et la manière de les combler

Tableau 11.1 Lacunes de connaissance, leur importance et la voie de résolution

N°	Lacune	Pourquoi elle importe	Comment elle sera comblée	Détenteur des données	Échéance
1	Niveaux de court-circuit (minimaux et maximaux, en régime normal et en contigence) au nœud 225 kV de Kribi et sur le jeu de barres 30 kV du port	Fixe la taille de la compensation et le choix du raccordement (chapitres 4 et 5)	Demande à la SONATREL ; étude de raccordement par les ingénieurs de l'aciérie	SONATREL	Ingénierie d'avant-projet, 2027
2	Papillotement et harmoniques préexistants à Kribi	Détermine la part des niveaux de planification disponible pour une nouvelle usine	Campagne de mesure de la qualité de l'électricité au poste du port après sa mise en service	SONATREL, PAK	2027
3	Texte et dispositions relatives à la qualité de l'électricité du code de raccordement et du code du marché de l'ARSEL	Définit les obligations des charges fluctuantes et les règles de transit (chapitres 3 et 4)	Demande officielle à l'ARSEL ; les liens indiqués sur son site n'ont pas pu être ouverts le 10 octobre 2026 [S71]	ARSEL	Avant la demande de raccordement
4	Réserves certifiées restantes et profil de production disponible de Sanaga Sud et d'Ebome, et volume déjà produit sur les 500 bcf affectés au FLNG en 2014	Détermine si une capacité garantie au gaz et un module DRI peuvent être financés (chapitres 6 et 7)	Audit indépendant des réserves ; demande à la SNH et à l'opérateur pétrolier	SNH, opérateur pétrolier	Avant tout contrat gazier
5	Rapprochement des ventes de gaz 2025 de la SNH par acheteur (79,6 bcf) avec la production des champs (75,5 bcf)	Affecte le bilan gazier de la figure 6.1	Clarification de la SNH sur les bases de déclaration (stocks, volumes fiscaux et physiques)	SNH	2027
6	Application de la taxe spéciale sur les produits pétroliers (70 FCFA/m ³) au gaz industriel	Peut presque doubler le prix du gaz livré à l'industrie (chapitre 6)	Texte juridique primaire et décision administrative	Ministère des Finances, SNH	Avant une lettre d'intention gazière
7	Conditions des contrats haute tension existants et fondement des révisions de 2025	Crée un précédent pour un contrat de gros consommateur (chapitre 3)	Synthèse publique par l'ARSEL des principes appliqués, sans détail commercial	ARSEL, opérateur	Avec le cadre des gros consommateurs
8	Facteur d'émission du réseau en marge combinée harmonisé par les IFI pour le Cameroun	Détermine la comptabilisation du périmètre 2 pour les prêteurs (chapitre 8)	Extraction de la base harmonisée des IFI ; comparaison avec la moyenne de 226 g/kWh	Institutions financières internationales	Stade de l'EIES
9	Écart entre le bouquet de production 2025 du régulateur et la base internationale pour 2024	Affecte l'intensité du réseau utilisée dans les déclarations carbone	Rapprochement des données par centrale de l'ARSEL avec les intrants d'Ember ; privilégier les données mesurées	ARSEL, Ember	2027
10	Disponibilité garantie de la centrale à gaz de Kribi et conditions d'une tranche dédiée ou d'une extension	Détermine la manière de garantir l'alimentation des phases 2 et 3 (chapitres 5 et 9)	Discussions avec les propriétaires de la centrale après la conclusion de l'acquisition par l'État	Propriétaires de la KPDC, opérateur	Après la conclusion, attendue fin 2026
11	Calendrier et financement de l'étape ultérieure du poste du port (330 à 400 MW)	Détermine quand l'usine complète pourra se raccorder (chapitre 5)	Registre de la demande et planification avec le PAK et KPIZ S.A.	PAK, KPIZ S.A., SONATREL	2027 à 2028
12	Approvisionnement en boulettes de qualité DR et prix ; portée des options de concentré camerounais	Détermine l'économie d'un module DRI (chapitre 7)	Étude de marché des fournisseurs de boulettes DR ; études du minerai au titre de la convention minière	Marché, Cameroon Mining Company	Avant l'activation de la réserve DRI

N°	Lacune	Pourquoi elle importe	Comment elle sera comblée	Détenteur des données	Échéance
13	Consommation d'électricité par tonne garantie par le fournisseur pour le four (prévue entre 450 et 490 kWh/t) et disponibilité du four	Fixe la demande de la phase 1 (environ 289 à 302 GWh par an) et les heures disponibles pour la programmation autour des pointes (chapitres 1 et 9)	Garanties de performance de l'ingénierie d'avant-projet ; puissance du transformateur	Fournisseur de technologie, Cameroon Steel	Ingénierie d'avant-projet, 2027

Source : analyse de Cameroon Steel.

11.3 Les lacunes propres au projet

Certaines incertitudes relèvent de l'aciérie plutôt que des documents publics, et Cameroon Steel les lèvera par sa propre ingénierie :

- **Références ou garanties.** Les chiffres énergétiques de RC-1 sont des valeurs de planification issues de références publiées [S07]. L'ingénierie d'avant-projet avec le fournisseur de technologie les remplacera par des consommations garanties pour le four, le four-poche, les inducteurs et les laminoirs. L'estimation de l'électricité de la phase 1, prévue à environ 289 à 302 GWh par an, pourrait évoluer dans la fourchette plus large d'environ 193 à 354 GWh présentée au chapitre 9.
- **Puissance maximale appelée des phases 1 et 2.** RC-1 estime la puissance maximale appelée pour la phase 1 et pour l'usine complète, mais non pour le stade intermédiaire, pour lequel le chapitre 9 du livre blanc 03 interpole environ 85 à 110 MVA (dérivé). Elle sera estimée lorsque la deuxième ligne de fusion sera spécifiée.
- **Charge métallique.** La part de DRI ou de HBI importé, prévue à environ 30 % dans une fourchette de 20 % à 50 % [S07], influe à la fois sur l'électricité du four et sur les émissions de périmètre 3. Elle dépendra de la disponibilité et du prix de la ferraille, qui font l'objet d'autres livres blancs de cette série.
- **L'arbitrage du chauffage par induction.** La valeur de planification de 300 kWh par tonne de billette dépend du niveau d'enfournement à chaud atteint. Les essais en usine après la mise en service établiront la valeur réelle.

11.4 Des données qui aideraient tous les investisseurs

Plusieurs lacunes disparaîtraient si quelques institutions publiaient des données qu'elles détiennent déjà. Le chapitre 10 recommande une publication annuelle de données énergétiques couvrant : les niveaux de court-circuit aux principaux nœuds haute tension ; un bilan gazier national rapproché par champ et par acheteur ; la production par centrale, prévue et réalisée ; et un facteur d'émission du réseau harmonisé. Le rapport annuel 2025 du régulateur [S01] et les données pétrolières 2025 de la SNH [S05] vont déjà loin : ce livre blanc n'aurait pas pu être écrit sans eux. Les étendre dans ces directions servirait tous les investisseurs industriels qui envisagent le Cameroun.

11.5 Comment ce livre blanc sera mis à jour

Il s'agit d'une première édition. Cameroon Steel entend la mettre à jour lorsque de nouveaux éléments significatifs seront disponibles, en particulier :

- après la mise en service de la ligne et du poste 225 kV de Kribi, avec des données de réseau mesurées ;
- après la conclusion de l'acquisition par l'État des centrales thermiques de Kribi et de Dibamba [S29] ;
- après la publication de tout cadre tarifaire des gros consommateurs, de tout cadre d'allocation du gaz ou de toute règle de transit ;
- après l'ingénierie d'avant-projet de la phase 1 par Cameroon Steel.

Chaque mise à jour indiquera ce qui a changé et pourquoi, et conservera les statuts (sourcé, dérivé, hypothèse, illustratif) utilisés tout au long de cette édition.

ANNEXE A

MÉTHODE, HYPOTHÈSES ET CALCULS

Cette annexe expose la manière dont les chiffres de ce livre blanc ont été produits : les statuts des données, les conventions et facteurs de conversion, les hypothèses et leurs fourchettes, et l'arithmétique qui sous-tend chaque valeur dérivée. Les données de chaque graphique sont présentées sous forme de tableaux à l'annexe D et publiées avec l'édition web sous forme de fichiers de données, et les graphiques sont générés par un script à partir des mêmes valeurs, de sorte que le texte, les tableaux et les graphiques ne puissent pas diverger.

A.1 Statuts des données

Chaque chiffre de ce livre blanc porte l'un de quatre statuts, indiqué par une pastille sur chaque illustration :

- **Sourcé** : lu dans une source publiée recensée à l'annexe C.
- **Dérivé** : calcul de Cameroon Steel à partir de données sourcées ou prévisionnelles, présenté dans cette annexe.
- **Hypothèse** : une hypothèse de planification explicite, assortie d'une fourchette.
- **Illustratif** : un scénario ou une représentation du fonctionnement d'un phénomène, et non une prévision.

Trois autres termes qualifient uniquement les valeurs de RC-1, jamais un chiffre sourcé : prévu (une valeur de la configuration de référence), indicatif (une phase ultérieure ou une valeur restant à étudier) et objectif (une date de calendrier).

Les chiffres du projet proviennent de la configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification), édition du 10 octobre 2026, telle que révisée à cette date (RC-1.1) [S07]. Ce sont des valeurs prévisionnelles ou indicatives dérivées de références publiées, qui seront remplacées par des garanties de fournisseurs lors de l'ingénierie d'avant-projet. Elles ne constituent pas des engagements.

A.2 Conventions et facteurs de conversion

- **Monnaie**. Le franc CFA (FCFA, XAF) est arrimé à l'euro à 655,957 FCFA pour un euro. Le cours du dollar US est flottant ; ce livre blanc utilise un taux de planification de 600 FCFA par USD (fourchette de 560 à 650) [S07], sauf lorsqu'une source indique son propre taux. Les comptes 2025 de la SNH utilisent des taux trimestriels allant de 624,9 à 561,0 FCFA par USD [S05].
- **Volumes et énergie du gaz**. 1 Mscf (millier de pieds cubes standard) est pris égal à 1,037 MMBtu, soit environ 1,094 GJ sur la base du pouvoir calorifique supérieur ; 1 bcf vaut donc environ 1,094 PJ. 1 m³ vaut 35,315 pieds cubes standard, si bien que 1 Mscf vaut 28,317 m³. Avec ces facteurs, 9,2 à 10 PJ correspondent à une fourchette de 8,4 à 9,1 bcf [S39][S41].
- **Électricité**. 1 MWh vaut 3,6 GJ d'énergie finale. worldsteel compte chaque MWh pour environ 9,8 GJ d'énergie primaire [S35].
- **Tonnes**. Les produits finis sont les barres, le fil machine et les profilés ; l'acier liquide est l'acier coulé du four ; la charge métallique est la ferraille plus le DRI ou le HBI. La production nominale est la capacité de conception ; la production soutenue attendue est la fourchette de planification d'une année de régime (270 000 à 300 000 t en phase 1).
- **Heures de fonctionnement**. Les charges moyennes correspondent à l'énergie annuelle divisée par 8 000 heures de fonctionnement par an, comme dans RC-1 [S07].

