UTILISER POUR
LA CLASSIFICATION
(Éliminer si pas nécessaire)

RAPPORT D'ASSISTANCE TECHNIQUE

RÉPUBLIQUE DU CONGO

Évaluation et réforme des subventions aux produits pétroliers

JUIN 2024

Préparé par
Delphine Prady, Ignatius de Bidegain, Nicolò Bird et Grégoire Rota-Graziosi

Départements auteurs

Département des Finances Publiques

©2023 International Monetary Fund

Le présent document rassemble des conseils techniques fournis par les services du Fonds monétaire international (FMI) aux autorités du Ministère de l'Economie et des Finances de la République du Congo (ci-après le « bénéficiaire des activités de développement des capacités ») en réponse à leur demande d'assistance technique. À moins que le bénéficiaire des activités de développement des capacités ne s'y oppose expressément, ce document (dans sa totalité, en partie ou sous une forme résumée) peut être communiqué par le FMI à l'administrateur du FMI pour la République du Congo, à d'autres administrateurs du FMI et à des membres de leurs équipes, ainsi qu'à d'autres organismes ou entités du bénéficiaire des activités de développement des capacités et, à leur demande, aux services de la Banque mondiale, à d'autres prestataires d'assistance technique et bailleurs de fonds dont l'intérêt est légitime, et à des membres du comité d'orientation d'Afritac Centre (AFC) (voir les directives opérationnelles des services du FMI sur la diffusion des informations relatives aux activités de développement des capacités). La publication du présent rapport ou sa communication (intégralement ou en partie) à des parties extérieures au FMI autres que des organismes ou entités du bénéficiaire des activités de développement des capacités, les services de la Banque mondiale, d'autres fournisseurs d'assistance technique et bailleurs de fonds ayant un intérêt légitime et des membres du comité d'Afritac Centre (AFC) requiert le consentement explicite du bénéficiaire des activités de développement des capacités et du département des Finances Publiques du FMI.

Cette assistance technique (AT) a été fournie avec le soutien financier du Global Public Financial Partnership (GPFP).

International Monetary Fund, IMF Publications
P.O. Box 92780, Washington, DC 20090, U.S.A.
T. +(1) 202.623.7430 • F. +(1) 202.623.7201
publications@IMF.org

Remerciements

GLOBAL PUBLIC FINANCIAL PARTNERSHIP



Cette mission d’assistance technique a été rendue possible grâce au soutien financier du Global Public Financial Partnership (GPFP).

Table des matières

Sigles et acronymes 6

Préface 7

Résumé 8

Recommandations 9

I. Introduction 10

II. Description du secteur pétrolier aval 12
A. Marché : acteurs, rôles et taille 12
B. Gouvernance 16
C. Poids de la CORAF dans les finances publiques 17

III. Analyse des subventions aux prix des carburants 20
A. Formule des prix et comparaison internationale 20
B. Quantification des subventions totales aux carburants 26
C. Les limites de la formule actuelle des prix et de sa gouvernance 28

IV. Reformer les subventions 34
A. Recommandations et proposition de calendrier de réforme 34

Encadrés

Encadré 1. Définition et calcul des subventions aux produits pétroliers 27

Graphiques

Graphique 1. Organigramme du secteur pétrolier aval 13
Graphique 2. Dépôts SCLOG : capacité de stockage 14
Graphique 3. Marketeurs opérant dans le secteur distribution aval 15
Graphique 4. Consommations mensuelles de produits pétroliers raffinés 15
Graphique 5. Production et consommation nationale 16
Graphique 6. Transferts à la CORAF et Redevance Minière 18
Graphique 7. CORAF : Dettes Fournisseurs et Créances Clients 19
Graphique 8. Evolution des PED officiels, prix plafond et postes de coûts d'approvisionnement 22
Graphique 9. Evolution mensuelle des prix à la pompe du supercarburant et du gazole dans les 24
Graphique 10. Structure des prix à la pompe du supercarburant dans les pays de la CEMAC, juin 25
Graphique 11. Part des postes de coûts et de fiscalité dans le prix total avant subvention du 25
Graphique 12. Décomposition des subventions par types de dépenses, 2018-2023 26
Graphique 13. Décomposition des subventions par types de carburant, 2018-2023 27
Graphique 14. Variance des coûts d'acheminement des produits pétroliers selon les dépôts, 2024 31
Graphique 15. Comparaison des cours internationaux, des PPI et PI du supercarburant et du 33

Graphique 16. Effet sur les prix à la pompe du supercarburant et du gazole de l'application d'un _____ 40
Graphique A1. Flux des produits pétroliers, transferts de propriété et TVA _____ 43

Tableaux

Tableau 1. Structure des prix du supercarburant et du gazole en mai 2024 _____ 23
Tableau 2. Détails de la différence de prix officiel et théorique pour le supercarburant et le gazole en _ 28
Tableau 3. Recettes et crédits de TVA sur la consommation de produits pétroliers _____ 29
Tableau 4. Proposition de nouvelle structure de prix pour le supercarburant et le gazole. _____ 39
Tableau 5. Résultats des scénarios d'ajustement automatique des prix à la pompe du _____ 41

Annexes

Annexe 1. Illustration de la collecte de la TVA _____ 43
Annexe 2. Exemple de réforme : le Maroc _____ 44

Sigles et acronymes

ARAP	Agence de Régulation de l'Aval Pétrolier
BEAC	Banque des États d'Afrique Centrale
CA	Centime Additionnel
CEMAC	Communauté Economique et Monétaire d'Afrique Centrale
CGI	Code Général des Impôts
CORAF	Congolaise de Raffinage
CTSAPA	Comité Technique du Secteur des Activités Pétrolières Aval
DGI	Direction Générale des Impôts
FCFA	Franc CFA
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfiés
HT	Hors Taxes
MHC	Ministère des Hydrocarbures
PED	Prix d'Entrée de Distribution
PI	Prix Importation
PIB	Produit Intérieur Brut
PPI	Prix Parité Importation
PSR	Prix Sortie Raffinerie
SCLOG	Société Commune de Logistique
SGS	Société Générale de Surveillance
SNPC	Société Nationale des Pétroles du Congo
TEC	Tarif Extérieur Commun
TTC	Toutes Taxes Comprises
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée

Préface

À la demande conjointe du Ministre de l'Economie et des Finances et du Ministre des Hydrocarbures de la République du Congo, Delphine Prady, Nicolo Bird et Ignatius De Bidegain (depuis Washington), du Département des finances publiques du Fonds Monétaire International (FMI), et Grégoire Rota-Graziosi, expert, ont séjourné à Brazzaville du 5 au 19 juin 2024, afin d'analyser les structures de prix des produits pétroliers, recommander des ajustements de ces structures, établir une stratégie de passage graduel de prix administrés à leur ajustement automatique, et proposer une stratégie globale de réforme.

La mission s'est entretenue avec S.E. Jean-Baptiste Ondaye, Ministre de l'Économie et des Finances et S.E. Bruno Jean Richard Itoua, Ministre des Hydrocarbures. Elle a également pu échanger avec la Commission Économie, Finances et Contrôle de l'Exécution du Budget de l'Assemblée Nationale de la République du Congo.

La mission a rencontré les représentants des institutions suivantes : ministère des Hydrocarbures ; ministère de l'Économie et des Finances ; Direction Générale des Impôts ; Direction Générale Des Grandes Entreprises ; Direction Générale des Douanes ; Direction Générale de l'Aval Pétrolier ; Comité technique du secteur des activités pétrolières avales ; Fédération des grandes entreprises UNICONGO ; SNCP ; CORAF ; ARAP ; SCLOG ; des représentants des marketeurs. La mission remercie tous les participants aux diverses réunions pour leur participation active et constructive.

La mission tient à exprimer sa gratitude envers les autorités pour leur coopération étroite, en particulier Ted Galouo, Directeur des Ressources Naturelles, et Richard Ngola, Directeur Général de l'Aval Pétrolier, pour leur aide à l'organisation de la mission. Elle tient à remercier l'équipe du Représentant Résident du FMI, Edith Lounkokobi et Tonadio Tsongui. Enfin, les services du chauffeur Motsara ont été très appréciés et la mission le remercie très chaleureusement.

À la fin de son séjour, la mission a remis aux autorités une première version du rapport afin de pouvoir recevoir leurs commentaires avant de le réviser au siège du FMI.

Résumé

Avec un coût estimé à 4,5% du Produit Intérieur Brut (PIB) en 2022 et 2,5% du PIB en 2023, les dépenses de subventions à la consommation de carburants sont supérieures aux dépenses publiques de santé (2,3% du PIB) et comparables à celles d'éducation (3,6% du PIB). La baisse des prix internationaux des produits pétroliers en 2023 et l'augmentation de 30% des prix à la pompe par les autorités ont permis de contenir le coût des subventions. Celui-ci reste très élevé, accaparant des marges de manœuvre budgétaires réduites, et exposant le budget à une volatilité internationale importante.

La majorité des subventions aux prix des carburants ne bénéficie pas directement aux ménages congolais mais aux entreprises très consommatrices de gazole et de Jet A1 national. Si la consommation de supercarburant se fait presqu'entièrement en station-service, 60% de la consommation de gazole et 100% de la consommation de Jet A1 national sont réalisées par des clients industriels. De plus, la subvention unitaire du gazole et du Jet A1 national est plus importante que celle de supercarburant. La majorité des subventions bénéficient donc aux entreprises, parmi lesquelles des multinationales exportatrices (par ex., du secteur pétrolier amont, des forestiers).

Aux subventions aux consommateurs s'ajoutent des subventions aux acteurs publics de la chaine d'approvisionnement des carburants, la raffinerie (CORAF) et la compagnie pétrolière nationale, estimées à plus de 2% du PIB par an en moyenne. Entre 2018 et 2023, la Société Nationale des Pétroles Congolaise (SNPC) a bénéficié de subventions d'un montant estimé à 0,3% du PIB par an en moyenne afin de couvrir des surcoûts liés à des inefficacités dans ses procédures d'importation. Les soutiens directs au fonctionnement de la raffinerie CORAF sont massifs et s'élevaient en moyenne à 1,8% du PIB par an entre 2018 et 2023, sous la forme d'achat à un prix préférentiel (0,5% du PIB par an en moyenne) du brut de l'Etat et de transferts budgétaires directs (1,3% du PIB par an en moyenne).

À l'aune de ce diagnostic, la mission recommande les mesures prioritaires suivantes :

1) **Réduire le périmètre des subventions,** en sortant du système de prix régulé la consommation de Jet A1 national et celle de gazole des gros consommateurs industriels exportateurs de produits non transformés (par ex., les pétroliers amont, les forestiers exportateurs de grumes). Un plan de réduction des subventions à la CORAF devra également être mis en œuvre, sur la base d'un diagnostic opérationnel des activités de la raffinerie.
2) **Améliorer la procédure d'importation et de valorisation de la production CORAF,** en organisant une procédure d'appel d'offre concurrentielle pour les volumes importés et en valorisant la production de la CORAF au prix issu de l'appel d'offre.
3) **Reformer la structure des prix, lever la TVA sur les prix à la pompe et revoir la procédure de dédouanement des importations de carburants.** L'application actuelle de la TVA ne respecte pas le code général des impôts et génère d'importants risques de crédits vis-à-vis de l'État. Le régime actuel d'enlèvement direct des volumes importés n'est pas informatisé et entraine des pertes importantes de recettes en douane. Enfin, la réduction d'une parafiscalité opaque et l'introduction d'une ligne dédiée au mécanisme de subvention du prix final permettront de réduire la recherche de rentes et l'imprévisibilité des éventuelles subventions.

Recommandations

Réformer la procédure d'importation			
1	Mettre en place une procédure d'appel d'offre concurrentielle pour les volumes importés de carburants	T4 2024	Gain annuel estimé de 0,3% de PIB sur les 5 dernières années
2	Informatiser systématiquement (ou mettre fin à) la procédure d'enlèvement direct des importations de carburants	T4 2024	Gain annuel estimé de 0,6% de PIB sur les 5 dernières années
3	Mettre fin au monopole de fait de la SNPC sur l'importation	Fin 2024	
Réformer la structure des prix et réduire graduellement les subventions			
4	Modifier la structure de prix en prélevant la TVA sur le prix à la pompe, modifiant la parafiscalité, et insérant une ligne dédiée au calcul de la subvention/redevance unitaire potentielle	T1 2025	
5	Faire converger les prix fixes à la pompe vers les prix issus des nouvelles structures, en commençant par le gazole (fin 2025) puis le supercarburant (fin 2026)	2025-2026	
6	Commander un audit externe des postes de coûts et marges de la structure des prix	T4 2024	
Périmètre des subventions			
7	Libéraliser toute la consommation de JET A1 national et celle de gazole pour les entreprises exportatrices	T1 2025	Gain plancher estimé de 0,3% de PIB par an sur les 5 dernières années
8	Mettre fin au système de gazole résilience et assurer un meilleur contrôle des bénéficiaires du gazole pêche	T1 2025	Gain non-estimé
9	Actualiser le diagnostic opérationnel de 2008 des activités de la CORAF et préparer un plan de réduction des subventions à la raffinerie	T1 2025	
Gouvernance			
10	Clarifier les mandats de l'ARAP, renforcer son indépendance et lui donner les moyens légaux de contrôle et sanction du secteur aval	T4 2024	

I. Introduction

1. La République du Congo est le troisième pays producteur de pétrole d'Afrique subsaharienne (après le Nigéria et l'Angola) et son économie et ses finances publiques restent très exposées aux fluctuations des revenus pétroliers. La diversification de l'économie congolaise est une priorité car sa production pétrolière devrait commencer à décliner à court terme, si aucun nouveau champ n'est mis en exploitation. En termes de finances publiques, cela signifie renforcer les recettes fiscales non-pétrolières qui ne s'élevaient en 2023 qu'à 8% du PIB, bien en-deçà des moyennes atteintes par les pays d'Afrique subsaharienne et les pays à faible revenu, qui s'élevaient à 23% et 16% respectivement. En termes de développement, cela signifie prioriser les dépenses encourageant un développement inclusif et plus autonome de la rente pétrolière.

2. Les enjeux de développement sont considérables, et leur priorisation récente ne se traduit pas encore dans les faits. Au cours de la décennie 2010-2020, la République du Congo a connu une stagnation en matière de développement du capital humain, son score à l'indice de capital humain de la Banque mondiale étant de 0,42 en 2020 contre 0,41 en 2010 (min 0 – max 1). Entre 2015 et 2021, le taux de pauvreté à 1,9 dollar par jour a augmenté de 39 à 54% de la population. Cela est dû à la fois à la diminution de la rente pétrolière entre 2014 et 2020, à un manque de priorisation des dépenses de développement par les autorités, et à un faible taux d'exécution de faibles ressources allouées. En effet, le Congo ne consacre que 3,6% du PIB aux dépenses publiques d'éducation, ce qui est faible par rapport à la moyenne de 5,8% du PIB en Afrique subsaharienne. Le déficit d'investissement et de maintenance des infrastructures clés est également béant : seulement 13% du réseau routier est revêtu, contre 18% pour l'Afrique subsaharienne ; l'entretien des infrastructures est sous-financé, avec un niveau de dépenses publiques représentant 0,08% du PIB en 2020, bien plus bas que ce qui est observé dans la plupart des pays de la Communauté Economique et Monétaire d'Afrique Centrale (CEMAC) ; le taux d'accès à l'électricité en milieu urbain est de 50%, il atteint à peine 13% en milieu rural.

