

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de Chimie



Mémoire de MASTER

Présenté par

- **Akila CHERCHEF**
- **Yacine Ali BOUZAIR**

Filière : Hydrocarbures

Option : Economie des hydrocarbures

**Etude prospective de la problématique de la dépendance de
l'Algérie aux importations de gas-oil et d'essence (2025-2050)**

Devant jury :

Mr.	BOUHRI	Abdelkader	UMBB	President
Mr.	DEBBOUZINE	Mohamed	UMBB	Examineur
Mme	KHADRAOUI	Fahima	UMBB	Examinatrice
Mme	YASSA	Yasmine	UMBB	Promotrice

Année Universitaire : 2024/2025

Remerciements

*Avant toute chose, je remercie **ALLAH** de m'avoir donné la force et la volonté nécessaires pour mener à bien ce travail.*

*Toute ma reconnaissance va à la personne la plus chère de ma vie, **ma chère mère** dont les prières, le soutien et les sacrifices m'ont permis d'arriver jusqu'ici. Qu'Allah la récompense pour tout ce qu'elle a fait pour moi.*

*Je remercie aussi du fond du cœur **mes frères**, mon pilier dans cette vie, qui m'ont toujours soutenue moralement et m'ont donné la force d'avancer.*

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à ma superviseure Madame **Yassa Yasmine**, pour ses conseils précieux, son accompagnement constant et son soutien tout au long de cette période. Elle a été un vrai guide pour moi.*

*Je remercie également Mr **Mourad** pour son aide précieuse et sa présence à chaque étape.*

*Je n'oublie pas de remercier M. **Zaouani Mohamed**, mon encadrant durant le stage, pour son accompagnement et son appui, ainsi que Mme **Bomaouot** pour m'avoir offert l'opportunité de faire ce stage et pour son aide généreuse.*

*Mes remerciements vont également à M. **Djebasse Samir** et à M. **Haddir Hassen** pour leur aide, ainsi qu'à l'ensemble de mes enseignants qui ont contribué à ma formation académique et personnelle.*

CHERCHEF Akila

*J'exprime toute ma gratitude à mes **chers parents**, ainsi qu'à l'ensemble de ma famille **BOUZAIR**, pour leur soutien indéfectible, leur amour et leurs encouragements constants tout au long de ce parcours.*

*Un remerciement tout particulier à mon oncle, **Zoubir BOUZAIR**, qui m'a inspiré dès mon plus jeune âge en partageant avec moi de nombreux livres, m'inculquant ainsi l'amour de la lecture et la conscience de l'importance de la formation. Je garde en mémoire ses mots marquants : « La qualité commence par la formation et se termine par la formation. »*

*Mes remerciements les plus sincères vont également à notre promotrice, **Mme Yasmine YASSA**, pour sa précieuse orientation, sa disponibilité, sa bienveillance et ses conseils éclairés, qui ont été essentiels à la réalisation de ce mémoire.*

*Je tiens à remercier chaleureusement l'ensemble de **mes professeurs** pour la qualité de leur enseignement, leur accompagnement et leur soutien tout au long de notre formation en Master d'Économie Pétrolière.*

*Je tiens également à remercier chaleureusement **Dr Sudeep Suresh**, mon professeur à « l'Université APU en Malaisie », pour ses encouragements déterminants. Son soutien et sa confiance m'ont vivement incité à poursuivre un master en Économie Pétrolière.*

*Enfin, j'adresse un remerciement tout particulier à **M. Malik LEHARANI**, Directeur Commercial de l'entreprise « **ELSEWEDY ELECTRIC ALGÉRIE** », pour sa confiance, son soutien et ses encouragements, qui ont fortement contribué à nourrir ma motivation et à renforcer mes ambitions professionnelles.*

Yacine Ali BOUZAIR

وَكَانَ فَضْلُ اللَّهِ عَلَيْكَ عَظِيمًا

Dédicace

À ma famille, à mon soutien et à ma force dans la vie, je vous dédie ma réussite.

*À celle qui a joué deux rôles, à ma chère maman, il n'y a pas de mots pour te
décrire.*

*Un ange qui a éclairé mon chemin, celle qui a tant patienté et peiné pour me voir
arriver jusqu'ici.*

*Merci du fond du cœur, ma tendre maman, tu as toujours été là pour moi avec
amour et patience.*

*À mon frère Abdelkader et à ma sœur Aouda, mon appui et mon soutien, merci
d'avoir toujours été à mes côtés, pour vos paroles douces et votre présence.*

*Ma sœur Aouda, je te souhaite d'être à ta place ici très bientôt, et de célébrer
ensemble le succès.*

*À celui que j'ai perdu quand j'avais le plus besoin de lui, que Dieu ait son âme,
mon père,*

J'espère que tu es fier de moi.

Akila CHERCHEF

*Je dédie ce mémoire de master à la mémoire de ma chère grand-mère, **Zineb BOUZAIR**, qui nous a quittés en février 2024. Son amour, sa sagesse et sa bienveillance continuent de m'inspirer chaque jour.*

Allah yerhamha.