A.3 Hypothèses et fourchettes

Tableau A.1 Hypothèses utilisées dans ce livre blanc, avec leurs fourchettes et leur statut

Paramètre	Valeur	Fourchette	Statut	Fondement
FCFA par USD (taux de planification)	600	560 à 650	hypothèse	RC-1 [S07]
Électricité du FAE, valeur de planification	450 kWh/t liquide	347 à 500	sourcé	SFI 2007 [S36]
Électricité du FAE, valeur haute de planification avec 30 % de DRI ou de HBI	Environ 490 kWh/t liquide (493,5)	sans objet	dérivé	450 + 3 × 14,5 [S39]
Transformateur du four, phase 1	Classe 30 à 33 MVA	environ 30 MW de puissance active avec surcharge de courte durée	hypothèse	RC-1 [S07]
Four-poche, coulée continue et auxiliaires	70 kWh/t liquide	50 à 100	hypothèse	RC-1 [S07]
Chauffage des billettes par induction (phase 1)	300 kWh/t de billette	150 à 400	hypothèse	RC-1 [S07]
Laminage	110 kWh/t de produit	70 à 140	sourcé	SFI 2007 [S36]
Réchauffage au gaz (phases 2 et 3)	1,3 GJ/t de produit	1,1 à 1,6	hypothèse	RC-1 [S07] ; fourchette MTD de l'UE [S40]
Gaz pour le DRI	9,2 à 10 GJ/t de DRI	planification RC-1 10 (9,2 à 10)	sourcé / hypothèse	[S39][S41][S07]
Part du DRI ou du HBI dans la charge métallique	30 %	20 % à 50 %	hypothèse	RC-1 [S07]
Surconsommation du FAE due au DRI	14,5 kWh/t par 10 % de DRI	non indiquée	sourcé	Energiron [S39]
Rendement métallique	0,88 t liquide par t de charges métalliques	0,85 à 0,91	hypothèse	RC-1 [S07]
Rendement de coulée et de laminage	0,94 t de produit par t liquide	0,92 à 0,96	hypothèse	RC-1 [S07]
Facteur d'émission du réseau	226 g CO ₂ e/kWh	200 à 300	sourcé	Ember via OWID, 2024 [S10]
Facteur d'émission du gaz naturel	0,0561 t CO ₂ /GJ	sans objet	sourcé	Valeur par défaut du GIEC 2006 [S07]
Facteur d'émission de la production au fioul	0,75 t CO ₂ /MWh	0,70 à 0,80	hypothèse	Hypothèse du livre blanc pour les centrales au fioul léger et lourd
Puissance maximale appelée, phase 1	55 MVA	45 à 65	hypothèse	RC-1 [S07]
Puissance maximale appelée, configuration complète	160 MVA	130 à 190	hypothèse	RC-1 [S07]
Facteur de puissance à la puissance maximale	0,95	0,90 à 0,98	hypothèse	Hypothèse du livre blanc (usine compensée)

Paramètre	Valeur	Fourchette	Statut	Fondement
Puissance de court-circuit du four ScCF	Environ deux fois la puissance d'un transformateur de la classe 30 à 33 MVA	1,5 à 2,5 × la puissance	hypothèse	Hypothèse d'évaluation préliminaire du livre blanc
Facteur de papillotement Kst	48 à 85	sans objet	sourcé	UIE, cité dans [S12]
Réduction du papillotement par un SVC	facteur 0,5	non indiquée	sourcé	[S12]
Impédance des transformateurs 30 kV du port	12 % à 18 %	sans objet	hypothèse	Valeurs typiques pour des unités de 60 MVA
Ratio de performance PV (profil journalier)	0,80	0,75 à 0,85	hypothèse	Hypothèse du livre blanc
Prix de référence du rond à béton à l'exportation	625 USD/t	620 à 630 USD	sourcé	AISU, 3 octobre 2026 [S09]

Source : comme indiqué.

A.4 Calculs

Bilans de RC-1. L'acier liquide est égal aux produits finis divisés par le rendement de coulée et de laminage (0,94) ; la charge métallique est égale à l'acier liquide divisé par le rendement métallique (0,88) ; la quantité de DRI ou de HBI est égale à la charge métallique multipliée par 30 %. L'électricité est égale à l'acier liquide multiplié par (450 + 70) kWh/t, plus 300 kWh/t sur les 300 000 t des laminoirs de la phase 1, plus 110 kWh/t sur l'ensemble des produits finis. Pour la phase 1, on obtient 319 149 t d'acier liquide et 288 957 MWh ; pour l'usine complète, 1 063 830 t et 753 191 MWh [S07]. À la valeur haute de planification, le four consomme 40 kWh de plus par tonne d'acier liquide : 301 723 MWh en phase 1, 442 872 MWh pour les phases 1 et 2 et 795 745 MWh à la configuration complète, soit 37,7, 55,4 et 99,5 MW sur 8 000 heures (dérivé). Le gaz de réchauffage représente 1,3 GJ/t sur les produits des phases 2 et 3 : 260 000 GJ pour 200 000 t et 910 000 GJ pour 700 000 t.

Coût de l'électricité par tonne (tableau 1.2). Le coût par tonne est égal à l'intensité électrique (0,963 MWh/t en phase 1 ; 0,753 MWh/t à la configuration complète) multipliée par le prix en FCFA/kWh et par 1 000, puis converti à 600 FCFA par USD. Par exemple, $0,963 \times 43,7 \times 1\,000 = 42\,091$ FCFA/t, soit 70,2 USD/t. À la valeur haute de planification, 1,006 MWh/t, tous les coûts sont supérieurs de 4,4 %.

Prix tout compris en moyenne tension (figures 3.1 et 3.2). Prix tout compris = (prime fixe mensuelle par kW / heures d'utilisation de la puissance souscrite + terme d'énergie) $\times 1,1$ au cube, où 1,1 au cube (1,331) applique les trois hausses annuelles de 10 % des tranches de 3 à 10 MW en 2024, 2025 et 2026 [S03]. À 650 heures par mois dans la tranche de 9 à 10 MW : $(15\,500 / 650 + 9) \times 1,331 = 43,7$ FCFA/kWh. Pour la phase 1 de RC-1 : $288\,957 \text{ MWh} / (55 \text{ MVA} \times 0,95) = 5\,530$ heures par an, soit 461 heures par mois, ce qui donne 56,7 FCFA/kWh. À 301 723 MWh : 5 775 heures par an, soit 481 par mois, ce qui donne 54,8 FCFA/kWh, 28 % au-dessus des 42,9 de la charge plate.

Prix haute tension historique. $17,80 \text{ milliards de FCFA} / 969,03 \text{ GWh} = 18,4 \text{ FCFA/kWh}$ [S01].

Tarif de transport. Pour une charge de 100 MW à 80 % de facteur de charge (700 800 MWh par an) : $(16,18 \text{ millions de FCFA} \times 100 + 0,41 \text{ FCFA} \times 700,8 \text{ millions de kWh} + 4,48 \text{ millions de FCFA}) / 700,8 \text{ millions de kWh} = 2,7 \text{ FCFA/kWh}$ [S53].

Centrale à gaz de Kribi. Facteur de capacité = $559,67 \text{ GWh} / (216 \text{ MW} \times 8\,760 \text{ h}) = 29,6 \%$. Consommation de gaz = $4,92 \text{ bcf} / 559,67 \text{ GWh} = 8,79 \text{ Mscf par MWh}$, soit environ 9,6 GJ par MWh, pour un rendement électrique d'environ 37 %. À 80 % de facteur de capacité : $216 \times 0,8 \times 8\,760 = 1\,514 \text{ GWh}$, nécessitant 13,3 bcf ; à 330 MW, 20,3 bcf. Coût du combustible par kWh à 3,2 USD/Mscf : $8,79 \times 3,2 / 1\,000 = 0,028 \text{ USD}$, soit environ 17 FCFA ; à 5,6 USD/Mscf, environ 30 FCFA. Émissions : $9,6 \text{ GJ/MWh} \times 0,0561 = 0,54 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$ [S05][S01].

Intensité du réseau limitée à la combustion, 2025 (chapitre 8). Environ 74 g/kWh, estimation reprise du livre blanc 06 (chapitre 3 et annexe A), afin que la série publie une seule valeur, avec une seule dérivation. Le taux d'émission de la production au gaz et au fioul implicite des données de 2024, environ 771 g/kWh, est appliqué à la production au gaz et au fioul déclarée par le régulateur pour 2025 ($559,7 + 153,9 + 66,7 = 780,3$ GWh) [S01], soit environ 602 kt de CO₂ ; rapporté à la production totale de 8 119,9 GWh, cela donne environ 74 g/kWh. L'hydroélectricité et le solaire sont comptés pour zéro sur cette base. L'écart avec la moyenne en cycle de vie de 226 g/kWh pour 2024 [S10] tient à la fois à la base (combustion ou cycle de vie) et à l'année et à la source des données (chapitre 2).

Gaz pour la réduction directe (figure 7.1). Gaz en bcf = capacité du module en Mt × GJ par tonne / 1,094. Pour 1 Mt : $9,2 / 1,094 = 8,4$ bcf ; $10 / 1,094 = 9,1$ bcf ; 23 à 25 MMscf par jour sur 365 jours. Sur vingt ans : 168 à 183 bcf. Coût du gaz par tonne de DRI = prix du gaz × GJ par tonne / 1,094 ; à 5,6 USD/Mscf : 47 à 51 USD/t.

Bilan gazier (figure 6.1). Usages intérieurs possibles : la centrale de Kribi à son appel de 2025 (4,92 bcf), à un facteur de capacité de 80 % (13,3 bcf) et étendue à 330 MW (20,3 bcf) ; l'acheteur industriel au double de son achat semestriel (6,2 bcf) ; le réchauffage de RC-1 à la configuration complète ($910\,000$ GJ / 1,094 = 0,83 bcf) ; un module DRI de 1 Mt/an (8,4 à 9,1 bcf). Sans DRI : $13,3 + 6,2 + 0,8 = 20,3$ bcf. Avec la centrale à 330 MW et le DRI : $20,3 + 6,2 + 0,8 + 9,1 = 36,5$ bcf.

Alimentation cumulée du FLNG (chapitre 6). L'exploitation de juin 2018 à juillet 2026 représente environ huit ans [S88][S16]. Pour 60 à 72 bcf par an, l'alimentation cumulée serait d'environ 490 à 580 bcf, du même ordre que l'affectation de 500 bcf [S84]. Il s'agit d'une approximation à remplacer par les relevés de production de la SNH.

Taxe spéciale sur les produits pétroliers. $70 \text{ FCFA/m}^3 \times 28,317 \text{ m}^3/\text{Mscf} = 1\,982 \text{ FCFA/Mscf}$, soit 3,2 USD à 625 FCFA par USD et 3,5 USD à 561 [S87][S05].

Évaluation préliminaire du papillotement (figure 4.3). $P_{st99} = K_{st} \times S_{ccF} / S_{ccPCC}$ est une relation simplifiée d'évaluation préliminaire propre au présent livre blanc, et non un calcul tiré d'une norme ; la fourchette de K_{st}, de 48 à 85, est celle de l'UIE, citée dans [S12]. La S_{ccF} est prise à environ deux fois la puissance d'un transformateur de la classe 30 à 33 MVA. La puissance de court-circuit nécessaire au PCC est la S_{ccF} multipliée par K_{st} et divisée par le niveau de planification de 0,8 : environ 4 000 MVA pour K_{st} 48 et environ 7 000 MVA pour K_{st} 85. Avec un SVC divisant le papillotement par deux [S12] : environ 2 000 à 3 500 MVA. Les résultats sont donnés avec un chiffre significatif ; la figure 4.3 et son tableau de l'annexe D sont établis à partir de ces résultats arrondis. Plusieurs fours identiques se combinent selon une loi cubique [S13] : deux fours produisent 2 à la puissance un tiers, soit environ 1,3 fois le papillotement d'un seul.