3. La réforme des subventions aux produits pétroliers doit s'intégrer dans une stratégie de moyen-terme : i) de redirection des dépenses publiques vers le développement du pays et d'augmentation maitrisée des recettes fiscales, et ii) d'accroissement de la transparence de la gouvernance et d'une formulation d'une stratégie nationale d'évolution du secteur aval pétrolier.

- La consommation nationale de produits pétroliers doit contribuer aux recettes fiscales collectées par le gouvernement. Or, des défaillances au niveau de la structure des prix et de la gouvernance du secteur aval pétrolier ne permettent pas de générer les recettes fiscales théoriquement attendues. Aux pertes de recettes fiscales constatées s'ajoutent des dépenses budgétaires, en lien avec des prix à la pompe plus faibles que les coûts *admis* d'approvisionnement du pays. Dans le contexte d'augmentation des prix internationaux du pétrole de 2022, cette dépense budgétaire est devenue insoutenable et les autorités congolaises ont augmenté graduellement de 30% les prix à la pompe du supercarburant et du gazole entre décembre 2022 et décembre 2023. Dans le cadre du programme de Facilité de Crédit Elargie, les autorités se sont engagées à poursuivre ces efforts de réduction des subventions et des ajustements en profondeur seront nécessaires pour éviter que ces subventions ne réapparaissent à moyen terme.

- Au-delà de son coût pour les finances publiques, le système actuel de subventions aux produits pétroliers entretient des inefficacités sectorielles importantes qui ne sont ni évaluées en transparence, ni questionnées dans le cadre des discussions budgétaires. Par exemple, la priorité donnée à la raffinerie nationale pour la couverture de la demande intérieure de produits raffinés implique i) de subventionner fortement son fonctionnement structurellement élevé, et ii) de recourir à des importations comblant le déficit structurel de production domestique, et assurées sans appel d'offre transparent par la compagnie pétrolière de l'État, *quel qu'en soit le coût*. Dans le contexte urgent de diversification de l'économie congolaise, ces choix industriels et institutionnels doivent être interrogés, notamment dans le cadre d'une réforme des subventions aux carburants.

II. Description du secteur pétrolier aval

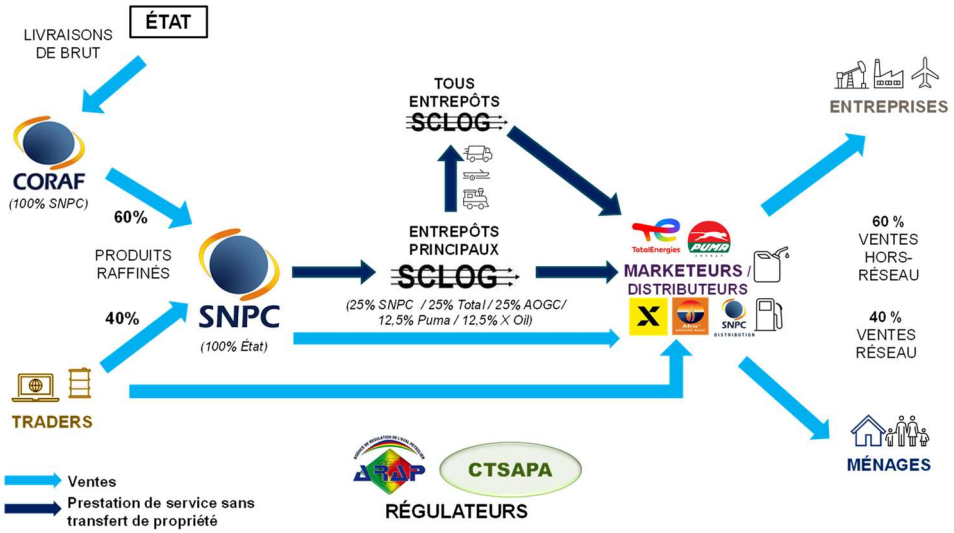
A. Marché : acteurs, rôles et taille

4. La Société Nationale du Pétrole du Congo (SNPC) est l'acteur unique de l'approvisionnement du pays en carburants bien que ce rôle hégémonique ne corresponde pas aux textes légaux réglementant le secteur pétrolier aval. La SNPC, détenue à 100% par l'État, est le fournisseur unique de carburants aux marketeurs agréés au Congo (Graphique 1). Elle est l'unique acheteur de la production de la raffinerie nationale, la Congolaise de raffinage (CORAF), qu'elle détient à 100%. Elle est également en position de monopole de fait sur les importations qu'elle réalise pour le compte de tous les marketeurs. Ces importations sont nécessaires à la couverture de la demande du pays car la production de la CORAF est devenue insuffisante. Cependant, rien n'indique dans les textes règlementaires (décret n°2007-30) que la SNPC doive assurer seule ce rôle d'importateur : lorsque la production de la CORAF est insuffisante, les marketeurs agréés peuvent, à tour de rôle, importer des produits raffinés pour le compte de toutes les autres, après en avoir fait la demande auprès du ministère des Hydrocarbures (MHC). Cependant, les volumes importés, comme les volumes produits par la CORAF, doivent être revendus aux marketeurs-distributeurs à un prix officiel régulé. Lorsque le prix d'importation est supérieur au prix officiel régulé, les marketeurs privés n'ont pas d'incitation à importer, une situation qui perdure depuis environ six ans. La SNPC joue donc le rôle « d'importateur en dernier recours » de fait, assumant ainsi le risque lié à l'importation de produits aux cours très volatiles, afin d'éviter des pénuries chroniques.

5. La production de l'unique raffinerie du pays couvre en moyenne 60% de la consommation nationale annuelle, les 40% restant étant couverts par les importations de la SNPC (Graphique 1). La CORAF est une filiale à 100% de la SNPC. De petite taille, la capacité maximale de traitement est de 1 million de tonnes de brut par an. L'État vend du pétrole brut à la CORAF pour approvisionner le marché domestique. Environ 75% du brut livré est de qualité Djéno (de moindre qualité), tandis que 25% est de qualité Nkossa (de meilleure qualité). Le rendement de la raffinerie est de 45%, en partie en raison de l'utilisation de Djéno comme produit entrant. Le taux d'utilisation de la CORAF s'est élevé à 83% au début de 2024, marquant une augmentation significative par rapport aux années précédentes (66% entre 2021 et 2023). La construction d'une nouvelle raffinerie privée, à capitaux chinois, est en cours à Pointe-Noire. D'une capacité initiale de 1,5 millions de tonnes par an, cette nouvelle raffinerie devrait être mise en ligne en 2026[1]. Les autorités souhaitent négocier avec cette future raffinerie le rachat d'un volume *complémentaire* à celui que continuerait de produire la CORAF, afin de réduire le besoin de recourir aux importations.

[1] La capacité à terme devrait atteindre 5 millions de tonnes par an.

Graphique 1. Organigramme du secteur pétrolier aval

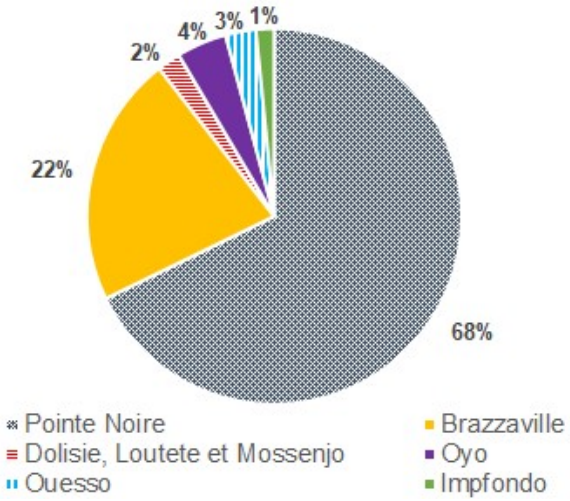


Source : Mission FMI.

6. La Société Commune de Logistique (SCLOG) est responsable du stockage et du transport massif des produits raffinés dans l'ensemble du pays (Graphique 1). La SCLOG est une société anonyme agréée en 2002 et issue de la privatisation de l'entreprise d'État Hydro-Congo. Elle est détenue par les principaux acteurs travaillant dans l'aval pétrolier. L'actionnariat se compose depuis 2013 de : Total Energies (25%), la SNPC (25%), AOGC (25%), PUMA (12,5%) et X-OIL (12,5). La SCLOG est responsable à 100% du stockage de produits raffinés, qu'ils soient issus de la CORAF, des importations de la SNPC, ou des importations autorisées des marketeurs privés. Toutefois, la SCLOG n'est jamais propriétaire des produits raffinés. La SCLOG réceptionne les carburants dans ses deux dépôts principaux à Pointe-Noire et Brazzaville, puis assure le transport massif interne (par camion, chemin de fer ou barge) vers 6 autres dépôts situés à Oyo, Dolisie, Ouesso, Mossendjo, Impfondo, et Loutete. La capacité totale de stockage des 8 dépôts est de 97 000 m^3, avec près de 70% de cette capacité située dans le dépôt principal de Pointe-Noire (Graphique 2). Le coût du transport massif varie selon la distance du dépôt du point de départ, qui est fixé à Pointe-Noire[2]. Selon la SCLOG, le coût moyen est de 35 FCFA/l. pour fournir Brazzaville, et augmente jusqu'à 117 FCFA/l. pour Ouesso et Impfondo. Le coût moyen pondéré du transport massif est estimé par la SCLOG à 47 FCFA/l.

[2] Depuis plusieurs années, les importations par Brazzaville ne se font plus.

Graphique 2. Dépôts SCLOG : capacité de stockage
(Part de la capacité totale)



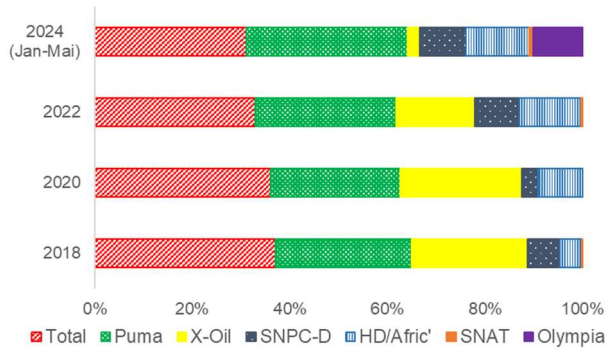
Source : Mission FMI sur données SCLOG.

7. Plusieurs marketeurs privés et publics opèrent dans la distribution des produits raffinés (Graphique 1). Le marché de la distribution des produits raffinés est réglementé. Conformément au décret n°2018-317, les marketeurs souhaitant être agréés doivent soumettre un dossier et un paiement de 300 M FCFA au MHC (diminue par rapport au montant de 2002 qui s'élevait à 700 M FCFA). L'agrément est valide pour une période de 15 ans et inclut l'engagement d'établir au moins une station de service dans chaque région administrative. Les distributeurs peuvent acheter des produits raffinés aux dépôts de la SCLOG, auprès de la SNPC ou de tout autre propriétaire de produit, au prix officiel régulé majoré des marges et frais qui s'appliquent. Ils vendent ensuite au prix à la pompe régulé par la structure de prix, bénéficiant des marges prévues pour les distributeurs et revendeurs[3]. À cet égard, la réduction du rôle des marketeurs à la seule distribution rend leur activité très peu risquée, puisque leur chiffre d'affaires et leurs coûts sont réglementés, déterminés par la structure des prix. Cette position diffère d'autres organisations dans les pays de la CEMAC où les marketeurs sont aussi souvent importateurs, supportant ainsi un risque d'écart entre leurs coûts d'approvisionnement variables et leur prix de vente régulé et un coût financier associé au délai entre l'achat des produits pétroliers et leur vente dans leurs réseaux respectifs. Les principaux distributeurs sont PUMA et Total Energies, qui détenaient respectivement 30% et 29% des parts de marché des produits raffinés au début de 2024 (Graphique 3 a). Ils sont suivis par AOGC (Afric') avec 12%, Olympia avec 9%, la filiale de distribution de la SNPC (SNPC-D) avec 9%, et X-Oil, qui a perdu une part importante du marché depuis 2022, avec 2%. Enfin, la SNAT, détenant moins de 1% du marché, est une société anonyme détenue par la SNPC et l'AOGC, dont l'objectif est de construire des stations-service dans des zones reculées. Actuellement, elle gère cinq stations dans le pays.

[3] Les distributeurs agréés peuvent soit sous-contracter le transport terminal à des transporteurs privés, ou s'intégrer verticalement.

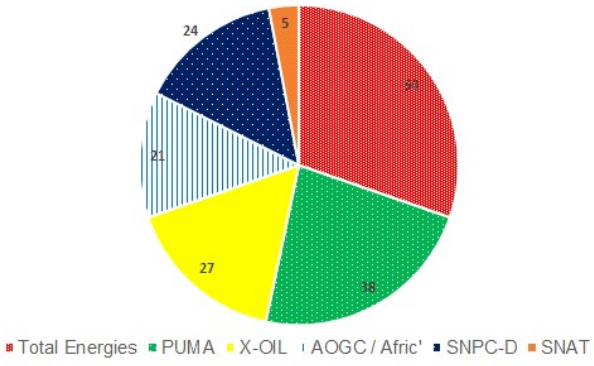
Graphique 3. Marketeurs opérant dans le secteur distribution aval

a. Part de marché (ventes totales)



Source : Mission FMI sur données SGS Congo.

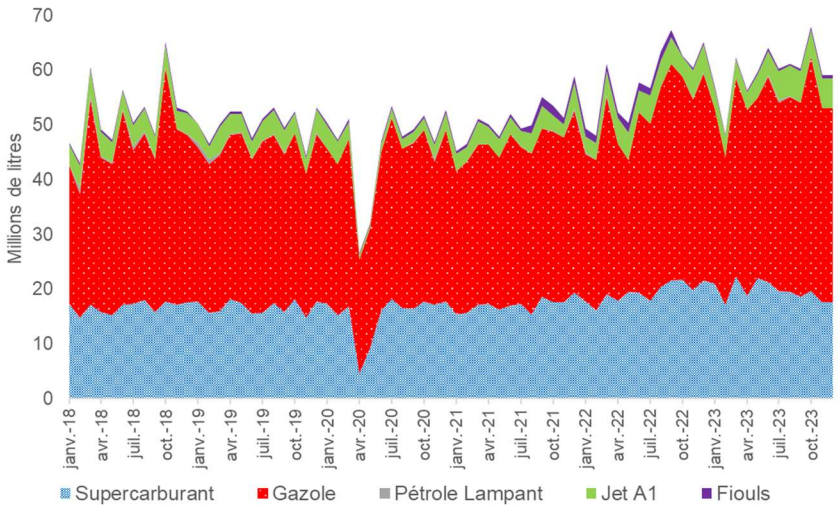
b. Nombre de stations-service



Source : Mission FMI sur données ARAP.

8. La consommation domestique totale de carburants est en hausse tendancielle, tirée par la consommation de gazole. À l'exception d'une baisse observée en 2020 pendant la pandémie de Covid-19, la consommation mensuelle de produits raffinés a légèrement augmenté, passant de 52 millions de litres par mois en 2018 à 60 millions de litres en 2023 (Graphique 4). En 2023, le gazole représentait 58% de la consommation totale, suivi par le supercarburant (33%), le Jet A1 national (8%), les fiouls (0,7%) et enfin le pétrole lampant (0,1%).

