



MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA RELANCE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Régulation du prix des carburants et du gaz dans les Départements Français d'Amérique

MAI 2022

Éric PARIDIMAL
Alain TRIOLLE
Jean-Baptiste ROZIÈRES
Valentine MESSINA

Inspection générale
des finances



**MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA RELANCE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Inspection générale
des finances

Ministère de la Transition écologique
Ministère des Outre-mer

RAPPORT

N° 2022-M-002-04

**Le présent rapport est une version expurgée des données couvertes
par le secret des affaires.**

**RÉGULATION DU PRIX DES CARBURANTS ET DU GAZ
DANS LES DÉPARTEMENTS FRANÇAIS D'AMÉRIQUE**

Établi par

ÉRIC PARIDIMAL

Inspecteur des finances

JEAN-BAPTISTE ROZIÈRES

Inspecteur des finances

Avec la participation de

VALENTINE MESSINA

Inspectrice stagiaire des
finances

Sous la supervision de

ALAIN TRIOLLE

Inspecteur général des finances

- MAI 2022 -

SYNTHÈSE

Alors que le prix des carburants et du gaz de pétrole liquéfié (GPL) atteint des niveaux record tant en métropole que dans les départements français d'Amérique (DFA – Guadeloupe, Guyane et Martinique), ces derniers y sont particulièrement sensibles. Objet régulier de mobilisations dans le cadre des mouvements contre la vie chère - encore récemment dans les Antilles fin 2021 – ils représentent aussi un intrant pour des secteurs économiques clés (BTP, pêche, agriculture).

Les prix des carburants sont, depuis 2011, supérieurs à ceux de la métropole (+13 cts€/l sur le supercarburant et +7 cts€/l pour le gazole en moyenne) ou des autres DOM. Cet écart relativement réduit n'est atteint qu'au prix d'une fiscalité sur les carburants maintenue inférieure d'un tiers par les collectivités territoriales qui en sont affectataires. Hors fiscalité, les coûts amont (approvisionnement et production) et les marges de distribution représentent respectivement 82% et 18% des surcoûts constatés par rapport à la métropole.

Par rapport aux autres collectivités d'outre-mer, les DFA se distinguent non par l'existence d'un système de prix administrés – partout justifié par la taille réduite des marchés, leur isolement et le faible niveau de concurrence – mais par **l'existence d'une raffinerie, celle de la Société anonyme de la raffinerie des Antilles (SARA)**, qui détient un triple monopole de fait : sur l'importation de produits pétroliers bruts, finis et semi-finis, le raffinage et le stockage.

1. Les modalités de calcul des prix sont satisfaisantes mais la régulation de la SARA, le calcul de sa rémunération et la transparence du système doivent être renforcés

Les prix de vente aux consommateurs résultent principalement de l'addition du prix de vente de la SARA, commun aux trois DFA, et d'une marge de gros et d'une marge de détail propres à chacun. La logique d'ensemble est, de façon classique et justifiée, de couvrir les coûts des opérateurs tout en leur assurant un niveau de rémunération raisonnable au regard des capitaux engagés.

Ce système fait l'objet de contestations par les élus et les consommateurs, moins dans son principe que pour son opacité, réelle ou supposée. La mission formule des recommandations pour améliorer son niveau de transparence et pour harmoniser davantage les informations publiées entre les DFA, ce qui est une nécessité dans le cadre d'une régulation commune. En particulier, cela devrait permettre d'apporter aux acteurs guyanais, qui expriment une volonté de sortir de ce système qu'ils ont intégré à la fin des années 2000, la garantie qu'ils ne supportent aucun surcoût spécifique par rapport aux Antilles.

La formule de calcul des prix de sortie de la SARA est pertinente car permettant d'assurer à la fois l'équilibre économique de la SARA et la prise en compte réactive des coûts pour assurer un prix juste au consommateur. L'essentiel des coûts sont indexés sur des références internationales. Ainsi, les évolutions des prix au cours du temps s'expliquent largement par les cours des matières premières et la parité euro-dollar. La baisse des ventes de carburéacteur, produit non réglementé, dans le contexte de la crise sanitaire a également eu un impact à la hausse sur les prix des produits réglementés. La mission ne recommande pas de mettre fin au lien entre prix des produits réglementés et non réglementés, au regard de l'effet globalement positif de ce lien pour les consommateurs de carburants routiers depuis 2011, des perspectives incertaines du trafic aérien et du fait que tous ces produits sont pour partie issus du même processus de raffinage.

En revanche **la faiblesse du suivi et des contrôles de l'administration sur les coûts de la SARA** font largement reposer le système sur l'autocontrôle de l'entreprise et ne permettent pas de les interroger en opportunité. Au regard des compétences nécessaires pour assurer une régulation satisfaisante, la mission recommande de **transférer, par décret, cette compétence à la commission de régulation de l'énergie (CRE)** et de rendre la régulation plus incitative à la maîtrise des coûts, qui sont tous répercutés *in fine* sur les prix à la consommation.

Rapport

L'un des principaux axes du futur dispositif de régulation consisterait en la **séparation comptable des activités de la SARA**, afin de distinguer produits réglementés et non réglementés d'une part, et activités carburants et hors carburants d'autre part. En effet, il apparaît contestable que les coûts afférents aux activités concurrentielles de la SARA dans les énergies nouvelles soient supportés par les consommateurs de carburants au titre des coûts de raffinage et de logistique.

Une révision des modalités de rémunération de la SARA est en outre souhaitable, afin de se rapprocher des standards des marchés régulés et de tenir compte de la diversification de la SARA hors carburants. Cela se traduirait par le passage à une rémunération fondée sur une base d'actifs régulés (plutôt que les capitaux propres) – ce qui devrait porter de 23M€ à 18M€ la rémunération, qui resterait stable et garantie, contrairement à celle des majors du secteur - et à un taux évalué sur une méthodologie reconnue (plutôt qu'un taux de 9% fixé en 2009 et qui n'a pas été interrogé depuis). Au regard de son impact sur le montant de l'actif net et, le cas échéant, de la rémunération, la politique d'investissements de la SARA doit être plus strictement régulée.

S'agissant enfin de la **distribution**, elle se caractérise par un faible niveau de concurrence, lié à l'intégration verticale entre stades de gros et de détail puisque 80% des stations-services sont propriété des grossistes (compagnies pétrolières) et sous régime de location-gérance.

Le choix de préserver les emplois de pompistes, soit près de 2 000 emplois, a historiquement justifié des marges plus élevées qu'en métropole. Toutefois, le système apparaît aujourd'hui largement décorrélé des coûts réels, ceux des détaillants n'étant plus communiqués aux préfetures et ceux des grossistes étant fondus dans d'autres activités ; l'évolution des loyers et des emplois est largement ignorée. L'analyse des données macro-sectorielles de l'Insee n'a pas permis à la mission de conclure à la nécessité de revaloriser les marges, tant de gros que de détail, sur lesquelles elle recommande donc de ne pas agir tant que des données plus précises ne sont pas apportées par la profession.

Le système de régulation des marges aval présente des biais, en particulier l'alignement généralisé sur les marges plafond, conduisant à un système de prix uniques, et des pressions sur les préfets. Néanmoins **la mission estime que le rapport coût-bénéfices d'une libéralisation de la distribution est actuellement défavorable et recommande plutôt de prioriser une action sur l'amont de la filière, au moins dans un premier temps.** En effet, les marges réglementées ont peu évolué au cours des dernières années, voire se sont érodées en termes réels, celles de la métropole les rattrapant progressivement (l'écart actuel n'est plus que d'environ 1 ct€/l). De plus, le niveau de concurrence structurellement faible rendrait l'évolution des prix incertaine. Enfin, l'aval de la filière est particulièrement sensible socialement et politiquement, avec une capacité de blocage importante.

S'agissant des stations-services, il conviendra d'être vigilant à ne pas revaloriser les marges unitaires uniquement pour compenser des baisses **tendancielles** des volumes vendus, par exemple du fait de l'électrification du parc automobile. Cela passera par une réflexion sur l'avenir des stations, qui n'est pas propre aux DFA mais qui trouvera à s'y décliner de façon spécifique. La question de la fin de l'administration des marges aval se posera alors de nouveau.

Ces différents points, qui font l'objet de recommandations ciblées, devraient renforcer la transparence du système, la maîtrise des coûts et l'équilibre entre intérêts des consommateurs et de la filière. Néanmoins, ils ne devraient pas concourir à faire baisser les prix de façon significative.

2. L'activité de raffinage de la SARA ressort comme le principal facteur de surcoût des carburants dans les DFA

La raffinerie de la SARA permet un **raffinage simple** et est dépourvue d'unités de conversion de coupes lourdes en coupes légères, ce qui la contraint à n'utiliser que des bruts d'Europe du Nord, afin que le mix de rendement de raffinage corresponde au plus près à la demande des DFA. Hormis les bruts d'Amérique du Nord (WTI), que la SARA commence à utiliser, la mission n'a pas identifié de zone d'approvisionnement alternative compatible avec les contraintes technologiques et logistiques de la raffinerie.

Rapport

Cette raffinerie se caractérise en outre par sa **taille modeste** : avec une capacité d'un peu moins de 16 000 barils/jour, il s'agit de l'une des plus petites raffineries du monde. Des arrêts pour travaux, plus fréquents que les pratiques constatées dans le secteur, viennent diminuer davantage encore la disponibilité des unités de production. En conséquence, la SARA importe une part croissante des produits finis mis à la consommation : plus de la moitié des volumes de carburants routiers mis à la consommation depuis 2018 sont importés. Là encore, les zones d'approvisionnement de la SARA, Europe et États-Unis, correspondent aux pratiques constatées dans le secteur, les normes européennes empêchant de s'approvisionner dans la région.

La nécessité de couvrir les **coûts de la raffinerie**, qui ressortent comme élevés par rapport à d'autres raffineries, conduit à une augmentation du niveau des prix. La mission a évalué le surcoût lié à l'activité de raffinage, par rapport à l'importation de produits raffinés à environ 14,6 cts€/l. Ce chiffre constitue une estimation issue d'une ventilation des charges de la SARA effectuée par la mission.

Le premier scénario, investir dans une raffinerie complexe, difficile à chiffrer faute de données disponibles, permettrait d'augmenter la capacité de production de la SARA et de lever une partie des contraintes d'approvisionnement en brut, tout en investissant dans une activité industrielle facteur de dynamisme pour les DFA, en particulier la Martinique. Toutefois, son coût serait vraisemblablement élevé et son impact sur les prix incertain. Il supposerait en tout état de cause des gains d'efficacité importants et une réduction de la masse salariale.

Le second scénario, l'arrêt de l'activité de raffinage, permettrait en toute logique de diminuer significativement les prix des carburants, y compris en y intégrant les coûts de dépollution, de reconversion du site en dépôt de stockage. **Le gain total pourrait se situer entre 14 et 18 cts€/l sur le sans plomb.** Il aurait néanmoins un coût social puisqu'il impliquerait de requalifier une centaine d'emplois, par exemple dans des projets d'ENR ou d'autres activités du groupe Rubis. Alors que les actionnaires de la SARA ont signalé leur attachement au maintien de la raffinerie, le rapport propose de maintenir la SARA comme acteur pivot de la filière, en la maintenant dans ses activités d'importateur et de stockeur au profit de l'ensemble des grossistes.

Le choix qui sera fait devra s'inscrire dans une stratégie de long terme pour la filière carburant des DFA. La fin annoncée des ventes de véhicules à moteur thermique en Europe en 2035 appelle à penser la transition de la filière, amont comme aval.

S'agissant de la transition énergétique, deux points devront être traités à l'horizon des années 2030-2040, lorsque la consommation de carburants baissera inexorablement :

- ◆ l'évolution des ressources fiscales des collectivités territoriales, dépendantes de la taxation des carburants ;
- ◆ le devenir du système de calcul des prix ces carburants à mesure que leur quantité diminuera ; sur ce point, l'arrêt et la fermeture de la raffinerie deviendra d'autant plus nécessaire que les quantités vendues permettront de moins en moins d'en ventiler les coûts fixes. Resteront alors les coûts fixes d'importation, faibles, et les coûts fixes des stockages, qui sont néanmoins scalables puisque le nombre de cuves pourra lui-même être ajusté en fonction de la demande.

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	1
1. LE MARCHÉ DES CARBURANTS DANS LES DFA SE CARACTÉRISE PAR SA SENSIBILITÉ SOCIALE, PAR UN SYSTÈME DE PRIX RÉGLEMENTÉS PROPRE AUX OUTREMERS ET PAR UNE CONSOMMATION QUI DEVRAIT DÉCROÎTRE À L’HORIZON 2035.....	3
1.1. Les carburants sont une question sensible dans les DFA, du fait d’un taux de pauvreté et d’un taux d’effort sur les carburants plus élevés qu’en métropole.....	3
1.2. La clarté et la transparence du processus de fixation des prix ressortent comme l’un des principaux griefs des élus et des consommateurs.....	4
1.3. Le marché des carburants dans les DFA, dominé par les carburants routiers et le carburéacteur, est peu dynamique et devrait décroître avec la réduction programmée des ventes de véhicules à moteur thermique	5
1.3.1. <i>Les carburants routiers et le carburéacteur, représentent 75% des volumes vendus.....</i>	<i>5</i>
1.3.2. <i>La consommation de carburants a moins progressé dans les DFA qu’en métropole et devrait diminuer à l’horizon d’une dizaine d’années.....</i>	<i>5</i>
1.4. L’encadrement des prix n’est pas une spécificité des DFA et se retrouve dans les autres DOM, en Nouvelle-Calédonie et en Polynésie française.....	7
2. LES PRIX DES CARBURANTS DANS LES DFA SONT PROCHES DE CEUX OBSERVÉS EN MÉTROPOLE, LES COÛTS DE PRODUCTION SUPÉRIEURS Y ÉTANT COMPENSÉS PAR UNE FISCALITÉ INFÉRIEURE.....	8
2.1. L’essentiel du surcoût des DFA par rapport à la métropole et aux autres DOM provient de coûts amont d’approvisionnement et de production, qui ne sont que partiellement compensés par une fiscalité plus faible	8
2.2. Les variations de prix au cours du temps s’expliquent pour l’essentiel par les évolutions des cours internationaux et de la parité euro-dollar	11
3. LA SARA, QUI BÉNÉFICIE D’UNE RENTABILITÉ GARANTIE, MAINTIEN UN OUTIL DE RAFFINAGE ANCIEN, SOUS-DIMENSIONNÉ ET COÛTEUX POUR LE CONSOMMATEUR EN DÉPIT D’UNE ACTIVITÉ D’IMPORTATEUR DÉSORMAIS PRÉDOMINANTE.....	12
3.1. Acteur pivot de la filière carburants dans les DFA, la SARA dispose d’un monopole sur l’importation, le raffinage et le stockage de carburants	12
3.2. Confrontée à des contraintes qui tiennent à la fois à son outil de raffinage, aux infrastructures portuaires des DFA et aux normes, la SARA a eu ces dernières années une activité d’importateur plus que de raffineur	13
3.2.1. <i>L’outil de raffinage de la SARA la contraint à importer du brut d’Europe du Nord pour une production qui ne correspond qu’imparfaitement à la demande des DFA</i>	<i>13</i>
3.2.2. <i>La raffinerie ne suffisant pas à couvrir les besoins des DFA, des quantités croissantes de produits finis sont importées.....</i>	<i>14</i>
3.2.3. <i>Les normes européennes applicables aux produits raffinés, qui sont importés d’Europe et des USA, limitent les possibilités de diversification des zones d’approvisionnement.....</i>	<i>15</i>

3.2.4.	<i>Les importations sont contraintes par les capacités d'accueil portuaire des DFA.....</i>	<i>16</i>
3.3.	Le monopole de la SARA sur le stockage n'est, dans les faits, pas contestable....	16
3.3.1.	<i>Le décret de 2013, complété par un avis de l'Autorité de la concurrence, exigent l'ouverture à la concurrence des cuves de la SARA</i>	<i>16</i>
3.3.2.	<i>Dans les faits, l'ouverture à la concurrence du stockage apparaît difficilement compatible avec l'état de la réglementation, l'équilibre économique de la SARA et le statut fiscal et douanier des cuves en Martinique</i>	<i>17</i>
3.4.	La rentabilité de la SARA, garantie par voie réglementaire, est supérieure en moyenne à celle constatée dans le secteur et son cycle d'exploitation dégage une capacité d'autofinancement qui a été utilisée pour investir	17
3.4.1.	<i>Une rémunération stable de 23 M€ par an est garantie à la SARA et distribuée en totalité aux actionnaires, soit un PER supérieur à la moyenne du secteur</i>	<i>17</i>
3.4.2.	<i>Cette rémunération, constituant le résultat net de la SARA, est assurée quelles que soient ses performances commerciales et financières.....</i>	<i>19</i>
3.4.3.	<i>La méthode de calcul de la rémunération de la SARA s'éloigne des pratiques en vigueur dans les marchés régulés dans son taux comme son assiette.....</i>	<i>20</i>
3.4.4.	<i>La SARA a eu une politique d'investissements soutenue mais essentiellement autofinancée par son exploitation dans le cadre des prix réglementés.....</i>	<i>21</i>
3.5.	L'activité de raffinage est à l'origine d'un surcoût pour les consommateurs des DFA, dont l'évaluation n'est pas aisée sans comptabilité analytique	22
4.	LE MÉCANISME DE FIXATION DES PRIX DE SORTIE DE RAFFINERIE EST COHÉRENT MAIS PRÉSENTE CERTAINES LIMITES	23
4.1.	Le calcul du prix de sortie de la SARA, commun aux trois DFA, est robuste, réactif et orienté vers les coûts de l'entreprise	23
4.2.	L'augmentation des prix de sortie SARA depuis 2020 résulte de la conjonction d'une hausse des cours internationaux, de la baisse du chiffre d'affaires sur le carburacteur et, plus marginalement, de certains coûts de fonctionnement de la SARA	24
4.2.1.	<i>La part du coût des achats de pétrole brut (terme A) diminue depuis 2015, notamment à cause des arrêts de la raffinerie</i>	<i>24</i>
4.2.2.	<i>Le maintien des coûts additionnels d'importation de produits finis (terme B) à son niveau de 2015 fait l'objet d'un engagement du groupe Rubis</i>	<i>24</i>
4.2.3.	<i>Les coûts de raffinage et de logistique (terme C), intégrant les coûts d'exploitation de la SARA, ont augmenté de 7 % depuis 2015.....</i>	<i>25</i>
4.2.4.	<i>Le chiffre d'affaire sur les produits non administrés (terme E) a un impact significatif sur le prix des carburants réglementés, favorable jusqu'à la crise sanitaire.....</i>	<i>26</i>
4.2.5.	<i>La correction annuelle (terme L), qui a eu un effet global positif sur les prix entre 2015 et 2021, peut difficilement être réduite sans compromettre la stabilité et la sécurité du système.....</i>	<i>27</i>
4.3.	La régulation du monopole de la SARA présente des faiblesses importantes.....	29
4.3.1.	<i>La SARA ne dispose pas d'une comptabilité analytique, alors qu'elle se diversifie dans des activités concurrentielles</i>	<i>29</i>
4.3.2.	<i>Un transfert de la compétence de régulation à la CRE est souhaitable.....</i>	<i>29</i>

4.3.3.	<i>Le système n'est pas incitatif à maîtriser voire réduire les coûts d'exploitation de la SARA.....</i>	30
5.	LA DISTRIBUTION DE GROS ET DE DÉTAIL EST PEU CONCURRENTIELLE MAIS SES MARGES SONT RELATIVEMENT STABLES, DÉSORMAIS PROCHES DE CELLES DE MÉTROPOLÉ ET PERÇUES COMME UNE CONDITION POUR PRÉSERVER L'EMPLOI	31
5.1.	Le marché de la distribution se caractérise par un niveau de concurrence réduit et par un consensus autour de la préservation de l'emploi.....	31
5.1.1.	<i>Le marché est intégré verticalement, ce qui limite la concurrence entre grossistes</i>	31
5.1.2.	<i>La préservation de l'emploi explique des marges historiquement plus élevées qu'en métropole.....</i>	32
5.2.	Les marges réglementées ont peu été revalorisées dans les DFA, ce qui les a significativement rapprochées des niveaux constatés en métropole.....	33
5.2.1.	<i>Le niveau des marges doit être interprété avec prudence, notamment du fait des flux financiers entre marge de gros et de détail</i>	33
5.2.2.	<i>Les marges de gros et de détail ont peu progressé dans les trois DFA depuis 2008</i>	33
5.2.3.	<i>Les marges aval (gros et détail) sont désormais proches dans les DFA et en métropole, où elles ont connu une forte croissance depuis 2015.....</i>	34
5.2.4.	<i>Les marges de distribution sur le GPL ont connu une augmentation en Martinique du fait des coûts liés au PPRT d'Antilles-Gaz</i>	35
5.2.5.	<i>L'analyse des données macro-sectorielles de l'Insee fait apparaître un taux de marge élevé et un taux d'entreprises de détail déficitaires comparable à celui de la métropole.....</i>	36
5.3.	Le système de régulation des prix n'encourage pas la concurrence au niveau de la distribution mais la mission ne recommande pas d'y mettre fin	36
5.3.1.	<i>Les grilles établissant les prix à la consommation, à l'aval du prix de sortie SARA, pourraient être clarifiées.....</i>	36
5.3.2.	<i>Le principe d'une régulation des marges aval présente d'importantes limites.....</i>	37
5.3.3.	<i>Néanmoins, la mission ne recommande pas de prioriser une libéralisation de la distribution à court terme, au profit d'une action sur l'amont de la filière.....</i>	38
5.3.4.	<i>Afin d'anticiper la baisse tendancielle de la consommation de carburants, une réflexion sur l'avenir des stations-services sera indispensable</i>	38
6.	À PLUS LONG TERME, UN CHOIX S'IMPOSE : ARRÊTER L'ACTIVITÉ DE RAFFINAGE DANS LES DFA POUR FAIRE BAISSER LES PRIX OU RÉINVESTIR MASSIVEMENT DANS L'OUTIL DE PRODUCTION POUR LE RENDRE PLUS EFFICACE	39
6.1.	Scenario 1 : investir dans la conversion en une raffinerie complexe plus efficiente et de plus grande capacité.....	40
6.1.1.	<i>La conversion en une raffinerie complexe serait vraisemblablement coûteuse, alors que les perspectives de consommation de carburants sont orientées à la baisse, sauf à parvenir à exporter sa production.....</i>	40
6.1.2.	<i>La transformation en une raffinerie de biocarburants n'apparaît pas viable.....</i>	41
6.2.	Scenario 2 : arrêter l'activité de raffinage et évoluer vers une situation comparable à celle de la Réunion	41
6.2.1.	<i>Description du scénario et leviers à la disposition de l'État.....</i>	41

6.2.2.	<i>Ce scenario présenterait des inconvénients, principalement le risque social lié à la centaine d'emplois concernés</i>	43
6.2.3.	<i>Ce scenario apparaît comme le seul susceptible de permettre une baisse significative, structurelle et durable des prix.....</i>	44
6.3.	Synthèse des simulations d'économies potentielles	44

INTRODUCTION

Par une lettre en date du 19 janvier 2022, les ministres de l'Économie, des Finances et de la Relance, de la Transition Écologique et des Outre-mer ont confié à l'Inspection générale des finances (IGF) une mission relative à la régulation du prix des carburants et du gaz dans les départements français d'Amérique (DFA – Guadeloupe, Guyane et Martinique).