Niveau de court-circuit en 30 kV. La contribution d'un transformateur à un défaut sur son secondaire est approximativement égale à sa puissance divisée par son impédance en valeur réduite. Trois transformateurs de 60 MVA à 12 % donnent $3 \times 60 / 0,12 = 1\,500$ MVA ; à 18 %, 1 000 MVA. Une source 225 kV de puissance finie abaisse encore ces valeurs.

Solaire (chapitre 8). PVGIS v5.3 PVcalc pour 2,94 N, 9,91 E, silicium cristallin, 1 kWc, 14 % de pertes système, inclinaison optimale (6 degrés), base de rayonnement PVGIS-SARAH3 pour 2005 à 2023 : 1 334,7 kWh par kWc et par an [S19]. Facteur de capacité = $1\,334,7 / 8\,760 = 15,2$ %. Un parc de 50 MWc : $50 \times 1\,334,7 = 66,7$ GWh par an, soit 23 % des 289 GWh de la phase 1 et 22 % de 302 GWh. Les profils journaliers utilisent l'irradiance moyenne horaire de PVGIS DRcalc pour janvier et juillet, décalée du temps universel coordonné à l'heure d'Afrique de l'Ouest, multipliée par 50 MW pour 1 000 W/m² et par un ratio de performance de 0,80.

Périmètre 2 et seuil des émissions quasi nulles. Périmètre 2 par tonne = 0,963 MWh/t × facteur du réseau. Le seuil de l'AIE pour les émissions quasi nulles est de 0,40 - 0,35 × part de ferraille, en t CO₂e par tonne [S20] ; pour une part de ferraille de 70 % (253 868 t de ferraille sur 362 669 t de charges métalliques en phase 1 [S07]), il est de 0,155 t.

Profils de charge illustratifs (figures 4.1 et 9.2). Chaque coulée suit une séquence fixe : perçage (4 minutes, 20 MW en moyenne), fusion (16 minutes, 27 MW), rechargement (3 minutes, hors tension), perçage (4 minutes, 20 MW), fusion (12 minutes, 27 MW), affinage (8 minutes, 24 MW) et vidange et préparation (13 minutes, hors tension), avec une variation aléatoire de 35 % pendant le perçage, de 14 % pendant la fusion et de 4 % pendant l'affinage (germe aléatoire fixe), et une puissance active plafonnée à 30 MW, soit à peu près ce que fournit un transformateur de la classe 30 à 33 MVA avec une surcharge de courte durée. L'énergie moyenne par coulée est d'environ

18 MWh, soit environ 450 kWh par tonne pour une coulée d'environ 40 t, ce qui est cohérent avec la valeur de planification de RC-1. Les charges stables sont de 11,25 MW pour le chauffage par induction ($300 \text{ kWh/t} \times 37,5 \text{ t/h}$), de 4,13 MW pour le laminage ($110 \text{ kWh/t} \times 37,5 \text{ t/h}$) et de 1,3 MW pour les auxiliaires, plus une impulsion de 4,5 MW du four-poche pendant 20 minutes par heure. Les profils montrent la nature de la charge et ne sont pas des prévisions.

Valeur haute de planification du four (chapitre 1). 450 kWh/t, lus comme une valeur pour une charge entièrement composée de ferraille, plus 14,5 kWh/t par tranche de 10 points de DRI ou de HBI dans la charge [S39] : $450 + 3 \times 14,5 = 493,5 \text{ kWh/t}$ aux 30 % de RC-1, retenus comme valeur haute de planification d'environ 490 kWh/t (comme dans le livre blanc 03) ; 522,5 kWh/t à 50 %.

Charge programmable et coût des effacements (chapitre 9). Environ 8 000 coulées d'environ 40 t à la capacité nominale exigent environ 7 300 à 7 900 heures de four, à environ 55 à 59 minutes de coulée à coulée (450 à 490 kWh/t), sur les 8 760 heures de l'année (livre blanc 03, chapitre 5 et annexe A). Aux 7 000 à 7 700 heures d'exploitation qui donnent la production soutenue attendue, le four n'est pas appelé à fonctionner pendant les 1 060 à 1 760 heures restantes des 8 760 de l'année, soit trois à cinq heures par jour. Au-delà de ces heures, une heure d'effacement coûte environ une coulée (environ 40 t) : 100 heures coûtent environ 4 000 t d'acier liquide, soit environ 1,25 % de 319 149 t. Retirer 20 à 30 MW de la pointe représente 1,6 % à 2,3 % de la pointe 2025 de 1 278 MW [S01].

Métalliques et trafic portuaire entrant de la phase 1 (chapitre 7). La ferraille d'origine nationale est prévue à 30 000 t par an (0 à 60 000 t), dans la limite de la seule étude nationale chiffrée des gisements de ferraille, 53 000 à 61 833 t par an en 2006 [S98] ; le reste des 253 868 t de ferraille et les 108 801 t de DRI ou de HBI sont importés, ce qui, avec environ 6 % de consommables, donne environ 351 000 t par an de trafic portuaire entrant à la capacité nominale [S07].

Fourchette d'électricité de la phase 1 (chapitre 9). Cas bas : $319\,149 \text{ t} \times (347 + 50) \text{ kWh/t} + 300\,000 \text{ t} \times (150 + 70) \text{ kWh/t} = 192,7 \text{ GWh}$. Cas haut : $319\,149 \text{ t} \times (500 + 100) + 300\,000 \text{ t} \times (400 + 140) = 353,5 \text{ GWh}$.

A.5 Cartes

Les cartes ont été dessinées par Cameroon Steel à partir des données d'OpenStreetMap (© contributeurs d'OpenStreetMap, licence Open Database License), extraites par l'API Overpass le 24 juillet 2026 (côte, routes et occupation du sol autour de Kribi) et le 10 octobre 2026 (lignes, postes et centrales électriques du sud du Cameroun) [S60], ainsi que des frontières nationales de Natural Earth. OpenStreetMap est une base de données collaborative : ce n'est pas un relevé complet ni faisant autorité du réseau, et la ligne 400 kV de Nachtigal, par exemple, n'était pas cartographiée au moment de l'extraction. Le tracé de la nouvelle ligne 225 kV entre la centrale à gaz de Kribi et le port est dessiné de façon schématique entre ses extrémités publiées, et la position du poste du port est indicative. Aucune limite de site n'est représentée.

A.6 Contrôles de qualité

Avant publication, le texte a été vérifié quant à la cohérence entre chaque chiffre cité dans le texte, dans les tableaux et dans les données des graphiques ; quant aux unités, aux années et aux sources de chaque chiffre ; et quant à l'absence d'informations confidentielles ou commercialement sensibles. Les images générées portent la mention « Vue d'illustration » et ne sont pas des photographies d'un quelconque projet.

ANNEXE B

GLOSSAIRE DES TERMES ET ABRÉVIATIONS

Ce glossaire explique les termes techniques, les unités et les abréviations utilisés dans ce livre blanc, en langage courant, à l'intention des lecteurs qui ne sont pas spécialistes des réseaux électriques ou de la sidérurgie. Le terme anglais est indiqué entre parenthèses lorsque le lecteur est susceptible de le rencontrer dans les sources.

Termes

Terme	Définition
Auxiliaires (auxiliaries)	Les équipements de soutien d'une aciérie : pompes, ventilateurs, compresseurs, usine d'oxygène, ponts roulants et bâtiments
Billette (billet)	Demi-produit en acier de section carrée, obtenu par coulée continue et laminé en barres, en fil machine ou en profilés légers
Billette marchande (merchant billet)	Billette vendue au laminoir d'une autre entreprise plutôt que laminée par son producteur
Boulettes de qualité DR (DR-grade pellets)	Boulettes de minerai de fer à haute teneur en fer (au moins 64 % Fe environ) et faible teneur en impuretés, adaptées à la réduction directe
Centrale au fil de l'eau (run-of-river)	Centrale hydroélectrique à faible stockage, dont la production suit le débit du fleuve
Charge interruptible (interruptible load)	Charge que le gestionnaire de réseau peut effacer sur de longues périodes dans des conditions convenues, généralement en échange d'un prix plus bas ; une aciérie à four unique ne peut l'offrir sans perdre de la production
Charge programmable (schedulable load)	Charge dont l'horaire peut être décalé au cours de la journée, par exemple pour fondre hors des pointes du réseau, sans réduire la production annuelle
Charge métallique (metallic charge)	Les unités de fer fondues dans le four : ferraille, DRI, HBI ou fonte brute
Chauffage par induction (induction heating)	Chauffage des billettes au moyen d'un champ magnétique à haute fréquence qui induit des courants dans l'acier
Clause de prise ferme (take-or-pay)	Clause contractuelle par laquelle l'acheteur paie une quantité minimale, qu'il la prélève ou non
Client éligible (eligible customer)	Selon la loi camerounaise sur l'électricité, client autorisé à acheter auprès d'un producteur indépendant à un prix négocié
Code de raccordement (connection code)	Les règles qui définissent les obligations techniques des usagers raccordés à un réseau
Compensateur statique de puissance réactive (static var compensator, SVC)	Équipement composé de réactances commandées par thyristors et de batteries de filtres à condensateurs, qui absorbe les variations de puissance réactive d'un four
Compensation (de l'énergie réactive)	Équipement qui fournit ou absorbe de la puissance réactive au plus près d'une charge, stabilisant la tension
Coût actualisé de l'électricité (levelised cost of electricity, LCOE)	Le coût moyen par kWh d'une centrale sur sa durée de vie, incluant les coûts d'investissement et d'exploitation
Émissions de périmètre 1, 2, 3 (scope 1, 2, 3)	Émissions directes d'une usine (périmètre 1) ; émissions liées à l'électricité qu'elle achète (périmètre 2) ; autres émissions de sa chaîne d'approvisionnement (périmètre 3)
Enfournement à chaud (hot charging)	Alimentation de l'étape de réchauffage avec des billettes encore chaudes à la sortie de la coulée continue, ce qui économise de l'énergie