Graphique 4. Consommations mensuelles de produits pétroliers raffinés
(Millions de litres)



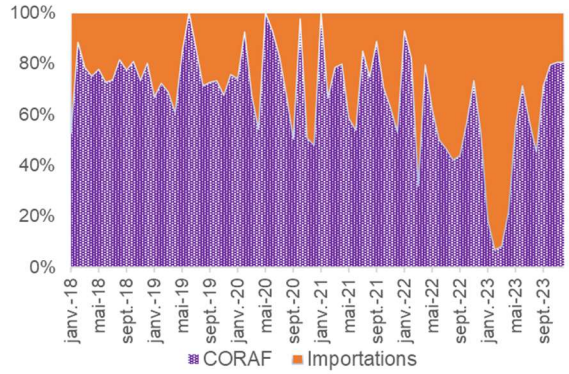
Source : Mission FMI sur données SGS.

9. Le pays est de plus en plus dépendant des importations pour couvrir sa demande de carburants. La part des produits raffinés fournis par la CORAF sur le marché national a diminué au cours des dernières années, passant de 75% en 2018 à 56% en 2022. À la suite des rénovations effectuées en 2023 (grand arrêt du premier trimestre), la production a progressé à partir de mi-2023, atteignant 78% de la consommation nationale entre septembre et décembre 2023 (Graphique 5 a). Bien que les données de

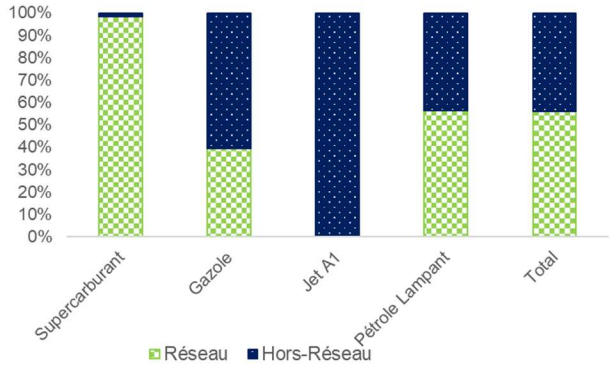
consommation par différents secteurs et agents économiques soient limitées, il est à noter que la plupart des carburants sont consommés en dehors du réseau des stations-services par les gros consommateurs (essentiellement des entreprises), à l'exception du supercarburant, qui est consommée à 99% dans les stations-services (Graphique 5 b).

Graphique 5. Production et consommation nationales

a. Raffinés livrés par la CORAF



b. Consommation Réseau et Hors-Réseau



Source : Mission FMI sur données SGS.

B. Gouvernance

10. L'article 4 de la loi n° 6-2001 organise la gouvernance du secteur pétrolier aval. Les institutions du secteur pétrolier aval sont : le MHC ; l'Agence de Régulation du Secteur Aval Pétrolier (ARAP) ; et le Comité Technique du Secteur des Activités Pétrolières Avales (CTSAPA). Le MHC est responsable de concevoir la politique générale du secteur comprenant les activités de raffinage, d'importation, d'exportation, de transit, de réexportation, de stockage, de transport massif, de distribution et de commercialisation des produits raffinés. Le Ministère est responsable d'imposer des sanctions administratives lorsqu'une société active dans le secteur ne respecte pas ses engagements définis dans la loi 6-2001 – par exemple, le non-respect des agréments, ou des infractions aux prescriptions de sécurité ou d'hygiène.

11. L'ARAP est responsable de la régulation du secteur aval. Créée en 2006 sous la tutelle du MHC, l'ARAP a pour mandat de réguler les activités et d'évaluer la performance du marché aval pétrolier[4]. Les quatre principales missions statutaires de l'ARAP sont les suivantes : (1) veiller au respect de la mise en œuvre des mécanismes de stabilisation des approvisionnements et à la régularité de la distribution des produits finis sur le marché national ; (2) veiller à la constitution et à la gestion des stocks de sécurité et des stocks stratégiques ; (3) veiller au respect de la mise en œuvre des mécanismes de stabilisation des prix au moyen d'un fonds ; (4) veiller à l'observation des cahiers des charges et des normes applicables par la loi. Actuellement, l'ARAP compte 50 agents, dont 11 fonctionnaires de l'Agence Comptable délégués par le Trésor Public, ainsi que 9 fonctionnaires du contrôle budgétaire issus de la

[4] Soit le raffinage, l'importation, l'exportation, le transit, la réexportation, le stockage, le transport, la distribution et la commercialisation des hydrocarbures, comme régi par la loi n°6-2001 du 19 octobre 2001.

Direction Générale du Contrôle Budgétaire. L'ARAP est notamment financée par un prélèvement dans la structure des prix des produits pétroliers de 0,40% du Prix d'Entrée Distribution (PED) selon le Décret 2005-699[5], et reçoit également des transferts de l'État.

12. Le CTSAPA a pour mission de fixer mensuellement la structure des prix pétroliers régulés. Conformément à l'article 7 de la loi no 6-2001, il est composé de représentants des administrations publiques des ministères des Hydrocarbures, de l'Économie et des Finances, du Commerce, des Approvisionnements et de la Consommation, ainsi que du Budget, des Comptes Publics et du Portefeuille Public, ainsi que des professionnels et des entreprises du marché aval. Le Décret no 2002-281 portant sur la création et l'organisation du CTSAPA stipule que le comité se réunit une fois par mois sur convocation de son président, assuré par le MHC, ou d'un tiers de ses membres. Le CTSAPA est chargé de remettre un rapport annuel de ses activités au MHC.

C. Poids de la CORAF dans les finances publiques

13. Le choix de l'État de faire de la CORAF le premier fournisseur de carburants du pays a un coût important. Au Congo, les importations sont subsidiaires à la production de la CORAF. En d'autres termes, le recours aux importations de carburants ne peut avoir lieu *qu'une fois* la production de la CORAF écoulée. Or, des indicateurs financiers suggèrent l'impossibilité pour la CORAF de produire sans large soutien public.

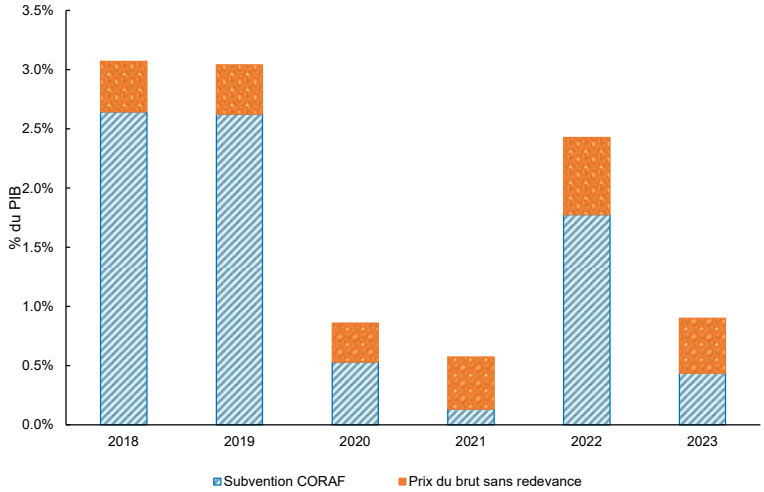
14. La CORAF reçoit plusieurs types de soutiens budgétaires, notamment sous la forme d'un accès à un prix préférentiel a une partie du brut de l'Etat qui lui revient en nature en tant que redevance. Entre 2018 et 2023, l'État congolais a vendu en moyenne annuelle 5,9 M de barils de brut à la CORAF, soit environ 10% de la redevance en nature de l'État. Ce brut est vendu à un « prix fiscal »[6] diminué de la redevance minière de 15%. Cette subvention sur les ventes de brut s'élève à 37 Mds FCFA en moyenne sur la même période, correspondant à 0,45% de PIB annuels (Graphique 6).

15. Un autre type de soutien à La CORAF prend la forme d'une subvention budgétaire directe qui peut représenter un poids significatif pour les dépenses publiques. La raffinerie nationale bénéficie de larges transferts gouvernementaux pour financer ses opérations et investissements. Ces montants varient de manière significative au fil du temps représentant en moyenne 111 Mds FCFA par an entre 2018 et 2023, soit 1,4 % du PIB (Graphique 6).

[5] Ce taux n'est néanmoins pas respecté dans les divers arrêtés fixant les prix des produits (voir Section III).

[6] Ce prix fiscal est « négocié » avec les producteurs pétroliers et comporte comme référence les prix de vente de leurs bruts par les pétroliers.

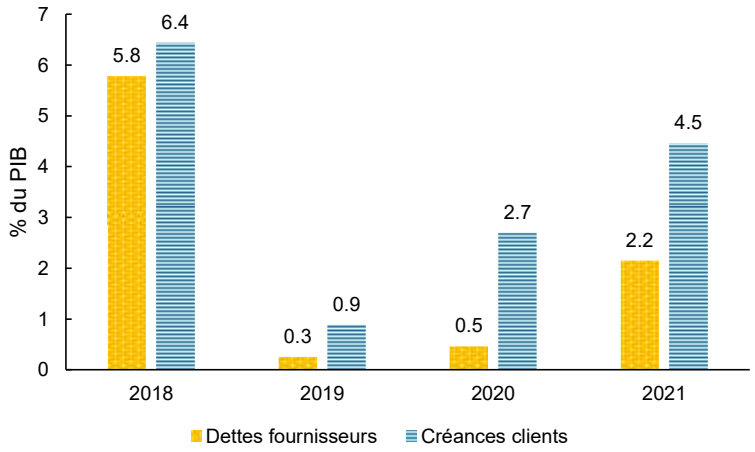
Graphique 6. Transferts à la CORAF et Redevance Minière
(Pourcentage du PIB)



Source : Mission FMI sur données SNPC et DG Aval.

16. Malgré les soutiens financiers importants de l'État à la CORAF, cette dernière semble avoir des difficultés à régler ses fournisseurs et à se faire payer par ses clients, suggérant une inefficacité structurelle profonde et/ou des défaillances de gouvernance profondes au sein de l'entreprise publique. Les états financiers de la CORAF révèlent d'importantes dettes fournisseurs et créances clients. Ces dettes fournisseurs (au premier rang desquels l'État qui lui fournit son brut) et ces créances clients (au premier rang desquels la SNPC qui lui achète ses produits raffinés) sont très larges (Graphique 7). Ces importantes dettes croisées entre entités publiques grèvent la capacité opérationnelle de la CORAF qui peut être amenée à retarder ou annuler des investissements et autres opérations de maintenance nécessaires à sa production. Elles nuisent notamment à la transparence des finances publiques qui ne transcrivent pas nécessairement ces risques fiscaux.

Graphique 7. CORAF : Dettes Fournisseurs et Créances Clients
(% du PIB)



Source : Mission FMI sur les États financiers 2019 et 2021 de la CORAF certifiés par EY.

III. Analyse des subventions aux prix des carburants

A. Formule des prix et comparaison internationale

17. Le Décret n°2005-699 (ci-après décret 699) du 30 décembre 2005 établit la structure des prix des produits pétroliers en République du Congo. La structure des prix concerne le supercarburant, le gazole, le pétrole lampant, le Jet A1 et l'AVGAS national, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), le gazole et les fiouls des soutes nationales[7]. Ce décret prévoit des révisions régulières des différents postes de coûts et taxes ; tous les mois, le Gouvernement peut décider de modifier les prix plafond de vente des produits pétroliers. L'article 17 du décret précise la fiscalité applicable, dont le Tarif Extérieur Commun (TEC – ou droits de douane) de 10% levé sur les volumes importés, complété des prélèvements communautaires (1,65%) et d'une redevance informatique (2%), la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) au taux de 18% majoré des Centimes Additionnels (CA) de 0,9% (5% de 18%)[8] levés sur les volumes importés et produits par la CORAF et sur les services rendus le long de la chaîne de distribution. La TVA n'est pas explicitement collectée sur le prix final des produits pétroliers. Depuis 2005, plusieurs décrets, arrêtés et instructions ont modifié ou précisé la structure des prix initialement établie et les modalités d'application de certaines charges ou taxes[9].

18. Les produits pétroliers sont valorisés différemment selon qu'ils sont produits localement par la CORAF ou importés (Tableau 1). La production de la CORAF est valorisée au prix sortie raffinerie (PSR, ligne 18 du Tableau 1), qui ne résulte pas d'une analyse du coût de revient de l'opération de raffinage des produits bruts mais du calcul d'un prix parité d'importation (PPI) majoré d'un coefficient d'ajustement économique. Le PPI se déduit d'une référence internationale (Prix CIF New ARA) à laquelle s'ajoutent plusieurs frais et coûts. Le coefficient d'ajustement était de 25% en 2008 lors de l'établissement du contrat de performance de la CORAF, puis a progressivement diminué jusqu'à 8% en 2024[10]. Cet ajustement économique vise à protéger la CORAF face à des raffineries plus grandes et plus avancées technologiquement. Les produits importés sont valorisés au prix à l'importation (PI, ligne 19 du Tableau 1) issu des factures déclarées par la SNPC. Selon le décret 2005-699, la TVA et les CA devraient s'appliquer au PSR ; le TEC, la TVA et les CA devraient s'appliquer au PI. Toujours selon le même décret, tous les produits pétroliers qui seront distribués devraient être valorisés à la moyenne pondérée des PSR et PI, toutes taxes comprises.

[7] Les prix des lubrifiants, du bitume, du white spirit et de la paraffine sont libres, comme ceux des produits pétroliers d'avitaillement relatif au transport international.

[8] Les CA sont des prélèvements complémentaires assis sur les principaux impôts et taxes à destination des collectivités locales.

[9] Notamment : Arrêté n°839 du 14 mars 03 pour les produits blancs ; Arrêté n°4550 du 9 août 02 pour le fioul ; Arrêté n°14335 2018 portant révision des prix des produits pétroliers soumis à la structure des prix ; Arrêté 8674 du 30 juin 2023 portant fixation du prix du supercarburant ; Arrêté n°14335/MCAC/MEF/MHC/MBCPPP du 11 novembre 2023 portant révision des prix des produits pétroliers finis liquides soumis à la structure des prix.

[10] Art. 6 du Contrat de Performance entre la République Congolaise et la CORAF. Selon ce contrat, le coefficient d'ajustement, initialement de 25%, devra être réduit de 3% par an sur 5 ans. La mission n'a pas expertisé la cohérence des actions de modernisation de la CORAF avec le sentier de décroissance du coefficient d'ajustement. De même, les autorités n'ont pas partagé avec la mission la révision du contrat ajustant le coefficient économique à hauteur de 8%.

19. La SNPC revend les produits à un Prix Entrée Distribution (PED) officiel qui diffère de la moyenne pondérée des PSR et PI. Le PED officiel est l'élément central, et hautement politique, de la structure des prix des produits pétroliers car le Gouvernement le définit de façon discrétionnaire. Il correspond au prix auquel la SNPC revend aux marketeurs les produits pétroliers. L'écart entre le PED officiel et la moyenne pondérée des PSR et PI (ou « PED réel ») correspond à un soutien à la SNPC s'il est positif, ou à une perte pour la SNPC qui devrait donner lieu à un transfert compensatoire s'il est négatif. Les marketeurs peuvent également importer des produits pétroliers avec des autorisations exceptionnelles non seulement pour le réseau des stations-services, mais aussi pour des clients hors réseaux. Dans le premier cas, les marketeurs-importateurs cèdent alors une partie de leurs produits achetés aux autres marketeurs, leurs concurrents, au PED officiel. Dans le second cas, les prix sont libres, négociés entre le marketeur-importateur et ses clients (notamment des industries extractives).