Alors que le prix des carburants atteint des niveaux record tant en métropole que dans les DFA, la question des carburants et du gaz – que l'on trouve dans les DFA uniquement sous forme de gaz de pétrole liquéfié (GPL) – revêt dans ces derniers une sensibilité particulière.

D'une part, elle fait régulièrement l'objet de mobilisations dans le cadre des mouvements contre la vie chère – encore dernièrement dans les Antilles fin 2021, dans le cadre d'un mouvement aux revendications d'abord liées à la crise sanitaire. En 2008-2009, la grève générale dans les DFA portait déjà la revendication d'une baisse des prix des carburants.

D'autre part, elle se singularise par l'existence d'un système de prix administrés dérogeant au principe général de liberté des prix prévalant en France depuis l'ordonnance du 1^{er} décembre 1986. Le maintien de ce système, dont le principe se retrouve dans l'ensemble des collectivités françaises d'outre-mer, est justifié par les caractéristiques de ces collectivités : niveau réduit de concurrence, population modeste, éloignement voire isolement géographique, tant par rapport au territoire métropolitain qu'aux zones de production et d'exportation de carburants répondant aux normes européennes.

Par rapport aux autres collectivités d'outre-mer, les DFA se distinguent par l'existence d'une raffinerie, celle de la Société anonyme de la raffinerie des Antilles (SARA), qui détient un triple monopole de fait, sur l'importation de produits pétroliers bruts, finis et semi-finis, le raffinage et le stockage des produits finis, carburants ou GPL.

Ce système a fait l'objet de critiques répétées au cours des vingt dernières années, conduisant plusieurs ensembles de textes réglementaires (2002, 2004, 2010, 2013-2014-2016) à lui apporter davantage de transparence, de pertinence et de réactivité, tant sur l'amont de la filière, sous la responsabilité de la SARA, que sur la distribution, ouverte à la concurrence mais dans les faits fortement oligopolistique.

Dans ce contexte, plusieurs évolutions récentes ont attiré l'attention des pouvoirs publics :

- ◆ la forte croissance du prix des hydrocarbures, résultant de la sortie de crise sanitaire mais aussi des choix opérés par certains pays producteurs, semble durablement se poursuivre, malgré une volatilité importante du marché ;
- ◆ la forte baisse de la consommation en 2020 et 2021, en particulier celle du kérosène utilisé par l'aviation, a perturbé les équilibres de fixation des prix, entraînant par le jeu de la formule d'établissement des prix, une hausse du prix des produits réglementés, carburants routiers et GPL au premier chef ;
- ◆ enfin, les enjeux de transition énergétique sont devenus centraux : le modèle de fixation des prix doit rester soutenable et ne pas freiner cette transition.

Il a par conséquent été demandé à la mission :

- ◆ d'analyser les coûts de production de la SARA, ses marges et leur ventilation sur les différents produits concernés par la régulation administrative ;
- ◆ d'analyser la structure de prix finale des carburants dans les DFA, intégrant les marges de distribution de gros et de détail, et de la comparer à celle constatée en métropole et dans les départements de l'Océan Indien ;

Rapport

- ◆ d'interroger la rémunération des opérateurs, notamment au regard des standards sectoriels et du niveau des risques assumés ;
- ◆ de procéder à ces analyses en adoptant le point de vue des consommateurs comme des acteurs de la filière ;
- ◆ d'interroger le modèle actuel et sa résilience au regard des enjeux posés par la transition énergétique et de proposer le cas échéant des modèles alternatifs compatibles avec une sécurisation d'approvisionnement énergétique et l'impact sur l'emploi ;
- ◆ de formuler des préconisations opérationnelles sur l'évolution du dispositif, assorties d'une évaluation d'impact sommaire tenant compte de l'ensemble des acteurs impliqués ;
- ◆ d'envisager les possibilités de diversification des pays d'approvisionnement, si ces derniers proposent des carburants aux normes européennes et d'étudier le scénario d'une libéralisation des marchés.

La mission a conduit ses travaux de fin janvier à mai 2022. Elle a effectué un déplacement en Martinique, en Guadeloupe et en Guyane du 15 au 26 février. Elle y a rencontré les préfets et les services de l'État, les exécutifs locaux, la SARA et ses actionnaires, les autres acteurs de la filière et/ou leurs représentants (grossistes, stations-services, transporteurs, compagnies aériennes) et des représentants des consommateurs et des entreprises.

Elle a pu s'appuyer sur l'expertise et les données des administrations centrales : Direction générale de la consommation, de la concurrence et de la répression des fraudes (DGCCRF), Direction générale des Outre-Mer (DGOM) et Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Ont également été consultées les autorités administratives indépendantes qui sont en responsabilité sur le champ des travaux (Autorité de la concurrence), ou pourraient l'être à l'avenir (Commission de régulation de l'énergie - CRE). Enfin, des personnalités qualifiées ont été consultées, en particulier à l'IFP Energies nouvelles (IFPEN).

Enfin, des propositions y sont formulées :

- ◆ des propositions de court terme, numérotées, portant notamment sur le renforcement de la régulation mais qui ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les prix ;
- ◆ des scénarios qui pourraient avoir un impact plus structurel sur les prix mais qui nécessiteraient un arbitrage politique et une phase de négociation préalable (partie 6).

Le présent rapport est une version expurgée des données couvertes par le secret des affaires.

1. Le marché des carburants dans les DFA se caractérise par sa sensibilité sociale, par un système de prix réglementés propre aux outremer et par une consommation qui devrait décroître à l’horizon 2035

1.1. Les carburants sont une question sensible dans les DFA, du fait d’un taux de pauvreté et d’un taux d’effort sur les carburants plus élevés qu’en métropole

Les carburants ont régulièrement fait l’objet de mobilisations dans les départements français d’Amérique (DFA) au cours des vingt dernières années, engendrant notamment des blocages. Cela a été récemment le cas en Guadeloupe fin 2021, dans le cadre d’un mouvement aux revendications multiples, d’abord liées à la crise sanitaire. En 2008-2009, la grève générale en Guyane et aux Antilles portait déjà la revendication d’une baisse des prix des carburants et avait conduit à des blocages des dépôts pétroliers de la Société Anonyme de Raffinage des Antilles (SARA) et de nombreuses stations-services.

Cette sensibilité forte s’explique par un contexte social tendu. En 2017, le niveau de vie médian par rapport à la métropole est inférieur de 20 % en Martinique, de 23 % en Guadeloupe et de 47% en Guyane. Cela se traduit, malgré un seuil de pauvreté fixé plus bas dans les DFA qu’en métropole¹ par un taux de pauvreté plus élevé : 29,5 % pour le moins élevé des trois DFA, la Martinique, contre 14,8% en métropole en 2018. Les inégalités de revenu y sont également importantes. Le niveau général des prix à la consommation est en outre plus élevé qu’en métropole, de 12,5 % en Guadeloupe, 12,3 % en Martinique et 11,6 % en Guyane².

S’agissant spécifiquement des carburants, le taux d’effort des ménages sur ces produits indispensables à la vie quotidienne est plus élevé dans les DFA à niveau de vie comparable (5,8 %, contre 3,7 % pour la population française totale)³. Près du tiers de la population des DFA dépense ainsi un dixième de son revenu en carburants ; le taux d’effort maximum en métropole ne s’élève qu’à 6,6% et ne concerne que 10% de la population. Cela s’explique notamment, outre les revenus plus faibles, par le manque d’alternative à l’usage du véhicule individuel, lié à un faible développement des transports en commun et par des prix plus élevés qu’en métropole.

C’est dans cette situation déjà sensible qu’en octobre 2021, la hausse des prix de l’énergie a conduit à un surcroît de dépenses mensuelles liées aux carburants de 20 € par ménage français en moyenne¹ par rapport à fin 2019.

Pour les entreprises, les fédérations professionnelles rencontrées confirment en outre que la hausse des prix des carburants constitue un handicap majeur pour certaines professions très dépendantes de cet intrant (transporteurs routiers, BTP, agriculture, pêche notamment).

¹ L’Insee établit le seuil de pauvreté à 60 % du revenu médian d’une population, soit 1 102 € par mois et par unité de consommation en métropole, contre 550 € en Guyane, 790 € en Guadeloupe et 879 € en Martinique.

² Données Insee 2015.

³ Source Insee, *Enquête Budget de famille 2017*, calcul IGF pôle science des données. Le taux d’effort est le rapport entre la somme des dépenses liées à la consommation de carburants et les revenus disponibles des ménages.

1.2. La clarté et la transparence du processus de fixation des prix ressortent comme l'un des principaux griefs des élus et des consommateurs

Dans les DFA, les prix maximums des carburants sont fixés mensuellement par trois arrêtés préfectoraux (un pour chaque territoire) selon les dispositions de l'arrêté du 5 février 2014 relatif à la mise en œuvre du décret du 27 décembre 2013⁴. Dans les faits, un prix unique prévaut sur chaque territoire. Sont ainsi fixés mensuellement les prix du supercarburant sans plomb (les DFA ne consomment que du sans plomb 95 –SP 95), des gazoles routiers et non routiers, du fioul domestique, du pétrole lampant, des fiouls lourds et du GPL.

Le prix maximum de chaque carburant est la résultante :

- ◆ d'un prix de sortie de la raffinerie de la Société anonyme de raffinage antillais (SARA), calculé selon une formule de prix présentée en partie 4, commun aux trois DFA ;
- ◆ de l'application de la fiscalité locale sur ce montant ;
- ◆ d'une marge pour l'activité de distribution de gros ;
- ◆ d'une marge pour l'activité de distribution au détail.

Il ressort de l'ensemble des échanges conduits par la mission (élus et administrations locaux, professionnels, consommateurs, voire services de l'État) que la régulation des prix des carburants dans les DFA est perçue comme complexe, ce qui peut être légitime, et opaque, ce qui l'est moins.

Dans son avis 09-A-21 de 2009, l'Autorité de la concurrence recommandait de créer des commissions dédiées aux carburants au sein des observatoires des prix, des marges et des revenus (OPMR) des DFA. Des dispositions ont bien été prises dans ce sens⁵ mais sont restées lettre morte dans les trois départements.

Une telle commission, à l'instar de celle mise en place à la Réunion, permettrait aux pouvoirs publics, aux acteurs de la filière et aux représentants des consommateurs de disposer du même niveau d'information, de clarifier les incompréhensions nombreuses et de réduire le risque de diffusion d'informations fausses.

La mission ne peut que constater que les informations actuellement diffusées tant par la SARA que par l'administration sont difficilement compréhensibles. À ce titre, elle recommande particulièrement la publication régulière, hors annexes des arrêtés mensuels :

- ◆ de l'évolution de la décomposition des prix à la consommation, distinguant les coûts liés au raffinage de ceux liés à l'importation de produits finis, ainsi que les éléments relevant de l'exploitation de la SARA (masse salariale notamment), de ceux qui lui échappent (coûts liés à la matière première, coûts de logistique et d'opérations d'approvisionnement, fiscalité, marges de gros et de détail) ;
- ◆ du montant annuel de la rémunération de la SARA ;
- ◆ des résultats nets des activités de raffinage et de stockage des carburants administrés ;
- ◆ d'une comparaison entre DFA et avec la métropole, assortie d'une explication des différences constatées.

Proposition n° 1 : Renforcer la transparence et la pédagogie sur les prix des carburants en mettant en place les commissions carburants des Observatoires des prix, marges et revenus (OPMR) et en publiant davantage de données explicatives sur les prix.

⁴ Décret n° 2013-1314 du 27 décembre 2013 réglementant les prix des produits pétroliers ainsi que le fonctionnement des marchés de gros pour la distribution de ces produits dans les départements de la Guadeloupe, de la Guyane et de la Martinique. Les dispositions de ce décret sont codifiées aux articles R671-1 et suivants du code de l'énergie.

⁵ Article 13 du décret du 27 décembre 2013 et articles 17 et 18 de l'arrêté du 5 février 2014 évoqués *infra*.

1.3. Le marché des carburants dans les DFA, dominé par les carburants routiers et le carburéacteur, est peu dynamique et devrait décroître avec la réduction programmée des ventes de véhicules à moteur thermique

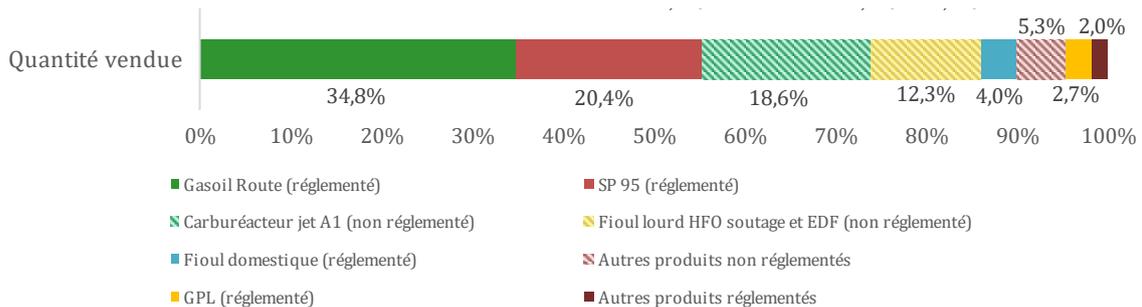
1.3.1. Les carburants routiers et le carburéacteur, représentent 75% des volumes vendus

Les carburants réglementés représentent en 2021 64% des volumes vendus par la SARA (cf. Graphique 1). Les carburants routiers représentent à eux seuls 55% des volumes ; ils sont en outre les produits les plus utilisés tant par les ménages que les entreprises. Les analyses qui suivent seront donc concentrées sur les prix de ces produits.

L'attention portée au GPL, qui ne représente que 2,7% des volumes vendus, s'explique quant à elle par l'utilisation qui en est faite, principalement comme gaz domestique par des foyers modestes, et par la forte hausse du prix de la bouteille au cours des derniers mois.

La SARA vend en outre, principalement dans les DFA mais aussi pour une faible partie à l'export des produits dont les prix ne sont pas réglementés. Le principal d'entre eux est le carburéacteur (jet A1) pour l'aviation, particulièrement important au regard de la situation géographique des DFA, qui représente 19% des volumes vendus par la SARA en 2021.

Graphique 1 : Répartition par produit des quantités vendues (total de 980 Kt) par la SARA en 2021, en %



Source : SARA, mission.

1.3.2. La consommation de carburants a moins progressé dans les DFA qu'en métropole et devrait diminuer à l'horizon d'une dizaine d'années

Au cours des dix dernières années, la consommation des carburants routiers (gasoil et sans plomb 95 - SP95) a légèrement augmenté dans les Antilles et baissé en Guyane. Entre 2011 et 2019, avant la crise sanitaire, la consommation de gasoil routier a baissé en Guyane et en Martinique (-5% et -2%) et a augmenté en Guadeloupe (+3%). La consommation de supercarburant a augmenté dans les trois DFA (+4 à 12%). Sur la même période, la consommation a été plus dynamique en métropole (taux de croissance annuel moyen 5,7 fois supérieur à la Martinique et 2,9 supérieur à la Guadeloupe).

Ces évolutions sont à rebours de la croissance démographique dans les DFA (-0,6 % par an dans les Antilles, et +1,6 % par an en Guyane entre 2011 et 2019), ce qui a abouti à un recul de la consommation par tête en Guyane, alors qu'elle a augmenté en Guadeloupe et en Martinique, quoique moins fortement qu'en métropole (cf. Tableau 1). Cela peut notamment s'expliquer par le faible taux de motorisation des ménages guyanais (76,6 % en Martinique, 77,5 % en Guadeloupe, 59,3 % en Guyane en 2017).

Rapport

Tous carburants confondus, les ventes de produits de la SARA ont peu évolué (-1,9 % en volume depuis 2015). Les ventes de produits administrés ont chuté de 10,1 % depuis 2011, principalement du fait de la crise sanitaire. Les ventes de produits non réglementés ont quant à elles augmenté de 18% en volume depuis 2011 :

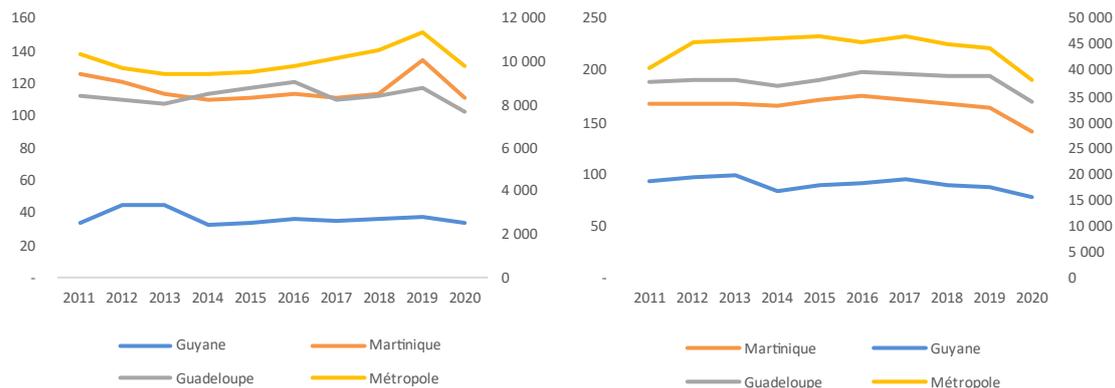
- ◆ -22% pour le carburéacteur (-30% entre 2019 et 2020, du fait de la crise sanitaire) ;
- ◆ -70% de ventes de fioul lourd à EDF, qui s’approvisionne désormais pour l’essentiel sur les marchés internationaux (fin de l’obligation d’achat de fioul à la SARA en 2016) ;
- ◆ +216% de ventes de fioul de soutage et à l’export, qui s’expliquent par un changement de la réglementation applicable aux carburants de soutage, devenue plus stricte et donc plus favorable à la production de la SARA.

Tableau 1 : Consommation de gazole et de SP95 par habitant (en m3)

	2011	2019	Evolution
Martinique	0,76	0,8	5,3%
Guadeloupe	0,75	0,8	6,7%
Guyane	0,52	0,45	-13,5%
Métropole	0,79	0,85	7,6%

Source : DGEC, Insee, CPDP et DGDDI, traitement mission.

Graphique 2 : Consommation d’essence (SP 95 dans les DFA et supercarburants en métropole) et de gasoil routier en milliers de m³ sur 2011-2020 (métropole : axe de droite)



Source : DGEC, traitement mission.

À l’avenir, la fin annoncée des ventes de véhicules neufs à moteur thermique en Europe pour 2035⁶, devrait conduire à une baisse importante de la consommation d’énergies fossiles, y compris en cas de substitution par des véhicules hybrides jusqu’en 2040. La norme Euro 7, en cours de préparation, devrait contribuer à accélérer ce mouvement en rehaussant les exigences applicables aux moteurs et aux carburants à un niveau inédit au plan mondial.

En l’absence de trajectoire-cible définie par les pouvoirs publics pour le développement du véhicule électrique dans les DFA, la mission s’est appuyée sur les scénarios utilisés par EDF pour anticiper sa production électrique. Il en ressort que si les véhicules électriques ne représentaient que 0,07 % des véhicules en circulation en 2018, ils pourraient représenter 15 % à 30 % du parc automobile d’ici à 2033 en Guyane, et entre 20 et 30% en Guadeloupe.

⁶ Plan Fit for 55 présenté par la Commission européenne en juillet 2021. Cette fin est anticipée par certains producteurs automobiles : le groupe Stellantis l’annonce pour 2030 pour ses marques, Renault pour 2030 également.

Rapport

EDF a également indiqué travailler au passage d'une électricité encore produite au fioul lourd à une production décarbonée⁷, ce qui contribue à crédibiliser l'hypothèse d'un développement du véhicule électrique, auquel la géographie des DFA, en particulier aux Antilles, est bien adaptée.

1.4. L'encadrement des prix n'est pas une spécificité des DFA et se retrouve dans les autres DOM, en Nouvelle-Calédonie et en Polynésie française

Si l'existence d'une raffinerie est une spécificité des DFA, il n'en demeure pas moins que l'ensemble des outre-mers disposent d'un système d'administration des prix des carburants hormis quelques territoires (comme les îles de Saint Martin et Saint Barthélemy). Le cas échéant, les prix sont fixés mensuellement selon une structure semblable.

On distingue ainsi trois modèles selon le degré de régulation et l'autorité de régulation :

- ◆ une fixation des prix par le préfet s'agissant de La Réunion et de Mayotte (DOM) ;
- ◆ une fixation des prix par les collectivités territoriales s'agissant de la Nouvelle-Calédonie et de la Polynésie française ;
- ◆ un marché libre s'agissant des îles de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy.

A la Réunion, la Société réunionnaise de produits pétroliers (SRPP), filiale du groupe Rubis, détient un monopole sur le stockage et assure le remplissage des bouteilles de gaz. En revanche, l'importation en carburants – depuis Singapour - est réalisée par les sociétés en charge de la distribution (Total-Réunion, Ola Energy Réunion, Vivo Energy et la SRPP), regroupées au sein d'un comité des importateurs d'hydrocarbures (CIH) afin de mutualiser les opérations d'approvisionnement. À Mayotte, l'importation des produits raffinés, le stockage et la distribution de tous les carburants sont sous le monopole de Total Energies, *via* des filiales pour la distribution.