Terme	Définition
Équilibrage (balancing)	Rapprochement de la consommation d'un client avec les injections de son fournisseur sur le réseau, et règlement des écarts
Facteur d'émission du réseau (grid emission factor)	Les émissions de CO ₂ par kWh d'électricité d'un réseau, en moyenne ou à la marge ; il sert à calculer les émissions de périmètre 2
Facteur de capacité (capacity factor)	L'énergie effectivement produite en une année divisée par celle que la centrale produirait à pleine puissance toute l'année
Facteur de charge, durée d'utilisation (load factor, utilisation)	La charge moyenne divisée par la puissance maximale appelée, ou le nombre d'heures d'utilisation à la puissance maximale
FAE à ferraille (scrap-based EAF, scrap-EAF)	Filière qui produit l'acier en fondant de la ferraille dans un FAE, sans réduction préalable du minerai ; c'est la moins énergivore des trois filières
Fer briqueté à chaud (hot-briquetted iron, HBI)	DRI compacté à chaud en briquettes denses, qui peuvent être transportées et stockées en toute sécurité
Fermeté (firmness)	Le degré de garantie d'une fourniture, en MW et en heures, avec des recours en cas de défaillance
Fil machine (wire rod)	Produit long laminé à chaud de petit diamètre, livré en couronnes et destiné au tréfilage ou au treillis soudé
Four à arc électrique, FAE (electric arc furnace, EAF)	Four qui fond la ferraille, le DRI ou le HBI au moyen d'arcs électriques jaillissant entre des électrodes en graphite et la charge métallique
Four à cuve (shaft furnace)	Le réacteur vertical dans lequel les boulettes sont réduites en DRI par un flux ascendant de gaz réducteur
Four de réchauffage (reheating furnace)	Four au gaz qui porte les billettes ou les blooms à la température de laminage
Four-poche (ladle furnace, LF)	Petit four chauffé par arc électrique qui affine l'acier liquide et ajuste sa température avant la coulée
Gros consommateurs (large users)	Clients industriels dont la puissance dépasse le champ des tarifs réglementés, qui s'arrête à 10 MW au Cameroun
Harmoniques (harmonics)	Courants et tensions à des fréquences multiples de la fréquence d'alimentation de 50 Hz, créés par des charges non linéaires telles que les arcs et l'électronique de puissance
Haut fourneau-convertisseur, HF-BOF (blast furnace and basic oxygen furnace, BF-BOF)	Filière intégrée au minerai : le haut fourneau réduit le minerai en fonte au moyen de coke, puis le convertisseur à oxygène affine la fonte en acier
Laitier (slag)	Couche d'oxydes qui surnage sur l'acier liquide et recueille la gangue et les impuretés ; la pratique du laitier moussant réduit l'énergie consommée et le papillotement
Marge combinée (combined margin)	Facteur d'émission du réseau qui combine les centrales appelées à la marge aujourd'hui et les centrales récemment construites ; utilisé par les prêteurs pour la comptabilité des projets
Méthode fondée sur le marché (market-based method)	Mode de déclaration des émissions de périmètre 2 qui utilise le facteur d'émission de la fourniture contractée plutôt que la moyenne du réseau
N-1, N-2	Critères de sécurité : le système continue d'alimenter la charge après la perte d'un (ou de deux) éléments, comme une ligne ou un transformateur
Niveau de court-circuit, puissance de court-circuit (fault level, short-circuit power), Scc	La puissance qui s'écoulerait dans un court-circuit en un point du réseau ; mesure de la robustesse électrique du réseau
Papillotement (flicker), Pst, Plt	Fluctuations rapides de la tension qui font clignoter les lampes ; Pst est la sévérité de courte durée sur 10 minutes, Plt la sévérité de longue durée sur 2 heures
Perçage (bore-in)	Les premières minutes de fusion de chaque charge, lorsque les arcs s'enfoncent dans la ferraille froide et que la charge électrique est la plus instable
Point de couplage commun (point of common coupling, PCC)	Le point du réseau public le plus proche d'un client auquel d'autres clients sont ou pourraient être raccordés ; les limites de qualité de l'électricité s'y appliquent

Terme	Définition
Prime fixe (capacity charge)	La part d'un tarif payée par kW de puissance souscrite ou maximale, indépendamment de l'énergie consommée
Producteur indépendant d'électricité (independent power producer, IPP)	Producteur à capitaux privés ou mixtes qui vend son électricité sous contrat
Production nominale et production soutenue (nameplate and sustained output)	La production nominale est la capacité de conception d'une usine ; la production soutenue est ce qu'elle doit produire en année de régime, après les arrêts programmés et fortuits
Profilés (sections)	Produits longs laminés à chaud de section en I, en H, en U ou en cornière, utilisés en charpente
Puissance maximale appelée (maximum demand)	La charge moyenne la plus élevée sur un intervalle donné (souvent 15 minutes), qui sert à calculer la prime fixe
Puissance réactive (reactive power)	La part de la puissance électrique qui entretient les champs magnétiques ; elle charge les réseaux et abaisse la tension sans produire de travail utile
Réduction directe, fer de réduction directe (direct-reduced iron, DRI)	Élimination de l'oxygène du minerai de fer à l'état solide au moyen d'un gaz réducteur ; le produit est un fer métallique poreux
Relamineur (re-roller)	Laminoir qui achète des billettes et les lamine en barres ou en fil machine, sans aciérie propre
Rond à béton, armatures (rebar)	Barre d'acier à verrous laminée à chaud, utilisée pour armer le béton
STATCOM	Compensateur statique synchrone : convertisseur d'électronique de puissance qui fournit ou absorbe très rapidement de la puissance réactive
Tarification horaire (time-of-use price)	Prix de l'énergie qui varie selon l'heure de la journée, plus élevé à la pointe du système
Transit (wheeling)	Acheminement, par le réseau et contre une redevance de transport, de l'électricité achetée à un producteur jusqu'à un client
Unité flottante de liquéfaction (floating LNG, FLNG)	Navire qui liquéfie le gaz naturel en mer en vue de son exportation
Unités de fer (iron units)	Le fer métallique apporté à l'aciérie, sous forme de ferraille, de DRI, de HBI ou de fonte brute

Source : Cameroon Steel.

Abréviations et unités

Abréviation	Signification
AIE (IEA)	Agence internationale de l'énergie
ARSEL	Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité, le régulateur de l'électricité
BAD (AfDB)	Banque africaine de développement
bcf, Tcf	Milliard (bcf) et millier de milliards (Tcf) de pieds cubes standard de gaz naturel
bcm	Milliard de mètres cubes
CEMAC	Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale
CO ₂ e	Équivalent dioxyde de carbone
FAE (EAF)	Four à arc électrique
FCFA	Franc CFA d'Afrique centrale (XAF), arrimé à 655,957 FCFA pour un euro
FID	Décision finale d'investissement
GJ, PJ	Gigajoule, pétajoule (un million de GJ)
GWh, TWh	Gigawattheure, térawattheure
HF-BOF (BF-BOF)	Haut fourneau-convertisseur, filière intégrée au minerai

Abréviation	Signification
HT, MT, BT (HV, MV, LV)	Haute, moyenne et basse tension
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
KPDC	Kribi Power Development Corporation, propriétaire de la centrale à gaz de Kribi
KPIZ S.A.	Société qui gère la Zone industrialo-portuaire de Kribi (Kribi Port Industrial Zone) avec le PAK et des partenaires privés
kV	Kilovolt
MACF (CBAM)	Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne
MINEE	Ministère de l'Eau et de l'Énergie
MINEPAT	Ministère de l'Économie, de la Planification et de l'Aménagement du Territoire
Mscf, MMscf/j	Millier de pieds cubes standard ; million de pieds cubes standard par jour
Mt/an (Mtpa)	Million de tonnes par an
MVA, MW	Mégavoltampère (puissance apparente), mégawatt (puissance active)
Nm ³	Mètre cube normal
OSM	OpenStreetMap
PAK	Port Autonome de Kribi, l'autorité portuaire de Kribi
PVGIS	Système d'information géographique photovoltaïque du Centre commun de recherche de la Commission européenne
RC-1	Configuration de référence de Cameroon Steel pour le complexe sidérurgique de Mboro
RIS, RIN	Réseau interconnecté Sud, Réseau interconnecté Nord
SFI (IFC)	Société financière internationale
SNH	Société Nationale des Hydrocarbures
SONATREL	Société Nationale de Transport de l'Électricité, la société de transport de l'électricité
THD	Taux de distorsion harmonique
TSPP (STPP)	Taxe spéciale sur les produits pétroliers
UIE	Union internationale pour les applications de l'électricité
USD	Dollar des États-Unis

Source : Cameroon Steel.

ANNEXE C

SOURCES

Chaque source citée dans ce livre blanc est recensée ci-dessous avec son repère [S-id], numéroté dans l'ordre de première citation. Les liens ont été vérifiés au plus tard le 10 octobre 2026. Les publications du Port Autonome de Kribi sont citées par leur titre et leur date, sans lien. Les titres des sources sont donnés dans leur langue d'origine.

Tableau C.1 Sources citées dans ce livre blanc

Repère	Titre	Éditeur	Date	Lien ou référence
S01	Rapport d'activités 2025 de l'ARSEL	ARSEL (régulateur de l'électricité)	7 sept. 2026	https://arsel-cm.org/wp-content/uploads/2026/09/Rapport-ARSEL-2025.pdf
S02	Nachtigal power line delays leave 150 MW of industrial demand unmet	Business in Cameroon	9 oct. 2026	https://www.businessincameroon.com/public-management/0910-16939-nachtigal-power-line-delays-leave-150-mw-of-industrial-demand-unmet
S03	Tableaux tarifaires, Décision ARSEL N°00000427 (MT 2023-2025)	ARSEL	mis en ligne en janv. 2026	http://arsel-cm.org/wp-content/uploads/2026/01/TABLEAUX-TARIFAIRES-decision-MT-2023-2025.pdf
S04	Décision fixant le montant de la RMA ENEO au titre de l'exercice 2025 (réajustée)	ARSEL	19 déc. 2025	http://arsel-cm.org/wp-content/uploads/2026/01/Decision-fixant-le-Montant-de-le-RMA-Eneo-au-titre-de-leexercice-2025-du-19-12-2025.pdf
S05	Données pétrolières 2025	SNH	publié en juin 2026	https://snh.cm/wp-content/uploads/2026/06/Donnees-petrolieres-2025.pdf
S06	Industrialisation : la voie royale de l'émergence	Cameroon Tribune	2 janv. 2025	https://cameroon-tribune.cm/article.html/68558/fr.html/details_2
S07	Configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification), édition du 10 octobre 2026 (RC-1.1) : phases, références avec fourchettes, bilans et calendrier indicatifs	Cameroon Steel	10 oct. 2026	Chiffres de planification, et non des engagements. Non publiée sous forme de document distinct ; les chiffres utilisés figurent dans ce livre blanc (annexe A ; valeurs représentées à l'annexe D)
S08	Kribi : le Premier ministre, chef du gouvernement est là	Cameroon Tribune	30 déc. 2024	https://cameroon-tribune.cm/article.html/68499/fr.html/details_2
S09	Weekly steel prices (archive 40468)	Arab Iron & Steel Union (AISU)	3 oct. 2026	https://aisusteel.org/en/archives/40468
S10	Carbon intensity of electricity generation (Ember data)	Our World in Data	Données consultées en oct. 2026	https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity
S11	API publique UN Comtrade, Cameroun (déclarant 120), SH 72/73 et lignes à 6 chiffres, 2019 à 2023	Division de statistique des Nations unies	consulté le 10 oct. 2026	https://comtradeapi.un.org/public/v1/preview/C/A/HS?reporterCode=120&period=2023&partnerCode=0&flowCode=M&cmdCode=72,73,7207,7208,7209,7210,7213,7214,7216,7217,7304,7305,7306,7308
S12	US Patent 10,145,612 : Flicker reduction in electric arc furnaces by means of flicker prediction from the state determination in the initial phase of the smelting process	Siemens (titulaire actuel : Siemens Energy Global)	Délivré le 4 déc. 2018	https://patents.google.com/patent/US10145612