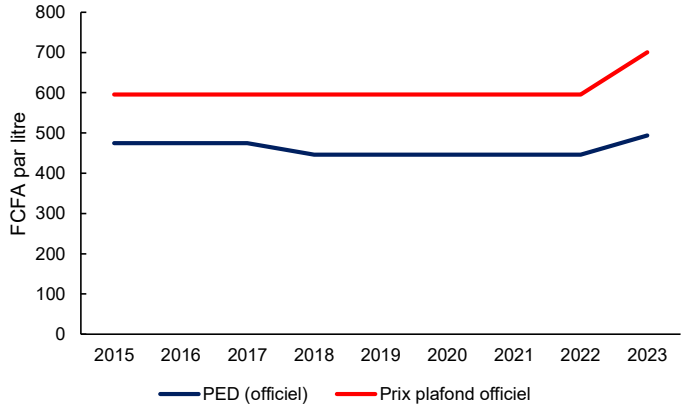
20. Les prix plafond à la pompe se déduisent des PED officiels respectifs de chaque produit en ajoutant différentes charges, marges et taxes (Tableau 1).

- Les prix plafond et les PED officiels devraient être révisés mensuellement par différents comités ou autorités mais ils sont demeurés largement fixes jusqu'aux augmentations de 2023 (Graphique 8 a)[11].
- Les frais et marges sont officiellement négociés annuellement, mais ils ont peu varié depuis plusieurs années (Graphique 8 b). La SCLOG est en charge du passage en dépôts et du transport massif vers les 8 dépôts qui maillent le territoire congolais (lignes 23 et 25, Tableau 1). La politique de prix unique à la pompe implique une péréquation territoriale supportée par le poste transport massif de la structure de prix : le surcoût lié à l'approvisionnement des dépôts au Nord du pays est « financé » par le moindre coût d'approvisionnement des dépôts au Sud. Les marketeurs se financent par les frais et marges de distribution, la marge revendeur et le coût du transport terminal (lignes 28, 32 et 34, Tableau 1).
- La SNPC perçoit le PED, la TVA et les CA associés, les pertes en logistique, les frais financiers sur stock de sécurité, les financements du risque environnemental, de l'organe de régulation (l'ARAP) et du comité technique et la contribution à la stabilisation. Ce dernier poste permet l'ajustement entre les PED officiels majorés des frais, marges et coûts avec les prix à la pompe (ligne 39, Tableau 1). Cette contribution est censée alimenter un fonds de stabilisation à travers un compte séquestre hébergé à la BEAC.

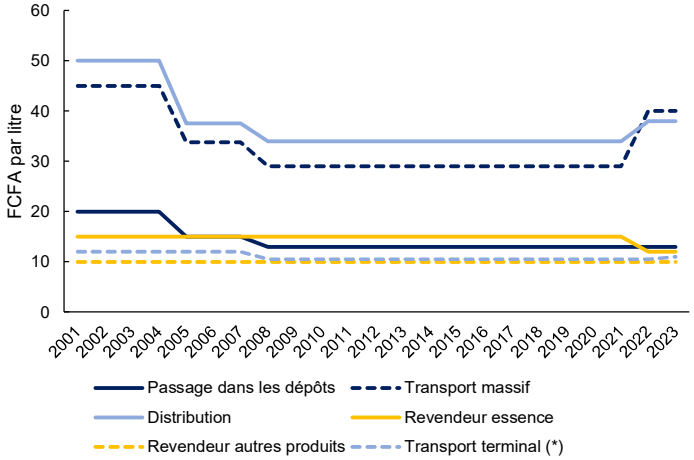
[11] Le Comité Technique du Secteur des Activités Pétrolières Aval (CTSAPA) est en charge du calcul mensuel du PED réel sur la base duquel il émet des recommandations d'évolution du PED officiel qu'il transmet au Gouvernement. Il revient à ce dernier de fixer le prix plafond à la pompe. Le PSR relève de l'agence de régulation du secteur pétrolier aval (ARAP).

Graphique 8. Evolution des PED officiels, prix plafond et postes de coûts d'approvisionnement depuis 2001 dans la structure des prix

a. PED officiels et prix plafond



b. Postes de coûts



Source : SNPC, mission FMI.

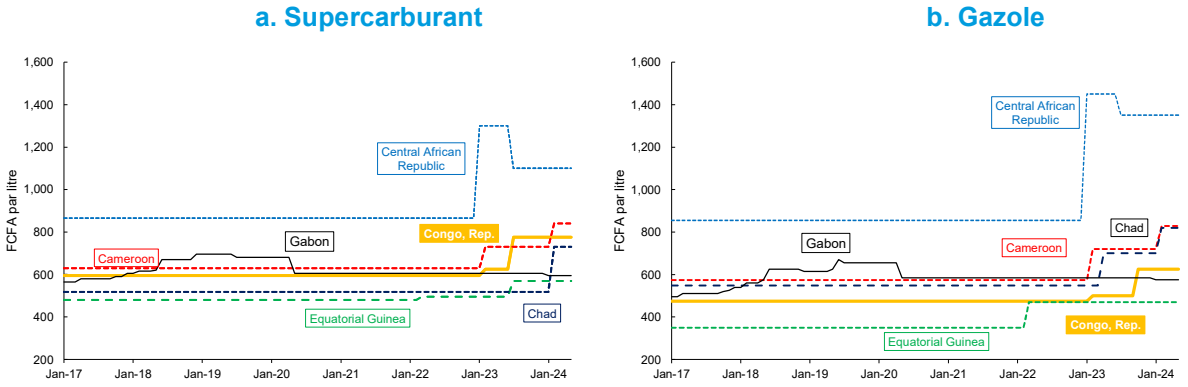
Tableau 1. Structure des prix du supercarburant et du gazole en mai 2024

		Désignation	Détail du calcul	Super carburant	Gazole nationale
USD/TM	1	Prix CIF NEW ARA (mois précédent)		882,25	666,67
	2	Frêt maritime	Worldscale New Workdtanker	50,47	50,47
	3	Assurance	=1,5%*((1)+(2))	13,99	10,76
	4	Prix CIF Pointe Noire	=(1)+(2)+(3)	946,71	727,90
	5	Pertes en mer	=0,5%*(4)	4,73	3,64
	6	Frais des lettres de crédit	=(1+18,9%)*(3%*(4)+1,07)	35,04	27,24
	7	Surestaries	Coût par TM	3,20	3,20
	8	Frais portuaires et d'outillage	Port autonome de Pointe-Noire	1,27	1,27
	9	Frais d'inspection et de contrôle	=1%*(1)	8,82	6,67
	10	*Total Frais d'approche*	*Somme de (5) à (9)*	*53,07*	*42,01*
	11	Total Frais d'Importation (TFI)	=(4)+(10)	999,78	769,91
	12	Frais de change USD/FCFA	=(1+18,9%)*(1,5%*(1+9%)*(11)+0,99)	20,61	16,14
	13	Prix Parité Importation (PPI)	=(11)+(12)	1 020,39	786,05
FCFA/TM	14	Prix Parité Importation (FCFA/TM)	=(13)*606,806 (Taux de change USD/FCFA)	619 180,57	476 980,69
	15	Densité (*)		0,755	0,845
	16	Prix Parité Importation (FCFA/m3)	=(14)*(15)	467 481,33	403 048,68
FCFA/l.	17	Prix Parité Importation (FCFA/l)	=(16)/1000	467,48	403,05
	18	**Prix sortie raffinerie (PSR)**	**=(1+8%)*(17)**	**504,88**	**435,29**
	19	**Prix d'importation (PI)**	***Prix sur facture d'importation de la SNPC ou du marketeur Source d'appoint, non renseignée pour mai 2024***		
	20	Prix d'Entree Distribution (PED) réel	Moyenne pondérée PI et PSR		
	21	**PED - Officiel (HT)**	**Arrêté 14335/MCAC/MEF/MHC…**	**487,66**	**360,29**
	22	TVA et CA sur PED	=18,9%*(21)	92,17	68,09
	23	Frais, marge de passage dans les dépôts		13,00	13,00
	24	TVA sur frais et marges passage dépôt	=18,9%*(23)	2,46	2,46
	25	Coût du transport massif		40,00	40,00
	26	TVA sur coût du transport massif	=18,9%*(25)	7,56	7,56
	27	Pertes en logistique	=0,5%*((21)+(23)+(25))	2,70	2,07
	28	Frais et marges de distribution		38,00	38,00
	29	TVA sur frais et marges de distribution	=18,9%*(28)	7,18	7,18
	30	Frais financiers sur stocks de sécurité	=0,97%*(21)	4,73	3,49
	31	Financement de l'organe de régulation	=0,4%*(21)	1,95	1,44
	32	Marge du revendeur		12,00	10,00
	33	TVA sur marge du revendeur	=18,9%*(32)	2,27	1,89
	34	Coût du transport terminal		11,00	11,00
	35	TVA sur coût du transport terminal	=18,9%*(34)	2,08	2,08
	36	Financement du risque-environnement	=0,2%*(21)	0,98	0,72
	37	Financement du comité technique	=0,05%*(21)	0,24	0,18
	38	*Prix intermédiaire*	*=Somme (21) à (37)*	*725,98*	*569,45*
	39	Contribution à la stabilisation	=(40)-(38)	49,02	55,55
	40	**Prix de vente plafond (TTC)**		**775,00**	**625,00**

(*) : le taux de densité précisé dans le décret et conforme à la norme internationale est de 0,745, mais celui utilisé est 0,755.
Source : Décret 2005-699, Arrêtés 8674 du 30 juin 2023 et14335 du 11 novembre 2023, auteurs.

21. Suite à la crise énergétique mondiale de 2022, les autorités congolaises, comme les autres gouvernements de la CEMAC, ont augmenté les prix à la pompe du supercarburant et du gazole (Graphique 9 a et b). Jusqu'à décembre 2022, les prix à la pompe du supercarburant et du gazole sont restés très largement fixes dans tous les pays de la CEMAC, à l'exception du Gabon qui pratique plus fréquemment des ajustements à la pompe. Entre décembre 2022 et décembre 2023, les prix plafond du supercarburant et du gazole ont augmenté de 30% en République du Congo. Le Cameroun, la Centrafrique et le Tchad ont davantage augmenté le prix régulé du gazole (de 25% au Cameroun à près de 60% en Centrafrique), alors que la Guinée Equatoriale a laissé inchangé le prix à la pompe du gazole. Les augmentations du prix régulé du supercarburant ont été moins élevées, de 15% en Guinée Equatoriale à près de 30% en Centrafrique, le Tchad laissant inchangé le prix à la pompe de ce produit. Dans les premiers mois de 2024, le Gabon se distingue en baissant légèrement les prix à la pompe[12]. Après les augmentations de 2023, les prix à la pompe congolais demeurent médians comparés à ceux des autres pays de la CEMAC.

Graphique 9. Evolution mensuelle des prix à la pompe du supercarburant et du gazole dans les pays de la CEMAC, 2017-2024



Source : Mission FMI.

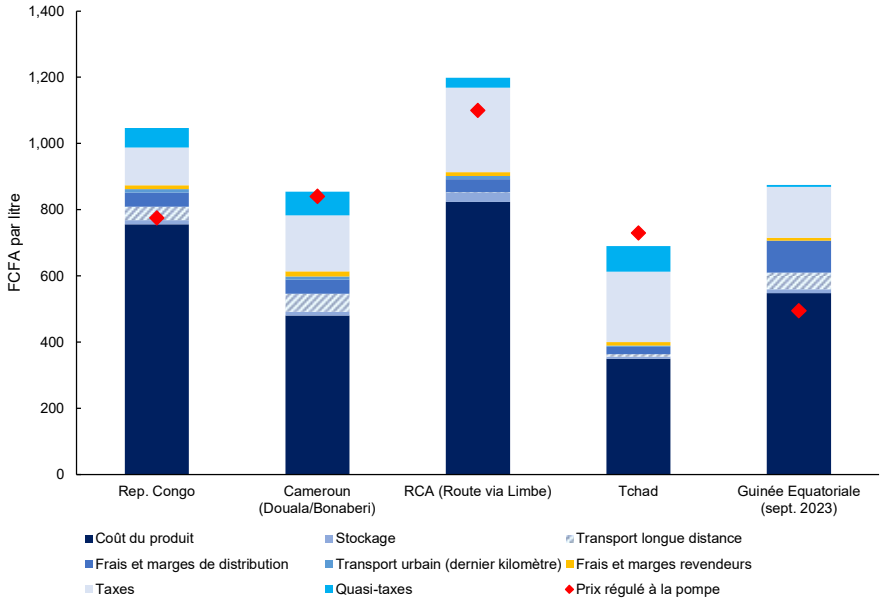
22. Une comparaison des composants formant les prix à la pompe dans les pays de la CEMAC suggère des surcoûts pour l'acquisition des carburants et une fiscalité plus faible en République du Congo (Graphique 10). Parmi les pays de la CEMAC, le Congo a un coût de produit comparable à celui de la République Centrafricaine (RCA). Cependant, la part relative du coût du produit dans le prix du supercarburant est plus élevé au Congo qu'en RCA (71% vs. 69%, Graphique 11) pour des volumes consommés plus importants au Congo qu'en RCA voisine, suggérant une défaillance importante dans l'acquisition des carburants au Congo. A priori, cette défaillance proviendrait davantage des coûts des produits importés par la SNPC que de la valorisation des productions de la CORAF car cette dernière se base sur une référence internationale augmentée de frais d'approche relativement raisonnables (Tableau 1)[13]. A contrario, les prix des volumes importés par la SNPC semblent très élevés et déconnectés d'une référence internationale augmentée de frais et d'une prime raisonnable. Enfin, le poids de la fiscalité est relativement faible dans le prix des carburants au Congo : celui-ci s'élevait à 11% en juin 2024, contre le

[12] Il est important de noter que le Gabon pratique des prix différents entre ceux du réseau des stations-services et ceux pour les clients industriels hors réseau. Ces derniers prix sont significativement plus importants que les prix du réseau des stations-services.

[13] Le niveau de certains de ces frais d'approche peut être questionné et des alternatives sont proposées dans la recommandation de réforme de la structure de prix (Section IV).

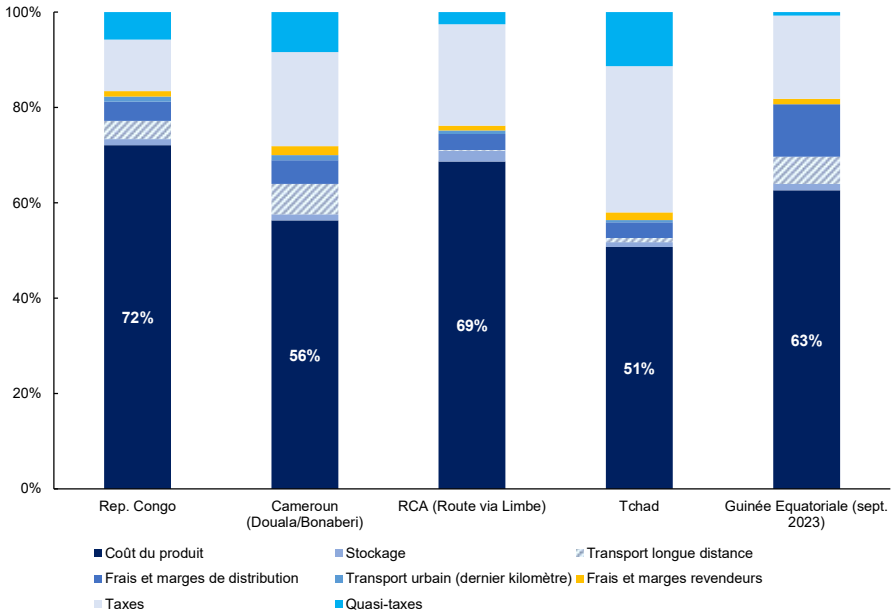
double en moyenne dans les autres pays de la CEMAC. Cela suggère un cout d'opportunité fiscal important au Congo.