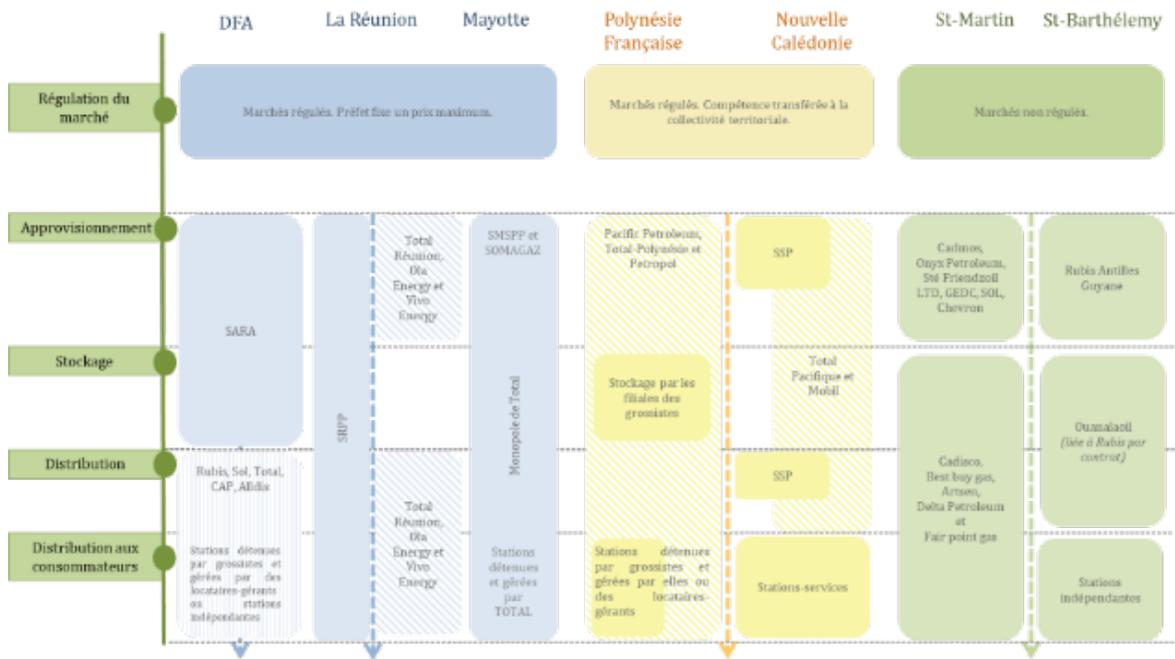
En Nouvelle-Calédonie, l'approvisionnement en produits raffinés est effectué depuis Singapour et est géré par trois sociétés pétrolières qui mutualisent l'acheminement depuis la Corée du Sud ou Singapour. Les cuves de stockage appartiennent à quatre filiales des trois compagnies importatrices. En Polynésie Française, la distribution est également gérée par ces grossistes qui approvisionnent un réseau de 56 stations (2017), sous leur enseigne et les prix de vente sont les mêmes sur toutes les îles.

Enfin, les prix ne sont régulés ni à Saint-Barthélemy, ni à Saint-Martin. À Saint-Barthélemy la société Rubis, qui se fournit auprès de la SARA, dont elle est actionnaire, est en charge de l'approvisionnement et fixe librement les prix pour les deux stations de l'île. À Saint-Martin, alors que le marché est très restreint, l'importation de produits finis aux normes européennes est assurée par six acteurs, le stockage et la distribution de carburants sont assurés par cinq autres acteurs qui signent des contrats d'approvisionnement avec une ou plusieurs sociétés. Contrairement aux DFA, les stations-services ne pratiquent pas les mêmes prix à la pompe. L'écart de prix avec les DFA s'explique en grande partie par une fiscalité inférieure.

⁷ EDF Guyane projette de produire une électricité entièrement décarbonée d'ici à 2028, grâce à la future centrale à biomasse liquide du Larivot. La DGEC indique en outre que le passage au 100% biocarburants peut être réalisé dans des délais courts en Guadeloupe (projet de conversion de la centrale de Jarry – avancement non précisé).

Rapport

Graphique 3 : Organisation et régulation de la filière carburants en outre-mer



Source : Mission.

2. Les prix des carburants dans les DFA sont proches de ceux observés en métropole, les coûts de production supérieurs y étant compensés par une fiscalité inférieure

2.1. L'essentiel du surcoût des DFA par rapport à la métropole et aux autres DOM provient de coûts amont d'approvisionnement et de production, qui ne sont que partiellement compensés par une fiscalité plus faible

Les prix des carburants observés dans les DFA sont proches de ceux de la métropole (cf. Graphique 4). En moyenne, sur la période 2011-2021 l'écart de prix entre les DFA et la métropole s'élève à 13 cts€/l sur le supercarburant et à 7 cts€/l pour le gazole.

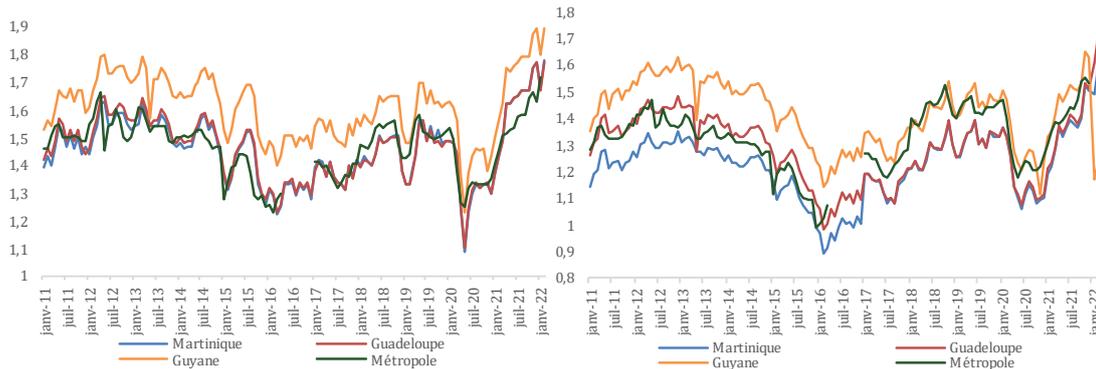
Si l'on considère les prix mensuels sur la période 2011-2021 :

- ◆ les prix du SP 95 en Guyane ont été supérieurs aux prix antillais sur l'ensemble de la période considérée et sur 125 mois par rapport à la métropole (soit 86 % de la période considérée)⁸ ;
- ◆ les prix du SP 95 dans les Antilles ont été supérieurs aux prix de métropole sur 49% des mois de la période, supérieurs mais compris dans un écart de 3cts€/l sur 71% de la période et supérieurs de 10 cts€/l à ceux de la métropole sur 8% de la période.

⁸ Les prix du gazole donnent des résultats proches.

Rapport

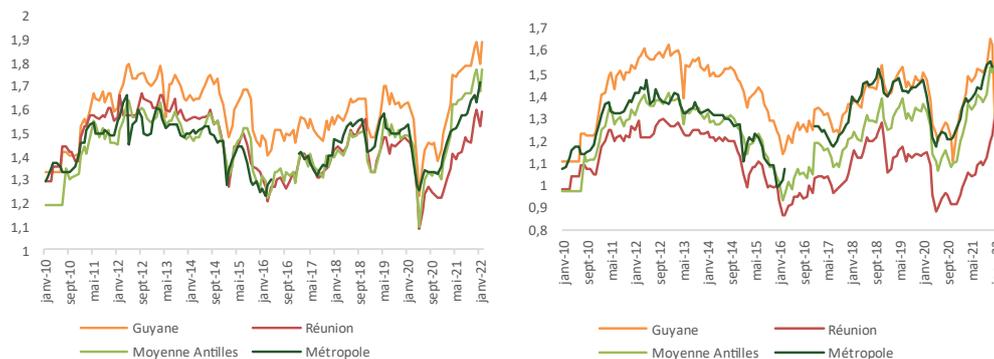
Graphique 4 : Prix du SP95 (gauche) et du gazole (droite) dans les DFA et en métropole



Source : DGEC.

S'agissant des autres DOM, La Réunion et Mayotte (cf. Graphique 5), les prix y sont également inférieurs à ceux des DFA quoique proches sur la période 2011-2021 : -6cts€/l à Mayotte par rapport à la moyenne des DFA et -18cts€/l à La Réunion, les écarts étant plus réduits pour le SP 95.

Graphique 5 : Prix du SP95 (gauche) et du gazole (droite) dans les DFA et à la Réunion



Source : DGEC.

La proximité des prix entre métropole et DFA n'est atteinte qu'au prix d'un moindre niveau de taxes⁹ dans les Antilles et dans une moindre mesure en Guyane, les coûts de production hors taxes étant supérieurs dans les DFA (cf. Graphique 6).

Les autres éléments du prix des carburants sont quant à eux soit négligeables soit comparables avec la métropole :

- ◆ le coût de la matière première est comparable entre DFA et métropole (mêmes cotations internationales) ;
- ◆ les coûts d'acheminement vers les DFA sont sans doute plus élevés - même si la mission n'a pas pu procéder à des comparaisons avec la métropole sur ce point faute de données disponibles - du fait de quantités livrées plus faibles et d'un éloignement géographique plus important par rapport aux zones d'approvisionnement (Europe et États-Unis pour l'essentiel). Néanmoins, ces coûts n'ont qu'une incidence faible sur les prix finaux ;
- ◆ les marges brutes de transport-distribution (aval) sont proches de celles de la métropole.

⁹ Octroi de mer, octroi de mer régional et taxe spéciale sur la consommation des carburants (TSC).

Rapport

Il ressort de la comparaison des structures de coût entre les DFA et la métropole que les surcoûts amont (hors fiscalité et distribution) dans les DFA représentent de l'ordre de 20% du prix final sur la période. En d'autres termes, ce n'est qu'au prix d'un choix par les collectivités territoriales, affectataires des taxes sur les carburants, de maintenir un niveau de fiscalité un tiers plus faible qu'en métropole que les prix ont été contenus à un niveau proche de cette dernière. Sur la période 2015-2021, la fiscalité représente 64% du prix du sans-plomb en métropole, contre 42% dans les DFA. La fiscalité explique en outre la totalité de l'écart de prix entre les Antilles et la Guyane (fiscalité supérieure de 20% pour cette dernière).

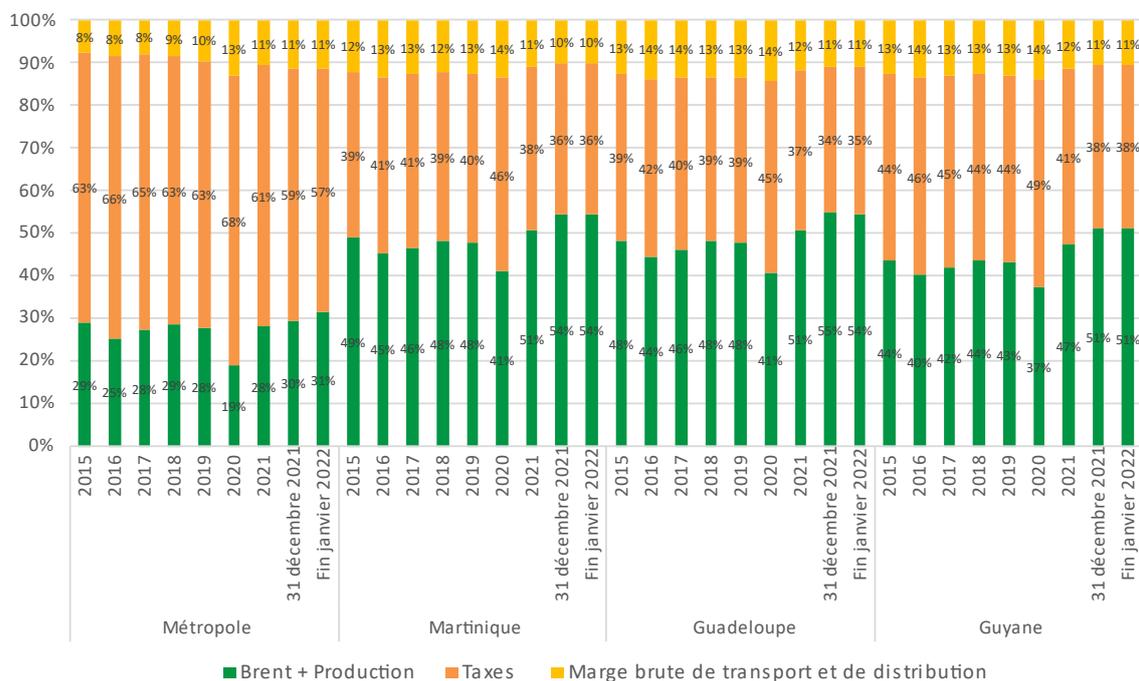
Si la fiscalité était, comme cela est légalement possible, fixée au même niveau qu'en métropole, le prix des carburants outre-mer serait comparativement bien plus élevé : les prix du SP95 auraient en moyenne été supérieurs de 34 cts€/l en Martinique, de 35 cts€/l en Guadeloupe et de 21 cts€/l en Guyane entre 2015 et 2021 (cf. graphique 7) par rapport aux niveaux actuels.

Une fois neutralisée la fiscalité, l'écart de 24 % en moyenne entre les prix constatés en métropole et les prix des DFA s'explique par :

- ◆ des coûts « amont » supérieurs de 75 %, soit un surcoût de 28 cts€/l pour les DFA ;
- ◆ des coûts « aval » supérieurs de 40 %, soit surcoût de 4 cts€/l de surcoût en Martinique, 5 cts€/l en Guadeloupe et 6 cts€/l en Guyane.

Au sein des DFA, le niveau des prix en Guyane est significativement supérieur à celui des Antilles (+15cts€/l sur le SP 95 et +16cts€/l sur le gasoil) en moyenne. Les coûts amont étant les mêmes entre les trois DFA (prix de sortie SARA), les taxes expliquent la totalité de l'écart de prix entre les Antilles et la Guyane (fiscalité supérieure de 20%).

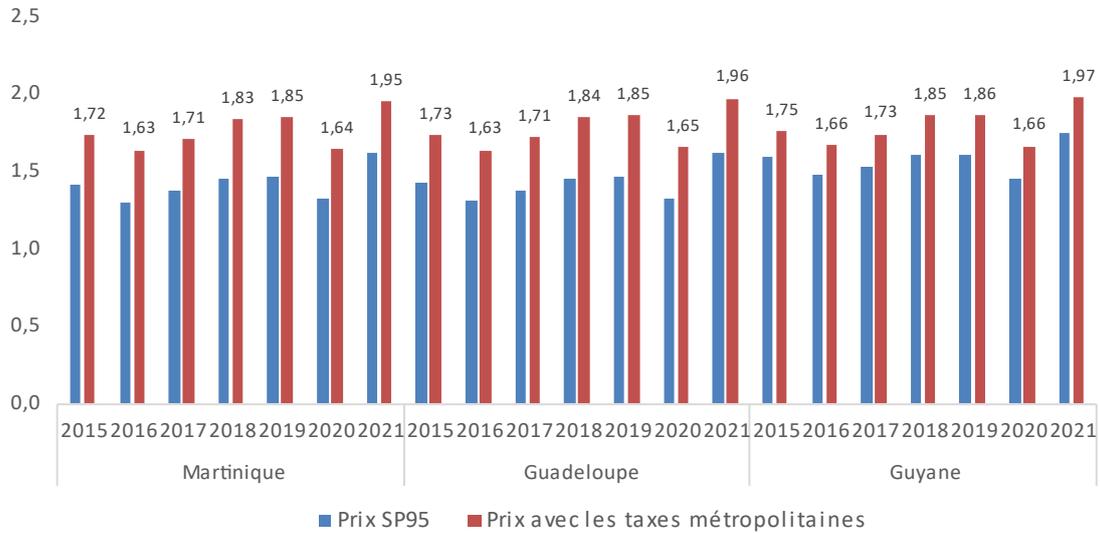
Graphique 6 : Décomposition des prix du SP95 (en %)



Source : DEETS Martinique et traitement mission.

Rapport

Graphique 7 : Effets d'une fiscalité au niveau métropolitain sur les prix du sans plomb dans les DFA (en €/l)



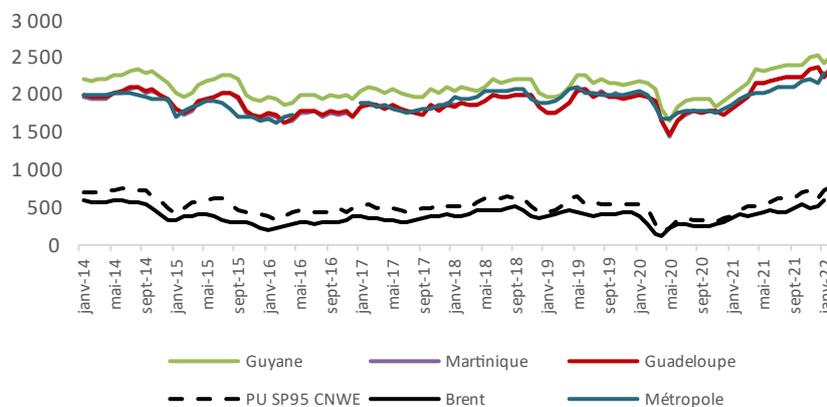
Source : DGEC et traitement mission. Pour l'année 2022 : de janvier à mars.

2.2. Les variations de prix au cours du temps s'expliquent pour l'essentiel par les évolutions des cours internationaux et de la parité euro-dollar

Les variations de prix des carburants routiers observées sur la période 2014-2022 s'expliquent pour l'essentiel par les variations mondiales des cours des matières premières (cf. Graphique 8). Ces coûts, qui sont volatils, représentent fin 2021 plus de la moitié du prix du SP95 dans les DFA, contre 30% en métropole (cf. Graphique 6). La parité euro-dollar a également un impact important sur les évolutions des prix. Les coûts de raffinage et de logistique de la SARA et les marges de distribution apparaissent quant à eux comme stables dans le temps.

S'agissant des prix du GPL, la même observation peut être faite : ils sont corrélés aux cours internationaux du butane. L'augmentation plus forte en Martinique à compter de 2020 s'explique par les surcoûts liés au plan de prévention des risques technologiques (PPRT, cf. partie 5.2.4).

Graphique 8 : Évolution du prix international du Brent et des prix du SP95 (€/t)



Source : DGEC et traitement mission.

3. La SARA, qui bénéficie d'une rentabilité garantie, maintient un outil de raffinage ancien, sous-dimensionné et coûteux pour le consommateur en dépit d'une activité d'importateur désormais prédominante

3.1. Acteur pivot de la filière carburants dans les DFA, la SARA dispose d'un monopole sur l'importation, le raffinage et le stockage de carburants

La SARA a été créée en 1971 afin d'assurer aux Antilles, territoires insulaires et éloignés de la métropole, une indépendance énergétique à l'égard des raffineries des pays voisins et de compagnies américaines et britanniques. Compte tenu de ces contraintes et de la taille des marchés concernés, il a en outre été considéré que les activités de raffinage, d'importation et de stockage avaient les caractéristiques de monopoles naturels justifiant le principe d'une mutualisation entre opérateurs.

À l'initiative des pouvoirs publics (lettre du Premier ministre du 27 mai 1964), Shell, Exxon, Texaco, Total et Elf, alors absentes des DFA, ont créé une entreprise commune, disposant d'une raffinerie en Martinique ainsi que d'installations de stockage en Guadeloupe. La raffinerie a démarré son activité le 22 janvier 1971. En Guyane, la SARA reprend en 1982 l'activité des dépôts pétroliers déjà présents sur le département. Le marché des carburants est approvisionné par la SARA en Guyane depuis 2007, et c'est fin 2010 que l'approvisionnement y a été étendu au GPL et au kérosène.

La SARA est actuellement une société anonyme au capital social de 124 M€, détenue par Rubis (71 %) et Sol (29 %), à l'issue de quatre ans de concentration de l'actionnariat¹⁰.

En tant qu'acteur principal de la filière dans les DFA, la SARA est un interlocuteur pivot pour les pouvoirs publics et est bien identifiée par l'opinion publique. Ce rôle s'est particulièrement manifesté ces dernières années lors de négociations sur la « vie chère » dans les DFA, de l'accord sur les indemnités de précarité de gérance (IPG), baisse du prix de l'essence de pêche en 2021, allongement du lissage de la correction annuelle versée à la SARA au moment de l'augmentation du prix du pétrole en 2021.

La SARA employait en 2021, 336 salariés, dont 274 sur le site de Fort-de-France (siège, raffinage et stockage), 29 sur le site de Jarry en Guadeloupe (stockage) et 33 sur le site de Dégrad-des-Cannes en Guyane (stockage). Au total, 33% des effectifs sont affectés à des fonctions opérationnelles sur le site de la raffinerie en Martinique, soit 112 personnes.

Comptant parmi les plus grosses entreprises de la Martinique, la SARA a également recours à des sous-traitants. La SARA estime qu'en 2021 183 entreprises ont travaillé pour elle, pour un total de 665 emplois, sans pouvoir en détailler le décompte.

¹⁰ Avant juillet 2011, la SARA était détenue à 50 % par Total, à 24 % par Rubis, à 14,5 % par Exxon-Mobil et à 11,5 % par Texaco-Chevron (*Texaco Overseas Holding Inc.*).

3.2. Confrontée à des contraintes qui tiennent à la fois à son outil de raffinage, aux infrastructures portuaires des DFA et aux normes, la SARA a eu ces dernières années une activité d'importateur plus que de raffineur

3.2.1. L'outil de raffinage de la SARA la contraint à importer du brut d'Europe du Nord pour une production qui ne correspond qu'imparfaitement à la demande des DFA

La raffinerie de la SARA possède une capacité de raffinage de 800 000 tonnes/an, soit environ 16 000 barils/jour qui lui permet de produire de l'essence, du gazole, du carburéacteur (kérosène), du fioul domestique et du fioul lourd. À ce jour, il n'existe pratiquement plus de raffineries de capacité aussi faible dans le monde.

Il s'agit d'une raffinerie simple de type « *hydroskimming* » qui ne dispose pas d'unité de conversion¹¹, contrairement à des raffineries plus complexes qui peuvent transformer les produits lourds (fioul lourd) en produits plus légers (de type GPL, essence ou kérosène). Le pétrole brut utilisé doit donc être particulièrement léger pour que les quantités respectives des différents produits en sortie de raffinerie soient adaptées à la demande dans les DFA, constituée pour 77% des produits légers évoqués ci-avant.

En conséquence, la SARA utilise essentiellement du brut d'Europe du Nord, afin d'optimiser sa coupe de rendement (cf. graphique 9), c'est-à-dire les proportions respectives des produits en sortie de raffinerie¹². Même en procédant de la sorte, la raffinerie produit des quantités relatives de produits finis imparfaitement adaptées à la demande des DFA, contrairement à des raffineries plus complexes. Ces dernières peuvent produire davantage de carburants routiers, qui sont les produits les plus demandés (20% pour l'essence et 43% pour le gasoil respectivement de la demande dans les DFA), avec le carburéacteur. Ces carburants représentent respectivement 31% et 41% de la production de raffineries complexes, moins pour la SARA. En revanche, la SARA produit plus de fioul lourd que des raffineries complexes à haut rendement, alors qu'il ne représente que 12% de la demande dans les DFA.