Repère	Titre	Éditeur	Date	Lien ou référence
S13	IEC TR 61000-3-7:2008, Electromagnetic compatibility, Part 3-7 : Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems (Ed. 2.0) ; indicative planning levels for flicker : Table 2 (section 4.2.1)	Commission électrotechnique internationale (intitulé du tableau lu dans l'aperçu du site VDE Verlag ; valeurs recoupées avec des reproductions secondaires)	2008	https://www.vde-verlag.de/iec-normen/preview-pdf/info_iectr61000-3-7{ed2.0}.en.pdf
S14	Kribi franchit la ligne électrique 225 kV	PAK	6 août 2025	Publication du Port Autonome de Kribi, citée par son titre et sa date (sans lien)
S15	Énergie et infrastructures : un nouvel élan pour la compétitivité du Port de Kribi	PAK	19 août 2026	Publication du Port Autonome de Kribi, citée par son titre et sa date (sans lien)
S16	Le navire usine quitte le Cameroun, le gaz s'arrête	Camer.be	9 juil. 2026	https://www.camer.be/93911/12:1/le-navire-usine-quitte-le-cameroun-le-gaz-sarrete-cameroon.html
S17	Cameroon's SNH eyes Yoyo-Yolanda and new exploration blocks to sustain gas growth	Business in Cameroon	6 juil. 2026	https://www.businessincameroon.com/energy/0607-16422-cameroon-s-snh-eyes-yoyo-yolanda-and-new-exploration-blocks-to-sustain-gas-growth
S18	European buyers uninterested in BPI and HBI purchases, prices up nominally due to freight	SteelOrbis	16 mars 2026	https://www.steelorbis.com/steel-prices/steel-prices-market-analyses/scrap-and-raw-materials/european-buyers-uninterested-in-bpi-and-hbi-purchases-prices-up-nominally-due-to-freight-1441884.htm
S19	Services web PVGIS v5.3 (PVcalc, DRcalc), Kribi 2,94 N 9,91 E, PVGIS-SARAH3 2005 à 2023	Commission européenne, Centre commun de recherche	Consulté le 10 oct. 2026	https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_3/
S20	Achieving Net Zero Heavy Industry Sectors in G7 Members	AIE	19 mai 2022	https://iea.blob.core.windows.net/assets/c4d96342-f626-4aea-8dac-df1d1e567135/AchievingNetZeroHeavyIndustrySectorsinG7Members.pdf
S21	Kribi Power Development Corporation	MIGA (Groupe de la Banque mondiale)	2014	https://www.miga.org/project/kribi-power-development-corporation-0
S22	The AfDB praises the impacts of the planned extension of the Kribi gas-fired power plant	Business in Cameroon	1er juil. 2020	https://www.businessincameroon.com/energy/0107-10486-the-afdb-praises-the-impacts-of-the-planned-extension-of-the-kribi-gas-fired-power-plant
S23	Zone industrielo-portuaire de Kribi (KPIZ) : jusqu'à +8 points de croissance et 150 000 emplois...	Investir au Cameroun	4 mars 2026	https://www.investiraucameroun.com/gestion-publique/0403-23163-zone-industriolo-portuaire-de-kribi-kpiz-jusqu-a-8-points-de-croissance-et-150-000-emplois-attendus-sur-15-ans
S24	Zone industrielle Kribi : 400 milliards FCFA investis et 53 entreprises autorisées à s'implanter depuis 2018	Investir au Cameroun	20 mai 2025	https://www.investiraucameroun.com/gestion-publique/2005-22033-zone-industrielle-kribi-400-milliards-fcfa-investis-et-53-entreprises-autorisees-a-s-implanter-depuis-2018
S25	Cameroon speeds up Kribi bitumen plant with tax breaks and refining license	Business in Cameroon	10 juin 2026	https://www.businessincameroon.com/public-management/1006-16302-cameroon-speeds-up-kribi-bitumen-plant-with-tax-breaks-and-refining-license
S26	Stratégie Nationale de Développement 2020-2030 (SND30)	République du Cameroun / MINEPAT (hébergé par FAOLEX)	2020	https://faolex.fao.org/docs/pdf/cmr211554.pdf
S27	Loi n° 2023/014 du 19 décembre 2023 portant Code minier (official text, mirror)	Rural-info (copie du texte officiel)	19 déc. 2023	http://rural-info.net/wp-content/uploads/2024/11/Loi-N°2023-014-du-19-decembre-2023-portant-Code-Minier.pdf

Repère	Titre	Éditeur	Date	Lien ou référence
S28	Cameroon completes buyback of Eneo in a CFA78 billion deal with Actis	Business in Cameroon	vers le 20 févr. 2026	https://www.businessincameroon.com/energy/2002-15795-cameroon-completes-buyback-of-eneo-in-a-cfa78-billion-deal-with-actis
S29	Au Cameroun, l'État veut reprendre les centrales de Kribi et Dibamba à Globeleq	Forbes Afrique	11 août 2026	https://forbesafrique.com/au-cameroon-letat-veut-reprendre-les-centrales-de-kribi-et-dibamba-a-globeleq/
S30	Carbon Border Adjustment Mechanism	Commission européenne (DG TAXUD)	s.d., consulté en oct. 2026	https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en
S31	Energy use in the steel industry (fact sheet)	World Steel Association (copie hébergée par l'Australian Steel Institute)	2016	https://www.steel.org.au/getattachment/bfc722b0-1320-4d04-84df-30bdd500a5b/fact_energy_2016.pdf
S32	Cameroun : le groupe Prometal décroche 26 milliards FCFA auprès d'Afreximbank...	Sikafinance	30 sept. 2026	https://www.sikafinance.com/marches/cameroon-le-groupe-prometal-decroche-26-milliards-fcfa-aupres-dafreximbank-pour-renforcer-sa-production-dacier-et-conquerir-de-nouveaux-marches_64623
S33	Cameroun : Prometal décroche 26,2 milliards FCFA d'Afreximbank	Camer.be	1er oct. 2026	https://www.camer.be/actualites/economie/cameroon-prometal-decroche-262-milliards-fcfa-dafreximbank.html
S34	Sustainability Indicators 2025 report	worldsteel	nov. 2025 (mise à jour févr. 2026)	https://worldsteel.org/zh-hans/wider-sustainability/sustainability-indicators/sustainability-indicators-report-2025/
S35	Iron and Steel Technology Roadmap	AIE	oct. 2020	https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb0c8ec1-3665-4959-97d0-187ceca189a8/Iron_and_Steel_Technology_Roadmap.pdf
S36	Environmental, Health, and Safety Guidelines for Integrated Steel Mills	IFC / World Bank Group	30 avr. 2007	https://www.ifc.org/content/dam/ifc/doc/2000/2007-integrated-steel-mills-ehs-guidelines-en.pdf
S37	Best Available Techniques Reference Document, Iron and Steel (EUR 25521)	EC JRC	2013	https://bureau-industrial-transformation.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/IS_Adopted_03_2012.pdf
S38	Enhanced EAF steelmaking through continuous charging (Consteel)	EC ICIT	s.d., consulté en oct. 2026	https://innovation-centre-for-industrial-transformation.ec.europa.eu/innovative-techniques/enhanced-eaf-steelmaking-through-continuous-charging-scrap-preheating-and
S39	ENERGIRON technology (DRI-EAF with natural gas or H ₂)	EC ICIT	réf. du 12 févr. 2026	https://innovation-centre-for-industrial-transformation.ec.europa.eu/innovative-techniques/energiron-technology-drieaf-production-route-using-natural-gas-or-h2
S40	Commission Implementing Decision (EU) 2022/2110, BAT conclusions, ferrous metals processing	Commission européenne (JO L 284)	11 oct. 2022	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022D2110
S41	Suez Steel sets new benchmark in energy consumption for DRI production	Danieli	16 avr. 2026	https://www.danieli.com/en/news-media/news/suez-steel-sets-new-benchmark-energy-consumption-dri-production_37_1051.htm
S42	Prometal, Acero Metal, Aciéries du Cameroun... qui est le plus gros consommateur d'électricité de la métallurgie camerounaise	EcoMatin	15 juil. 2026	https://ecomatin.net/prometal-acero-metal-acieries-du-cameroon-qui-est-le-plus-gros-consommateur-deelectricite-de-la-metallurgie-camerounaise
S43	Matériaux de construction : l'offensive locale	Cameroon Tribune	24 avr. 2023	https://www.cameroon-tribune.cm/article.html/56766/en.html/details_2
S44	Hausse des tarifs d'électricité : l'ARSEL minimise l'impact sur les entreprises	EcoMatin	6 janv. 2023	https://ecomatin.net/hausse-des-tarifs-deelectricite-larsel-minimise-limpact-de-cette-operation-sur-les-entreprises-cmr

Repère	Titre	Éditeur	Date	Lien ou référence
S45	Électricité : les aciéries s'insurgent contre la hausse des tarifs	EcoMatin	10 janv. 2023	https://ecomatin.net/electricite-les-acieries-sinsurgent-contre-la-hausse-des-tarifs-deelectricite
S46	Regulation (EU) 2023/956 (CBAM), Annex I	EUR-Lex (JO L 130)	16 mai 2023	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0956
S47	Price of CBAM certificates	Commission européenne	5 oct. 2026 (dernière)	https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism/price-cbam-certificates_en
S48	Electricity production by source (Ember / Energy Institute data)	Our World in Data	Données consultées en oct. 2026	https://ourworldindata.org/grapher/electricity-prod-source-stacked
S49	Cameroon country profile	International Hydropower Association	s.d., consulté en oct. 2026	https://www.hydropower.org/country-profiles/cameroon
S50	Kribi gas power plant resumes operations after debt resolution ; Cameroon to build two new gas power plants	Business in Cameroon (et Forbes Afrique sur la préemption)	févr. à mars 2025	https://www.businessincameroon.com/energy/2702-14501-kribi-gas-power-plant-resumes-operations-after-debt-resolution ; https://www.businessincameroon.com/energy/1103-14518-cameroon-to-build-two-new-gas-power-plants-adding-500-mw-to-grid ; https://forbesafrique.com/au-cameroun-letat-veut-reprendre-les-centrales-de-kribi-et-dibamba-a-globeleq/
S51	Cameroon renationalises power company Eneo, renames it Socadel	Enerdata	11 mai 2026	https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/cameroon-renationalises-power-company-eneo-renames-it-socadel.html
S52	Reforming Cameroon's power sector (sur la loi n° 2011/022 du 14 décembre 2011)	IFLR (Orrick Herrington & Sutcliffe ; ENEO)	3 juin 2016	https://www.iflr.com/article/2gjw2n5ocpr2orkj9qxcrliflr1000/reforming-cameroons-power-sector
S53	Tarif transport et GRT (Décision 0000017D)	ARSEL	17 janv. 2025	http://arsel-cm.org/wp-content/uploads/2026/01/TARIF-TRANSPORT-ET-GRT-1.pdf
S54	Décision N°00000427 fixant les tarifs de vente HT d'électricité des clients MT et seuils minima de négociation "Grands Comptes"	ARSEL	12 déc. 2022	http://arsel-cm.org/wp-content/uploads/2025/12/2022_decision_n_00000427_d_arsel_fixant_tarifs_de_vente_hors_taxes_deelectricite_clients_de_la_mt_en_eo_12_12_2022_19_05_30.pdf
S55	Cameroon's journey toward affordable, reliable and universal electricity access	Banque mondiale	16 janv. 2025	https://www.banquemondiale.org/fr/news/feature/2025/01/16/cameroon-journey-toward-affordable-reliable-and-universal-electricity-access-for-all
S56	Cameroon's power purchases from IPPs rise 17 % to CFA156.1bn in 2024	Business in Cameroon	14 janv. 2026	https://www.businessincameroon.com/energy/1401-15608-cameroon-s-power-purchases-from-ipp-s-rise-17-to-cfa156-1bn-in-2024
S57	Cameroon plans higher electricity rates for some businesses to ease sector strain	Business in Cameroon	8 mai 2026	https://www.businessincameroon.com/energy/0805-16144-cameroon-plans-higher-electricity-rates-for-some-businesses-to-ease-sector-strain
S58	Eneo seeks CFA54bn to secure future for vital Songloulou dam	Business in Cameroon	15 mai 2025	https://www.businessincameroon.com/public-management/1505-14658-eneo-seeks-cfaf54bn-to-secure-future-for-vital-songloulou-dam
S59	Cameroon, Lom Pangar Hydropower Project (P114077) : Implementation Completion and Results Report (ICR00004891)	Banque mondiale	23 déc. 2019	https://documents1.worldbank.org/curated/en/625471579097390098/pdf/Cameroon-Lom-Pangar-Hydropower-Project.pdf
S60	Éléments du réseau électrique d'OpenStreetMap (lignes, postes, centrales), sud du Cameroun, via l'API Overpass ; extraction de base de Kribi (côte, routes, occupation du sol)	Contributeurs d'OpenStreetMap (ODbL)	Extractions des 24 juil. et 10 oct. 2026	https://www.openstreetmap.org (raw extracts published with the web edition)