Graphique 10. Structure des prix à la pompe du supercarburant dans les pays de la CEMAC, juin 2024



Source : Mission FMI.

Graphique 11. Part des postes de coûts et de fiscalité dans le prix total avant subvention du supercarburant dans les pays de la CEMAC, juin 2024

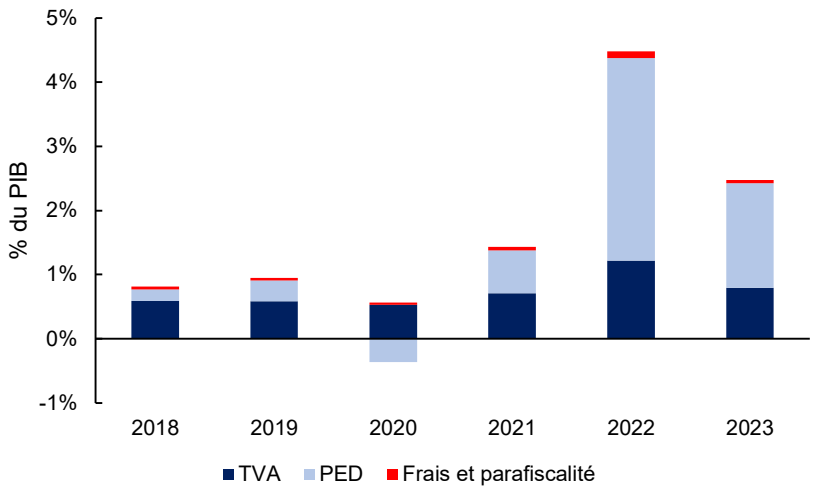


Source : Mission FMI.

B. Quantification des subventions totales aux carburants

23. L'application imparfaite de la structure des prix précédemment décrite a généré d'importantes dépenses de subvention, variant entre 0,2% du PIB en 2020 et 4,5% du PIB en 2022 (Graphique 12). Cette subvention se déduit de la différence entre le prix régulé, i.e., fixé par arrêté, pour les principaux produits pétroliers consommés (supercarburant, gazole et Jet A1) et le prix réel qui résulterait d'une application stricte du Décret 2005-699 (Encadré 1). Sur la période considérée, les dépenses de subvention ont été maximales en 2022, lors de l'envolée des cours mondiaux, atteignant 409 Mds FCFA, ou 4,5% du PIB. Les subventions peuvent se décomposer en trois grands types de dépenses : une sur/sous-évaluation du coût du produit (i.e., la différence entre les PED officiel et réel que collecte la SNPC), une perte de recettes de TVA, et une perte de parafiscalité et autres postes de menus frais. L'écart entre le PED officiel défini par arrêté et le PED réel résultant de l'application du Décret 2005-699 en représentait plus des deux tiers (71%). En 2020, le PED officiel était supérieur au PED réel, signifiant une recette parafiscale pour la SNPC de près de 24 Mds FCFA (soit 0,4% du PIB). Les autres années, le PED officiel était inférieur au PED réel, signifiant le besoin de compenser la SNPC pour cet écart reconnu (mais non audité). Un autre élément important de ces subventions est l'écart de TVA qui varie de 0,47% du PIB en 2023 à 1,25% en 2022. Cet écart qui ne se déduit pas d'exonérations ou de taux réduit de TVA, n'est pas une dépense fiscale mais le résultat d'une définition et d'une application défaillantes de cette taxe aux produits pétroliers (voir sous-section III. C.).

Graphique 12. Décomposition des subventions par types de dépenses, 2018-2023
(% du PIB)

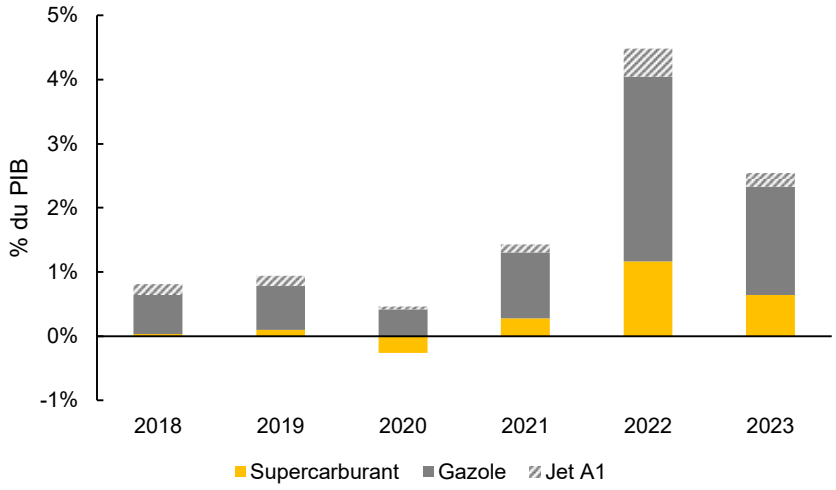


Source : Mission FMI sur données SNPC.

24. Entre 2018 et 2023, 70% en moyenne des subventions annuelles aux carburants ont concerné la consommation de gazole (Graphique 13). À l'exception de 2020, année marquée par la pandémie de Covid-19 et où la subvention au gazole a représenté plus de 200% de la subvention totale (le supercarburant étant non pas subventionné mais taxé cette année-là, suite au décrochage des cours internationaux relativement au PED officiel même inchangé), la subvention au gazole a représenté en moyenne 70% du total de cette dépense. Ce poids relatif de la subvention au gazole s'explique à la fois par une subvention unitaire plus grande (un PED officiel plus faible) et un plus gros volume consommé. La subvention au Jet A1 et au supercarburant représente en moyenne 30% de la subvention annuelle

totale, avec, jusqu'à 2020, le Jet A1 davantage subventionné que le supercarburant. Cette décomposition souligne que la consommation des industriels, représentant 60% de la consommation annuelle de gazole et 100% de la consommation de Jet A1, est davantage subventionnée que celle des ménages (55% du total des subventions annuelles en moyenne sur la période).

Graphique 13. Décomposition des subventions par types de carburant, 2018-2023
(% du PIB)



Source : Mission FMI sur données SNPC.

Encadré 1. Définition et calcul des subventions aux produits pétroliers

Le prix réel est construit en prenant le PED réel, à savoir la moyenne pondérée du PI et du PPI, et non le PED officiel publié dans les arrêtés successifs (Annexe 1). Cette différence impacte la TVA, les CA et tous les frais ou taxes calculés en pourcentage du PED. Une seconde distinction entre le prix régulé et le prix réel est l'application rigoureuse de la fiscalité. La mission intègre ainsi les droits de douane au taux de 10% et les taxes diverses en douane (3,65%), qui augmentent le PI et le PED. La TVA est calculée sur le prix final HT et intégrée pour établir un prix final TTC.

Le Tableau 2 ci-dessous présente le détail entre le prix officiel défini par arrêté et le prix réel résultant d'une interprétation stricte du Décret 2005-699 pour le supercarburant et pour le gazole en décembre 2023 (mois d'application de l'Arrêté n°14335[14]). Le PED réel est significativement supérieur au PED officiel. Cet écart représente l'essentiel de la subvention : près de 77% pour le supercarburant (121 FCFA/l.) et 78% pour le gazole (164 FCFA/l.). Les pertes de logistiques, les frais financiers, le financement de l'agence de régulation et les financements du risque environnemental et du comité technique sont théoriquement des pourcentages du PED suivant le Décret 2005-699, mais sont déterminés comme des montant nominaux sensiblement inférieurs par l'Arrêté. Malgré la prise en compte de la TVA sur les PED des deux produits pétroliers considérés, il subsiste un écart de TVA assez conséquent résultant d'une part d'un PED réel supérieur et d'autre part de l'hypothèse de considérer la TVA sur les prix finaux, donc à la pompe. Cette approche remplace celle consistant à collecter la TVA sur le PED et sur les frais de service, excluant certains frais financiers et la parafiscalité.

[14] Arrêté n°14335/MCAC/MEF/MHC/MBCPPP du 11 novembre 2023 portant révision des prix des produits pétroliers finis liquides soumis à la structure des prix

Tableau 2. Détails de la différence de prix officiel et théorique pour le supercarburant et le gazole en décembre 2023 (FCFA/l.)

	Supercarburant			Gazole		
	Prix officiel	Prix réel	Différence	Prix officiel	Prix réel	Différence
Prix d'Entree Distribution - FCFA	**487,66**	**609,00**	**- 121,34**	**360,29**	**524,56**	**- 164,27**
TVA et CA sur PED	92,17	115,10	- 22,93	68,09	99,14	- 31,05
Frais et Marches de passage dans les dépôts	13,00	13,00	-	13,00	13,00	-
TVA surs frais et marges passage dépôt	2,46	2,46	-	2,46	2,46	-
Coût du transport massif	40,00	40,00	-	40,00	40,00	-
TVA sur coût du transport massif	7,56	7,56	-	7,56	7,56	-
Pertes en logistique	2,70	3,04	- 0,34	2,07	2,62	- 0,55
Frais et marges de distribution	38,00	38,00	-	38,00	38,00	-
TVA sur frais et marges de distribution	7,18	7,18	-	7,18	7,18	-
Frais financiers sur stocks de sécurité	4,73	5,91	- 1,18	3,49	5,09	- 1,60
Financement de l'organe de régulation	1,95	2,44	- 0,49	1,44	2,10	- 0,66
Marge du revendeur	12,00	12,00	-	10,00	10,00	-
TVA sur marge du revendeur	2,27	2,27	-	1,89	1,89	-
Coût du transport terminal	11,00	11,00	-	11,00	11,00	-
TVA sur coût du transport terminal	2,08	2,08	-	2,08	2,08	-
Financement des risque environnement	0,98	1,22	- 0,24	0,72	1,05	- 0,33
Financement du comité technique	0,24	0,30	- 0,06	0,18	0,26	- 0,08
Contribution à la stabilisation	49,02	49,02	-	55,55	55,55	-
Prix de vente plafond	775,00	784,93		625,00	703,23	
TVA collectée	*113,72*	*148,35*	*- 34,63*	*89,26*	*132,91*	*- 43,65*
Prix TTC	**775,00**	**933,28**	**- 158,28**	**625,00**	**836,14**	**- 211,14**
Subvention totale (différence Prix final TTC)			***158,28***			***211,14***
Subvention PED			***121,34***			***164,27***
Subvention TVA			***34,63***			***43,65***
Subvention Frais et parafiscalité			***2,31***			***3,22***

Source : Mission FMI sur données SNPC.

C. Les limites de la formule actuelle des prix et de sa gouvernance

25. Outre l'insoutenabilité pour les finances publiques de la politique de prix plafond à la pompe inférieur au prix formule, les limites structurelles de la formule des prix et sa gouvernance défaillante ont d'importantes conséquences budgétaires et économiques négatives. Les limites structurelles de la formule des prix sont liées à i) une application irrégulière de la TVA, ii) une invisibilisation de la subvention unitaire au prix à la pompe, et iii) l'imposition d'une parafiscalité incohérente. Les défaillances de gouvernance de la formule des prix concernent i) l'absence de coordination entre les administrations centrales du ministère des Hydrocarbures (en particulier la nouvelle direction générale du secteur pétrolier aval) et celles du ministère des Finances (directions générales des impôts et des douanes), ii) l'(in)application discrétionnaire des textes règlementaires en vigueur, et iii) l'absence de contrôle des actions et déclarations des acteurs publics et privés de la chaine de distribution. Ces limites et leurs conséquences économiques et budgétaires sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

26. L'application actuelle de la TVA dans la structure des prix à la pompe place certains marketeurs en situation de crédits de TVA, estimés à fin mars 2024 à 0,05% de PIB. La CORAF

collecte la TVA sur ses livraisons de produits pétroliers à la SNPC[15]. Selon le décret 699, la TVA est également levée sur les postes dits de service comme les frais de passage dans les dépôts et le transport massif[16], le transport terminal, les frais et marge de distribution et de revendeur. Jusqu'à une évolution récente (juillet 2023 pour le supercarburant et novembre 2023 pour le gazole), la TVA n'était pas levée sur le PED officiel. Malgré ces changements, les factures en date de juin 2024 consultées par la mission et émises par la SNPC auprès de marketeurs ne faisaient toujours pas apparaître de TVA sur le PED officiel[17]. De plus, la TVA n'apparaît pas explicitement dans le prix final à la pompe ce qui peut créer un différentiel important entre une faible TVA collectée par les marketeurs car calculée sur leurs seuls frais et marges, et la TVA payée par ces mêmes marketeurs le long de la chaine d'approvisionnement et qu'ils peuvent déduire. Selon des données de la Direction Générale des Impôts (DGI), certains marketeurs ont accumulé des stocks de crédits de TVA (non audités ni certifiés par la DGI) conséquents de l'ordre de 4,6 Mds FCFA en mars 2024 (Tableau 3)[18]. La question du remboursement des crédits de TVA dépasse le strict cadre de cette mission, mais elle apparaît ici critique pour des recettes effectives de TVA.

Tableau 3. Recettes et crédits de TVA sur la consommation de produits pétroliers

	TVA payée			Crédits de TVA
millions de FCFA	**2021**	**2022**	**2023**	**Mars 2024**
Marketeurs				
Société Africa Oil & Gas Corp	0	0	0	463
Total	0	0	0	2,735
XOIL Congo	48	264	0	152 (*)
Puma	0	0	0	1,009
AOGC Distribution		0	105	235 (*)
Entreprises publiques				
SCLOG	4,548	4,582	3,287	-
SNPC	174	213	216	-
Total	*4,770*	*5,059*	*3,608*	*4,594*
% du PIB	*0.06%*	*0.06%*	*0.04%*	*0.05%*

(*) : Décembre 2023.
Source : DGI et calculs de la mission.

27. La récente instruction fiscale n°252 de juin 2024 crée une situation de crédit structurel de TVA pour tous les marketeurs. Cette instruction devait pallier l'absence de TVA facturée par la SNPC sur le PED auprès des marketeurs. Elle stipule que les marketeurs doivent *auto-liquider* la TVA due sur le PED. Or, cette disposition place automatiquement les marketeurs en situation de crédits structurels de TVA puisqu'aucune TVA n'est collectée sur le prix à la pompe. En effet, sur un litre de supercarburant vendu en juin 2024, le marketeur acquitte la TVA à 18% par autoliquidation sur le prix PED officiel, soit 92,17 FCFA/l., par exemple pour le supercarburant, et collecte la TVA à 18% sur les frais et marges de distribution, la marge revendeur et le coût de transport terminal, soit 11,53 FCFA/ l. pour le même produit pétrolier. Or, la TVA auto-liquidée sur le PED officiel est déductible. En effet, la loi n°12-97 qui introduit la

[15] Facture du 04/04/2024 de la CORAF a la SNPC pour vente de produits finis, fournie par la SNPC.

[16] Facture du 22/04/2024 de la SCLOG a la SNPC pour stockage et transport massif de produits finis, fournie par la SNPC.

[17] Facture du 03/06/2024 de la SNPC a AOGC pour vente de produits finis, fournie par AOGC.