Yacine Ali BOUZAIR

Liste des figures

Figure 1. 1: Les caractéristiques des hydrocarbures	7
Figure 1. 2: Le processus de migration	9
Figure 1. 3: Les roches géologiques.....	10
Figure 1. 4: La durée vie d'un gisement.....	14
Figure 1. 5: Carte des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne	19
Figure 2. 1: Traitement du pétrole brut sur champ de production.....	33
Figure 2. 2: Distillation atmosphérique.....	34
Figure 2. 3: Distillation sous vide	34
Figure 2. 4: Schéma simplifié d'une raffinerie de pétrole	35
Figure 2. 5: Schéma des opérations de mélange d'essence.....	40
Figure 3. 1: Organigramme de la DCP SPE.....	45
Figure 3. 2: Organigramme de la Direction Planification	47
Figure 3. 3: Travaux et Principaux livrables de la Direction Planification	48
Figure 3. 4: La consommation nationale de gasoil	50
Figure 3. 5: Répartition de la consommation de gas-oil	52
Figure 3. 6: L'offre de Gas oil et l'essence 1010-2024.....	54
Figure 3. 7: Contribution des raffineries algériennes a la production nationale d'essence et gas-oil en 2023 (en millions de tonnes)	56
Figure 3. 8: Production par raffineries	56
Figure 3. 9: Production des raffineries par produits.....	57
Figure 3. 10 : Le volume importé 2010-2024.....	59
Figure 3. 11: Ecart offre-demande nationale de Gas-oil	61
Figure 3. 12: Écart offre-demande nationale d'Essence.....	62
Figure 3. 13: Impacts attendus de la nouvelle raffinerie sur les importations et exportations et la balance commerciale	67
Figure 3. 14: Impact projeté de l'unité d'hydrocracking sur importations et exportation et la balance commerciale.....	70
Figure 3. 15: Impacts économiques projetés de l'unité FCC d'Arzew sur les importations et exportation et la balance commerciale	74
Figure 3. 17: Impacts attendus les 3 projets sur le marché national.....	77
Figure 3. 18: La demande de l'essence et gblc.....	81
Figure 3. 19: Evolution de la demande en essence en fonction du taux de pénétration des véhicules électriques (2030–2050)	83

Liste des tableaux

Tableau 1. 1: Classification du pétrole.....	4
Tableau 2. 1: Les raffineries, avec leur capacité de traitement et les produits fabriqués.....	31
Tableau 3. 1: Evolution annuelle de la consommation annuelle de gas-oil et d'essence (2000 2024).....	49
Tableau 3. 2: Evolution de la production nationale d'essence et gas-oil (2010/2024).....	53
Tableau 3. 3: Production des raffineries en Algérie (2023).....	55
Tableau 3. 4: Les produits les plus fabriqués.....	57
Tableau 3. 5: Evolution de l'écart : volume importé de gasoil et d'essence.....	58
Tableau 3. 6: Raffinage locale et rentabilité de l'exportation des produits raffinés.....	64
Tableau 3. 7: Analyse prospective du marché national des carburants et du solde commercial énergétique (2023-2050).....	65
Tableau 3. 8 : Valorisation du foil oil : vente brute vs raffinage par hydrocracking et estimation des recettes.....	68
Tableau 3. 9: Impact projeté de l'unité d'hydrocracking sur l'équilibre offre-demande et la balance commerciale des carburants (2023–2050).....	69
Tableau 3. 10: Production d'essence via craquage catalytique du naphta : estimation économique	72
Tableau 3. 11: Impacts économiques projetés de l'unité FCC d'Arzew sur l'offre, les importations et la balance commerciale à l'horizon 2050.....	73
Tableau 3. 12: Scénario combiné : impact des nouvelles capacités de raffinage sur l'autosuffisance et les exportations à l'horizon 2050.....	75
Tableau 3. 134 : La demande des carburants (essence et GPLc).....	80
Tableau 3. 15: Projection de la demande nationale d'essence à l'horizon 2050 selon deux scénarios.....	82
Tableau 3. 15: Investissement et coûts de production de la canne à sucre pour la production de biocarburants en Afrique du Sud.....	84
Tableau 3. 16: Estimation des coûts et capacités de production de bioéthanol en Algérie à partir de la culture de la canne à sucre sur 55 000 hectares.....	85
Tableau 3. 17: Coûts et capacités de production de diesel à partir de déchets plastiques à la Kinshasa Thermal Power Station (RDC).....	86
Tableau 3. 18: Potentiel et estimation des investissements pour la production de diesel à partir de déchets plastiques en Algérie.....	87