Repère	Titre	Éditeur	Date	Lien ou référence
S61	Énergie : Nachtigal franchit le cap des 3,6 TWh injectés dans le réseau en un an	Journal du Cameroun	15 juin 2026	https://fr.journalducameroun.com/energie-nachtigal-franchit-le-cap-des-36-twh-injectes-dans-le-reseau-en-un-an/
S62	Energy : MINEE announces works to boost the production of Memvé'élé hydroelectric power station (211 MW)	Business in Cameroon	3 juil. 2020	https://www.businessincameroon.com/energy/0307-10497-energy-minee-announces-works-to-boost-the-production-of-memveele-hydroelectric-power-station-211-mw
S63	Décision N°0000018D (prévisionnelle 2025)	ARSEL	17 janv. 2025	http://arsel-cm.org/wp-content/uploads/2025/12/2025_decision_n0000018d_arsel_du_17012025_previsionnelle.pdf
S64	Wärtsilä to upgrade Cameroon-based Kribi power plant to boost reliability	Engineering News	22 août 2022	https://www.engineeringnews.co.za/article/wrtsil-to-upgrade-cameroon-based-kribi-power-plant-to-boost-reliability-2022-08-22
S65	Cameroon : Nyambizan to Yaoundé line nears completion	African Energy	27 mai 2022	https://www.africa-energy.com/news-centre/article/cameroon-nyambizan-yaounde-line-nears-completion
S66	Cameroon : Energy (Country Commercial Guide)	International Trade Administration des États-Unis	13 avr. 2026	https://www.trade.gov/country-commercial-guides/cameroon-energy
S67	Cameroon moves forward on 500MW Kikot-Mbebe dam with land transfer decree	Business in Cameroon	22 mai 2025	https://www.businessincameroon.com/public-management/2205-14683-cameroon-moves-forward-on-500mw-kikot-mbebe-dam-with-land-transfer-decree
S68	Government, EDF push to deliver hydro promises as Cameroon moves to diversify energy sources	Business in Cameroon	4 déc. 2025	https://www.businessincameroon.com/energy/0412-15443-government-edf-push-to-deliver-hydro-promises-as-cameroon-moves-to-diversify-energy-sources
S69	Cameroon plans to build 1 GW Grand Eweng hydropower project	Enerdata	juil. 2019	https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/cameroon-plans-build-1-gw-grand-eweng-hydropower-project.html
S70	Cameroon implements new electricity price hike to achieve financial balance	Business in Cameroon	7 févr. 2024	https://www.businessincameroon.com/energy/0702-13622-cameroon-implements-new-electricity-price-hike-to-achieve-financial-balance
S71	Textes réglementaires mentionnés sur le site du régulateur : arrêtés relatifs au code de raccordement et au code du marché (fichiers impossibles à ouvrir à la date de consultation)	ARSEL	Consulté le 10 oct. 2026	https://www.arsel-cm.org
S72	IMF staff concludes Post-Financing Assessment mission to Cameroon (PR 26/314)	FMI	1er oct. 2026	https://www.imf.org/en/news/articles/2026/10/01/pr26314-imf-staff-concludes-assesment-cameroon
S73	IEEE Std 519-2022, IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems	IEEE	2022	https://standards.ieee.org/ieee/519/10677/
S74	Port de Kribi : une dynamique industrielle portée par les financements publics	Journal du Cameroun (D. Mebenga)	20 avr. 2026	https://fr.journalducameroun.com/port-de-kribi-une-dynamique-industrielle-portee-par-les-financements-publics/
S75	Le port de Kribi engage 3,5 milliards FCFA pour préparer l'arrivée de nouveaux industriels	Ecomatin (L. Onguene)	11 mai 2026	https://ecomatin.net/cameroon-le-port-de-kribi-engage-35-milliards-fcfa-pour-preparer-larrivee-de-nouveaux-industriels
S76	Guide du Port de Kribi	Port Autonome de Kribi	août 2020	Publication du Port Autonome de Kribi, citée par son titre et sa date (sans lien)

Repère	Titre	Éditeur	Date	Lien ou référence
S77	Cameroon launches \$860m Kribi industrial zone ; PAK, AGL, Arise IIP and Belmont launch €795m KPIZ	Ecofin Agency ; Business in Cameroon	27 févr. 2026	https://www.ecofinagency.com/news/2702-53326-cameroon-launches-860m-kribi-industrial-zone-to-process-raw-materials-locally ; https://www.businessincameroon.com/public-management/2202-15797-pak-agl-arise-iip-and-belmont-launch-795m-kribi-port-industrial-zone
S78	Bulletin d'information du PAK n° 264	Port Autonome de Kribi	févr. 2026	Publication du Port Autonome de Kribi, citée par son titre et sa date (sans lien)
S79	Cameroon, Complexe moderne de sidérurgie de Kribi : le PM Joseph Dion Ngute effectue la pose de la première pierre	Camer.be	5 janv. 2025	https://www.camer.be/87795/12:1/cameroon-complexe-moderne-de-siderurgie-de-kribi-le-pm-joseph-dion-ngute-effectue-la-pose-de-la-premiere-pierre-cameroun.html
S80	Port de Kribi : un terminal minéralier d'avenir (memorandum of understanding for a mineral terminal)	Port Autonome de Kribi	4 nov. 2025	Publication du Port Autonome de Kribi, citée par son titre et sa date (sans lien)
S81	Zone industriel-portuaire de Kribi (KPIZ) : jusqu'à +8 points de croissance et 150 000 emplois attendus sur 15 ans	Investir au Cameroun	4 mars 2026	https://www.investiraucameroun.com/gestion-publique/0403-23163-zone-industriel-portuaire-de-kribi-kpiz-jusqu-a-8-points-de-croissance-et-150-000-emplois-attendus-sur-15-ans
S82	Cameroon's Kribi port plans CFA50 billion agricultural terminal	Business in Cameroon	9 oct. 2026	https://www.businessincameroon.com/public-management/0910-16938-cameroon-s-kribi-port-plans-cfa50-billion-agricultural-terminal-with-80-of-funding-still-to-be-raised
S83	Gaz : le Cameroun veut doper sa production de 8,5 millions de m³ par jour à partir de 2026	EcoMatin	7 févr. 2025	https://ecomatin.net/gaz-le-cameroun-veut-doper-sa-production-de-85-millions-de-m3-par-jour-a-partir-de-2026
S84	Golar signs Heads of Agreement for the development of a Floating Liquefaction export project in Cameroon (news release, filed with the US Securities and Exchange Commission on Form 6-K)	Golar LNG Ltd	24 déc. 2014	https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/0001207179/000117184314006037/newsrelease.htm
S85	Gaz du Cameroun en chute libre : -62,9 % de livraisons en 2024	Cameroun24	vers avr. 2026	https://cameroun24.net/article/73653-gaz-du-cameroun-en-chute-libre-62-9-de-livraisons-en-2024-les-industriels-de-douala-tournent-le-dos-au-gaz-naturel.html
S86	Cameroon gas operator slashes share capital by 86 % a year after takeover	Business in Cameroon	9 oct. 2026	https://www.businessincameroon.com/energy/0910-16932-cameroon-gas-operator-slashes-share-capital-by-86-a-year-after-takeover
S87	Industrial gas : Cameroon suspends GDC's 20 % price hiking plan	Business in Cameroon	18 juil. 2023	https://www.businessincameroon.com/energy/1807-13291-industrial-gas-cameroon-suspends-gdc-s-20-price-hiking-plan
S88	Cameroon FLNG Terminal	Global Energy Monitor (GEM.wiki ; source tertiaire)	dernière modification le 10 oct. 2026	https://www.gem.wiki/Cameroon_FLNG_Terminal
S89	Perenco, SNH to increase utilization of Golar's Hilli Episeyo FLNG	Offshore Engineer	juil. 2021	https://www.oedigital.com/news/489311-perenco-snh-to-increase-utilization-of-golar-s-hilli-episeyo-flng
S90	Golar, partners approve first vessel in Argentine gas export project	Rigzone	6 mai 2025	https://www.rigzone.com/news/golar_partners_approve_first_vessel_in_argentine_gas_export_project-06-may-2025-180446-article/
S91	Cameroon : SNH, huit ans de location, zéro infrastructure	AllAfrica (Camer.be)	1er juin 2026	https://fr.allafrica.com/stories/202606010513.html
S92	Chiffres-clés du 1er janvier au 31 décembre 2025	SNH	20 juin 2026	https://www.snh.cm/chiffres-cles-du-1er-janvier-au-31-decembre-2025/

Repère	Titre	Éditeur	Date	Lien ou référence
S93	Hydrogen uses in ironmaking (V. Chevrier, Midrex)	US DOE H2@Scale	1er août 2018	https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/fcto-h2-scale-kickoff-2018-8-chevrier.pdf
S94	2025 World Direct Reduction Statistics	Midrex Technologies	sept. 2026	https://www.midrex.com/world-dri-statistics/world-dri-production-reaches-151-0-mt-in-2025/Midrex-STATS-book-2025-FINAL.pdf
S95	World Steel in Figures 2026	World Steel Association (worldsteel)	4 juin 2026	https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures/world-steel-in-figures-2026/
S96	Midrex history	Midrex Technologies	s.d., consulté en oct. 2026	https://www.midrex.com/history/
S97	40 millions d'euros d'Afreximbank : Prometal sécurise ses billettes d'acier alors que la ferraille camerounaise s'épuise	Cameroun24	10 oct. 2026	https://cameroun24.net/article/76267-40-millions-d-euros-d-afreximbank-prometal-securise-ses-billettes-d-acier-alors-que-la-ferraille-camerounaise-s-epuise.html
S98	Bidoung J., Fomethe A., Yantio G., Melo U., La récupération et le recyclage des déchets ferromagnétiques : analyse de la situation au Cameroun (Déchets, Revue francophone d'écologie industrielle n°48)	ENSP Yaoundé / MIPROMALO	Q4 2007	https://eid.episciences.org/7942/pdf
S99	Average prices for Brazilian pig iron fell by \$20/t in September	GMK Center	4 oct. 2026	https://gmk.center/?p=129748
S100	Commodity Markets Outlook, Historical Data, Annual (xlsx)	Banque mondiale	2 sept. 2026	https://thedocs.worldbank.org/en/doc/74e8be41ceb20fa0da750cda2f6b9e4e-0050012026/related/CMO-Historical-Data-Annual.xlsx
S101	Climate change and the production of iron and steel (policy paper)	worldsteel	Page consultée le 10 oct. 2026	https://worldsteel.org/climate-action/climate-change-and-the-production-of-iron-and-steel/
S102	Cameroon Mining Company confirme l'entrée du projet Mbalam dans sa phase irréversible d'exécution	Camer.be via AllAfrica	12 déc. 2025	https://fr.allafrica.com/stories/202512120475.html
S103	15 Insights on the Global Steel Transformation	Agora Industry	15 juin 2023	https://www.agora-industry.org/publications/15-insights-on-the-global-steel-transformation
S104	Renewable Power Generation Costs in 2024	Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA)	juillet 2025	https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024
S105	Global Gateway : Namibia becomes pioneer for Africa's green transition	Commission européenne (INTPA)	11 avr. 2025	https://international-partnerships.ec.europa.eu/news-and-events/news/global-gateway-namibia-becomes-pioneer-africas-green-transition-2025-04-11_en
S106	Namibia opens renewables-powered green iron plant	Energize	15 avr. 2025	https://energize.co.za/article/namibia-opens-renewables-powered-green-iron-plant
S107	Production : les acteurs en présence	Cameroon Tribune	11 mai 2026	https://cameroon-tribune.cm/article.html/76600/fr.html/details_2
S108	EU adopts CBAM Omnibus Regulation	EY	22 oct. 2025	https://www.ey.com/en_gl/technical/tax-alerts/eu-adopts-cbam-omnibus-regulation
S109	Directive (EU) 2023/959 (EU ETS revision)	EUR-Lex (JO L 130)	16 mai 2023	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32023L0959

ANNEXE D

TABLEAUX DE DONNÉES

Cette annexe présente les valeurs représentées dans chaque graphique de ce livre blanc, avec leurs unités, leur statut et leurs sources, afin que les lecteurs puissent vérifier ou réutiliser les chiffres sans les graphiques. Les mêmes valeurs sont publiées sous forme de fichiers de données avec l'édition web, et les graphiques en sont générés par script (annexe A). Les schémas sont résumés plutôt que présentés en tableaux. Les statuts suivent la convention de l'annexe A : sourcé, dérivé, hypothèse ou illustratif.