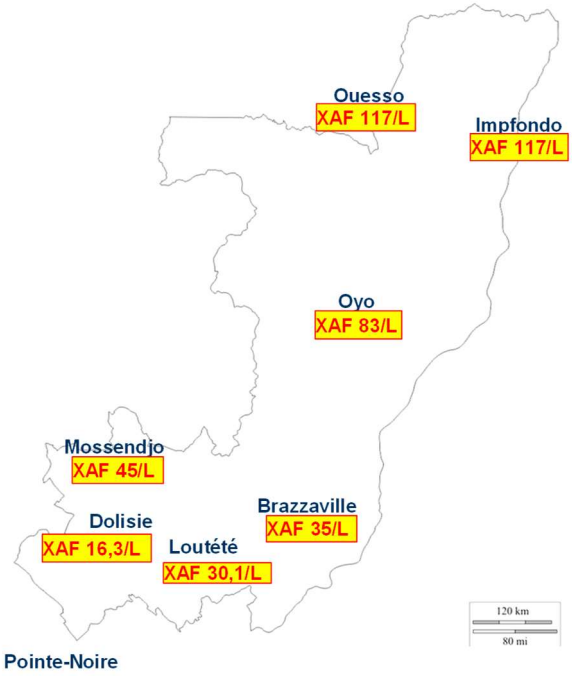
[18] Ces montants de crédits peuvent également résulter d'investissements conséquents qui ont donné lieu à un montant élevé de TVA déductible.

TVA au Congo en 1997, reprise dans le Code Général des Impôts (CGI), précise la déductibilité de la TVA sur l'achat des carburants pour les marketeurs[19]. Les marketeurs sont donc structurellement créditeurs de TVA à hauteur de 82,64 FCFA/l. de supercarburant après centralisation, i.e. après le calcul de la différence entre TVA collectée (11,54 FCFA/l.) – TVA déductible (92,17 FCFA/l.).

28. L'absence dans la formule des prix d'une ligne dédiée à l'écart entre les PED officiel et réel invisibilise la subvention (ou le prélèvement le cas échéant) pratiquée sur le prix fixe à la pompe. Cette invisibilisation a des répercussions importantes sur le budget puisqu'elle empêche une prévision fiable du montant des subventions et une caractérisation cohérente et informative entre subventions aux producteurs (SNPC et CORAF quand le PED officiel est plus élevé que le PED réel) et aux consommateurs (quand le prix plafond à la pompe est inférieur au prix formule). Cette invisibilisation crée de la non-transparence budgétaire car elle masque l'exposition du budget à la volatilité des cours internationaux des produits pétroliers qui rentrent dans le calcul des PED réels. Elle empêche également le contrôle de cette dépense par le Parlement. Par ailleurs, le prix unique du transport massif sur tout le territoire masque une péréquation de fait entre les différentes régions congolaises afin de maintenir un prix unique à la pompe dans tout le pays. Or, la SCLOG, en charge de l'approvisionnement des 8 dépôts maillant le territoire, indique une variance très importante des coûts unitaires d'acheminement entre les régions du Nord et celle du Sud du pays (Graphique 14). Cette péréquation n'est pas indiquée clairement dans la formule des prix contrairement à ce qui peut se pratiquer dans d'autre pays de la sous-région (par ex., la formule des prix des carburants comporte une ligne dédiée à la péréquation territoriale en Centrafrique ; au Cameroun, les prix d'acheminement varient en fonction de la localisation du dépôt). De surcroît, la politique du prix unique dans tout le pays encourage fortement la contrebande dans les régions frontalières de pays où les prix sont supérieurs à ceux pratiqués au Congo, notamment pour le gazole au Cameroun et en Centrafrique (Graphique 10).

[19] Plus précisément, selon l'article 2 de la loi n°12-97, la TVA s'applique aux opérations réalisées à titre onéreux relevant d'une activité économique. Une activité économique est définie à l'article 3 de la même loi et inclut notamment le raffinage, la distribution et la mise à la consommation des produits pétroliers. Selon l'article 20, les produits pétroliers sont exclus du droit à déduction **à l'exception** des carburants achetés pour la revente par des importateurs ou grossistes, ou achetés pour la production d'électricité devant être revendue. En d'autres termes, la TVA sur l'achat de carburant est une TVA déductible pour les marketeurs. Cette déductibilité est également affirmée dans les deux Directives de la CEMAC qui encadrent l'application de cette taxe par les Etats membres (Directive n07/11-UEAC-028-CM-22 du 19 décembre 2011 et Directive N°11/22-CEMAC-UEAC-010A-CM-38 su 10 novembre 2022).

Graphique 14. Variance des coûts d'acheminement des produits pétroliers selon les dépôts, 2024



Source : SCLOG.
Note : Coût moyen du transport massif tous modes (routier, ferroviaire ou fluvial) depuis Pointe-Noire, qui couvre la rémunération des prestataires mais n'intégrerait pas les coûts et la marge de la SCLOG.

29. Enfin, la parafiscalité de la formule des prix est fantasque, non transparente, et son affectation théorique à plusieurs entités aux mandats et activités flous est questionnable. Le prix à l'importation, PI, est censé inclure une redevance informatique de 2% sur la référence internationale du prix à l'import (décret 699). Outre le niveau très élevé de cette redevance qui devrait bénéficier aux douanes, la facture du trader Petrocam à la SNPC pour la vente de produits raffinés[20], que la mission a pu consulter, n'en donne aucun détail. Les redevances finançant le CTSAPA et l'ARAP, même de niveaux modestes, n'ont pas leur place dans la formule des prix et les taux définis dans le décret 2005-699 ne sont pas respectés dans les arrêtés successifs établissant les prix à la pompe. Le consommateur final ne devrait pas financer des instances dysfonctionnelles visiblement non investies par les parties prenantes et le Gouvernement. Le comité de structure des prix ne se réunit que rarement et la mission n'a pas eu accès aux procès-verbaux de ses séances qui devraient être mensuelles (décret 699). L'agence de régulation n'a pas pu fournir à la mission la moindre information quantitative ni qualitative sur le secteur et les acteurs qu'elle est censée superviser. En effet, l'agence ne collecte pas régulièrement de données sectorielles et éprouve des difficultés à obtenir de la SNPC des informations essentielles, elle ne produit pas d'études ni d'évaluations du secteur pour éclairer les décideurs. Enfin, la contribution à la stabilisation est une ligne ad hoc, permettant d'égaliser le prix formule issu d'un PED officiel discrétionnaire, et le prix plafond à la pompe, issu d'une décision gouvernementale elle aussi discrétionnaire. Le bénéficiaire final de cette parafiscalité collectée par la SNPC reste flou.

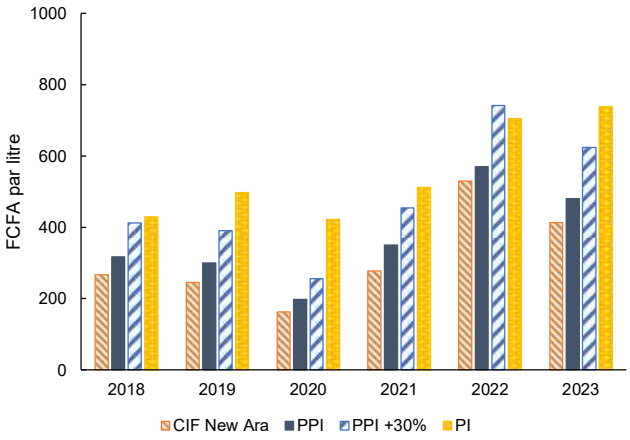
[20] Facture du 29/06/2022 de Petrocam à la SNPC pour la vente de produits pétroliers, fournie par la SNPC.

30. Les limites techniques de la formule des prix décrites plus haut sont largement dues à des défaillances importantes de gouvernance dans le secteur pétrolier aval. Ces défaillances correspondent à une absence de coordination intergouvernementale, une application discrétionnaire des textes légaux, et un manque de contrôle des acteurs privés et publics de la chaine d'approvisionnement :

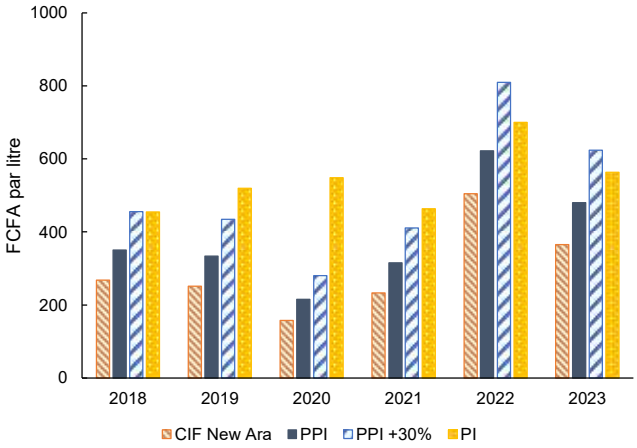
- **Absence de coordination intergouvernementale.** Les administrations générales des impôts et des douanes ne sont pas parties prenantes directes du CTSAPA, bien que le Ministre en charge des Finances soit cosignataire des décrets établissant le niveau des PED officiels. Cette absence de concertation des experts fiscaux peut mener à une inefficacité de la fiscalité de la structure des prix (voir analyse de la TVA plus haut) et à des pertes de recettes substantielles. A cet égard, on peut souligner que la procédure d'enlèvement direct des produits pétroliers est étonnante, ce régime dérogatoire ciblant davantage les biens périssables que les carburants, en autorisant le paiement des impôts et taxes après l'enlèvement des biens importés. Elle est également défaillante car non informatisée, signifiant qu'aucune importation de la SNPC, importateur unique, n'apparaît dans les extractions du logiciel de suivi des douanes SYDONIA. En faisant l'hypothèse que les droits de douane et la TVA sur les importations n'ont pas été collectés entre 2018 et 2023, l'écart fiscal ainsi généré aurait un coût estimé à 0,6% du PIB par an en moyenne (atteignant 1% du PIB par an en 2022 et 2023).
- **Application discrétionnaire des textes légaux.** L'application du décret 699 reste partielle. Par exemple, le PED réel qui doit être mensuellement révisé et servir de référence au PED officiel recommande par le CTSAPA doit correspondre à la moyenne pondérée des PSR et PI. Or la Direction Générale de l'aval pétrolier considère une moyenne simple, accordant ainsi plus de poids au PI souvent plus élevé que le PSR. De même, les taux de parafiscalité ne sont pas respectés pour un coût estimé de 0,5% du PIB par an en moyenne entre 2018 et 2023.
- **Absence de contrôle des acteurs.** Le système de supervision des acteurs de la chaine d'approvisionnement est coûteux pour l'État car essentiellement déclaratif et sans contrôle. A cet égard, la SNPC déclare ses factures d'importation sans que l'ARAP ou la Direction Générale Aval du ministère des Hydrocarbures ne les vérifient ou ne les discutent alors que les PI sont systématiquement plus élevés que les PPI, même lorsque ces derniers sont majorés à titre illustratif de 30% (sauf en 2022, voir Graphique 15). Les détails du processus d'appel d'offre de la SNPC n'ont pas été partagés avec la mission malgré des demandes répétées. La dépense budgétaire liée à cette inefficacité objective du processus d'importation s'élevait à 0,3% du PIB par an en moyenne entre 2018 et 2023. De la même manière, les déclarations d'assiettes de droits de douane et de TVA par la SNPC et les marketeurs ne sont ni challengées ni auditées par l'administration des impôts ou les douanes, qui ne font aucun recoupement avec des prévisions de recettes fiscales.

Graphique 15. Comparaison des cours internationaux, des PPI et PI du supercarburant et du gazole, 2018-2023

a. Supercarburant



b. Gazole



Source : Mission FMI sur données SNPC.

IV. Reformer les subventions

A. Recommandations et proposition de calendrier de réforme

31. Les ajustements proposés visent 3 objectifs i) la réduction des dépenses de subvention, ii) l'augmentation des recettes effectivement collectées sur la consommation de carburants, et iii) le renforcement de la gouvernance et de la planification stratégique du secteur. À chacun de ces objectifs correspondent des mesures de court et moyen terme.

Objectif 1 : Réduire les dépenses de subventions

Quatrième trimestre 2024

32. Une première mesure consiste à réduire le périmètre des subventions afin de les rendre plus progressives et moins inefficaces économiquement. 100% de la consommation du Jet A1 et 60% de la consommation de gazole sont le fait d'entreprises. Une libéralisation complète et immédiate du Jet A1, graduelle et progressive du gazole en commençant par les entreprises exportatrices, permettra de réduire immédiatement la dépense de subventions tout en ayant un impact maitrisé sur les prix intérieurs à la consommation relativement peu corrélés aux prix des biens exportés comme le pétrole brut ou les grumes. Une première étape immédiate consiste à libéraliser le marché du Jet A1 national (qui ne serait donc plus soumis à une structure de prix régulé), à exclure de la consommation de gazole au prix régulé les producteurs pétroliers onshore[21], et en mettant un terme au dispositif temporaire introduit en 2022 dit « gazole résilience », consistant à autoriser certains « gros consommateurs » à consommer du gazole pêche très largement subventionné[22]. Sur la période 2018-2023, cette mesure aurait eu un gain minimal estimé de 0,3% du PIB par an[23]. Dans le cadre de cette mesure de réduction du périmètre des subventions, il est évident qu'une réglementation des prix du Jet A1 international et des soutes internationales telle que présentée dans deux projets d'arrêtés reçus par la mission le 17 juin 2024, n'aurait aucun sens et n'est pas recommandée par la mission. De plus, l'assujettissement de ces produits à la TVA, comme indiqué dans ces projets d'arrêtés, contrevient à loi TVA au Congo et aux Directives CEMAC.

33. Pour opérationnaliser cette première mesure, il faudra concomitamment amender l'article 9 de la loi nº6-2001, afin de mettre fin au processus d'autorisation exceptionnelle d'importation pour les marketeurs agréés. Cette mesure permettra aux marketeurs de proposer des contrats de

[21] C'est déjà le cas pour les pétroliers offshore.

[22] Malgré les demandes répétées de la mission, la liste actuelle des bénéficiaires du « gazole résilience » n'a pas été communiquée. Il n'est donc pas possible d'évaluer l'impact budgétaire de la fin de ce dispositif, qui devrait néanmoins être marginal. Le plus gros impact positif attendu de cette suppression sera en termes de gouvernance, dans la mesure ou la procédure d'autorisation d'accès à ce dispositif est très opaque et encourage le trafic de carburant acheté à vil prix et possiblement revendu bien plus cher soit dans le pays, soit dans les pays frontaliers ou le prix à la pompe est plus élevé.

[23] La subvention concernant le Jet A1 était en moyenne de 0,2% du PIB sur les 5 dernières années. Celle portant sur le gazole était en moyenne de 1,3% du PIB. Or, l'activité pétrolière amont consomme près du quart des produits pétroliers selon le tableau Ressources Emplois de 2016, essentiellement du gazole. Une partie de cette consommation relève de contrat de gré à gré de type « ship to ship » pour l'extraction off-shore. La dépense de subvention sur le gazole estimée à 0,1% suppose une consommation de gazole réseau par le secteur amont (principalement onshore) de l'ordre de 20% de la consommation totale de produits pétroliers du secteur.

fournitures de carburant aux compagnies aériennes et aux gros consommateurs-exportateurs sans passer par le fournisseur unique actuel, la SNPC, ni la valorisation au PED officiel.

34. Une troisième mesure consiste à homogénéiser dans la structure des prix la valorisation des volumes importés par la SNPC avec la valorisation des produits de la CORAF, en prenant la même référence de prix internationale. Cette mesure permettra de réduire les surcoûts liés à des inefficacités importantes et objectivées dans les procédures d'importation de la SNPC[24]. Concrètement, cela signifie que le PI doit être égal au PPI majoré des droits de douane et des taxes communautaires en vigueur, et au PSR. Sur la période 2018-2023, cette mesure aurait eu un gain estimé de 0,3% du PIB par an.