Cette nécessité de servir le marché des DFA au plus proche de la demande est un impératif pour la SARA :

- ◆ l'exportation de ses excédents est confrontée à la concurrence régionale, constitué d'un grand nombre d'exportateurs à plus bas coûts (coûts fixes mieux amortis par des outils de production de plus grande taille, salaires plus bas). Il s'agit également de produits moins valorisés sur les marchés et donc moins rentables ;
- ◆ l'absence de débouchés industriels locaux limite l'intérêt de certains sous-produits de raffinage tels que le fioul lourd, le fioul de soutage et le naphta (sous-produit de la production d'essence). Ces produits inévitables issus de la distillation atmosphérique ne disposent pas de débouchés de commercialisation locaux :
 - les centrales électriques d'EDF dans les trois DFA, qui fonctionnent au fioul lourd, ont désormais la possibilité de s'approvisionner sur les marchés internationaux grâce à leurs appointements et leurs capacités de stockages *ad hoc* ;
 - les navires ont quant à eux la capacité de remplir leurs soutes en fioul dans des ports d'escales où la fiscalité est moins importante ;
 - l'absence d'une industrie pétrochimique en sortie directe de la raffinerie ne permet pas une valorisation locale du produit.

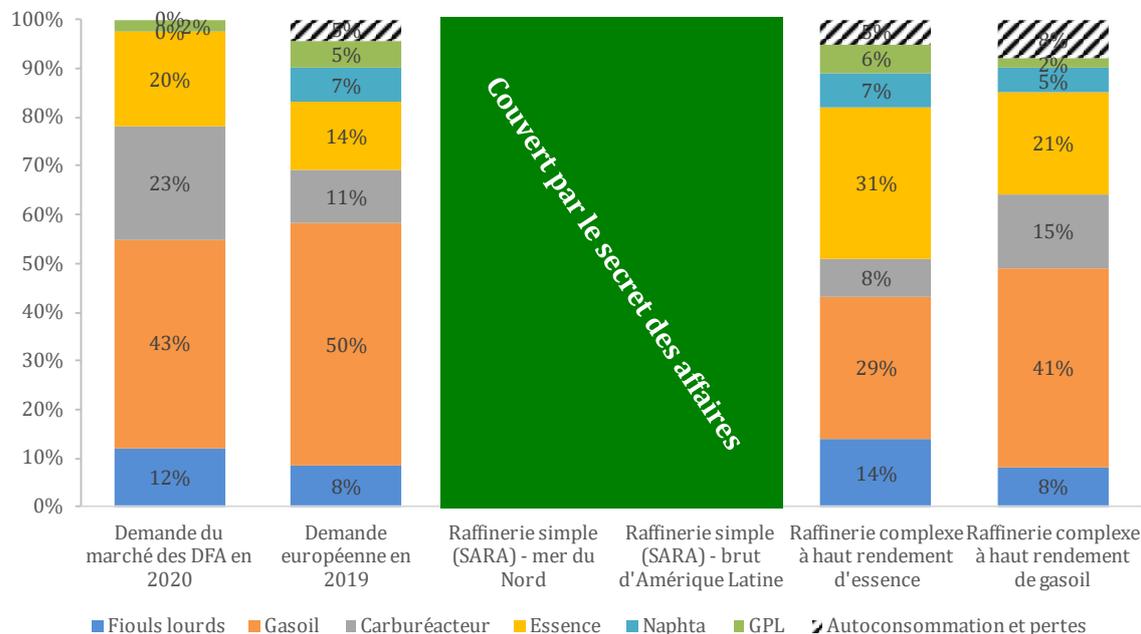
¹¹ Technologies qui permettent la transformation des coupes lourdes (fiouls) en coupes légères (essence ou carburéacteur). Leur coût est cependant relativement élevé, et s'évalue au cas par cas.

¹² A technologie constante, chaque type de brut permet d'obtenir des rendements différents des différents produits.

Rapport

Dans ce contexte, la **taille limitée du marché des DFA** accentue la difficulté à concilier la rigidité des coupes de rendement (mix de produits de sortie de raffinerie) liées à la technologie de raffinage et la demande du marché.

Graphique 9 : Coupes de rendement de la SARA (avec du brut d'Europe du Nord) et de raffineries-types comparées à la demande dans les DFA et en Europe



Source : SARA, DGEC, Fuels Europe (rapport statistique 2020), UFIP.

En 2021, 48 % des pétroles bruts importés par la SARA l'ont été depuis l'Amérique du Nord (WTI), les États-Unis autorisant depuis 2020 l'exportation de pétrole brut. Cependant le WTI est un terme générique pour tous les pétroles américains - dont le pétrole de schiste - dont tous ne correspondent pas aux coupes de raffinage visées par la SARA.

Les entretiens et recherches de la mission n'ont pas permis d'identifier d'autres sources d'approvisionnement en pétroles bruts pouvant à la fois répondre à ces contraintes techniques et économiques, être plus proches géographiquement afin de réduire les coûts de transport et/ou présenter des cours inférieurs. En particulier, les pétroles d'Amérique Latine n'offrent pas une coupe de rendement économiquement viable pour la SARA.

Par ailleurs, la SARA est contrainte par ses capacités de réception (600 Kbbls), qui doivent être compatibles avec la taille des lots expédiés (*i.e.* en nombre de barils de pétrole constituant le lot), qui varie selon la zone d'extraction. Les bruts de l'Afrique de l'ouest, bien que légers, sont vendus par lots supérieurs à un million de barils (Mbbls).

Enfin, compte tenu de ses capacités de stockage limitées, la raffinerie n'est pas en mesure d'effectuer du mélange de différents bruts (dont des bruts des Caraïbes) afin d'atteindre la qualité de produit la plus adaptée à son marché.

3.2.2. La raffinerie ne suffisant pas à couvrir les besoins des DFA, des quantités croissantes de produits finis sont importées

En moyenne sur la période 2015-2021, la demande du marché des DFA s'élève à 1,2Mt de carburants par an tandis que la production de la SARA est de seulement 400 000t par an. L'écart de ce chiffre avec la pleine capacité de production théorique (800 000t par an) s'explique notamment par les arrêts dont elle fait l'objet à des fins de maintenance.

Rapport

La raffinerie doit faire l'objet d'un « arrêt métal » obligatoire ou « grand arrêt », tous les six ans¹³ et d'arrêts intermédiaires tous les deux ans. Sur la décennie 2011-2020, la raffinerie a connu 20 mois d'arrêt répartis sur sept années¹⁴. Sur la prochaine décennie, la SARA prévoit 10 mois d'arrêt, le prochain arrêt métal (15 semaines) étant prévu en 2027.

Sur longue période, selon les experts de l'IFPEN interrogés, ces fréquences et durées d'arrêts semblent élevés, la pratique courante étant plutôt de faire un arrêt tous les deux ans et de raccourcir au maximum la durée de cet arrêt. Des arrêts aussi longs peuvent s'expliquer par le remplacement du catalyseur de certaines unités, notamment les reformeurs de technologies anciennes. **Réduire le temps d'arrêt supposerait alors des investissements significatifs.**

Depuis 2015 la quantité de carburants routiers raffinés par la SARA ne permet pas de couvrir les besoins et nécessite l'importation de produits raffinés.

La part de produits raffinés issus de l'importation s'est inversée depuis 2015, devenant majoritaire en 2020. Dans le même temps, la disponibilité de l'outil de production a baissé entre 2015 et 2020. Pour les années 2020 et 2021, cela est lié à la préparation de l'arrêt métal. **Néanmoins, la tendance à la hausse des importations de produits finis se constate déjà sur la période 2015-2019.**

3.2.3. Les normes européennes applicables aux produits raffinés, qui sont importés d'Europe et des USA, limitent les possibilités de diversification des zones d'approvisionnement

Les produits raffinés, en particulier les carburants routiers, doivent répondre à un ensemble de normes environnementales nationales ou européennes¹⁵, qui contraignent l'approvisionnement. Les produits raffinés importés par la SARA depuis 2015 proviennent surtout, *via* des hubs dans les Caraïbes, de la zone Europe pour les essences et de l'Amérique du Nord (et dans une moindre mesure l'Asie et le Moyen-Orient) pour les distillats comme le gasoil et le kérosène.

Ces lieux d'approvisionnement sont largement indépendants de la volonté de la SARA, qui dépend des services de *sourcing* de ses actionnaires, eux-mêmes tributaires des grandes sociétés de *trading* de pétrole qui déplacent de grandes quantités de produits dans la région.

Les entretiens et recherches de la mission sur les possibilités d'approvisionnement en produits raffinés dans la région des DFA démontrent l'absence de raffinerie plus proche qu'aux États-Unis qui soit en mesure de produire aux normes européennes. En particulier, la raffinerie du Suriname, proche de la Guyane, est capable de produire un gasoil routier proche des normes de l'UE mais l'outil de raffinage n'est pas en mesure de garantir une production stable et continue de gasoil aux bonnes spécifications. Les USA sont quant à eux exportateurs nets de gasoil routier et importateurs d'essence en provenance de l'UE. L'essence, lorsqu'elle n'est pas aux normes UE, est du reste plus difficile à mettre aux normes par l'ajout d'additifs que le gasoil.

¹³ Un « arrêt métal » concerne les opérations de maintenance périodique et de révision des installations d'une raffinerie, notamment pour répondre aux exigences de vérifications de sécurité.

¹⁴ Le dernier arrêt métal en date, prévu initialement début 2020, a fait l'objet d'un report en deux temps en fin d'année ainsi que sur 2021 dans le contexte de crise sanitaire.

¹⁵ Norme européenne NF EN 228 pour le SP95, norme internationale AFQRJOS pour le carburéacteur jet, norme européenne NF EN 590 pour le gasoil. La qualité normative du fioul répond aux spécifications européennes soit de « fuel oil lourd 380 cSt » (forte viscosité cinématique), soit des soutes maritimes internationales IFO 180 cSt. La norme européenne applicable aux véhicules est la norme Euro 6.

3.2.4. Les importations sont contraintes par les capacités d'accueil portuaire des DFA

La SARA dispose d'un monopole de fait sur l'importation de produits pétroliers, bruts ou raffinés, réglementés ou non (cf. partie 3.3.1). Tous les produits importés par la SARA dans les DFA étant approvisionnés par bateau, les capacités d'accueil portuaire dans les DFA constituent une contrainte logistique pour la livraison de ces produits.

Le **pétrole brut** est livré à la raffinerie cinq à six fois par an, par des navires. Dans les DFA, seul l'apportement de la Pointe des Carrières, à Fort-de-France permet l'accueil de navires de grande capacité mais il ne dispose que d'un seul pipeline, dédié au pétrole brut. Il est par ailleurs partagé avec d'autres sociétés opérant sur le port, ce qui limite sa disponibilité, notamment pour des livraisons directes de produits raffinés.

L'importation de **produits finis** - huit à dix livraisons par mois - requiert quant à elle une rupture logistique à travers un *hub* pétrolier (Trinidad ou Sainte Lucie par exemple) dans lequel les produits peuvent être stockés avant livraison par des navires cabotant entre les îles des Caraïbes. Cette présence des produits finis, y compris aux normes européennes, dans des hubs de stockages régionaux et proches des consommateurs finaux permet un approvisionnement régulier et fluide.

3.3. Le monopole de la SARA sur le stockage n'est, dans les faits, pas contestable

3.3.1. Le décret de 2013, complété par un avis de l'Autorité de la concurrence, exigent l'ouverture à la concurrence des cuves de la SARA

La SARA est propriétaire de l'ensemble des capacités de stockage sur ces territoires, ce qui la conduit notamment à assurer le stockage stratégique au profit des grossistes. Elle dispose ainsi au total de 394 277 m³ de stockages, dont 42% pour le brut (en Martinique), 20% pour les produits raffinés en Martinique, 24% en Guadeloupe et 14% en Guyane.

Le monopole de la SARA sur le stockage présente les caractéristiques d'un monopole naturel, ce qui n'est pas forcément le cas de son monopole de fait sur l'importation. Rien n'interdirait d'un point de vue juridique à un importateur concurrent d'entrer sur le marché, à condition d'avoir accès aux cuves.

C'est pourquoi l'article 11 du décret de 2013¹⁶ prévoit l'obligation pour la SARA d'ouvrir ses cuves de stockage de produits réglementés à tout opérateur qui en ferait la demande, dans des conditions non discriminatoires et à des prix orientés vers les coûts. Cela revient à considérer, même si le terme n'y figure pas explicitement, qu'il s'agit de facilités essentielles, qu'il est « *impossible de reproduire par des moyens économiquement raisonnables* ». Un arrêté préfectoral doit établir dans chaque DFA la liste des installations de stockage concernées.

L'Autorité de la concurrence¹⁷ a complété ce dispositif en 2015 pour les produits non réglementés (en particulier les carburants marins et les carburéacteurs, qui peuvent être facilement importés de pays voisins puisqu'ils répondent à des normes internationales). Rubis lors de sa prise de contrôle de la SARA en 2015, s'est ainsi engagé jusqu'en 2025 auprès de l'Autorité à donner aux tiers un accès aux installations de stockage, aux infrastructures d'apportements et de déchargement pour les produits non règlementés.

¹⁶ Décret n° 2013-1314 du 27 décembre 2013 réglementant les prix des produits pétroliers et le fonctionnement des marchés de gros pour la distribution de ces produits en Guadeloupe, en Guyane et en Martinique.

¹⁷ Décision n° 15 DCC 54 du 13 mai 2015 relative à la prise de contrôle exclusif de la SARA par la société Rubis.

3.3.2. Dans les faits, l'ouverture à la concurrence du stockage apparaît difficilement compatible avec l'état de la réglementation, l'équilibre économique de la SARA et le statut fiscal et douanier des cuves en Martinique

S'agissant des produits réglementés, les arrêtés préfectoraux listant les installations à ouvrir à la concurrence n'ont jamais été pris par les préfets. L'une des explications de cette carence est sans doute qu'une ouverture à la concurrence aurait des conséquences importantes sur l'économie générale de la régulation des prix et de la filière carburants dans les DFA.

En effet, aux termes de l'arrêté de 2014, le calcul des prix de sortie de raffinerie est basé sur les coûts de la SARA, qu'il doit couvrir. L'arrêté ne met pas en application la possibilité ouverte par le décret de 2013 de fixer un prix maximum des importations de produits raffinés.

Cette référence aux coûts de la SARA ne paraît pas, en première analyse, empêcher l'entrée de concurrents à l'importation puisque le décret prévoit que ces prix ne sont que des prix maximum. Il serait donc en théorie possible pour tout concurrent d'entrer sur le marché et de proposer des produits importés à un tarif inférieur à ces plafonds. Néanmoins, une telle hypothèse bouleverserait le système actuel, puisqu'il est peu probable que la raffinerie puisse supporter la concurrence avec des produits importés, moins chers (cf. partie 6).

Il existe une difficulté supplémentaire en Martinique, puisque les stockages, situés dans l'enceinte de la raffinerie, disposent du statut douanier d'« usine exercée », ce qui ne permet pas d'y stocker des produits qui ne sortiraient pas de la raffinerie. Rubis s'est engagé en 2015 auprès de l'Autorité de la concurrence à demander le statut d'« entrepôt fiscal de stockage » (EFS) pour une partie des stockages de produits non réglementés, permettant d'y stocker aussi des produits appartenant à d'autres propriétaires.

A la date de la mission, la mise en œuvre de ce changement de statut n'a pas été lancée. S'agissant des produits réglementés, il est vrai que la SARA peut se prévaloir de l'absence d'arrêté préfectoral établissant la liste des installations de stockage indispensables à la distribution des carburants. S'agissant des produits non réglementés, la SARA et les douanes se seraient accordées sur le fait que cela pourrait nécessiter la construction de nouvelles cuves.

3.4. La rentabilité de la SARA, garantie par voie réglementaire, est supérieure en moyenne à celle constatée dans le secteur et son cycle d'exploitation dégage une capacité d'autofinancement qui a été utilisée pour investir

3.4.1. Une rémunération stable de 23 M€ par an est garantie à la SARA et distribuée en totalité aux actionnaires, soit un PER supérieur à la moyenne du secteur

L'article 3 du décret de 2013 prévoit une rémunération « raisonnable » du capital de la SARA, fixée par l'arrêté du 5 février 2014 à 9 % des capitaux propres¹⁸ (même niveau que la SRPP à la Réunion). En outre, les capitaux mis en œuvre pour le stockage stratégique sont rémunérés dans la limite d'un montant annuel après impôt sur les sociétés de 1,9 M€¹⁹. Cette rémunération représente au total environ **3 cts€/l sur les prix à la consommation des carburants**.

¹⁸ Capital social, réserves légales et statutaires, report à nouveau, résultat de l'exercice, subventions d'investissement et provisions réglementées au bilan du dernier exercice validé par un commissaire aux comptes.

¹⁹ En 2016, la valeur du stock à immobiliser a été estimée à 35 M€ auxquels a été appliqué un taux de rémunération de 5,46 % (rémunération des capitaux mis en œuvre à l'époque), non réévaluée depuis 2016.

Rapport

Cette nouvelle modalité de rémunération a représenté un progrès à plusieurs titres :

- ◆ elle a stabilisé la rémunération de la SARA en retenant l'assiette correspondant au ratio de *return on equity* (ROE) : auparavant, celle-ci était calculée sur l'assiette des capitaux investis moyens, c'est-à-dire le dénominateur du ratio de ROACE²⁰, qui intègre notamment le besoin en fonds de roulement (BFR), très sensible aux variations des cours et pouvant induire des stratégies d'optimisation ;
- ◆ elle a unifié les taux de rémunération, auparavant de 9% pour le raffinage et 12% pour le stockage, ce dernier taux étant particulièrement élevé ;
- ◆ elle a ainsi diminué de la rémunération de 10 M€/an (baisse des prix d'environ 1cts€/l).

En moyenne annuelle, sur la période 2014-2021, le résultat net s'élève à 23,1 M€ (contre 33,2 M€ sur la période 2009-2013). L'année 2016 se caractérise par un résultat net élevé, supérieur à 30 M€, qui s'explique par la reprise sur les provisions pour hausse de prix (PHP) ²¹.

Le résultat net est entièrement distribué en dividendes afin de garantir la stabilité des capitaux propres et de la rémunération de la SARA. Ce point fait l'objet d'un accord tacite entre les actionnaires de la SARA et les services de l'État. Il s'agit d'un point positif pour les DFA par rapport à La Réunion, où la SRPP augmente le montant de ses capitaux propres et de sa rémunération au fil des années²².

En moyenne sur 2011-2013, 31 M€ de dividendes annuels ont été versés contre 22 M€ sur la période 2016-2021 (Graphique 10). Les montants versés en 2014 et 2015 sont sensiblement inférieurs à ceux des années suivantes en raison de l'arrêt de la PHP évoquée ci-avant.

Néanmoins, la mission souligne la fragilité juridique de ce dispositif. L'article 2 de l'arrêté de 2014 prévoit que la rémunération peut être revue « *en cas de modification du périmètre d'activité de la SARA ou d'un changement significatif de la structure de son bilan* ». Or, il est difficile de déterminer *ex ante* ce que serait un changement « significatif » de structure du bilan. Si une augmentation de capital était concernée, comme cela a été le cas en 2019²³, tel ne serait sans doute pas le cas d'une mise en réserve d'un résultat comptable, a fortiori s'il est récurrent.

Proposition n° 2 : Si le choix est fait de maintenir les capitaux propres comme assiette de rémunération de la SARA, prévoir par voie réglementaire ou contractuelle une obligation de stabilité de cette assiette, sauf autorisation expresse de l'administration.

²⁰ Rentabilité des capitaux moyens investis (ROACE) = Résultat net / (immobilisations nettes + besoin en fonds de roulement (BFR) - provisions pour risques et charges (de long terme) en moyenne sur 2 années).

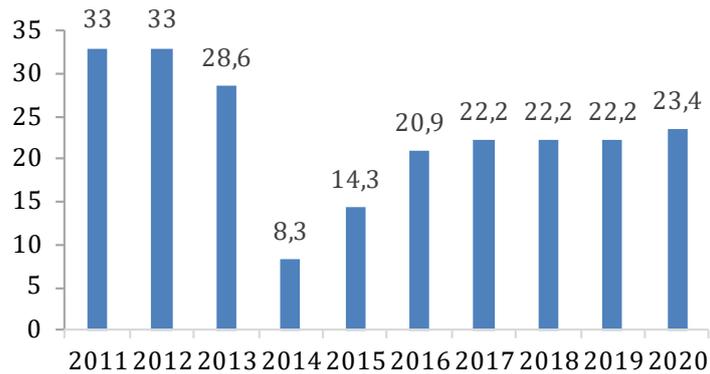
²¹ La provision pour hausse des prix (PHP) est destinée à faciliter le financement des stocks en période de hausse significative des prix (supérieure à 10 % sur une période maximum de deux exercices), en déduisant temporairement du résultat (sur six ans) une fraction des bénéfices ayant servi à la reconstitution du stock.

²² Source : DEETS de La Réunion.

²³ L'administration a autorisé la SARA à augmenter son capital en 2019 (+13,5 M€) afin de financer les projets d'investissements (transition énergétique et arrêt métal).

Rapport

Graphique 10 : Dividendes versés par la SARA (en M€)



Source : Comptes certifiés de la SARA de 2011 à 2020.

Les actionnaires ont obtenu un *price earning ratio* (PER)²⁴ moyen de 9 % en moyenne sur huit ans (2014-2021), ce qui signifie qu'ils ont récupéré la totalité de leurs investissements en 11,5 ans de dividendes²⁵. Entre 2001 et 2012 le PER moyen s'est élevé à 11,1 % (récupération de l'investissement en 9 ans). Par comparaison avec les majors du secteur, la SARA bénéficie d'un PER beaucoup plus stable et s'inscrit, sur 2017-2021, dans la moyenne du secteur, néanmoins marquée par de fortes différences selon l'entreprise (Tableau 2).

Tableau 2 : PER comparé de la SARA et des majors du secteur pétrolier²⁶

	Shell	Total Energies	Conoco	BP	Exxon	Moyenne majors	SARA
2017	26,1	17,1	-26,6	36,2	27,2	16	10,2
2018	11,2	12,2	12	14,7	12,4	12,5	10,1
2019	11,3	14,6	8,6	26,3	20,2	16,2	10,8
2020	-8,2	-20,5	-35,3	-3,2	52,5	-2,94	10,3
2021	10,2	8,9	15,6	12,6	15,4	12,54	10,2
Moyenne sur 5 ans	10,1	6,5	-5,1	17,3	25,5	10,9	10,3

Source : Données du site web « finbox.com » consulté le 07 avril 2021, mission.

3.4.2. Cette rémunération, constituant le résultat net de la SARA, est assurée quelles que soient ses performances commerciales et financières

La formule de calcul des prix de vente de la SARA (prix de sortie SARA), détaillée en partie 4.1, aboutit à ce que son résultat net comptable soit exactement égal à la rémunération de ses capitaux propres.