D.1 Synthèse

Tableau D.1 Données de la figure ES.1 : La phase 1 tient dans les 100 premiers MW, partagés, du poste du port ; 1 Mt/an exige son étape ultérieure (statut : dérivé)

Élément	Valeur	Unité	Statut
RC-1, phase 1 (0,3 Mt/an), charge moyenne	36,1 à 37,7	MW	prévu (dérivé)
RC-1, phase 1, puissance maximale appelée	55 (45 à 65)	MVA	hypothèse
RC-1, phases 1 et 2 (0,5 Mt/an), charge moyenne	52,7 à 55,4	MW	prévu (dérivé)
RC-1, configuration complète (1 Mt/an), charge moyenne	94,1 à 99,5	MW	prévu (dérivé)
RC-1, configuration complète, puissance maximale appelée	160 (130 à 190)	MVA	hypothèse
Poste du port, première étape, partagée par toute la plateforme portuaire	100	MW	sourcé
Poste du port, étape ultérieure	330 à 400	MW	sourcé
Centrale à gaz de Kribi, puissance installée	216	MW	sourcé
Centrale à gaz de Kribi, production moyenne 2025	63,9	MW	dérivé
Demande industrielle non servie au Cameroun, octobre 2026	150	MW	sourcé

Sources : configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07], charges moyennes pour 450 à 490 kWh/t au four ; PAK [S14] [S15] ; ARSEL 2025 [S01] ; Business in Cameroon, 9 octobre 2026 [S02].

D.2 Chapitre 1, l'énergie dans l'économie de l'acier

Tableau D.2 Données de la figure 1.1 : L'acier électrique à base de ferraille consomme 10 % à 40 % de l'énergie des filières au minerai (statut : sourcé)

Filière	worldsteel, données 2024 (GJ/t d'acier brut)	AIE 2019, énergie finale (GJ/t)
Haut fourneau-convertisseur (HF-BOF)	23,88	21,4
Réduction directe au gaz et four à arc électrique (DRI-FAE)	23,30	17,1

Filière	worldsteel, données 2024 (GJ/t d'acier brut)	AIE 2019, énergie finale (GJ/t)
Ferraille et four à arc électrique (FAE à ferraille)	9,84	2,1

Sources : worldsteel [S34] ; AIE [S35].

Tableau D.3 Données de la figure 1.2 : La fusion est le premier poste d'électricité : 350 à 500 kWh par tonne d'acier liquide dans un four moderne (statut : sourcé)

Étape du procédé	Bas	Haut	Valeur de planification RC-1	Unité	Fondement
Fusion au FAE, référence de la SFI	347	500	450 (haute 490)	kWh/t liquide	SFI 2007
Fusion au FAE, aciéries de l'UE observées	404	748	s.o.	kWh/t liquide	BREF UE 2013
FAE à chargement continu de ferraille (une usine)	321	321	s.o.	kWh/t liquide	ICIT (Commission européenne)
Surconsommation du FAE à 100 % de DRI dans la charge	0	145	s.o.	kWh/t liquide	dérivé
Four-poche, coulée continue et auxiliaires	50	100	70	kWh/t liquide	hypothèse
Chauffage des billettes par induction (phase 1)	150	400	300	kWh/t de billette	hypothèse
Laminage (barres, fil machine, profilés)	70	140	110	kWh/t de produit	SFI 2007
Électricité d'une unité de réduction directe	60	73	s.o.	kWh/t de DRI	Energiron

Sources : [S36][S37][S38][S39][S07] ; valeur haute dérivée (annexe A).

D.3 Chapitre 2, le système électrique camerounais

Tableau D.4 Données de la figure 2.1 : L'hydroélectricité a fourni les neuf dixièmes de l'électricité du Cameroun en 2025 (statut : sourcé)

Source	GWh, 2025	Part (%)
Hydroélectricité	7 272,4	89,6
Gaz naturel	559,7	6,9
Fioul léger	153,9	1,9
Solaire	67,2	0,8
Fioul lourd	66,7	0,8
Total	8 119,9	100,0

Source : ARSEL 2025 [S01].

Tableau D.5 Données de la figure 2.2 : Le Cameroun dispose de 755 MW de capacité au-delà de sa pointe, mais 150 MW de demande industrielle ne sont pas servis (statut : sourcé)

Élément	Valeur	Unité	Statut
Puissance installée, 2025	2 033	MW	sourcé
dont hydroélectricité (69,5 % de la puissance)	1 413	MW	dérivé

Élément	Valeur	Unité	Statut
Pointe de la demande, 2025	1 278	MW	sourcé
Demande industrielle non servie, octobre 2026	150	MW	sourcé
Nachtigal, hydro (420 MW) : prévu 2025	2 875,9	GWh	dérivé
Memve'ele, hydro (211 MW) : prévu 2025	243,2	GWh	dérivé
Kribi, gaz (216 MW) : prévu 2025	1 031,2	GWh	sourcé
Nachtigal, hydro (420 MW) : réalisé 2025	2 070,7	GWh	sourcé
Memve'ele, hydro (211 MW) : réalisé 2025	557,0	GWh	sourcé
Kribi, gaz (216 MW) : réalisé 2025	559,7	GWh	sourcé

Sources : ARSEL 2025 [S01] ; décision prévisionnelle 2025 de l'ARSEL [S63] ; Business in Cameroon [S02].

Tableau D.6 Données de la figure 2.3 : Kribi se trouve à l'extrémité sud du réseau Sud, à dominante hydroélectrique (statut : sourcé)

Centrale ou élément	Type (attribut OSM)	Puissance (MW) ou nombre
Song Loulou	hydraulique	384
Edéa	hydraulique	276
Nachtigal	hydraulique	420
Memve'ele	hydraulique	211
Centrale à gaz de Kribi (KPDC)	gaz	216
Dibamba	fioul	86
Limbé	fioul	85
Logbaba	gaz	30
Tronçons de ligne haute tension cartographiés (225 ou 220 kV)		54
Autres tronçons de ligne cartographiés		61

Source : contributeurs d'OpenStreetMap, extraction du 10 octobre 2026 [S60].

D.4 Chapitre 3, tarifs et contractualisation

Tableau D.7 Données de la figure 3.1 : Aucun prix n'est publié pour une charge de 50 MW : les références vont de 18 à 105 FCFA/kWh (statut : dérivé)

Référence	FCFA/kWh	USD/kWh à 600 FCFA	Statut
Tarif de transport seul, 100 MW à 80 % de facteur de charge (2025)	2,70	0,005	dérivé
Contrats HT historiques, moyenne réalisée (2025)	18,40	0,031	dérivé
Tranche MT de 9 à 10 MW, plus de 400 h/mois, tout compris (2026)	43,70	0,073	dérivé
Memve'ele (hydro), prix d'achat payé par l'opérateur	43,93	0,073	sourcé
Clients MT, moyenne réalisée (2025)	85,70	0,143	dérivé
Moyenne reflétant les coûts, régulateur (2025)	105,46	0,176	sourcé

Sources : [S01][S03][S04][S53].

Tableau D.8 Données de la figure 3.2 : Avec un tarif binôme, une charge à fortes pointes paie environ un tiers de plus par kWh (statut : dérivé)

Heures par mois à la puissance souscrite	FCFA/kWh tout compris, 2026	Remarque
200	139,0	
300	98,9	
400	78,8	
401	63,4	
461	56,7	Profil RC-1 phase 1
500	53,2	
600	46,4	
667	42,9	charge plate, 8 000 h/an
720	40,6	

Sources : grilles tarifaires MT de l'ARSEL, tranche de 9 à 10 MW, revalorisée de 1,331 jusqu'en 2026 [S03] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; dérivé.

D.5 Chapitre 4, qualité de l'électricité pour les FAE

Tableau D.9 Données de la figure 4.1 : Un FAE appelle sa puissance par à-coups violents, surtout pendant le perçage (statut : illustratif)

Phase	Début (min)	Fin (min)	Puissance moyenne (MW)	Variation aléatoire
perçage	0	4	20	35 %
fusion	4	20	27	14 %
rechargement	20	23	0	0 %
perçage	23	27	20	35 %
fusion	27	39	27	14 %
affinage	39	47	24	4 %
vidange et préparation	47	60	0	0 %
Énergie par coulée			17,86 MWh	

Source : illustration de Cameroon Steel à partir des valeurs de RC-1 [S07].

Tableau D.10 Données de la figure 4.2 : Le FAE et son compensateur partagent un même jeu de barres, derrière un solide raccordement 225 kV (statut : illustratif)

Élément du schéma	Résumé
Tensions	Point de couplage commun à 225 kV ; jeu de barres de l'usine à 33 kV
Départs représentés	FAE de la classe 40 t (transformateur de la classe 30 à 33 MVA) ; four-poche ; SVC ou STATCOM et filtres ; redresseurs et onduleurs ; transformateurs auxiliaires

Source : configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; schéma illustratif.

Tableau D.11 Données de la figure 4.3 : Un four de la classe 30 à 33 MVA exige un raccordement de 2 000 à 7 000 MVA pour respecter les limites de papillotement (statut : dérivé)

Puissance de court-circuit au PCC (MVA)	Pst99, sans compensation	Pst99, avec SVC (facteur 0,5)
500	6,4 à 11	3,2 à 5,6
1 000	3,2 à 5,6	1,6 à 2,8
1 500	2,1 à 3,7	1,1 à 1,9
2 000	1,6 à 2,8	0,8 à 1,4
3 000	1,1 à 1,9	0,53 à 0,93
4 000	0,8 à 1,4	0,4 à 0,7
5 000	0,64 à 1,1	0,32 à 0,56
6 000	0,53 à 0,93	0,27 à 0,47
8 000	0,4 à 0,7	0,2 à 0,35

Sources : relation simplifiée d'évaluation préliminaire (annexe A) ; Kst de 48 à 85 selon l'UIE, citée dans [S12] ; ScCF d'environ deux fois la puissance d'un transformateur de la classe 30 à 33 MVA (hypothèse) ; niveau de planification 0,8 [S13] ; dérivé de l'exigence arrondie à un chiffre significatif ($Pst99 = 0,8 \times \text{exigence} / \text{puissance de court-circuit}$).

D.6 Chapitre 5, les infrastructures électriques de Kribi

Tableau D.12 Données de la figure 5.1 : Une ligne 225 kV dédiée apportera une fourniture ferme sur 42 km, de la centrale à gaz de Kribi au port (statut : source)

Élément	Valeur
Ligne 225 kV, de la centrale à gaz de Kribi au port	42 km, double terre
Poste du port	225/30 kV, 3 × 60 MVA
Capacité, première étape	100 MW
Capacité, étape ultérieure	330 à 400 MW
Centrale à gaz de Kribi	216 MW, 13 moteurs bicom bustibles

Sources : PAK [S14][S15] ; Engineering News [S64] ; OpenStreetMap [S60].