35. Pour opérationnaliser cette troisième mesure, il faudra mettre en place une procédure d'appel d'offre transparente et respectant les bonnes pratiques internationales pour les volumes importés par la SNPC et destinés au marché régulé. Les autorités peuvent s'inspirer de l'exemple camerounais où le ministère des Hydrocarbures organise régulièrement des appels d'offre compétitifs pour l'importation de produits pétroliers afin d'assurer la couverture de la demande nationale. Cela permettra d'assurer un contrôle des pratiques de la SNPC, notamment par l'ARAP.

Premier trimestre 2025

36. Un plan de réduction des subventions à la CORAF devra être mis en œuvre, sur la base d'un diagnostic opérationnel des activités de la raffinerie. Ce plan pourra se baser sur une actualisation du diagnostic opérationnel de 2008 des activités de la CORAF[25]. Etant donnée l'ampleur des subventions annuelles à destination de la CORAF (estimées à 1,4% du PIB par an en moyenne sur la période 2018-2023) et le risque fiscal encouru, la politique consistant à prioriser la couverture de la demande locale par la production d'une raffinerie aux capacités vieillissantes et limitées doit être réinterrogée. Par ailleurs, la complexité des dettes croisées entre la SNPC et sa filiale CORAF et la mise en ligne prochaine d'une nouvelle raffinerie aux capacités plus importantes et plus modernes sont des arguments supplémentaires encourageant l'évaluation objective du soutien à la CORAF et de sa pertinence.

Objectif 2 : Augmenter les recettes fiscales et parafiscales effectivement collectées

Quatrième trimestre 2024

37. Le régime actuel d'enlèvement direct appliqué aux importations de la SNPC n'est pas informatisé et semble créer des pertes significatives de recettes en douane. L'enlèvement direct n'est pas un régime d'exonération mais une facilité pour les importateurs leur permettant de régler leurs droits et taxes après l'enlèvement de leurs produits. Or, aucune recette fiscale sur les importations des produits pétroliers par la SNPC n'a été communiquée à la mission malgré ses demandes répétées. Une extraction des importations de ces produits dans Sydonia ne révèle que les importations par les marketeurs de produits non réglementés comme les huiles, ou des importations exceptionnelles sous des

[24] Modification du Décret 699-2005 à prévoir.

[25] Diagnostic opérationnel réalisé par KPMG et Beicip-Franlab en 2008.

régimes très particuliers[26] qui ne représentent qu'une fraction très faible des importations totales (par exemple, 16 Mds FCFA pour le gazole en 2021). L'informatisation de l'enlèvement direct existe pourtant pour d'autres importations selon l'administration douanière. L'informatisation systématique ainsi qu'une révision de l'application du régime d'enlèvement direct dans Sydonia est une priorité afin de sécuriser les recettes des droits de douane et de TVA perçue en douane sur les importations des produits pétroliers par la SNPC et par les marketeurs en général. En revanche, l'établissement d'un régime d'entrepôt pour les produits pétroliers qui est une pratique courante dans la région, ne paraît pas adaptée au Congo étant donné la relative complexité du suivi des produits dans ce régime et le manque de coordination intergouvernementale en la matière.

38. La parafiscalité, à savoir le financement de l'organe de régulation, du comité technique et du risque environnemental, ne devrait pas être collectée par la SNPC, mais par les marketeurs qui les reverseraient au Trésor. La SNPC devrait retirer de ces factures les montants concernés. Le reversement de ces recettes n'est, en effet, pas réalisé par la SNPC comme pour la TVA (qui est néanmoins implicitement facturée). Il paraît plus sûr de confier le rôle de collecteur aux marketeurs qui vendent leurs produits au prix final qui intègre cette parafiscalité.

39. Il paraît urgent de suspendre l'application de l'instruction du 5 juin 2024 relative à l'autoliquidation de TVA qui place les marketeurs en situation de crédit structurel de TVA. L'accumulation de crédits de TVA par les marketeurs pourrait les amener à chercher à compenser le remboursement de ces crédits sur d'autres impôts. L'apurement de ces crédits nécessite une politique de vérification de la part de la DGI et une coordination étroite entre les administrations fiscales et douanières. Enfin, l'assujettissement à la TVA des prix à la pompe des produits pétroliers entraînera une collecte plus importante de TVA qui permettra de réduire plus rapidement les crédits de TVA validés par la DGI.

40. Enfin, une autre mesure immédiate consiste à appliquer le décret 699 et à lancer un audit des postes de couts et marges, afin d'éviter des changements abrupts après plusieurs années de rigidité. La réévaluation périodique des éléments de coûts et de marges de la structure des prix est une bonne pratique afin d'éviter la formation de rentes et rendre transparente la péréquation territoriale actuelle pratiquée à travers la ligne transport massif.

Premier trimestre 2025

41. L'introduction d'une nouvelle structure de prix permettra de clarifier les postes de couts, la fiscalité et la subvention aux carburants en éliminant les défaillances structurelles décrites plus haut et réduisant les risques de défaillance de mise en œuvre. La nouvelle structure de prix des produits pétroliers pour le supercarburant et le gazole reprend l'approche du décret 699 en utilisant un prix international de référence (CIF NEW ARA) pour les deux sources d'approvisionnement (importation et production locale). Le Tableau 4 présente le détail de cette nouvelle structure. La principale modification est d'égaliser le prix d'importation (PI) au prix sortie raffinerie (PSR) et au prix d'entrée distribution (PED). Ces trois prix strictement égaux se déduisent d'une référence internationale : le prix CIF NEW ARA majoré de différents frais et coûts et d'une nouvelle marge « importateur » de 10% (ligne

[26] Malgré ses demandes, la mission n'a pas reçu la liste des codes additionnels.

8, Tableau 4) qui pourra être réduite (ou augmentée) selon les résultats du contrat d'appel d'offre avec le ou les traders retenus. La marge importateur (10%), les droits et taxes collectés en douane (11,65%) et les frais d'approches comme l'assurance, les lettres de crédit et les frais d'inspection (4%) augmentent le coût de l'importation de plus de 25% et protège donc automatiquement la production locale de la CORAF[27]. Les autres modifications apportées à la structure des prix sont les suivantes :

- La ligne « pertes en mer » est modifiée afin d'enlever de sa base les frais d'assurance qui intègrent déjà la valeur de cette partie des produits, plus ou moins importante, chargée dans le navire et constatée au départ, mais qui ne sera pas constatée à l'arrivée du navire[28].

- Les frais de crédits ont été réduits de moitié passant de 3% à 1,5% de la valeur de la cargaison (fret maritime inclus) et excluant les pertes en mer[29].

- La redevance informatique (ligne16, Tableau 4) a été sensiblement réduite à un montant forfaitaire par litre (2 FCFA/l.) voire par cargaison ou opération de dédouanement (si un tel coût est justifié). Il apparaît d'autant plus discutable de financer une redevance informatique pour des services de dédouanement qui sont manuellement enregistrés pour l'essentiel[30]. De façon, plus générale, certains frais comme les frais d'inspection (1%) ne justifient guère d'être un pourcentage de la valeur de la cargaison similaire à un prélèvement fiscal.

- La parafiscalité, i.e., le financement de l'organe de régulation, du comité technique et du risque environnemental, a été supprimée.

- Une ligne subvention/prélèvement remplace la ligne contribution à la stabilisation et permet un ajustement du prix à la pompe en toute transparence.

42. La ligne 31. Subvention/Prélèvement est la seule de la structure des prix proposée qui relève d'une décision politique de soutien ou non à la consommation des produits pétroliers. Son positionnement en fin de structure signifie que ce seront les marketeurs qui supporteront effectivement la décision politique, à savoir : ils recevront le prélèvement qui sera reversé au Trésor ou avanceront la subvention qui devra leur être remboursée. Le risque d'un non-remboursement existe et n'est pas négligeable. Les difficultés de remboursement des crédits de TVA en sont une illustration flagrante. Cependant, le positionnement de cette ligne dans la structure renforce la transparence de la décision politique, mais responsabilise tout le secteur aval en faisant supporter aux marketeurs un risque de défaillance du gouvernement en cas de non-remboursement. Néanmoins, ce risque est limité car ce sont les marketeurs qui livrent in fine les produits pétroliers aux consommateurs et disposent de ce fait d'un pouvoir de négociation important pour s'assurer d'un remboursement effectif de subventions ou d'un ajustement rapide des prix à la pompe aux réalités des marchés national et international. À cet égard,

[27] Il est équivalent en termes de « protection » de la raffinerie de i) valoriser la production de la CORAF avec un coefficient correcteur spécifique (mais non nécessairement transparent et bénéficiant uniquement à la raffinerie), et de ii) valoriser sa production au même niveau que des importations incorporant un droit de douane et, éventuellement, un autre tarif protectionniste ad hoc (à faire valider dans une loi de finances et bénéficiant au budget de l'État).

[28] Rapport d'audit de la structure des prix des produits pétroliers en RDC par l'auditeur Mazars (confidentiel).

[29] Ibidem.

[30] En effet, les opérations d'enlèvement direct en douane des produits importés par la SNPC ne sont pas enregistrées dans SYDONIA.

l'introduction d'un mécanisme automatique d'ajustement des prix peut servir de garde-fou et d'instrument de « confiance » entre l'État et les marketeurs (voir simulations plus bas).

43. La structure des prix proposée limite le risque de crédits de TVA et permet une application de la loi TVA telle qu'elle est définie au Congo. La TVA est collectée à l'importation par les services douaniers ou à la vente locale par la CORAF. Elle est payée par la SNPC, importateur et acheteur local (ou tout autre importateur dans le cas où la SNPC perdrait son monopole de fait sur les importations complémentaires à la production CORAF). Les produits sont ensuite revendus par la SNPC aux marketeurs. Ceux-ci payent la TVA sur le PED et sur les frais de passages facturés par la SCLOG. Après centralisation, la SNPC reverse donc la TVA collectée sur les marketeurs moins la TVA déductible acquittée en douane ou auprès de la CORAF. Les marketeurs collectent enfin la TVA lorsqu'ils vendent les produits pétroliers à leurs clients qu'ils soient des ménages (réseaux) ou des entreprises (hors réseaux). De nouveau, après centralisation, les marketeurs payent la différence entre la TVA collectée et celle déductible (acquittée auprès de la SNPC). Donc, dans la nouvelle structure de prix, la TVA n'est collectée que lorsqu'il y a un transfert effectif de propriété des produits pétroliers (fait générateur de la TVA). Une exception subsiste néanmoins pour la SCLOG qui vend des prestations de service (passage en dépôts et transport massif) et qui n'est jamais propriétaire des produits pétroliers.

44. La nouvelle structure des prix nécessitera sa publication mensuelle en ligne et une large diffusion. En effet, la pratique aujourd'hui des prix plafond à la pompe ne nécessite que la publication d'arrêtés à la discrétion des autorités. En fondant toute la structure des prix des produits locaux ou importés sur une référence internationale, il y aura des variations mensuelles des différents postes qui se répercuteront sur le prix à la pompe et/ou sur la ligne subvention/prélèvement. Ces variations résultant des fluctuations de prix internationaux et des décisions politiques nationales doivent être communiquées par la publication régulière de la structure des prix.

Tableau 4. Proposition de nouvelle structure de prix pour le supercarburant et le gazole.

		Désignation	Détail du calcul	Super carburant	Gazole nationale	
USD/TM	1	Prix CIF NEW ARA (mois précédent)		882,25	666,67	Contrat d'appel d'offre
	2	Frêt maritime	Worldscale New Workdtanker	50,47	50,47	
	3	Assurance	=1,5%*((1)+(2))	13,99	10,76	
	4	Pertes en mer	=0,5%*((1)+(2))	4,66	3,59	
	5	Frais des lettres de crédit	=1,5%*((1)+(2))+1,07	15,06	11,83	
	6	Surestaries	Coût par TM	3,20	3,20	
	7	Frais portuaires et d'outillage	Port autonome de Pointe-Noire	1,27	1,27	
	8	Frais d'inspection et de contrôle	=1%*(1)	8,82	6,67	
	9	***Marge importateur (10%)***	***=10%*(1)***	***88,23***	***66,67***	
	10	Frais d'importation	=Somme de (2) à (9)	185,70	154,45	
	11	Frais de change USD/FCFA	=1,5%*(1+9%)*((1)+(10))+0,99)	18,45	14,42	
	12	**Prix CIF Pointe Noire**	**=(1)+(10)+(11)**	**1 086,41**	**835,53**	
FCFA/TM	13	Prix CIF Pointe Noire (FCFA/TM)	=(12)*606,806 (Change USD/FCFA)	659 237,59	507 002,36	
	14	Densité		0,745	0,845	
	15	Prix CIF Pointe Noire (FCFA/m3)	=(13)*(14)	491 132,01	428 417,00	
	16	**Prix CIF Pointe Noire (FCFA/l)**	**=(15)/1000**	**491,13**	**428,42**	
FCFA/l.	17	Redevance informatique (2%)	=Min(2 FCFA/l.;1%*(16))	2,00	2,00	
	18	Taxes communautaires (1,65%)	=1,65%*(16)	8,10	7,07	
	19	Droit de douane (10%)	=10%*(16)	49,11	42,84	
		TVA (collectée en douane)	*=18,9%*((16)+(17)+(18)+(19))*	*104,02*	*90,78*	
	20	**Prix Importation (PI)**	**=Somme (16) à (19)**	**550,35**	**480,33**	
	21	Prix sortie raffinerie (PSR)	=PI	550,35	480,33	
		TVA (collectée sortie raffinerie)	*=18,9%*(21)*	*104,02*	*90,78*	
	22	**Prix d'Entree Distribution (PED) (HT)**	**=PI**	**550,35**	**480,33**	
	23	Frais, marge de passage dans les dépôts		13,00	13,00	
		TVA sur frais et marges passage dépôt	*=18,9%*(23)*	*2,46*	*2,46*	
	24	Coût du transport massif		40,00	40,00	
		TVA sur coût du transport massif	*=18,9%*(25)*	*7,56*	*7,56*	
	25	Prix sortie dépôt	=(22)+(23)+(24)	603,35	533,33	
		TVA sortie dépôt	*=18,9%*(25)*	*114,03*	*100,80*	
	26	Pertes en logistique	=0,5%*((22)+(25)+(27))	3,02	2,67	
	27	Frais financiers sur stocks de sécurité	=0,97%*(22)	5,34	4,66	
	28	Frais et marges de distribution		38,00	38,00	
	29	Marge du revendeur		12,00	10,00	
	30	Coût du transport terminal		11,00	11,00	
	31	***Subvention/Prélèvement***	***Décision politique***	*X*	*X*	
	32	**Prix de vente plafond (HT)**	**=(25)+(26)+(27)+(28)+(29)+(30)**	**#VALEUR!**	**#VALEUR!**	
	33	TVA (collectée marketeurs)	=0,198*(32)	#VALEUR!	#VALEUR!	
	34	**Prix de vente plafond (TTC)**	**=(32)+(33)**	**#VALEUR!**	**#VALEUR!**	
	31bis	*Subvention/Prélèvement*		*0,00*	*0,00*	
	32bis	**Prix de vente plafond (HT)**	**=(25)+(26)+(27)+(28)+(29)+(30)**	**672,70**	**599,65**	
	33bis	TVA (collectée marketeurs)	=0,198*(32)	127,14	113,33	
	34bis	**Prix de vente plafond (TTC)**	**=(32)+(33)**	**799,85**	**712,99**	

Source : Mission FMI.
Note : La structure illustre deux cas : i) un cas où la ligne subvention/prélèvement est nulle, ii) un cas où le niveau de subvention/prélèvement n'est pas indiqué car laisse à la décision politique de soutien ou taxation additionnelle de la consommation de carburants.