Cette garantie de résultat protège la SARA contre les fluctuations des soldes de son compte de résultats. Ainsi sur la période 2015-2021 on constate :

- ♦ **une diminution du chiffre d'affaire de 3,6%**, concentrée sur les années 2020 et 2021 dans le contexte de crise sanitaire, mais également sur l'année 2016 ;\$
- ♦ **une diminution de l'excédent brut d'exploitation (EBE) de 73,6 %**,

²⁴ Le PER, qui rapporte les dividendes réels distribués à la situation nette avant répartition, permet de connaître la durée au terme de laquelle un investisseur récupère son investissement par les dividendes versés.

²⁵ $1\ 797\ 817 / 157\ 134 = 11,44$ ans

²⁶ Le PER des majors est calculé comme suit : PER = capitalisation / résultat net.

Cette garantie de résultat comptable peut être justifiée par la situation monopolistique de la SARA : les fluctuations de ses ventes sont essentiellement liées aux fluctuations de la demande agrégée des DFA et non à des pertes de parts de marché sous le jeu de la concurrence. Par conséquent les prix de vente sont fixés de façon à lui permettre de couvrir ses coûts quels que soient les niveaux des ventes. Néanmoins, cela requiert un contrôle étroit du régulateur sur les coûts (fixes, variables et constituant l'EBE).

3.4.3. La méthode de calcul de la rémunération de la SARA s'éloigne des pratiques en vigueur dans les marchés régulés dans son taux comme son assiette

Le taux de 9 %, qui n'a jamais été révisé depuis 2013, apparaît aujourd'hui peu justifié au regard des rémunérations accordées dans le cadre de marchés régulés. Ce taux est jugé par les interlocuteurs de la mission, dont l'autorité de la concurrence et la commission de régulation de l'énergie (CRE), comme manifestement excessif, tant au regard de l'évolution des conditions de marché que du faible niveau de risque de la SARA (résultat net garanti).

Des méthodes, telles que la méthode MEDAF²⁷, sont couramment utilisées pour établir le coût moyen pondéré du capital (CMPC) des opérateurs en monopole fournissant l'accès à des infrastructures (SNCF réseau, RATP-GI, RTE, GRTgaz, Téréga) ou vendant une production à tarif régulé (EDF, Enedis).

Entre 2015 et 2021, des taux de rémunération de 5 % et de 2 % (moyenne de l'OAT à 30 ans [1,27 %] + prime), auraient fait baisser le prix du SP 95 de 1,0 cts€/l et de 1,8 cts€/l.

L'assiette assise sur les capitaux propres apparaît également peu fondée au regard des pratiques de régulation en vigueur. Ce choix a procédé de la volonté de fixer la rémunération de la SARA à un niveau stable – objectif qui a été atteint – mais il apparaît peu fondé tant financièrement qu'économiquement.

Le fait de fonder la rémunération sur le passif peut induire des biais, tels qu'inciter à gonfler les capitaux au passif au-delà de ce qui est rendu nécessaire (investissements) par l'activité de l'entreprise²⁸. Si la SARA consulte l'État en cas d'augmentation de capital, des doutes peuvent être exprimés sur le niveau actuel des capitaux propres lorsqu'elle finance ses nouveaux projets dans les ENR par des opérations de haut de bilan.

Les autres marchés régulés (électricité, gaz, transports) prévoient une rémunération fondée sur l'actif immobilisé, qui constitue une base d'actifs régulés (BAR). La rémunération est alors le produit du CMPC et de la BAR. Contrairement à une rémunération assise sur tel ou tel élément de passif, cela permet de rémunérer que la valeur de l'actif effectivement employé pour produire le bien ou service régulé indépendamment de son mode de financement, qui peut consister en des capitaux propres ou en de la dette (dont le coût a fortement diminué au cours des dix dernières années).

Un tel système rendrait la politique de distribution de dividendes par la SARA neutre pour les consommateurs. Afin de ne pas générer de biais de surinvestissement, il doit nécessairement s'accompagner d'un dispositif d'autorisation des investissements (cf. partie 3.4.4).

Sous réserve d'une analyse plus approfondie (CRE), la mission recommande de considérer l'actif immobilisé net de la SARA dédié aux seules activités de raffinage et de stockage comme base d'actif régulée à rémunérer.

²⁷ Le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) fournit une estimation du taux de rentabilité attendu par le marché pour un actif financier en fonction de son risque systématique. Il explique la réalisation de l'équilibre du marché par l'offre et la demande pour chaque titre.

²⁸ Voir notamment J-J. Laffont, J. Tirole, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press, 1993.

Rapport

En l'absence de comptabilité analytique, la mission n'a pas pu établir avec précision ce que pourrait être la BAR de la SARA. Elle serait néanmoins proche de la valeur comptable de l'actif immobilisé de la SARA [montant couvert par le secret des affaires], hors titres de participations et créances associées (qui concernent des projets d'ENR). Ce montant devra être ajusté, dans la mesure où des investissements [montant couvert par le secret des affaires] ont été réalisés dans des « activités liées à l'environnement », mais qu'une partie non déterminée est liée à des travaux sur la raffinerie.

Afin d'apprécier l'effet d'un changement de la base d'actif régulée et du taux de rémunération sur les prix de sortie de raffinerie, la mission a calculé l'effet de ces changements sur le prix de l'essence SP95 entre 2015 et 2021²⁹, en retenant différentes hypothèses (cf. Tableau 3).

L'impact sur le prix final payé par les consommateurs serait faible : entre 1 cts€/l et 2 cts€/l depuis 2015. Au contraire, l'impact pour la SARA serait significatif (cf. Tableau 3) : la perte totale depuis 2015 aurait été comprise entre 64,9 M€ et 113,6 M€ en retenant l'assiette des capitaux propres, et entre 57,4 M€ et 126,3 M€ avec une assiette fondée sur la BAR.

Par conséquent, la mission recommande d'agir prioritairement sur l'assiette, l'objectif étant ici un gain d'efficacité de la régulation plutôt qu'un gain sur les prix, qui serait faible.

Proposition n° 3 : Revoir le taux et l'assiette de la rémunération de la SARA sur le modèle des méthodes de régulation appliquées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), en accordant la priorité à l'assiette (base d'actifs régulés).

Tableau 3 : Impact du changement de la régulation sur la rémunération annuelle de la SARA par rapport à la rémunération perçue entre 2015 et 2021

Base	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Base capitaux propres								
Taux de 5 %	-9,0 M€	-9,0 M€	-9,0 M€	-9,0 M€	-9,6 M€	-9,6 M€	-9,6 M€	-64,9 M€
Taux de 2 %	-15,8 M€	-15,8 M€	-15,8 M€	-15,8 M€	-16,7 M€	-16,8 M€	-16,8 M€	-113,6 M€
Base actif net non amorti								
Taux de 9 %	-9,8 M€	-9,8 M€	-10,0 M€	-9,0 M€	-8,1 M€	-5,9 M€	-4,9 M€	-57,4 M€
Taux de 5 %	-14,5 M€	-14,5 M€	-14,6 M€	-14,0 M€	-14,1 M€	-12,9 M€	-12,3 M€	-96,8 M€
Taux de 2 %	-17,9 M€	-18,0 M€	-18,0 M€	-17,8 M€	-18,5 M€	-18,1 M€	-17,9 M€	-126,3 M€

Source : Mission.

3.4.4. La SARA a eu une politique d'investissements soutenue mais essentiellement autofinancée par son exploitation dans le cadre des prix réglementés

Sur la période 2011-2020, la SARA a réalisé des investissements. Près de la moitié de ces investissements ont eu lieu sur les années 2018-2020, répartis entre le raffinage, le stockage et la transition énergétique [montants couverts par le secret des affaires].

La politique d'investissement s'explique surtout par la nécessité de maintenir en état l'outil de production (remplacement d'unités de production obsolètes). La SARA s'est aussi engagée depuis plusieurs années dans des investissements de transition énergétique (biogaz, algues naturelles, photovoltaïque, hydrogène, etc.) et de réduction de l'empreinte environnementale des activités de raffinage.

²⁹ Hypothèses retenues : calcul du prix pivot selon les données réelles de la formule de prix entre 2015 et 2021 (hors terme D) ; calcul du prix de l'essence SP95 sur la base d'un coefficient de commercialité et d'une densité moyenne de 0,85.

Rapport

Il apparaît que la politique d'investissements de la SARA a été peu suivie et que ses conséquences sur la constitution d'un volume croissant d'actif net n'ont pas été anticipées. Un meilleur suivi, voire un dispositif d'autorisation préalable au-delà d'un montant à définir, serait nécessaire, que la rémunération soit calculée sur une BAR ou non.

Pour les cinq prochaines années, des investissements sont prévus, ventilés entre les activités historiques (raffinage et stockage) et la transition énergétique [*montants couverts par le secret des affaires*].

Proposition n° 4 : Mieux suivre la politique d'investissements de la SARA, en prévoyant la transmission systématique des projets investissements prévus pour l'année N+1 et d'une programmation pluriannuelle des investissements, ayant vocation à être interrogés.

En termes de financement, tous les projets relatifs à l'activité historique (raffinage et stockage) de la SARA ont été autofinancés, seuls les projets de transition ont été financés par un emprunt.

La SARA dégage en effet une capacité d'autofinancement (CAF) positive sur la période 2011-2020. Déduction faite du résultat net, prioritairement et intégralement distribué aux actionnaires, la CAF de la SARA est restée positive depuis 2011 sauf en 2020 (conjoncture de l'arrêt métal et de la pandémie) : le cycle d'exploitation de la SARA dans le cadre du système de prix administrés, une fois les actionnaires rémunérés, dégage donc un excédent chaque année (sauf en 2020), disponible pour investir ou abonder la trésorerie. Sur la période, **l'autofinancement (CAF - dividendes distribués) a ainsi couvert l'essentiel des investissements** (hors transition énergétique).

3.5. L'activité de raffinage est à l'origine d'un surcoût pour les consommateurs des DFA, dont l'évaluation n'est pas aisée sans comptabilité analytique

L'analyse conduite en partie 2.1 démontrait que le surcoût des DFA par rapport à la métropole lié à l'approvisionnement et à la production s'élève à 28 cts€/l. En l'absence de comptabilité analytique, afin de déterminer la part de ce surcoût lié à la production de la SARA, la mission a procédé à une simulation fondée sur une ventilation des charges et produits (terme C) à partir de la balance comptable de la SARA.

Il en ressort que la raffinerie conduit à un surcoût de l'ordre de 14,6 cts€/l (cf. partie 6.3), hors impact de la masse salariale. Cela s'explique par des coûts fixes élevés par rapport à sa faible capacité de production. La mission a effectué un parangonnage avec une raffinerie dont les données financières sont publiques (Lavera à Martigues). Il en ressort un coût d'exploitation par baril de brut traité 18 fois plus important pour la SARA, à activités comparables.

4. Le mécanisme de fixation des prix de sortie de raffinerie est cohérent mais présente certaines limites

4.1. Le calcul du prix de sortie de la SARA, commun aux trois DFA, est robuste, réactif et orienté vers les coûts de l'entreprise

Venant remplacer le décret du 8 novembre 2010, le décret du 27 décembre 2013 et son arrêté d'application de 2014 modifié en 2016 fixent la méthode de calcul du prix de sortie SARA.

À l'issue de ses réformes successives, la formule actuelle apparaît **réactive** (moyenne des quantités achetées et vendues sur les douze derniers mois ; moyenne des quinze premières cotations du mois précédent (M-1) de chaque produit ; moyenne des quinze premières cotations M-1 pour la parité euro/dollar), **simple**, afin de limiter le coût de contrôle (coûts de logistique et de raffinage forfaitisés et mutualisés), **sécurisée** (recours aux comptes certifiés ou pré-certifiés de l'exercice précédent), **précise** sur les coûts intégrés, qu'elle permet de couvrir.

Conformément aux articles 2 et 6 du décret de 2013, chacun des préfets fixe par arrêté le prix maximum hors taxes de sortie SARA, identique pour les trois DFA, sur la base des données fournies par la SARA, selon le calcul présenté dans l'Encadré 1.

Encadré 1 : Méthode de calcul du prix de sortie SARA

Le calcul des prix de sortie SARA s'effectue de la façon suivante :

- un terme « A » représentant le coût des achats de pétrole brut par la SARA ;
- un terme « B » représentant le coût d'importation des produits semi-finis et finis ;
- un terme « C » représentant l'ensemble des coûts de raffinage et de logistique de tous les produits finis de la SARA (produits administrés et non-administrés) ;
- un terme « D » représentant la rémunération des capitaux de la SARA. Il inclue un terme « L » de correction qui permet de prendre en compte les écarts entre les coûts effectivement supportés par la SARA et l'évaluation prévisionnelle qui en avait été faite ;
- un terme « E » qui correspond au chiffre d'affaires (CA) effectivement réalisé par la SARA sur les produits et services non administrés au cours de l'exercice précédent ;
- un terme « F » ou « CA mensuel d'équilibre » qui correspond au calcul $A + B + C + D - E$;
- un prix pivot d'équilibre qui correspond au terme « F » divisé par le total des quantités mensuelles de produits réglementés vendus au cours de l'exercice précédent ;
- un « coefficient de commercialité » pour chaque produit administré (identique entre DFA) qui permet de déterminer les prix mensuels de chacun de ces produits à partir du prix pivot, au prorata de leurs cotations ventes internationales.

Un **CA théorique** est ensuite calculé³⁰ pour aboutir au prix de sortie SARA³¹. Ces différents termes sont analysés ci-après, à l'exception de la rémunération de la SARA.

Source : Mission.

³⁰ CA théorique = cotation vente (produit a) X quantité vendue (produit a) + cotation vente (produit b) X quantité vendue (produits b) +

³¹ Prix de vente SARA = cotation vente X (terme « F » / CA théorique).

4.2. L'augmentation des prix de sortie SARA depuis 2020 résulte de la conjonction d'une hausse des cours internationaux, de la baisse du chiffre d'affaires sur le carburacteur et, plus marginalement, de certains coûts de fonctionnement de la SARA

4.2.1. La part du coût des achats de pétrole brut (terme A) diminue depuis 2015, notamment à cause des arrêts de la raffinerie

Le « terme A » rend compte du coût d'achat de pétrole brut. Il tient compte des cotations internationales, des quantités vendues et de coûts additionnels (un « différentiel » composé des coûts annexes hors fret, des taxes et des coûts de fret)³².

Il diminue de façon tendancielle depuis 2015, notamment à cause des arrêts de la raffinerie. Sur la période 2016-2021 l'effet prix (évolution des cotations) a eu un impact à la hausse sur le terme A mais l'effet quantité (baisse du raffinage), négatif, est plus important [*chiffres couverts par le secret des affaires*].

Le « différentiel », plafonné par les textes, est constitué de pertes, de coûts d'assurance, de frais de trading, d'une prime de livraison et d'autres primes³³.

Le taux de perte appliqué forfaitairement semble très supérieur aux pertes réelles constatées sur la période 2015-2020, en moyenne quatre fois pour le brut, dix fois pour le gazole et plus de deux fois pour le sans plomb. Par comparaison, les taux de pertes appliqués au transport maritime de gasoil et de super sans plomb vers la Réunion sont inférieurs.

S'agissant des frais de trading, le pétrole – brut comme raffiné - est importé exclusivement via les sociétés actionnaires de la SARA sans mise en concurrence, ce qui fait peser un risque de surfacturation ou de sous-efficience du fournisseur. Le recours systématique à des appels d'offres annuels, à l'instar du Comité des importateurs d'hydrocarbures à La Réunion, serait sans doute plus incitatif à réduire les coûts et révélerait les niveaux de prix pratiqués par le marché, qui sont actuellement peu transparents. Néanmoins, cette option, qui pourrait être perçue comme une atteinte à la liberté contractuelle de la SARA, n'apparaît pas nécessaire car la méthode de fixation du niveau du différentiel est, dans les faits, forfaitisée selon des standards de marché.

Enfin, les coûts d'affrètement payés par la SARA sont 15 % moins cher que la moyenne constatée sur les cours Platt's.

4.2.2. Le maintien des coûts additionnels d'importation de produits finis (terme B) à son niveau de 2015 fait l'objet d'un engagement du groupe Rubis

Le terme B concerne les produits pétroliers, raffinés ou semi-raffinés, directement importés par l'entreprise. Le calcul est identique au terme A. Si ces coûts doivent être également « justifiés » aux termes du décret, leur globalisation dans les factures de la SARA ne le permet pas. Ils sont maintenus à un niveau fixe, parfois très supérieur à la cotation de référence.

³² Son calcul est réalisé de la manière suivante : [Moyenne des quinze premières cotations du mois (FOB) + « différentiel » (moyenne de tous les coûts annexes hors fret facturés à la SARA) + fret et taxes] X Quantités traitées mensualisées sur les douze mois précédents.

³³ Qui reflètent la taille des lots (plus faible que celle des standards internationaux) et la qualité des produits livrés (qui peut être supérieure à ces standards).

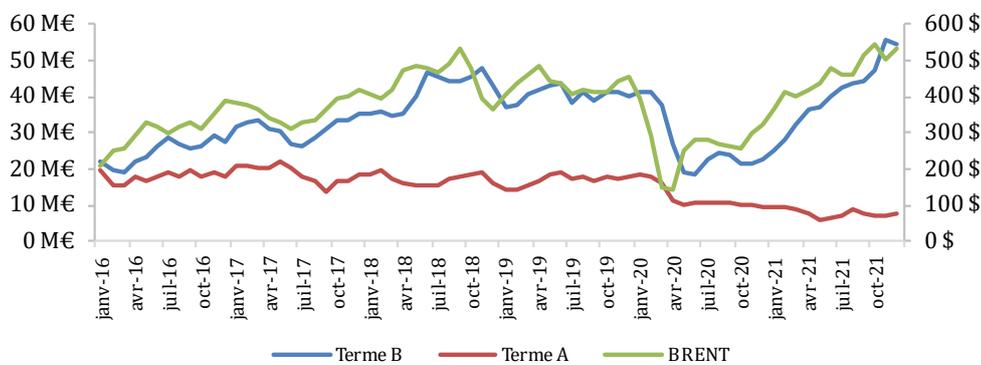
Rapport

Les coûts additionnels d'approvisionnement en produits finis (« différentiels ») ne sont pas plafonnés par les textes réglementaires, contrairement au terme A, mais Rubis s'est engagé auprès de l'Autorité de la concurrence à les maintenir à leur niveau de 2015. Cependant, si ces niveaux sont bien figés dans les grilles, la SARA n'a plus justifié leur montant auprès des préfetures depuis la mise en place de cet engagement, alors qu'ils constituent 15 % et 11 % du prix d'achat de l'essence et du gazole par la SARA.

Proposition n° 5 : Dans le calcul des termes A et B de la formule de fixation des prix, aligner le taux de perte sur le taux réel et renforcer les exigences de justification des coûts additionnels (différentiels).

Enfin, alors que l'évolution du terme A est peu corrélée aux évolutions du Brent et plus sensible aux volumes achetés, le terme B est fortement corrélé aux évolutions des cotations internationales, avec un décalage de deux mois (cf. Graphique 11). Depuis 2015, l'effet volume (augmentation des quantités de produits finis importées) a été prépondérant par rapport à un effet prix à la baisse.

Graphique 11 : Évolution des termes A et B (en M€) et du Brent (en \$) depuis 2016



Source : SARA ; DREETS Martinique.

Malgré l'indexation des termes A et B sur les cotations internationales, les prix de la SARA y sont supérieurs en moyenne de 28 cts€/l sur la période 2015-2021, ce qui confirme le chiffre présenté en partie 2.1. et s'expliquent par les coûts additionnels (au sein des termes A et B, ainsi que les termes C et D). De plus, les prix de la SARA ont augmenté plus vite que les prix internationaux, de sorte que l'écart s'est creusé de 32% sur la période, soit +9 cts€/l.

Cette augmentation du surcoût de la SARA s'explique notamment par l'augmentation de 7 % des coûts de raffinage et logistique (terme C) et la baisse des volumes de produits non réglementés vendus (terme E), analysés dans les parties suivantes.

4.2.3. Les coûts de raffinage et de logistique (terme C), intégrant les coûts d'exploitation de la SARA, ont augmenté de 7 % depuis 2015

Le terme C correspond aux coûts de raffinage et de logistique, intégrant l'ensemble des coûts d'exploitation de la SARA. Il est déterminé à partir du compte de résultat³⁴ et justifié par des données comptables. Depuis 2015, le terme C a progressé de 7 %. Quelles qu'en soient les causes, cette augmentation significative doit être mise en regard d'un système de fixation de prix qui n'incite pas la SARA à maîtriser ses charges (cf. partie 4.3.3).

³⁴ D'avril de l'année N à mars de l'année N+1 sont comptabilisés les coûts de l'année N-1

Rapport

Au total, le montant du terme C a progressé de **22 M€ (+7 %)** entre 2015 et 2021, notamment du fait de charges d'exploitation en augmentation de 28,5 M€ (+23 %) dont :

- ◆ les achats et charges divers, liés notamment aux coûts engendrés par les grands arrêts, à des frais d'assistance technique après l'arrêt de l'assistance par Total consécutif à son retrait du capital de la SARA ou à des frais d'études et de recherche principalement liés aux projets de diversification dans les ENR ;
- ◆ les salaires et charges sociales, répartie entre une hausse des effectifs significative (soit +64 salariés) et de primes (dont primes Covid). Le montant moyen unitaire des charges de personnel de la SARA (5 279 € par mois net avec primes) est proche du ratio constaté dans le secteur de la convention collective de l'union française des industries pétrolières (UFIP) puisque le salaire moyen en 2019 est de 5 200 € (à temps plein, net). Néanmoins, sur la même période, les ventes de carburants ont baissé (-1,9% depuis 2015) ;

Alors que les **coûts de transport et de stockage mutualisés** entre les trois DFA doivent, selon l'arrêté de 2014, apparaître de manière expresse dans les grilles d'encadrement des prix, la stabilité parfaite des montants portés aux lignes correspondantes depuis 2015 ne coïncide pas avec l'observation des coûts correspondants en comptabilité. Les frais d'acheminement ont augmenté depuis 2015.

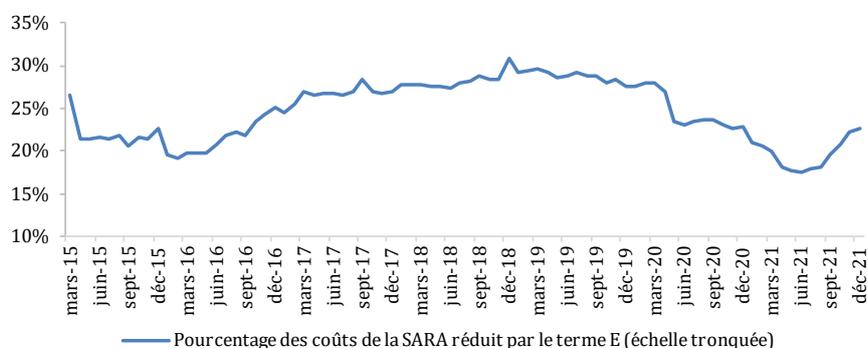
Proposition n° 6 : Pour le terme C, interroger annuellement les évolutions des principaux postes de charge et intégrer la valeur réelle des coûts de transport et de stockage dans les grilles annexées aux arrêtés préfectoraux.