Tableau D.13 Données de la figure 5.2 : Un raccordement 225 kV dédié protège le réseau partagé de la zone des perturbations du four (statut : illustratif)

Option	Caractéristiques présentées
A. Départ moyenne tension	PCC à 30 kV, partagé avec les autres occupants de la zone ; faible puissance de court-circuit : le papillotement se propage aux voisins ; consomme une part des 100 premiers MW
B. Travée 225 kV dédiée	PCC à 225 kV : puissance de court-circuit la plus élevée ; SVC/STATCOM et filtres propres ; adapté à la phase 1 ; extensible
C. Option B avec secours ferme au gaz	Couvre les déficits hydrauliques et les indisponibilités de ligne ; allocation de gaz nécessaire ; coût par kWh plus élevé ; meilleure fiabilité

Sources : analyse de Cameroon Steel ; PAK [S14].

D.7 Chapitre 6, le gaz naturel

Tableau D.14 Données de la figure 6.1 : Le départ du Hilli retire un acheteur de 72 bcf/an ; les usages plausibles à Kribi totalisent environ 20 à 36 bcf/an (statut : dérivé)

Élément	bcf par an	Statut
Production des champs, 2025	75,5	sourcé
Ventes 2025 : alimentation GNL (FLNG Hilli)	71,6	sourcé
Ventes 2025 : centrale de Kribi	4,9	sourcé
Ventes 2025 : acheteur industriel, Kribi (juillet à décembre 2025)	3,1	sourcé
Usage possible : centrale de Kribi, appel 2025	4,9	sourcé
Usage possible : centrale de Kribi, 216 MW à 80 %	13,3	dérivé
Usage possible : centrale de Kribi, licence de 330 MW	20,3	dérivé
Usage possible : acheteur industriel, annualisé	6,2	dérivé
Usage possible : réchauffage RC-1 à 1 Mt/an	0,8	dérivé
Usage possible : module DRI au gaz de 1 Mt/an	8,4 à 9,1	dérivé
Total des usages possibles sans DRI	20,3	dérivé
Total avec la centrale à 330 MW et 1 Mt/an de DRI	36,5	dérivé

Sources : SNH 2025 [S05] ; ARSEL 2025 [S01] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; [S39][S41] ; dérivé.

Tableau D.15 Données de la figure 6.2 : En 2025, le gaz destiné au secteur électrique s'est vendu environ 3,2 USD/Mscf, et l'industrie a payé environ 5,0 à 5,6 USD (statut : dérivé)

Acheteur ou élément	Bas (USD/Mscf)	Haut (USD/Mscf)	Valeur SNH (USD/Mscf)
Centrale de Kribi (KPDC)	2,90	3,30	3,2
Acheteur industriel à Kribi	5,00	5,60	5,6
Gaz pour le GNL, part de l'État vendue à l'acheteur	7,64	8,97	s.o.
Taxe spéciale sur les produits pétroliers, 70 FCFA/m ³ (si appliquée)	3,20	3,50	s.o.

Sources : SNH 2025 [S05][S92] ; [S87] ; conversions dérivées.

D.8 Chapitre 7, le gaz pour la réduction directe

Tableau D.16 Données de la figure 7.1 : Une unité DRI de 1 Mt/an brûlerait environ 9 bcf par an, près du double de la consommation de la centrale de Kribi en 2025 (statut : dérivé)

Usage	bcf par an	Part de la production 2025	Statut
Centrale de Kribi, consommation réelle 2025	4,9		sourcé
Module DRI de 0,25 Mt/an	2,1 à 2,3	2,8 % à 3,0 %	dérivé
Module DRI de 0,5 Mt/an	4,2 à 4,6	5,6 % à 6,1 %	dérivé
Module DRI de 1,0 Mt/an	8,4 à 9,1	11,1 % à 12,1 %	dérivé

Usage	bcf par an	Part de la production 2025	Statut
Module DRI de 2,5 Mt/an	21,0 à 22,9	27,9 % à 30,3 %	dérivé

Sources : [S39][S41][S94][S05] ; dérivé.

Tableau D.17 Données de la figure 7.2 : Aux prix camerounais du gaz, le combustible coûte 27 à 51 USD par tonne de DRI (statut : dérivé)

Prix du gaz (USD/Mscf) ou référence	Coût du gaz (USD par t de DRI)
2,00	17 à 18
3,20	27 à 29
4,00	34 à 37
5,60	47 à 51
7,00	59 à 64
8,97	75 à 82
10,00	84 à 91
12,00	101 à 110
HBI négocié, CFR Italie, mars 2026	340 à 370 (prix par tonne)
Fonte brute brésilienne, FOB, septembre 2026	445 (prix par tonne)

Sources : [S05][S39][S41][S18][S99] ; dérivé.

D.9 Chapitre 8, énergies renouvelables et stockage

Tableau D.18 Données de la figure 8.1 : Par kWh, le réseau camerounais émet moitié moins que la moyenne mondiale et trois fois moins que celui de l’Indonésie (statut : sourcé)

Pays ou région	g CO ₂ e/kWh, 2024
Éthiopie	23
Brésil	106
Union européenne	211
Cameroun	226
Côte d’Ivoire	405
Turquie	470
Monde	471
Nigeria	496
Gabon	523
Afrique	544
Chine	555
Égypte	574
Algérie	633

Pays ou région	g CO ₂ e/kWh, 2024
Indonésie	680
Inde	705
Afrique du Sud	717

Source : Our World in Data, données Ember [S10].

Tableau D.19 Données de la figure 8.2 : Une centrale solaire à Kribi produirait environ 1 335 kWh par kWc et par an, soit un facteur de capacité de 15 % (statut : sourcé)

Mois	kWh par kWc
janvier	138,2
février	124,9
mars	124,2
avril	113,3
mai	105,3
juin	93,1
juillet	93,1
août	98,7
septembre	96,8
octobre	102,3
novembre	111,0
décembre	133,7
Année	1 334,7

Source : JRC PVGIS v5.3 [S19] ; facteur de capacité de 15,2 % ; inclinaison optimale de 6 degrés.

Tableau D.20 Données de la figure 8.3 : Un parc solaire de 50 MWc ne couvrirait la charge de la phase 1 qu'autour de midi (statut : illustratif)

Heure (heure d'Afrique de l'Ouest)	Charge de la phase 1, illustrative (MW)	Solaire 50 MWc, janvier (MW)	Solaire 50 MWc, juillet (MW)
00:00	36,4	0,0	0,0
01:00	36,6	0,0	0,0
02:00	36,6	0,0	0,0
03:00	37,1	0,0	0,0
04:00	36,2	0,0	0,0
05:00	36,2	0,0	0,0
06:00	36,6	0,0	0,0
07:00	36,8	2,4	3,0
08:00	36,9	9,8	8,4
09:00	34,8	18,5	13,8

Heure (heure d'Afrique de l'Ouest)	Charge de la phase 1, illustrative (MW)	Solaire 50 MWc, janvier (MW)	Solaire 50 MWc, juillet (MW)
10:00	35,5	24,9	18,1
11:00	36,6	28,7	18,9
12:00	36,1	30,8	19,9
13:00	35,8	32,3	20,8
14:00	36,0	29,7	20,0
15:00	36,8	24,5	16,6
16:00	36,0	16,7	12,8
17:00	35,4	8,7	7,5
18:00	35,4	1,1	1,5
19:00	35,6	0,0	0,0
20:00	35,7	0,0	0,0
21:00	35,8	0,0	0,0
22:00	34,6	0,0	0,0
23:00	36,1	0,0	0,0

Sources : [S19] ; configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; illustratif.

D.10 Chapitre 9, un plan énergétique pour une aciérie électrique

Tableau D.21 Données de la figure 9.1 : La demande d'électricité passe de 0,29 TWh en phase 1 à 0,75 TWh à 1 Mt/an ; la fusion représente la moitié aux deux tiers du total (statut : dérivé)

Usage final (MWh par an)	Phase 1	Phases 1 et 2	Configuration complète
Fusion au FAE	143 617	239 362	478 723
Four-poche, coulée continue et auxiliaires	22 340	37 234	74 468
Chauffage des billettes par induction (laminoirs de la phase 1)	90 000	90 000	90 000
Laminage	33 000	55 000	110 000
Total	288 957	421 596	753 192
Total à la valeur haute d'environ 490 kWh/t au four	301 723	442 872	795 745

Source : configuration de référence RC-1 de Cameroon Steel (estimation de planification) [S07] ; dérivé.

Tableau D.22 Données de la figure 9.2 : La charge de la phase 1 oscillerait entre environ 16 et 51 MW au sein de chaque heure (statut : illustratif)

Période de la journée illustrative	Moyenne des moyennes sur 15 minutes (MW)	Moyenne sur 15 minutes la plus haute (MW)	Moyenne sur 15 minutes la plus basse (MW)
0 h à 6 h, exploitation normale	36,6	47,3	20,1
6 h à 8 h, changement de cylindres	21,9	33,0	4,9

Période de la journée illustrative	Moyenne des moyennes sur 15 minutes (MW)	Moyenne sur 15 minutes la plus haute (MW)	Moyenne sur 15 minutes la plus basse (MW)
8 h à 13 h, exploitation normale	36,0	47,2	16,6
13 h à 14 h 30, maintenance du four	20,0	26,0	16,8
14 h 30 à 24 h, exploitation normale	36,0	44,4	18,1
Valeurs à la minute, heures normales	36,2	51,4 (99e centile)	16,4 (5e centile)

Source : illustration de Cameroon Steel à partir des références de RC-1 [S07] ; puissance active du four plafonnée à environ 30 MW ; il ne s'agit pas d'une prévision.

D.11 Chapitre 10, recommandations de politique publique

Tableau D.23 Données de la figure 10.1 : Les jalons énergétiques que le Cameroun et une aciérie électrique doivent tenir, de 2026 à 2036 (statut : illustratif)

Groupe	Jalon	Année(s)	Statut
Réseau	Ligne d'évacuation 400 kV de Nachtigal attendue	2026	sourcé
Réseau	Ligne 225 kV KPDC-port et poste attendus	2026	sourcé
Réseau	Kikot-Mbebe, hydro 500 MW attendue	2031 à 2033	sourcé
Gaz	Le FLNG Hilli quitte Kribi	2026	sourcé
Gaz	Allocation de gaz à l'industrie de Kribi (recommandé)	2027	recommandé
Carbone	Vente des certificats MACF de l'UE	2027	sourcé
Carbone	Suppression progressive des quotas gratuits de l'UE	2026 à 2033	sourcé
Règles	Cadre tarifaire des gros consommateurs et transit (recommandé)	2027	recommandé
Règles	Code de réseau pour charges fluctuantes (recommandé)	2027	recommandé
RC-1	Contrats d'énergie et d'utilités ; certificat environnemental	2027 à 2028	objectif
RC-1	Travaux de la phase 1 dès le 1er trimestre 2029	2029 à 2030	objectif
RC-1	Première coulée au 2e semestre 2030 ; montée en cadence	2030 à 2031	objectif
RC-1	Phase 2 (profilés)	2032 à 2034	indicatif
RC-1	Phase 3, module DRI ensuite	Après 2034 (tracé 2035 à 2036)	indicatif

Sources : [S02][S14][S68][S16][S108][S109][S07].

CAMEROON STEEL

DE LA RESSOURCE MINÉRALE À LA VALEUR INDUSTRIELLE

Cameroon Steel développe un complexe sidérurgique à Mboro, dans la Zone industrialo-portuaire de Kribi, pour transformer le fer camerounais en barres, fil machine et profilés avec lesquels l'Afrique centrale construit. Ce livre blanc est publié à titre d'information et ne constitue ni une offre ni un engagement.