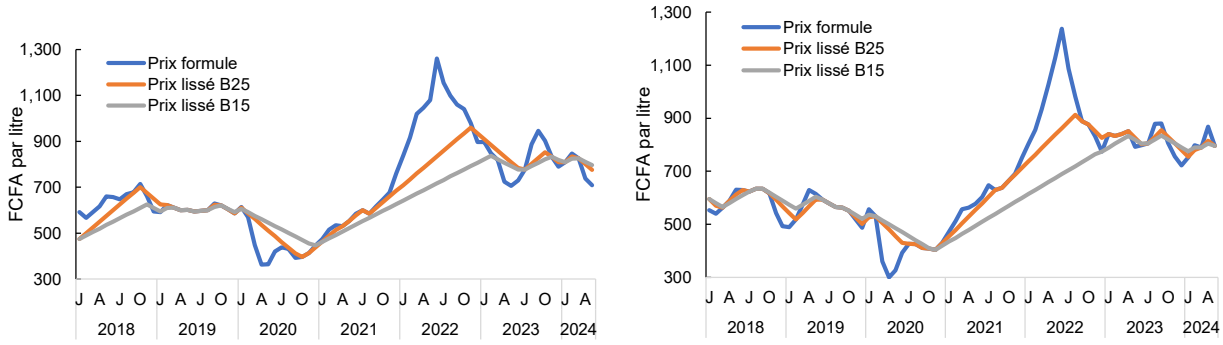
45. Une fois la nouvelle structure des prix adoptée, la mise en place d'un mécanisme d'ajustement automatique des prix peut permettre une convergence graduelle des prix régulés à la pompe vers les prix formule, puis un partage de la volatilité des cours internationaux entre l'État et les consommateurs finaux. Le système de prix plafond actuellement en vigueur élimine totalement la transmission de la volatilité des cours mondiaux aux consommateurs finaux. Cela a un effet extrêmement protecteur, jusqu'au moment où le coût pour les finances publiques de cette protection devient insoutenable, poussant les autorités à augmenter brutalement les prix. Un mécanisme de transmission partielle des variations des cours mondiaux permet de trouver un équilibre et de partager la volatilité des cours mondiaux entre consommateurs et Etat. Deux scenarios de mécanisme d'ajustement automatique sont proposés et illustrés (Graphique 16) :

- Un mécanisme avec une bande à 25 FCFA/l. Une telle « bande » limiterait la variation mensuelle maximale absolue (i.e., tant à la hausse qu'à la baisse) du prix à la pompe des carburants à 25 FCFA/l. Par exemple, si une hausse hypothétique du prix international mène à une augmentation du prix formule de 50 FCFA/l., le prix officiel ne serait ajusté que de 25 FCFA/l., sans combler tout l'écart. Dans le mois suivant, si l'écart continue à exister, une augmentation supplémentaire du prix à la pompe sera nécessaire, dans la limite de 25 FCFA/l.
- Un mécanisme avec une bande à 15 FCFA/l.

Ces simulations sont faites en prenant les données historiques de prix CIF et de volumes depuis janvier 2018 et en y appliquant la nouvelle formule des prix recommandée, sans et avec lissage, afin d'apprécier l'effet que ces différentes bandes auraient eu. On peut observer que les mécanismes de lissage ralentissent le rattrapage tant des hausses rapides comme des chutes du cours des produits pétroliers.

Graphique 16. Effet sur les prix à la pompe du supercarburant et du gazole de l'application d'un mécanisme d'ajustement automatique des prix (FCFA par litre)

a. Gazole **b. Supercarburant**



Source : Mission FMI.

46. Les simulations permettent de quantifier l'impact budgétaire des différentes options de lissage (Tableau 5). L'effet du lissage est qualifié de « subvention » dans le cas où le lissage ralentit le rattrapage du prix formule suite à une hausse rapide des prix internationaux, et de prélèvement dans le

cas contraire où le lissage freine la réduction du prix officiel suite à une chute des prix internationaux. L'addition des recettes fiscales collectées et la subvention ou prélèvement donne les recettes nettes. Ces chiffres montrent que, dans le moyen terme, les prélèvements et les subventions peuvent ne pas se compenser parfaitement, d'autant plus que la bande de prix retenue est étroite.

Tableau 5. Résultats des scénarios d'ajustement automatique des prix à la pompe du supercarburant et du gazole

	Bande 25 FCFA						Bande 15 FCFA					
Supercarburant	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Prix moyen	602.2	553.6	452.8	586.0	836.9	825.0	602.4	567.3	466.1	516.6	696.2	811.8
Recettes %PIB	0.3	0.3	0.2	0.4	0.6	0.5	0.3	0.3	0.2	0.4	0.6	0.5
Sub(-)/Prél(+) %PIB	0.0	0.0	0.1	-0.1	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	-0.3	-0.7	0.0
Recettes nettes %PIB	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5	0.3	0.3	0.3	0.1	-0.1	0.5
Gazole	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Prix moyen	600.0	607.1	487.6	574.9	842.8	831.8	555.0	603.2	523.8	544.4	724.4	808.8
Recettes %PIB	0.6	0.6	0.5	0.6	1.0	0.9	0.6	0.6	0.5	0.6	1.0	0.9
Sub(-)/Prél(+) %PIB	-0.1	0.0	0.2	-0.1	-0.8	0.0	-0.4	0.0	0.4	-0.2	-1.4	-0.1
Recettes nettes %PIB	0.5	0.6	0.7	0.5	0.2	0.9	0.3	0.6	0.9	0.4	-0.3	0.8

Source : Mission FMI.

Objectif 3 : renforcer la gouvernance et la planification stratégique du secteur

47. Améliorer la surveillance et la gestion du secteur pétrolier aval pourrait entraîner une réduction significative des dépenses de l'État. L'ARAP doit renforcer la transparence et le contrôle des importations afin qu'elles respectent des pratiques d'appels d'offre conformes aux bonnes pratiques internationales dans le domaine des passations de marché. Par ailleurs, une plus grande visibilité sur les besoins d'importations à moyen terme permettrait de planifier des importations sur un temps plus long afin d'obtenir de meilleurs prix négociés. Il revient à la Direction Générale du Secteur Aval de renforcer rapidement ses capacités de prévisions et de veille du secteur.

48. Financer l'ARAP en dehors de la structure des prix est essentiel. Le financement des organismes de régulation devrait être assuré par le budget général, discute et vote au Parlement, et ne devrait pas dépendre des quantités de produits raffinés consommés sur le marché national. En outre, le fait que l'ARAP et la CTSAPA soient aujourd'hui financées par des redevances prélevées par la SNPC sur la structure des prix crée un risque de conflit d'intérêts entre les régulateurs et l'entreprise publique qu'ils sont chargés de superviser.

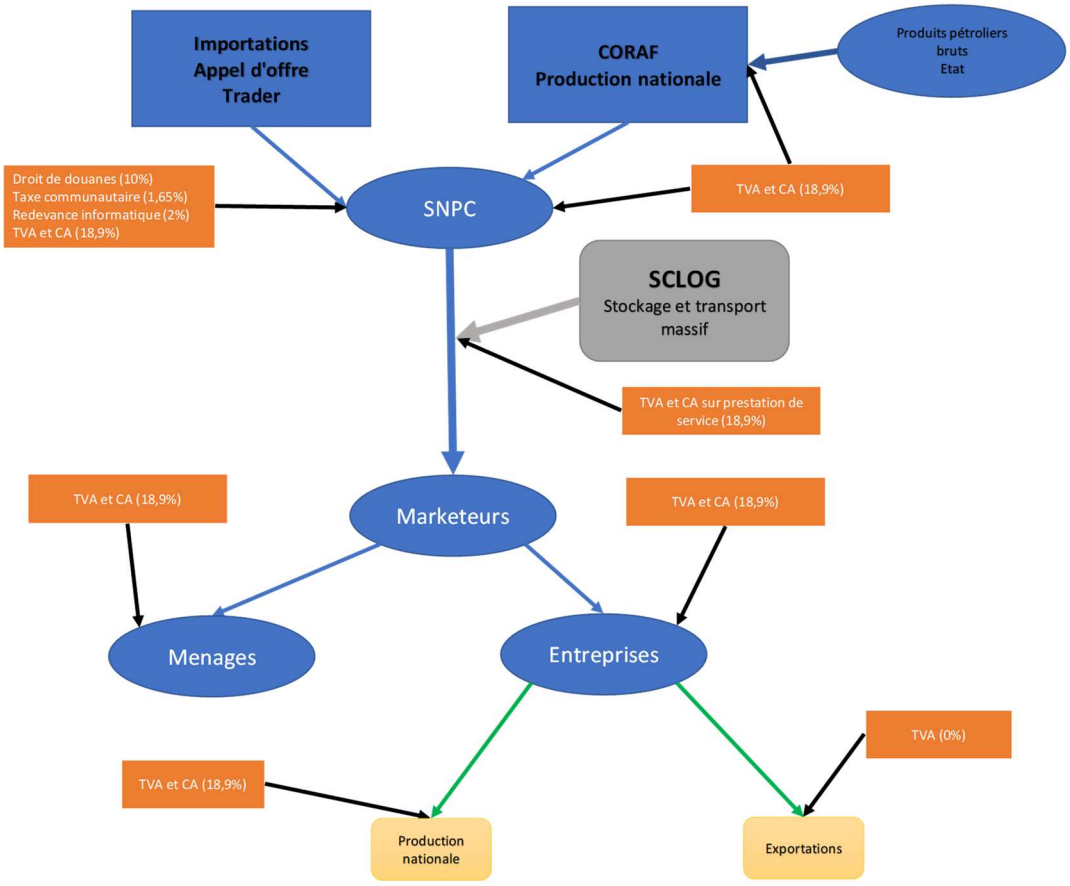
49. Améliorer la coordination entre les agences régulatrices, la DGI et l'administration des douanes. Actuellement, il existe un manque significatif de coordination entre les ministères et les directions publiques chargées de la régulation et de la fiscalisation du secteur pétrolier aval. Une coopération entre l'ARAP, la DGI et l'administration des douanes est nécessaire pour garantir que toutes les importations de produits raffinés soient déclarées en douane, que les taxes correspondantes soient perçues sur ces quantités, et que la DGI puisse procéder à des audits de ces données et des contrôles. De même, une coordination plus étroite entre les ministères des Finances et des Hydrocarbures

permettrait de réaliser des prévisions de recettes, ajustées des quantités anticipées d'importations et de consommation, afin d'améliorer la programmation budgétaire.

Annexe 1. Illustration de la collecte de la TVA

Le Graphique A1 présente les flux des produits pétroliers (en bleu) et les transferts de droits de propriété générateurs d'une TVA collectée et déductible suivant une application stricte du CGI congolais. La SNPC a un rôle central : elle acquiert des produits pétroliers soit à l'importation, soit auprès de la CORAF. La TVA sur les importations est collectée en douane, celle sur la production locale collectée par la CORAF. Celle-ci acquitte une TVA sur ses achats de brut et reverse après centralisation la différence entre TVA collectée et celle déductible. Dans les deux cas (importations et achats locaux), la SNPC supporte une TVA qui sera déductible. Les produits sont ensuite vendus aux marketeurs. La TVA est collectée par la SNPC, qui reversera mensuellement la différence entre TVA collectée et celle déductible. Les marketeurs collectent la TVA sur leurs ventes en station-service ou auprès des industriels (ventes directes hors réseaux) et reversent à leur tour la différence mensuelle entre TVA collectée et celle déductible. La SCLOG qui assure le passage en dépôt et le transport massif n'est jamais propriétaire et facture une prestation de service chargée de TVA. Enfin, les produits pétroliers sont vendus par les marketeurs aux ménages (consommateurs finaux) ou aux entreprises. Celles-ci peuvent déduire ou demander un remboursement de la TVA acquittée sur ces produits dans un nombre très limité de cas (par exemple, industrie extractives).

Graphique A1. Flux des produits pétroliers, transferts de propriété et TVA



Source : Mission.

Annexe 2. Exemple de réforme : le Maroc

Depuis 1997, le Maroc a mené deux grandes réformes de son secteur pétrolier aval : (1) la privatisation en 1997 de sa raffinerie nationale, la SAMIR jusqu'à sa fermeture en 2015 et (2) l'élimination des subventions sur les produits pétroliers raffinés entre 2012 et 2015.

Privatisation de la raffinerie

En 1997, le gouvernement a décidé de privatiser la SAMIR, la seule raffinerie en activité du pays. Cette mesure a été prise dans le cadre de la libéralisation du secteur et des programmes négociés avec la Banque mondiale et le Fonds monétaire international. Concomitamment à la privatisation de la SAMIR, le gouvernement a mis en place deux mesures pour la protéger de la concurrence étrangère pendant une période de 12 ans après sa privatisation : (1) un droit de douane sur les importations de produits raffinés allant de 17,5 % à 27,5 % selon les produits ; et (2) une marge supplémentaire dans la structure des prix pour la SAMIR, réduite progressivement de 6,5 % en 1997 à 2,5 % en 2002. La marge a finalement été éliminée en 2009.

Elimination graduelle des subventions

Avant la réforme, les dépenses de subventions aux carburants étaient importantes, atteignant près de 6% du PIB en 2012. Une analyse d'incidence a montré qu'à l'exception du GPL, les ménages les plus aisés consommaient davantage de carburants que les plus pauvres, et bénéficiaient donc davantage des subventions. Ayant pris la décision de réduire graduellement ces subventions onéreuses et régressives, les autorités ont élaboré un plan d'action comprenant les mesures suivantes[31] :

Acceptation politique — La coordination et l'adhésion des pouvoirs publics à la reforme et ses objectifs ont été essentielles, fédérant le chef de l'État et le gouvernement récemment élus autour d'une plateforme réformatrice. La mise en œuvre s'est déroulée progressivement, en concertation avec la société civile et les acteurs privés. Un dialogue social initié en 2011, impliquant des syndicats et la communauté entrepreneuriale, a conduit à une amélioration des dépenses sociales pour les travailleurs du secteur public. Ce précédent a favorisé l'acceptation par une grande partie de la population.

Une campagne de communication effective — Le gouvernement mena une campagne de communication pour (1) souligner les risques du statu quo, notamment le caractère régressif des subventions et le manque-a-gagner budgétaire pour financer des dépenses de développement ; et (2) rassurer la population que des politiques seront introduites pour protéger les familles vulnérables. Lors du premier ajustement des prix, le chef de l'État fit un long entretien télévisé expliquant l'importance de la réforme.

[31] La publication : « *La réforme des subventions à l'énergie Enseignements et conséquences* » (FMI 2014) présente plusieurs études de cas de pays qui ont réussi à reformer leurs subventions sur les produits énergétiques, et propose des conclusions transversales.

Politiques de soutien aux populations vulnérables— Afin de limiter les impacts négatifs sur la population, le gouvernement a : (1) reporté la réforme sur le GPL, davantage consommé par les ménages à faible revenu ; (2) adopté des mesures pour soutenir le secteur du transport, comportant notamment des soutiens ciblés liés à des accords de modération des prix avec le secteur; et (3) introduit des transferts monétaires pour des groupes défavorisés. Avec les nouvelles recettes budgetaires, le gouvernement a mis en place : une assurance maladie pour les plus pauvres (RAMED), un transfert monétaire pour réduire l'abandon scolaire dans les zones rurales (Tayssir), et des dons de matériel scolaire aux enfants défavorisés.

Des conditions macroeconomiques favorables — La réforme des subventions a été favorisée par une baisse des cours internationaux des produits pétroliers, limitant la hausse retenue des prix à la pompe.