4.2.4. Le chiffre d'affaire sur les produits non administrés (terme E) a un impact significatif sur le prix des carburants réglementés, favorable jusqu'à la crise sanitaire

Le terme E correspond au chiffre d'affaires mensualisé réalisé sur les produits pétroliers non administrés et les prestations de services facturées par la SARA. Le terme E vient en déduction des charges à couvrir, de sorte à ne répercuter au consommateur que les charges relatives à la seule activité régulée.

La formule de calcul des prix des produits réglementés crée un lien mécanique entre le CA réalisé sur les produits réglementés et le prix des produits non réglementés : plus le chiffre d'affaires sur les produits non réglementés augmente, plus cela fait baisser le prix des produits réglementés. En moyenne depuis 2015, le terme E a ainsi fait baisser de 25% les coûts de la SARA (cf. Graphique 12).

Graphique 12 : Pourcentage des coûts de la SARA réduits par le terme E



Source : DEETS Martinique, mission.

Rapport

Entre 2016 et 2021, le terme E a progressé de 47,4 %, portée par les ventes de carburéacteur et les services vendus par SARA (notamment auprès d'Antilles-Gaz) qui augmentent. Toutefois, la chute du trafic aérien et des ventes de carburéacteur avec la crise sanitaire a fait diminuer le terme E. Sa contribution à la réduction des coûts de la SARA ne s'élève plus en 2020 qu'à 20%.

Il existe donc une forme de redistribution entre les passagers des compagnies aériennes et les conducteurs de véhicules, au profit de ces derniers jusqu'en 2020, puis à leur détriment (+8 cts€/l en moyenne par mois en 2021). Une baisse des ventes de carburéacteur qui serait amenée à se prolonger serait donc de nature à augmenter durablement les prix des carburants dans les DFA.

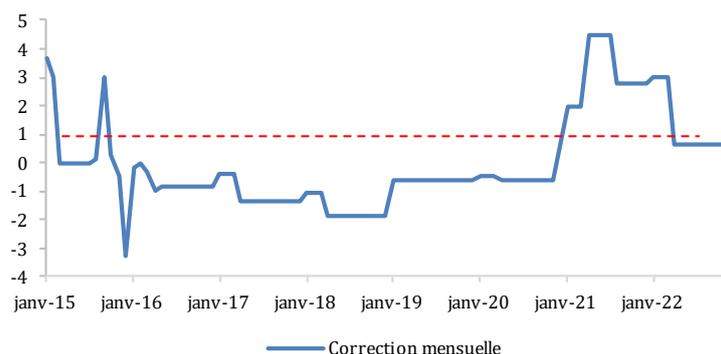
S'il peut être étonnant que les prix des produits réglementés soient liés aux ventes de produits non réglementés, dont la SARA est libre de fixer les prix, la mission ne recommande pas d'y mettre un terme, à condition de le limiter aux activités liées aux carburants. En effet, ce lien s'est révélé, sur longue période, favorable aux consommateurs de carburants routiers et il est probable que le trafic aérien, qui reste le moyen privilégié pour se rendre dans les DFA, reparte en hausse.

4.2.5. La correction annuelle (terme L), qui a eu un effet global positif sur les prix entre 2015 et 2021, peut difficilement être réduite sans compromettre la stabilité et la sécurité du système

Cette correction permet de prendre en compte les écarts constatés entre les évaluations prévisionnelles et les coûts effectivement supportés par la SARA (termes A, B et D), la part effective du chiffre d'affaires des produits non réglementés (terme E) et les quantités réelles de produits réglementés effectivement commercialisés (prix pivot).

Le système de correction annuelle, s'il est juste dans son principe comme son application, a été surtout perçu négativement par les consommateurs. Pourtant, depuis sa mise en place en 2015, l'impact cumulé de ce dispositif leur est favorable (13,6 M€ restitués entre 2015 et 2021). Néanmoins, les montants restitués ont eu un faible impact sur les prix (-1 ct€/l en moyenne par an au profit des consommateurs) contrairement à l'augmentation de 2021 (+5 cts€/l au profit de la SARA), cumulée à une hausse mondiale des prix du pétrole.

Graphique 13 : Évolution de la correction des écarts depuis 2015 (en M€)



Source : SARA, mission.

Lecture : Lorsque la correction mensuelle est négative, la restitution est favorable au consommateur.

Les leviers pour réduire le montant des corrections apparaissent faibles étant donné que les termes A et B sont déjà calculés mensuellement sur la base des cotations des mois précédents et des quantités vendues des douze derniers mois glissants. Le terme E est quant à lui calculé sur la base de l'exercice précédent.

Rapport

Il serait certes possible de réduire la période de lissage des quantités prises en compte dans le calcul des termes A et B jusqu'à un mois plutôt qu'une année (celui qui précède le calcul du prix). De façon similaire, le terme E pourrait être calculé sur la base des ventes du mois qui précède. Toutefois, cela entraînerait une plus grande volatilité des prix mensuels.

Néanmoins l'opportunité même d'une réduction des corrections pose question. Elle se traduirait en effet par des fluctuations mensuelles plus fortes. De plus, cela éloignerait le système des données issues des comptes certifiés, sur lesquels le système a été progressivement adossé avec profit.

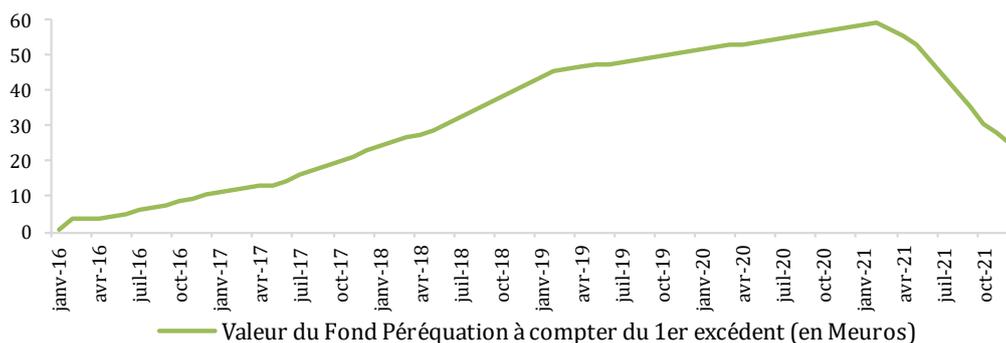
Les cotations achat pourraient en revanche être plus conformes à la réalité des zones d'approvisionnement, par exemple en prévoyant dans les textes un panier de cotations (UE et US) en lieu et place d'une cotation unique (US) par produit. La mission n'a néanmoins pas chiffré le bénéfice d'une telle option.

La SARA propose que le dispositif de correction soit remplacé par un fonds de lissage temporel, un dispositif qui existe en Polynésie Française. Jouant sur l'asymétrie de perception par les consommateurs des baisses et des hausses des prix, les écarts aux prévisions favorables au consommateur seraient capitalisés dans ce fonds, qui compenserait ensuite les écarts négatifs. La mission a simulé l'évolution de la capitalisation d'un tel fonds depuis 2016 (cf. Graphique 14) : un tel dispositif aurait permis de compenser les hausses de coûts de 2021 sans impact sur les prix et la valeur du fonds serait encore positive.

Un tel dispositif serait par construction très dépendant de l'évolution des prix par rapport aux prévisions annuelles. Il faudrait une période de quelques années de « sur-tarification », pour que le fonds soit suffisamment abondé pour avoir un effet utile. En outre, il induirait des frais de gestion que la mission n'a pas évalués mais dont il conviendrait de s'assurer qu'ils restent inférieurs à sa contribution à la stabilité des prix. Néanmoins, il pourrait se révéler utile en cas de baisse tendancielle de la consommation des carburants.

Proposition n° 7 : En cas de baisse tendancielle de la consommation des carburants (par exemple sous l'effet de l'électrification du parc automobile), créer un fonds de lissage temporel des corrections annuelles des décalages entre prévisions et réalisations.

Graphique 14 : Capitalisation théorique d'un fonds de lissage des corrections depuis 2016 (en M€)



Source : Mission.

4.3. La régulation du monopole de la SARA présente des faiblesses importantes

4.3.1. La SARA ne dispose pas d'une comptabilité analytique, alors qu'elle se diversifie dans des activités concurrentielles

La SARA ne distingue pas dans ses comptes ses différentes activités (importation, raffinage, stockage, activités régulées dans les carburants, activités non régulées dans les carburants et hors carburants). Des opérateurs de plus petite taille (par exemple la SRPP à la Réunion, qui appartient aussi au groupe Rubis) en produisent dans le cadre de leur régulation.

Cette situation ne posait pas de problème tant que la SARA n'avait que des activités de raffinage et liées aux carburants mais le contexte a changé :

- ◆ la part de l'importation de produits finis est croissante ;
- ◆ les volumes vendus de carburants non réglementés (le kérosène en particulier) ont un impact important sur le prix des carburants réglementés ;
- ◆ les investissements de la SARA hors carburants (ENR) sont croissants.

En l'absence de chiffre d'affaires issu de ces nouvelles activités en cours de développement, la transition de la SARA vers les énergies nouvelles est actuellement financée par les consommateurs de carburants à travers le terme C de la formule de prix (notamment de la masse salariale). Or, les activités d'ENR n'ont pas vocation à être réglementées et la SARA n'a pas non plus de raison d'être financée via un système de prix réglementés pour développer des activités dans un champ concurrentiel.

La SARA est également rémunérée sur la base de la totalité de ses capitaux propres alors que ceux-ci sont également mobilisés pour financer des projets d'ENR portés par des filiales (par exemple CEOG en Guyane). Une comptabilité analytique permettrait, quelle que soit l'assiette retenue pour rémunérer ses capitaux engagés, d'ajuster cette assiette.

La mission ne recommande pas de retenir la proposition de la SARA consistant à intégrer les revenus et volumes liés aux ventes d'ENR dans la formule (terme E et dénominateur) car la baisse du prix pivot escomptée serait modeste et qu'elle devrait être compensée par une hausse des quantités de carburants vendus.

Proposition n° 8 : Imposer à la SARA d'établir une comptabilité analytique et exclure de la formule de calcul des prix les éléments liés à ses activités concurrentielles (ENR).

4.3.2. Un transfert de la compétence de régulation à la CRE est souhaitable

La vérification des factures par la SARA repose sur un seul agent en Martinique (soit moins d'un ETPT) en poste depuis 2015, ce qui constitue un risque pour la continuité, la qualité et l'objectivité des vérifications. Contrairement aux prévisions des textes, le contrôle de la réalité des factures de la SARA n'est effectué que partiellement, faute de temps, et manque d'une méthodologie formalisée d'échantillonnage et les résultats ne sont ni formalisés ni suivis.

Ce contrôle de la réalité des données communiquées ne s'accompagne pas d'un contrôle sur l'opportunité des coûts, leur évolution ou l'incidence financières de choix industriels et commerciaux de la SARA, ni d'une analyse des comptes financiers. Il est réalisé a posteriori, ce qui ne permet pas d'interroger préventivement les dépenses. Les services de l'État ne disposent pas non plus d'un abonnement Platt's, alors que les textes réglementaires font explicitement référence à cette plateforme pour retenir les cotations.

Rapport

La fixation des prix plafonds et les grilles annexées aux arrêtés préfectoraux sont réalisées par la SARA et peu suivies par les administrations, les services de Guyane et, dans une moindre mesure, de Guadeloupe apparaissant à cet égard particulièrement déresponsabilisés, y compris sur l'aval des grilles, qui est propre à chaque DFA. Un système de régulation des prix qui repose aussi largement sur l'autocontrôle de ses coûts par l'opérateur en monopole n'est pas satisfaisant. Pourtant l'article 15 de l'arrêté de méthode de 2014 confère des pouvoirs d'enquête étendus à l'administration.

Il serait utile de responsabiliser davantage un agent par DEETS ou de massifier l'expertise par la constitution d'un pôle unique, par exemple à la DEETS de Martinique, afin d'être au plus proche de la SARA.

Il demeure qu'un doute sérieux peut être exprimé sur les capacités des services de l'État à réguler un secteur, ce qu'ils ne font plus guère par ailleurs. Un transfert de la régulation à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), à l'instar des marchés d'électricité et de gaz, est souhaitable. Cela est possible par décret, ne devrait pas nécessiter d'augmentation de ses moyens et la CRE assure déjà des missions de régulation dans des territoires outre-mer. Néanmoins, une consultation formelle de la CRE sera nécessaire en amont pour élaborer le dispositif, en complément de celle que la mission a réalisée dans le cadre de ses travaux.

La CRE disposerait des compétences nécessaires pour notamment : interroger régulièrement la BAR de la SARA et que le CMPC ; assurer le contrôle des coûts, y compris en opportunité ; analyser les grilles de prix (appréciation sur la prise en compte de coûts payés par le consommateur non liés à l'activité de raffinage ou de stockage) ; expertiser les mécanismes d'incitation à la réduction des coûts (trajectoires-cibles) ; garantir la continuité des contrôles ; analyser les plans d'investissement pluriannuels de la SARA, en coût et en opportunité.

Il est en revanche souhaitable que **la publication mensuelle des grilles de prix continue d'être assurée par les préfets**, interlocuteurs de proximité de la filière, dans le respect des avis de la CRE. Des avis conformes réduiraient le niveau de pression sur les préfets mais aussi leur capacité à adapter les prix aux problématiques locales ; néanmoins, les préfets considèrent déjà qu'ils sont déjà dans les faits en compétence liée.

Proposition n° 9 : Transférer la régulation de la SARA à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et maintenir la compétence des préfets pour arrêter les prix.

Proposition n° 10 : Si le choix est fait de maintenir un contrôle par les services de l'État sur les coûts de la SARA, en renforcer les moyens, la formation et la méthode, et organiser avec l'appui des directions centrales des cycles de revue et d'analyse prévisionnelle des coûts d'exploitation et d'investissement.

4.3.3. Le système n'est pas incitatif à maîtriser voire réduire les coûts d'exploitation de la SARA

Le système n'est pas incitatif à réduire les coûts. Les gains de productivité sont intégralement restitués aux consommateurs et à l'inverse, l'ensemble des coûts sont répercutés sur les prix supportés par les consommateurs. Couplé à l'absence de contrôle du régulateur sur l'évolution des prix et leur justification, cette situation est risquée.

Ainsi, si des coûts tels que les frais de trading lié à l'approvisionnement sont contrôlés par l'autorité de la concurrence sur le fondement des engagements pris en 2015 par Rubis, tel n'est pas le cas de l'évolution d'autres postes de charge dont le poids peut être particulièrement important dans les coûts supportés par les consommateurs, notamment la masse salariale et les investissements. Une attention particulière devrait être, à cet égard, accordée aux transactions intra-groupes réalisées par la SARA, afin d'éviter que le consommateur ne supporte une forme de sur-rémunération d'une société associée.

Proposition n° 11 : Renforcer le contrôle des coûts des transactions intra-groupes en intégrant leur justification dans les obligations de reporting pesant sur la SARA

La régulation pourrait inciter la SARA à la limitation de ses coûts par un intéressement financier. En effet, l'analyse du terme C montre que les efforts à produire dans ce domaine sont encore importants.

Les axes retenus, à établir en lien avec le régulateur et la SARA, pourront s'inspirer du secteur de l'énergie en métropole, notamment :

- ◆ maîtrise des charges d'exploitation : les gains de productivité par rapport à une trajectoire prédéfinie seraient conservés par la SARA ;
- ◆ maîtrise des dépenses d'investissements (raffinage et stockage) : fixation systématique d'un budget-cible pour les projets de plus de 20 M€, et sur décision de la CRE pour les autres projets ;
- ◆ taux d'utilisation des capacités de production ou ratio quantité produite sur quantité importée ;
- ◆ performances environnementales : émissions de gaz à effet de serre (GES).

Proposition n° 12 : Rendre la régulation de la SARA plus incitative à la maîtrise des coûts par l'élaboration d'indicateurs et de trajectoires prévisionnelles.

5. La distribution de gros et de détail est peu concurrentielle mais ses marges sont relativement stables, désormais proches de celles de métropole et perçues comme une condition pour préserver l'emploi

5.1. Le marché de la distribution se caractérise par un niveau de concurrence réduit et par un consensus autour de la préservation de l'emploi

5.1.1. Le marché est intégré verticalement, ce qui limite la concurrence entre grossistes

L'activité de gros est principalement réalisée par quatre groupes - Rubis, Total Energies, Sol et Cap. Ils emploient directement 193 salariés (dont 54% pour Total et 28% pour Rubis). L'activité d'enfutage et de grossiste pour le GPL est réalisée en Martinique par Antilles-Gaz, filiale de Total Energie, en Guadeloupe par Stocabu, filiale de Rubis, et en Guyane par la SARA.

La distribution de gros est peu concurrentielle étant donné que les marchés de gros et de détail sont intégrés verticalement : 80 % des stations des DFA sont la propriété des grossistes, dans le cadre d'un système de location-gérance³⁵. Les stations indépendantes sont quant à elles liées aux grossistes par des contrats d'approvisionnement exclusifs d'une durée de cinq ou dix ans selon le grossiste, qui leur permettent d'utiliser leur enseigne. L'intégration verticale s'étend aussi à l'amont de la filière puisque Rubis et Sol sont actionnaires de la SARA, qui recourt elle-même à ces deux entreprises pour ses importations³⁶.

³⁵ L'article 12 de l'arrêté de 2014 limite la possibilité de gérants mandataires salariés par les compagnies.

³⁶ Sur le renforcement de l'intégration verticale, voir la décision de l'Autorité de la concurrence n° 15-DCC-54 du 13 mai 2015 relative à la prise de contrôle exclusif de la SARA par la société Rubis.

Rapport

S'agissant des détaillants, les DFA se singularisent par rapport à la métropole par :

- ◆ un nombre de stations-services qui a peu évolué depuis 2009 (-3% contre -12% en métropole), malgré une population en baisse aux Antilles (cf. Tableau 4) ;
- ◆ une densité plus élevée de stations-services dans les Antilles qu'en métropole, tant rapportées à la population qu'à la superficie ; la Guyane se distingue en revanche par une densité inférieure (cf. Tableau 5) ;
- ◆ l'absence des grandes et moyennes surfaces (GMS) de la distribution de carburants, alors qu'elles détiennent désormais 50% des stations en métropole et y assurent 62% des ventes en volume, une part qui n'a cessé de croître depuis les années 1980. Cela a une incidence sur les prix puisque les GMS sont réputées réaliser des marges faibles sur les carburants, considérés comme un produit d'appel.

Tableau 4 : Nombre de stations-services dans les DFA en 2009, 2015 et 2021

	2009	2015	2021
Guadeloupe	115	108	108
Martinique	96	87	91
Guyane	29	31	34
Total DFA	240	226	233

Source : Fédérations des stations-services des DFA ; rapport IGF de 2009.

Tableau 5 : Densité des stations-services dans les DFA, à la Réunion et en France (entière)³⁷

	Martinique	Guadeloupe	Guyane	Réunion	France
Population	368 783	387 629	276 128	855 961	66 732 538
Densité des stations /100km ²	8,07	6,63	0,04	6,35	1,74
Nombre de stations /100000 hab	24,68	27,86	12,31	18,58	16,48

Source : Insee, UFIP, DEETS et fédérations de détaillants des DFA, ledom.

5.1.2. La préservation de l'emploi explique des marges historiquement plus élevées qu'en métropole

Alors que les pompes des stations-service sont, en métropole, totalement automatisées et en libre-service, celles des départements d'outre-mer proposent encore un service à la pompe. Afin d'éviter les suppressions d'emplois non ou peu qualifiés dans des territoires particulièrement frappés par le chômage³⁸, un consensus s'est établi autour de la préservation des emplois de pompistes, en contrepartie d'un niveau de marge plus élevé qu'en métropole.

La préservation de l'emploi est ainsi mentionnée comme une nécessité dans l'arrêté de 2014 : à propos de la revalorisation des marges, qui doit se faire « *sous réserve du maintien des emplois de pompiste* », et à propos des conditions d'exploitation des stations, qui doivent être définies « *en préservant l'emploi dans les sites* ».

Sans se prononcer sur ce choix d'exploitation des stations-services, qui nécessiterait un débat public qui sort du périmètre de la mission, la mission constate que le nombre d'emplois n'a pas été suivi par les services de l'État, alors qu'il est central dans la justification du niveau de marge commerciale des détaillants.

³⁷ Les données Insee sont les dernières disponibles : 2019 pour la Martinique, la Guyane, la Réunion et la France, 2018 pour la Guadeloupe.

³⁸ 23 % de chômage des 15-64 ans en Martinique en 2020, 29 % en Guadeloupe et 21 % en Guyane (source : Insee).

Rapport

Les données collectées par la mission se fondent sur des estimations des syndicats de gérants de stations-services. Il en ressort un nombre d'emplois en 2021 (incluant la partie boutique) compris entre 1 788 et 1 888 pour les 3 DFA. Les emplois auraient baissé de plus de 10% en Guadeloupe et entre 15 % et 25 % en Martinique sur la période 2008-2021, alors que les marges se sont maintenues (Tableau 6).

Tableau 6 : Évolution des emplois (employés en stations-services)

	2008	2021
Emplois Guadeloupe	1000	803
Emplois Martinique	1000	750-850
Emplois Guyane	240	235

Source : Syndicats des gérants de stations-services et mission IGF de 2008.

Proposition n° 13 : Assurer un suivi effectif par les DEETS des emplois, de la masse salariale et des loyers au stade de la distribution.

5.2. Les marges réglementées ont peu été revalorisées dans les DFA, ce qui les a significativement rapprochées des niveaux constatés en métropole

5.2.1. Le niveau des marges doit être interprété avec prudence, notamment du fait des flux financiers entre marge de gros et de détail

Plusieurs facteurs rendent complexe l'interprétation des niveaux de marge : l'intégration verticale avec les grossistes (loyers), l'existence d'une activité de boutique et les incertitudes sur la masse salariale et son évolution.

Si la distinction de la marge de gros et de la marge de détail est pour partie artificielle, du fait du versement de loyers, la mission ne recommande pas de fusion des marges de gros et de détail réglementées. Même si celle-ci pourrait constituer une première étape vers la libéralisation³⁹, l'impact sur les prix finaux serait incertain et en tout état de cause faible.

Au contraire, cela pourrait avoir pour effet de créer un front uni des grossistes et des détaillants pour obtenir des augmentations plus fréquentes de la marge commune. Cela aurait également pour effet de priver les détaillants d'une protection de leurs marges. La mission n'a pas non plus estimé prioritaire d'agir sur les conditions contractuelles unissant compagnies pétrolières et gérants de stations-services, la marge de manœuvre paraissant limitée, dans le cadre d'un système régi par la liberté contractuelle.

5.2.2. Les marges de gros et de détail ont peu progressé dans les trois DFA depuis 2008

Les marges de gros réglementées ont peu évolué depuis 2008 dans les trois DFA (cf. Graphique 15) : +4,3% en Martinique (deux revalorisations), +2,2% en Guadeloupe (trois hausses et deux baisses), +0% en Guyane. Les marges s'établissent en 2021 à 6,199 cts€/l en Martinique, 6,19cts€/l en Guadeloupe et 9,085cts€/l en Guyane (niveau censé rendre compte de la taille et de la configuration du territoire).

En tenant compte de l'inflation, les marges réelles de gros se sont en revanche érodées : -9% en Guyane, -10% en Guadeloupe et près de -7% en Martinique.

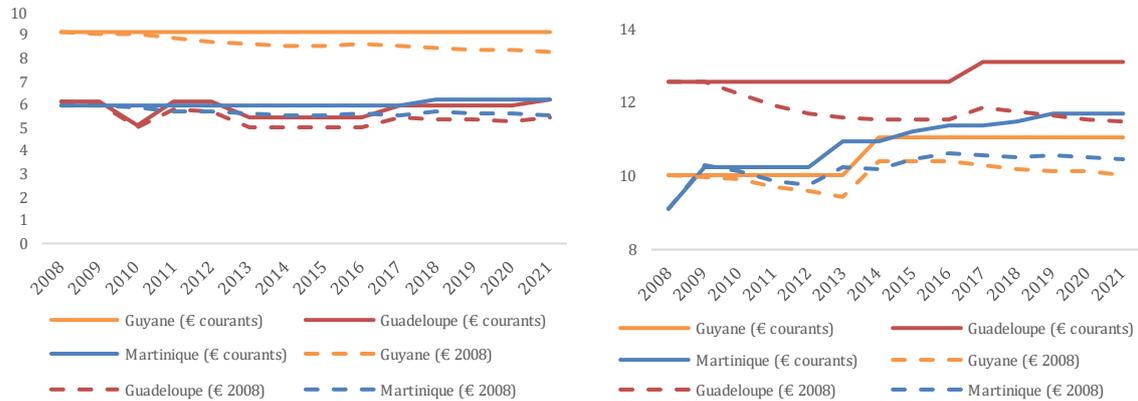
³⁹ Autorité de la concurrence, avis n°09-A-21 du 24 juin 2009 relatif à la situation de la concurrence sur les marchés des carburants dans les départements d'outre-mer.

Rapport

Les marges de détail s'établissent en 2019 de la façon suivante : 11,04 cts€/l en Guyane (+10,4% depuis 2008, soit une revalorisation), 11,71 cts€/l en Martinique (+29%, soit six revalorisations) et 13,08 cts€/l en Guadeloupe (+4%, soit une revalorisation).

En tenant compte de l'inflation, les marges réelles de détail ont reculé de près de 9% en Guadeloupe, restées à un niveau stable en Guyane (+0,5%) et progressé de 15% en Martinique.

Graphique 15 : Évolution des marges de gros (gauche) et de détail (droite) réglementées sur le sans-plomb 95 dans les DFA (en cts€/l courants et base 2008) sur 2008-2021



Source : DEETS, grilles annexées aux arrêtés préfectoraux encadrant les prix des carburants, Insee.

Les marges de gros comme de détail apparaissent désormais décorrélées des coûts réels puisqu'elles sont reconduites chaque année voire revalorisées (Martinique) sans transmission des comptes financiers des détaillants, alors que les textes ne prévoient à cet effet qu'un échantillon de 25 stations, et sans transmission de comptabilité analytique par les grossistes, permettant de distinguer leurs activités.

Il est par conséquent difficile de déterminer précisément, en l'absence de comptes financiers, dans quelle mesure les marges réglementées sont désormais adaptées à la situation financière des distributeurs et justes pour le consommateur.

Proposition n° 14 : Faire respecter les obligations de transmission des données financières des grossistes, en particulier la séparation comptable des activités, et renforcer celles pesant sur les détaillants, en refusant toute hausse de marge en l'absence de ces données.

5.2.3. Les marges aval (gros et détail) sont désormais proches dans les DFA et en métropole, où elles ont connu une forte croissance depuis 2015

En moyenne, sur la période 2008-2021, les marges de transport-distribution⁴⁰ sur le SP 95 s'établissent à 11,7 cts€/l en métropole, 16,9 cts€/l en Martinique, 19,1 cts€/l en Guadeloupe et 20,12 cts€/l en Guyane (cf. Graphique 16). Cette moyenne inférieure en métropole masque un doublement au cours de la période, alors que l'évolution de la marge dans les DFA a été beaucoup plus modérée voire nulle : +19% en Martinique, +3% en Guadeloupe et +5% en Guyane.

De plus, les marges constatées en métropole connaissent des fluctuations beaucoup plus marquées, ce qui s'explique par l'absence de régulation des niveaux des marges. Les marges sur le gasoil sont, sur la période, proches de celles constatées sur le SP 95 en métropole, identiques en Martinique et en Guyane et quasi-identiques en Guyane.

⁴⁰ Mesurées en métropole par la DGEC, qui ne distingue pas marge de gros et de détail.

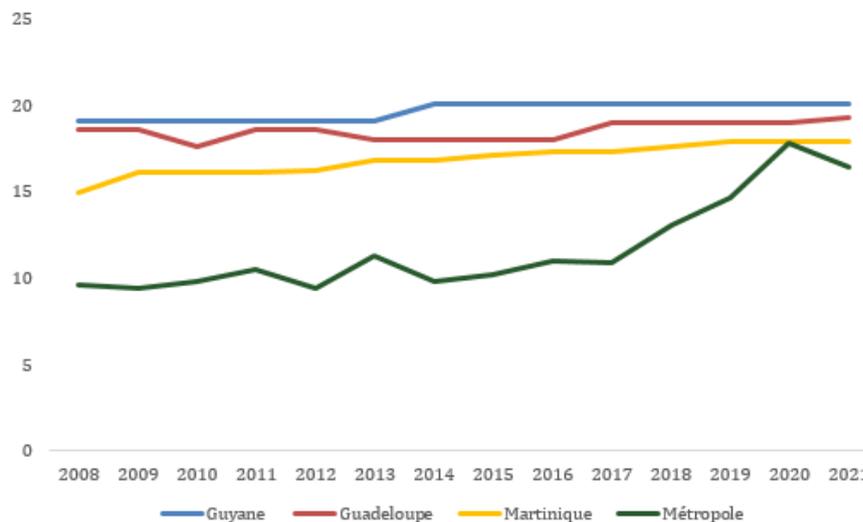
Rapport

En janvier 2022, les marges de transport-distribution s'établissaient à des niveaux proches dans les DFA et en métropole : 19,8cts€/l en métropole ; 17,9cts€/l en Martinique 19,3 cts€/l en Guadeloupe ; 20,1 cts€/l en Guyane. Au mois de mars 2022, les marges de transport-distribution en métropole ont dépassé celles des DFA (24,77cts€/l contre 20,1cts€/l en Guyane, niveau le plus élevé constaté dans les DFA).

En termes réels, en tenant compte de l'inflation⁴¹, les marges de transport-distribution ont baissé de 4% entre 2008 et 2021 en Guyane, de 9% en Guadeloupe et augmenté 7% en Martinique. Sur la même période, elles ont augmenté de 34% en métropole.

Le système d'encadrement des marges a donc eu pour effet de contenir les marges dans les DFA à des niveaux stables. À contrario, le système concurrentiel et de prix libre prévalant en métropole a conduit à des marges plus volatiles qui ont, sur la période, plus fortement augmenté pour atteindre un niveau proche voire supérieur à celui des DFA en 2022.

Graphique 16 : Évolution des marges de transport-distribution des carburants dans les DOM et en métropole (en €/hl) pour le SP95 depuis 2008



Source : DEETS pour les DFA, DGEC pour la métropole.

5.2.4. Les marges de distribution sur le GPL ont connu une augmentation en Martinique du fait des coûts liés au PPRT d'Antilles-Gaz

En mars 2022, les coûts liés à l'enfutage et aux marges de gros et de détail s'établissaient à des niveaux proches en Guadeloupe et Guyane : 15,99 €/bouteille en Martinique ; 12,18 €/bouteille en Guadeloupe ; 13,52 €/bouteille en Guyane.

Alors que depuis 2015 les niveaux des marges de distribution sont stables en Guadeloupe (12,18 €/bouteille) et en Guyane (13,52 €/bouteille), ils ont augmenté de 18 % en Martinique à compter d'avril 2020 (15,99 €/bouteille). Cela est lié au choix, concerté entre l'État et Antilles-Gaz, de faire supporter aux consommateurs de Martinique 80% du financement des travaux de mise en conformité liés au plan de prévention des risques technologiques (PPRT) de cette société, via une augmentation des prix (+1,43€/bouteille en moyenne entre 2019 et 2020). Ce montant a été calculé sur un coût estimé initialement à 10 M€ (en 2018), le montant total de l'opération s'étant finalement élevé à 16 M€.

⁴¹ Données fournies par l'Insee.

Rapport

L'assistance fournie par la SARA à la société Antilles-Gaz dans le cadre de ce PPRT (355,9 k€/an soit 35 €/t par mois) devrait commencer à être facturée à Antilles-Gaz par la SARA qu'en 2022 ; il conviendra que les services de l'État en Martinique s'assurent alors :

- ◆ que le montant réellement facturé par la SARA à Antilles-Gaz s'établisse à 355,9 k€ : dans le cas contraire, la majoration du prix de la bouteille de gaz devra être revue en conséquence dans la grille de prix ;
- ◆ que le montant perçu par la SARA au titre de ses services auprès d'Antilles-Gaz apparaissent bien dans le terme E de la formule de prix de sortie raffinerie : le surcoût payé par les consommateurs de Martinique aura donc pour effet de baisser le prix pivot.

5.2.5. L'analyse des données macro-sectorielles de l'Insee fait apparaître un taux de marge élevé et un taux d'entreprises de détail déficitaires comparable à celui de la métropole

L'analyse du fichier approché des résultats d'Esane (FARE), qui doit être considérée avec précaution du fait du nombre réduit d'acteurs, confirme la diversité des situations financières des stations-services (qui rend complexe de fixer un taux de marge unique), un taux de marge de détail supérieur à celui constaté en métropole, un coût d'achat de marchandises (prix SARA) et une masse salariale (salaires et effectifs) plus élevés qu'en métropole.

Sur la période 2011-2019, le taux de rentabilité moyen est plus élevé en métropole que dans les DFA⁴². Le taux d'entreprises de détail déficitaires – toutes activités confondues - s'élève à 34 % en moyenne dans les DFA, soit un niveau comparable à celui de la métropole (35 %).

Néanmoins, les 80% de locataires-gérants se rémunèrent par des salaires imputés sur la masse salariale et ne versent que des loyers à leur propriétaire, ce qui limite la nécessité de dégager un bénéfice net comptable, l'essentiel étant de pouvoir couvrir l'ensemble de leurs coûts.

5.3. Le système de régulation des prix n'encourage pas la concurrence au niveau de la distribution mais la mission ne recommande pas d'y mettre fin

5.3.1. Les grilles établissant les prix à la consommation, à l'aval du prix de sortie SARA, pourraient être clarifiées

Les prix à la consommation des différents carburants sont issus du prix hors taxes (HT) de sortie SARA auquel sont ajoutés plusieurs couches de coûts présentés dans les grilles annexées aux arrêtés préfectoraux, en dessous de ceux de la SARA, notamment la collecte pour l'accord interprofessionnel (AIP) puis les indemnités de précarité de fin de gérance (IPG), les taxes, les coûts liés aux certificats d'économie d'énergie (CEE)⁴³, la marge de gros et de détail.

Les grilles de prix du GPL sont moins claires et précises que celles des carburants, elles diffèrent dans leur présentation voire au cours du temps, ce qui ne permet pas de comparer et suivre les coûts et marges ; les termes employés pour qualifier ces strates ne sont pas clairs et leur contenu peut varier selon le département et elles ne reflètent pas toujours la réalité de l'organisation des filières.

⁴² Au sein des 66% d'entreprises bénéficiaires, 75% ont un taux de rentabilité supérieur à 3,4 % dans les DFA (sur la période 2011-2019), contre 4,6 % en métropole.

⁴³ Cette intégration dans les prix réglementés est prévue par l'article L221-5 du code de l'énergie et est réalisée selon une formule établie par circulaire DGEC, DGOM et DGCCRF.

Rapport

La mission recommande dans l'immédiat de clarifier les grilles :

- ◆ décrire à quoi correspond chaque ligne et préciser à qui elles sont affectées et pour quel montant ;
- ◆ pas plus d'un type d'affectataire par ligne ;
- ◆ définir les termes (par exemple la marge commerciale) et les clarifier (par exemple éviter d'utiliser le terme « distribution » pour qualifier certaines activités de distribution) ;
- ◆ s'interroger annuellement sur l'adaptation des grilles à la réalité des activités, à l'occasion de la publication de l'arrêté préfectoral fixant leur format.

À moyen terme (2nd semestre 2022), des travaux associant services de l'État et professionnels pourraient aboutir à une grille GPL commune aux trois DFA.

Proposition n° 15 : Revoir les grilles de fixation des prix du GPL en concertation avec les opérateurs de la filière afin d'en unifier le format et de les clarifier. Une grille unique aux carburants et au GPL peut aussi être considérée.

Enfin, le prix facturé par la SARA pour le GPL a été surévalué en Guyane du fait d'un calcul incorrect des montants d'octroi de mer depuis 2013. La ligne 2 de la grille du GPL en Guyane est intitulée « frais d'approche ». Il ressort des travaux de la mission qu'il s'agit d'une rémunération de la SARA pour une activité d'enfutage postérieure à la sortie du GPL de suspension fiscale. Par conséquent, le prix de facturation de la SARA a été calculé sur une assiette surévaluée du montant des frais d'approche au moins depuis 2014, soit un impact sur les prix en Guyane, de l'ordre de 7,6 cts€/bouteille depuis 2020 et 10,6 cts€/bouteille avant 2020.

Proposition n° 16 : Restituer aux consommateurs le trop perçu par la SARA au titre de la facturation d'octroi de mer sur les « frais d'approche » en Guyane et revoir les grilles en conséquence.

5.3.2. Le principe d'une régulation des marges aval présente d'importantes limites

Bien que l'article 13 de l'arrêté de 2014 rappelle que « *s'agissant de prix maxima de vente aux consommateurs, chaque opérateur, grossiste ou détaillant, peut librement décider de pratiquer des prix ou marges inférieurs, dans les limites de l'interdiction de la revente à perte* », la définition du prix administré maximal est un frein à la concurrence entre les distributeurs de gros ainsi qu'entre les stations-services qui l'utilisent toutes comme prix de vente unique. Le dispositif facilite et incite ainsi au parallélisme des comportements. Le niveau de la marge unique est également difficile à fixer étant donné la diversité des situations financières des stations.

On peut souligner que ce modèle présente un avantage en termes de contrôle, puisque la pratique du prix unique rend impossible le dépassement par tout acteur de son niveau de marge plafond. Néanmoins, il prive de longue date l'aval de la filière de toute concurrence par les prix. La concurrence s'exerce uniquement sur la localisation des stations et plus marginalement sur la qualité du service. Si cela permet aux consommateurs de bénéficier de réseaux denses et dont le maillage est adapté à leurs besoins, il en résulte une situation sous-optimale économiquement.

Aucun des interlocuteurs rencontrés par la mission, tant parmi les opérateurs de gros que parmi les détaillants, n'a émis l'intention de pratiquer une politique commerciale plus active par une baisse des prix, traduisant un consensus fort sur le *statu-quo*. Pourtant, il est probable qu'au regard de la sensibilité du prix des carburants aux Antilles, les stations-services vendant en-dessous du prix maximal capteraient une partie des volumes vendus compensant ainsi la diminution de la rémunération au litre. À ce titre, le bilan de l'opération de remise de Total Energies (15 février-15 mai 2022) devra être établi, même si les premières données communiquées à la mission semblent attester d'un effet positif sur la demande.

Rapport

Par ailleurs, le système soumet les préfets à des pressions contradictoires des grossistes, des détaillants et des consommateurs. Il conduit les gérants de stations-service à s'adresser à eux pour réclamer une hausse de leur marge plutôt que de négocier les loyers et les redevances qu'ils acquittent aux distributeurs de gros.

5.3.3. Néanmoins, la mission ne recommande pas de prioriser une libéralisation de la distribution à court terme, au profit d'une action sur l'amont de la filière

Pour autant, la mission ne recommande pas à court terme de libéralisation de l'aval de la filière car elle lui semble présenter un rapport coûts-bénéfices défavorable, notamment par comparaison avec une action sur l'amont :

- ◆ du fait du caractère oligopolistique de la distribution de gros ;
- ◆ du fait de l'intégration verticale et des flux financiers entre grossistes et détaillants, qui rapproche la distribution de détail d'un oligopole ; les grossistes risqueraient de répercuter les baisses de leurs marges sur l'aval, contraignant à maintenir des garanties sur les rémunérations des transporteurs et des stations-services, ce qui se rapprocherait d'un système de marges plafonds comparable à l'existant ;
- ◆ du fait des barrières à l'entrée de la filière (investissement initial ou mise de fonds) ;
- ◆ du fait, s'agissant encore des détaillants, des barrières à l'entrée non officielles : pressions exercées sur les nouveaux entrants sur le marché de détail, en particulier la grande distribution, qui n'exprime pas de volonté d'entrer sur le marché – à l'exception d'un groupe en Guyane - bien que cela puisse, à l'instar de la métropole, avoir un impact à la baisse sur les prix ;
- ◆ du fait de la sensibilité sociale du sujet : la libéralisation conduirait, si les effets escomptés sur les prix sont atteints, à une restructuration du secteur de la distribution de détail, avec potentiellement des pertes d'emplois liées soit à des faillites ou des opérations de concentration, soit à des automatisations de stations afin de baisser les coûts pour faire face à des marges en diminution ;
- ◆ du fait d'un fort taux de syndicalisation du secteur ; les activités concernées (distribution de carburants, transports) peuvent, en cas de mouvement social d'ampleur, bloquer facilement et durablement chacun des trois DFA.

Les bénéfices d'une libéralisation sur les prix seraient sans doute faibles, étant donné la proximité des marges de transport-distribution pratiquées dans les DFA et en métropole, ainsi que la faible évolution des premières sur la dernière décennie.

Proposition n° 17 : Ne pas prioriser la libéralisation de la distribution à court terme et conserver des niveaux distincts de marges au sein du dispositif d'encadrement des prix.

5.3.4. Afin d'anticiper la baisse tendancielle de la consommation de carburants, une réflexion sur l'avenir des stations-services sera indispensable

La revalorisation des marges peut avoir des conséquences inflationnistes. Avant 2008, la marge de détail était plus fréquemment revalorisée, sur demande des représentants des gérants de stations-services. La perspective d'une marge toujours plus élevée constituait une incitation à l'installation de nouvelles stations-services, contribuant ainsi à une baisse des volumes moyens de carburants vendus. Pour éviter une dégradation de leur rentabilité, les gérants de stations-services revendiquaient alors auprès des services de l'État une marge de détail plus élevée ou des restrictions à l'ouverture de nouvelles stations sur le territoire.

À l'avenir, la position des préfets pourrait devenir plus difficile encore si la consommation de carburants diminue. La réduction du nombre d'entreprises dans le secteur, en particulier les stations-services mais également le transport de matières dangereuses, serait freinée par des hausses de marge unitaires permettant de compenser la baisse des quantités vendues. A tout le moins les préfets seront-ils placés en situation de devoir arbitrer plus fréquemment entre intérêts des consommateurs et intérêts de la filière toujours plus divergents. Dans un tel scénario de baisse tendancielle de la demande agrégée, le maintien du système de marges administrées deviendrait difficile.

À plus long terme, la question du maintien d'un dispositif de régulation des marges aval se posera inévitablement. Celle-ci devra, le cas échéant, être décidée à l'issue d'un nouvel état des lieux et à la lumière d'un suivi effectif de la situation financière de la filière.

Proposition n° 18 : À l'horizon des années 2030, anticiper la baisse de la consommation des carburants par une réflexion sur l'avenir du secteur des stations-services, qui n'est pas propre aux DFA.

6. À plus long terme, un choix s'impose : arrêter l'activité de raffinage dans les DFA pour faire baisser les prix ou réinvestir massivement dans l'outil de production pour le rendre plus efficace

L'ensemble des recommandations qui précèdent auront pour effet d'améliorer la transparence et la robustesse du système de régulation des prix des carburants dans les DFA mais ne devraient pas être susceptibles d'y faire baisser significativement ces prix. La mission propose donc deux scénarios qui, au regard de leurs conséquences économiques et sociales, nécessiteront un arbitrage et un portage politiques.

Ils portent sur l'avenir de l'activité de raffinage en Martinique, qui est à l'origine de l'essentiel des surcoûts identifiés par rapport à la métropole mais qui représente aussi de l'activité économique et des emplois. Un choix doit donc être fait entre un réinvestissement dans la raffinerie et un arrêt du raffinage, dans un contexte de décarbonation énergétique. Ce choix est celui auquel l'industrie pétrolière mondiale est confrontée depuis plusieurs décennies : fermer les raffineries ou passer à des raffineries plus grandes et plus complexes.

La décision doit le cas échéant être prise suffisamment en amont pour donner de la visibilité à la SARA, notamment sur son plan d'investissement⁴⁴. Il importe que les choix concernant l'avenir de l'activité de la SARA s'inscrivent dans la stratégie énergétique des DFA qui doit être déclinée dans les prochaines programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE).

⁴⁴ Prochain arrêt métal en 2027, en tenant compte du fait qu'une amélioration des capacités requerra des investissements nécessitant 15 à 20 ans d'exploitation pour être amortis et qu'une conversion du site de la raffinerie en dépôt de carburants s'amortit sur 10 à 15 ans.

6.1. Scenario 1 : investir dans la conversion en une raffinerie complexe plus efficiente et de plus grande capacité

6.1.1. La conversion en une raffinerie complexe serait vraisemblablement coûteuse, alors que les perspectives de consommation de carburants sont orientées à la baisse, sauf à parvenir à exporter sa production

La conversion technologique de l'outil de raffinage afin de passer à une raffinerie complexe, couplée à une augmentation de capacité, permettrait :

- ◆ de réduire les coûts de production ;
- ◆ de mieux couvrir la demande des DFA, en augmentant la capacité de production de la SARA et en rapprochant sa coupe de rendement de la demande tout en élargissant le choix des pétroles bruts utilisables, ce qui réduirait les contraintes et coûts pesant sur l'approvisionnement ;
- ◆ de pouvoir exporter dans la région des produits de qualité et de valeur plus élevée, même si certains coûts, notamment la masse salariale, continueront de grever la compétitivité régionale de la SARA. La région Amérique Latine et Caraïbes est en effet en forte croissance et améliore le niveau de ses normes applicables aux carburants, même si le passage de l'UE à la norme Euro 7 pourrait à nouveau creuser l'écart ;
- ◆ de maintenir et d'investir dans une activité industrielle contribuant au dynamisme économique des DFA et qui y emploie 336 personnes, dont 170 environ au titre de l'activité de raffinage (cf. *infra*). Les travaux de conversion auront sans doute un effet de stimulation sur l'économie locale.

Néanmoins, ce scénario présente plusieurs inconvénients :

- ◆ les données sur les coûts des technologies de conversion ou d'unité de désulfuration des charges intermédiaires, tant en investissement qu'en exploitation, ne sont pas disponibles, a fortiori pour une raffinerie de la taille de la SARA. Toutefois, ce coût peut être élevé (par exemple 400M€ pour une raffinerie 15x plus capacitaire que la SARA, selon la DGEC) et nécessite notamment la construction d'unités de valorisation secondaires. Néanmoins ces technologies ne deviennent économiquement rentables que dans le cas d'une augmentation des capacités de production de la SARA, alors même qu'elles conduisent à des pertes plus importantes. Les obligations environnementales viendraient également ajouter des coûts ;
- ◆ ces nouvelles unités de conversion vont inévitablement augmenter les besoins énergétiques de la raffinerie : l'installation de telles unités doit aussi être appréhendé au regard des capacités de production d'électricité de la Martinique ;
- ◆ l'objectif européen d'une fin des ventes de moteurs automobiles thermiques à l'horizon de 2035 risquerait de réduire le taux de rentabilité interne (TRI) espéré de nouveaux investissements à amortir sur 15 à 20 ans, sauf à ce que la SARA parvienne à devenir compétitive à l'export ;
- ◆ au total, l'impact sur les prix dans les DFA serait incertain, avec des coûts d'investissement quant à eux immédiats et certains.

Si les coûts de conversion s'avéraient très élevés, une partie pourrait être supportée par le consommateur dans le cadre de la formule de prix (terme C) et une partie par les actionnaires de la SARA. Il pourrait en outre être nécessaire que l'État s'engage auprès de la SARA pour l'accompagner dans son évolution (par exemple dans le cadre d'un contrat de partenariat), afin de la sécuriser et de définir les responsabilités respectives.

Un tel choix requerrait une analyse économique et financière beaucoup, plus approfondie et concertée.

6.1.2. La transformation en une raffinerie de biocarburants n'apparaît pas viable

La transformation de la raffinerie de la SARA en raffinerie de biocarburant ne semble pas être un projet viable :

- ◆ il n'existe pas de biomasse locale pouvant être valorisé dans une telle raffinerie ;
- ◆ les moteurs des véhicules ne peuvent pas admettre davantage de 5% de biocarburant ;
- ◆ il n'existe pas en Martinique (ni dans les autres DFA ou dans les Caraïbes) d'industries chimiques associées qui pourraient être intéressés par l'utilisation de produits « bio » issus de ce nouveau type de raffinage.

6.2. Scenario 2 : arrêter l'activité de raffinage et évoluer vers une situation comparable à celle de la Réunion

6.2.1. Description du scénario et leviers à la disposition de l'État

Dans ce scénario, qui ferait évoluer la SARA vers le modèle de la SRPP à la Réunion, la raffinerie deviendrait un entrepôt de stockage. La SARA aurait alors une activité d'importation de produits finis et de stockage (et enfutage de GPL en Guyane). Les DFA, à l'instar des autres territoires d'outre-mer, seraient exclusivement approvisionnés en produits raffinés depuis l'Europe (essence) et les États-Unis (gasoil), *via* les hubs des Caraïbes, comme cela est déjà le cas pour plus de la moitié de leur consommation.

Les actionnaires de la SARA (Rubis et Sol) ont fait savoir à la mission et aux ministres par un courrier en date du 25 mars 2022 qu'ils s'opposent à une fermeture de la raffinerie. La SARA étant une entreprise privée, l'État ne peut pas imposer la fermeture de la raffinerie, sauf éventuelle infraction à la réglementation relative aux ICPE.

Cette décision reviendra donc aux actionnaires à l'issue d'une négociation avec l'État, qui dispose de plusieurs leviers à cette fin :

- ◆ **option 1 : maintenir un prix unique de sortie SARA mais le diminuer** à un niveau correspondant au prix des produits importés (cotation + fret) augmenté des coûts liés à cette activité d'importation ainsi qu'à leur stockage, sous réserve de leur identification par la SARA, ce qui reviendrait à supprimer le terme A de la formule. Cela aurait pour conséquence de rendre la raffinerie non-viable économiquement, faute de pouvoir couvrir ses coûts ;
- ◆ **option 2 (recommandée) : instaurer un système à deux plafonds de prix, l'un pour les produits raffinés par la SARA, l'autre pour les produits raffinés importés, déconnecté des coûts de raffinage de la SARA.** La mission recommande d'avoir recours à la faculté ouverte par le décret n°2013-1314 du 27 décembre 2013, qui permet aux préfets de fixer deux prix plafonds distincts. Chacun des deux plafonds serait impératif pour le type de produit qu'il concerne : il ne serait pas possible pour la SARA de vendre des produits finis importés à un prix supérieur au plafond. Une fois les marges de gros et de détail intégrées, il en résulterait deux niveaux distincts de prix à la consommation.

Rapport

Cette baisse de prix serait assurée sur la partie de ses ventes que la SARA est obligée d'importer faute de capacités de raffinage suffisantes. **S'agissant de la production raffinée par la SARA, plusieurs facteurs devraient conduire à y substituer des produits importés :**

- ◆ le prix de sortie SARA augmenterait, les coûts de raffinage étant répercutés sur des quantités inférieures de produits vendus (seulement les produits raffinés), ce qui accroîtrait davantage encore l'écart avec le prix des produits importés⁴⁵. En d'autres termes, la SARA serait mise en concurrence avec d'autres raffineries ;
- ◆ dans le cas où la SARA déciderait malgré tout de restreindre ses importations à la seule partie de la demande non couverte par son raffinage :
 - ce choix se traduirait par la vente de produits plus chers et serait difficile à justifier auprès des consommateurs ;
 - il serait également difficile à justifier auprès des grossistes, à tout le moins ceux qui ne sont pas ses actionnaires (Total et Cap) ;
 - ces derniers pourront alors importer directement des produits raffinés, le monopole actuel de la SARA n'étant que de fait ; un acteur est d'ores et déjà désireux de pouvoir importer directement des produits finis (tentatives depuis 2014, bloquées par le statut douanier des cuves en Martinique), un autre acteur affirmant quant à lui y réfléchir ;
 - Rubis et Sol devraient alors s'aligner sur ces prix et importer ;
- ◆ le stockage en Martinique devrait effectivement être ouvert à la concurrence : cela supposerait l'affectation et la séparation (fiscale et pratique) des cuves dédiées aux produits raffinés importés en Martinique, c'est-à-dire une distinction entre cuves relevant du statut d'usine exercée et d'entrepôt fiscal de stockage (EFS).⁴⁶

En termes de **méthode**, ces deux options pourront à la fois :

- ◆ sans avoir à les activer, convaincre les actionnaires de mettre fin au raffinage ;
- ◆ en les activant, aboutir à ce même résultat.

En contrepartie de l'abandon de l'activité de raffinage, un monopole sur l'importation pourrait être garanti à la SARA, ce qui permettrait :

- ◆ de maintenir la SARA comme acteur pivot de la filière amont ;
- ◆ de lui assurer une rémunération garantie, correspondant aux capitaux engagés pour cette activité ;
- ◆ de conserver les économies d'échelle existantes (mutualisation des coûts de fret et d'approvisionnement) ;
- ◆ de maintenir les processus existants (recours aux actionnaires de la SARA pour le *sourcing*), tout en renforçant le contrôle ;
- ◆ d'éviter de requalifier les cuves de la SARA en Martinique, une opération qui pourrait générer des coûts.

⁴⁵ Une option intermédiaire consistant à ouvrir progressivement le stockage aux concurrents et à introduire une obligation d'achat de produits raffinés par la SARA à hauteur de la production de la raffinerie, telle que proposée par l'Autorité de la concurrence en 2009 (avis n° 09-A-21) aurait des conséquences comparables : la quantité produite par la raffinerie serait la même mais la part de marché de la SARA diminuerait sur les importations, renchérissant le prix de sortie SARA. La mission n'en a pas étudié la faisabilité juridique.

⁴⁶ Le changement de statut de cuves est possible sans interrompre l'exploitation, au cours d'une période transitoire (par exemple 5 ans pour la raffinerie de Petite-Couronne, durée compatible avec la périodicité des grands arrêts de la SARA).

Rapport

Le cas échéant, plutôt que de garantir ce monopole par la loi⁴⁷, la mission recommande de privilégier une **négociation entre les grossistes et la SARA**, en particulier pour les non-actionnaires de la SARA.

À *contrario*, il n'apparaît pas que plusieurs opérateurs en concurrence seraient plus efficaces : ils devraient de toute façon se coordonner pour mutualiser l'approvisionnement, seraient en oligopole, avec un risque que les prix ne baissent pas significativement et avec moins de leviers de régulation pour les pouvoirs publics que pour un unique opérateur en monopole.

6.2.2. Ce scénario présenterait des inconvénients, principalement le risque social lié à la centaine d'emplois concernés

Le premier risque serait celui d'un **départ de la SARA ou de ses actionnaires des DFA**. Cette hypothèse doit être relativisée : il serait proposé à la SARA de rester au cœur du dispositif, de bénéficier d'une couverture assurée de ses coûts et d'une rémunération des capitaux engagés, selon une méthodologie éprouvée, le cas échéant par la CRE. De plus, l'actif devrait être revendu, au risque de pertes nettes. S'agissant de Rubis, il s'agit du premier distributeur dans les DFA, ce qui assure qu'il reste intéressé au bon fonctionnement de l'amont de la filière.

L'arrêt du raffinage en Martinique entraînerait une **réduction des emplois** de la SARA. Celle-ci n'a pas été en mesure d'indiquer le nombre exact d'emplois susceptibles d'être concernés. La mission estime qu'il s'établisse autour de 170 ETP. Le reclassement de ces personnels dans le secteur pétrolier serait difficile étant donné que la SARA est le seul raffineur des DFA. Néanmoins, une période de transition pourrait permettre leur réaffectation prioritaire sur d'autres projets de la SARA dans le domaine de la transition énergétique ou sur d'autres activités du groupe Rubis dans la zone Caraïbes.

Sur la question de la **souveraineté énergétique**, les DFA deviendraient dépendants d'un approvisionnement en produits raffinés aux normes européennes. En cas de crise (pénurie, embargo), un approvisionnement en pétrole brut de la région pourrait être plus facilement substituable, même si les rendements sont alors moins performants économiquement (production de plus de fiouls et de moins de carburants routiers notamment). Néanmoins, la fonction des stocks stratégiques est précisément de prévenir une telle situation, à condition qu'elle ne dépasse pas un mois. De plus, les risques de rupture d'approvisionnement en produits raffinés apparaissent faibles grâce à l'existence de nombreux dépôts dans la zone. L'approvisionnement en bruts, réalisé par bateaux de grande taille, est en revanche rendu difficile par les contraintes portuaires des DFA ; il est en outre moins fréquent.

Ensuite, la conversion de la SARA en centre de stockage engendrerait des **coûts de dépollution, de reconversion et de mise en conformité et de démantèlement**, qui sont censés être assumés par l'opérateur mais dont une partie pourrait être répercutée sur le consommateur. Faute d'avoir pu consulter la SARA et Rubis sur ce sujet sensible, la mission ne dispose pas de leurs propres évaluations de ces coûts.

Si la totalité des carburants routiers venait à être issue d'une activité d'importation, la DGEC estime qu'une **revue des besoins en stocks stratégiques** devrait être effectuée. Faute de transmission par la SARA du niveau de remplissage actuel et moyen de ses cuves, il n'a pas été possible pour la mission de déterminer si cela nécessiterait une augmentation des capacités de stockage, ni dans quel territoire.

⁴⁷ Dans la mesure où cela porterait atteinte à la liberté d'entreprendre, une intervention du législateur serait nécessaire (cf. CE, 09/10/1981, n°11151). En outre, ainsi que le relevait l'ADLC dans son avis 09-A-21 du 24 juin 2009, il n'est pas évident que ce monopole soit conforme au droit européen.

6.2.3. Ce scénario apparaît comme le seul susceptible de permettre une baisse significative, structurelle et durable des prix

Si la mission ne recommande pas, au regard du nombre d'emplois concernés et des risques de blocages, de libéraliser la distribution, elle considère que la situation est différente pour la SARA :

- ◆ la raffinerie est actuellement maintenue au détriment des consommateurs et sans que ces derniers ne puissent être mis en situation d'arbitrer entre son maintien et la baisse des prix ; a contrario, le maintien des emplois de pompistes au stade de la distribution apparaît plus consensuel ;
- ◆ l'impact sur les prix est plus élevé que celui des marges de distribution alors que le nombre d'emplois concernés, bien qu'élevé, est significativement inférieur (une centaine vs. près de 2 000) ;
- ◆ le risque social (blocage) apparaît moins important ;
- ◆ la SARA fait déjà l'objet de contestations régulières, en Guadeloupe et surtout en Guyane, où les interlocuteurs rencontrés par la mission lui reprochent d'être à l'origine des prix élevés des carburants. Du reste, l'exécutif de Guyane a affirmé vouloir sortir par tous les moyens de l'approvisionnement par la SARA ;
- ◆ la SARA est déjà importatrice de produits raffinés pour plus de la moitié de ses ventes.

Ainsi que détaillé en partie 6.3, l'arrêt du raffinage pourrait permettre une baisse de prix de l'ordre de 14,6 cts€/l hors économies sur la masse salariale et révision de la rémunération de la SARA.

6.3. Synthèse des simulations d'économies potentielles

La mission a développé un outil de projection de calcul du prix pivot basé sur la méthode de fixation des prix prévue par l'arrêté de méthode de 2014. Afin de pouvoir isoler, au sein du terme C, les coûts afférents au raffinage en l'absence de comptabilité analytique, la mission a procédé à une ventilation des charges et produits à partir de la balance comptable de l'année 2020⁴⁸ de la SARA. La mission a utilisé trois clés d'affectation des postes : une clé fondée sur l'actif immobilisé brut, une clé fondée sur les emplois et une clé fondée sur les volumes achetés.

Il en ressort (cf. Tableau 7) que **le passage à 100% d'importations de produits finis générerait à lui seul de l'ordre de 14,6 cts€/l d'économies sur le SP 95**, hors baisse de la masse salariale (cf. partie 3.5). En sus, la réduction de la masse salariale générerait une économie située entre 1,2 ct€/l (-100 ETP) et 2,4 cts€/l (-200 ETP). La réduction de l'assiette de la rémunération de la SARA, pour ne retenir que l'actif de raffinage, conduirait à une baisse située entre 1,6 cts€/l (rémunération des capitaux propres) et 1,8 cts€/l (rémunération de l'actif régulé), si le taux est maintenu à 9%. La réintégration dans la rémunération de la SARA d'une majoration de l'assiette à hauteur de la valeur de l'actif net échoué conduirait à une baisse de 0,5 cts€/l. Enfin, les coûts de dépollution et de démantèlement renchériraient les prix entre 0,2 et 2,1 cts€/l, selon le montant retenu et la durée (5 ou 10 ans).

Au total, l'économie pour le consommateur se situerait entre 14 cts€/l et 18 cts€/l, selon les hypothèses retenues.

⁴⁸ Dernière année disponible à la date de début de la mission. La spécificité de cette année, caractérisée par le confinement, n'a pas d'incidence majeure sur la comparaison des coûts relatifs du raffinage de brut par la SARA et des importations rapportés au litre.

Rapport

Même en maintenant la totalité de la masse salariale, la rémunération de la SARA et de ses actionnaires et en répercutant l'ensemble des coûts de transition du site pendant une période donnée, le gain pour le consommateur serait donc substantiel (entre 12 et 14cts€/l).

Le surcoût représenté par le maintien de la raffinerie hors masse salariale s'élève au total à 146M€.

Tableau 7 : Économies potentielles sur le prix de sortie SARA (SP 95)

Action	Prix pivot (en €/tonne)	Prix de sortie SARA pour le SP95 (en cts€/l)
<i>Référence : mars 2022</i>	1 323,21	1,05
Importation de 100 % des besoins en carburants	-223,45	-14,60
Suppression des emplois⁴⁹ liés à l'activité de raffinage		
-100 emplois	-14,75	-1,21
-170 emplois	-25,08	-2,06
-200 emplois	-25,51	-2,42
Changement de la base d'actif régulé (BAR)		
BAR = capitaux propres de 82 M€ ⁵⁰	-19,88	-1,63
BAR = actif corporel immobilisé net régulé (soit 193 M€) ⁵¹	-6,08	-0,50
BAR = actif corporel immobilisé net hors raffinage (soit 66 M€ ⁵²)	-21,53	-1,76
Coûts de démantèlement supportés par le consommateur		
20 M€ lissé sur 5 ans	+5,63	+0,46
20 M€ lissé sur 10 ans	+2,81	+0,23
40 M€ lissé sur 5 ans	+11,25	+0,92
40 M€ lissé sur 10 ans	+5,63	+0,46
95 M€ lissé sur 5 ans	+26,73	+2,19
95 M€ lissé sur 10 ans	+13,37	+1,10
Gain maximal potentiel (170 emplois, BAR à 71 M€ et 20 M€ sur 10 ans de démantèlement)	-267,25 €/t	-18,19 cts€/l

Source : Modèle de simulation établi par la mission.

⁴⁹ Intégration des salaires, cotisations sociales et primes.

⁵⁰ Ce montant correspond à l'application au montant des capitaux propres (240M€) de la part de l'actif hors raffinage dans le total de l'actif net régulé (193M).

⁵¹ Cf. partie 3.4.3.

⁵² Estimation par la mission, à l'issue d'une ventilation des éléments de l'actif immobilisé net hors titres de participation (193 M€).

SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS (HORS SCENARIOS PRESENTÉS EN PARTIE 6)

Proposition n° 1 : Renforcer la transparence et la pédagogie sur les prix des carburants en mettant en place les commissions carburants des Observatoires des prix, marges et revenus (OMPR) et en publiant davantage de données explicatives sur les prix.

Proposition n° 2 : Si le choix est fait de maintenir les capitaux propres comme assiette de rémunération de la SARA, prévoir par voie réglementaire ou contractuelle une obligation de stabilité de cette assiette, sauf autorisation expresse de l'administration.

Proposition n° 3 : Revoir le taux et l'assiette de la rémunération de la SARA sur le modèle des méthodes de régulation appliquées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), en accordant la priorité à l'assiette (base d'actifs régulés).

Proposition n° 4 : Mieux suivre la politique d'investissements de la SARA, en prévoyant la transmission systématique des projets investissements prévus pour l'année N+1 et d'une programmation pluriannuelle des investissements.

Proposition n° 5 : Dans le calcul des termes A et B de la formule de fixation des prix, aligner le taux de perte sur le taux réel et renforcer les exigences de justification des coûts additionnels (différentiels).

Proposition n° 6 : Pour le terme C de la formule, interroger annuellement les évolutions des principaux postes de charge et intégrer la valeur réelle des coûts de transport et de stockage dans les grilles annexées aux arrêtés préfectoraux.

Proposition n° 7 : En cas de baisse tendancielle de la consommation des carburants (par exemple sous l'effet de l'électrification du parc automobile), créer un fonds de lissage temporel des corrections annuelles des décalages entre prévisions et réalisations.

Proposition n° 8 : Imposer à la SARA d'établir une comptabilité analytique et exclure de la formule de calcul des prix les éléments liés à ses activités concurrentielles (ENR).

Proposition n° 9 : Transférer la régulation de la SARA à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et maintenir la compétence des préfets pour arrêter les prix.

Proposition n° 10 : Si le choix est fait de maintenir un contrôle par les services de l'État sur les coûts de la SARA, en renforcer les moyens, la formation et la méthode, et organiser avec l'appui des directions centrales des cycles de revue et d'analyse prévisionnelle des coûts d'exploitation et d'investissement.

Proposition n° 11 : Renforcer le contrôle des coûts des transactions intra-groupes en intégrant leur justification dans les obligations de *reporting* pesant sur la SARA

Proposition n° 12 : Rendre la régulation de la SARA plus incitative à la maîtrise des coûts par l'élaboration d'indicateurs et de trajectoires prévisionnelles.

Proposition n° 13 : Assurer un suivi effectif par les DEETS des emplois, de la masse salariale et des loyers au stade de la distribution.

Rapport

Proposition n° 14 : Faire respecter les obligations de transmission des données financières des grossistes, en particulier la séparation comptable des activités, et renforcer celles pesant sur les détaillants, en refusant toute hausse de marge en l'absence de ces données.

Proposition n° 15 : Revoir les grilles de fixation des prix du GPL en concertation avec les opérateurs de la filière afin d'en unifier le format et de les clarifier. Une grille unique aux carburants et au GPL peut aussi être considérée.

Proposition n° 16 : Restituer aux consommateurs le trop perçu par la SARA au titre de la facturation d'octroi de mer sur les « frais d'approche » en Guyane et revoir les grilles en conséquence.

Proposition n° 17 : Ne pas prioriser la libéralisation de la distribution à court terme et conserver des niveaux distincts de marges au sein du dispositif d'encadrement des prix.

Proposition n° 18 : À l'horizon des années 2030, anticiper la baisse de la consommation des carburants par une réflexion sur l'avenir du secteur des stations services, qui n'est pas propre aux DFA.

Rapport

À Paris, le 16 mai 2022
Les membres de la mission,

L'inspecteur des
finances,



Éric Paridimal

L'inspecteur des
finances,



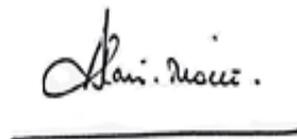
Jean-Baptiste Rozières

L'inspectrice stagiaire
des finances,



Valentine Messina

Sous la supervision de
l'inspecteur général des
finances,



Alain Triolle