Liste des abréviations

- 1-D:** Diesel léger, pour moteurs à grande vitesse avec des variations fréquentes de charge
- 2-D:** Diesel standard, pour moteurs à vitesse moyenne ou variable
- 3-D:** Diesel lourd, pour moteurs à vitesse relativement basse
- 4-D:** Diesel très lourd, pour moteurs à faible vitesse
- API:** American Petroleum Institute
- ARH :** Autorité de Régulation des Hydrocarbures
- BP:** Basse Pression
- BRI:** Brut Réduit Importé
- BSW:** Basic Sediment and Water
- CCR:** Catalytic Reforming (Reformage Catalytique Continu)
- COVID-19:** Coronavirus Disease 2019
- DCP:** Direction Centrale de la Planification
- DG:** Direction Générale
- GPL:** Gaz de Pétrole Liquéfié
- GPLc:** Gaz de Pétrole Liquéfié carburant
- H₂:** Hydrogène
- H₂S:** Sulfure d'hydrogène
- HBNS:** Hassi Berkine Nord & Sud
- HCU:** Hydrocracking Unit (Unité d'hydrotraitement / hydroconversion)
- HP:** Haute Pression
- KB1:** Koum Berka 1
- M\$:** Million de dollars américains
- M/t:** Million de tonnes
- MP:** Moyenne Pression
- NE-SO:** Nord-Est – Sud-Ouest
- PIB:** Produit Intérieur Brut
- PLF:** Direction de la Planification
- RA1D:**Raffinerie d'Algérie n°1 – Adrar
- RA1G:** Raffinerie d'Algérie n°1 – Alger
- RA1Z:** Raffinerie d'Algérie n°1 – Arzew
- RA2K:** Raffinerie d'Algérie n°2 – Hassi Messaoud
- RHM2:** Raffinerie Hassi Messaoud 2
- RHMD3:** Raffinerie de Hassi Messaoud
- RH:** Ressources Humaines
- SONATRACH:** Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures
- SPE:** Structure Pôle Exploitation
- TCAM :** Taux de Croissance Annuel Moyen
- TIR:** Transport International Routier

TP: Travaux Publics

TPA: Tonne par an

Table des matières

Remerciements	
Dédicace	
Liste des figures	II
Liste des tableaux.....	III
Liste des abréviations.....	IV
Table des matières.....	V
Introduction Générale	A
Chapitre 01 : Hydrocarbures « généralités et industrie »	
Introduction	2
1. Les hydrocarbures : définition et types	3
1.1 Définition.....	3
2. Formation des réservoirs d'hydrocarbures	7
2.1. Le processus géologique.....	7
2.2. Le processus de migration	8
3. Les principales roches géologiques d'un gisement d'hydrocarbures	9
3.1. La roche couverture	9
3.2. La roche mère	10
3.3. La roche-réservoir.....	10
4. Les différents types de « pièges à hydrocarbures ».....	11
4.1. Pièges structuraux	11
4.2. Pièges stratigraphiques.....	11
5. La structure de la chaîne pétrolière	11
5.1. Exploration	12
5.2. Production.....	13
5.3. Transport et stockage.....	14
5.4. Raffinage	15
6. L'industrie pétrolière en Algérie.....	16
6.1. Evolution historique.....	16
6.2. Les principaux gisements de pétrole en Algérie	17
7. Les acteurs du l'industrie pétrolière à l'échelle mondial	19
7.1. Les multinationales privées.....	19
7.2. Les entreprises nationales	19

7.3. Les acteurs indépendants	19
Conclusion	20
Chapitre 02 : secteur de raffinage en Algérie	
Introduction	24
1. Histoire de raffinage en Algérie.....	25
1.1. Cartographie des raffineries algériennes	26
1.2. Raffinerie d'Alger (RA1G)	26
1.3. La raffinerie d'Arzew	27
1.4. Raffinerie HASSI MESSAOUD RHM2	28
1.5. Raffinerie de Skikda	29
1.6. Topping condensat de Skikda	29
1.7. Raffinerie d 'Adrar	30
2. Les procédés de raffinage	31
2.1. Traitements en surface du pétrole (désalage).....	32
2.2. Vérifications de qualité du pétrole brut dans la raffinerie	33
2.3. Distillation atmosphérique	33
2.4. Distillation sous vide	34
2.5. Convesion.....	35
3. Production de l'essence et de gas-oil en Algérie	36
3.1. Production de l'essence en Algérie.....	36
3.2. Production de Gas-oil en Algérie.....	40
Conclusion	42
Chapitre 03 : Dépendance énergétique en Algérie : état des lieux et options prospectives (2025–2050)	
Introduction	44
1. Présentation de l'entreprise d'accueil	45
1.1. Direction SPE (Structure Pôle Exploitation).....	45
1.2. Direction Planification « PLF »	47
2. Etude de marché national de gas-oil et d'essence.....	49
2.1 Analyse de la demande	49
2.2. Analyse de l'offre locale.....	52
2.3. Analyse Écart offre-demande nationale de gasoil et d'essence.....	58
3. Réduire la dépendance aux importations : solutions et impacts (2025 2050).....	62
3.1. Construction d'une nouvelle raffinerie à Hassi Messaoud (RHMD3)	63
3.2. Modernisation et conversion la raffinerie de Skikda (RA1K).....	67

3.3. Modernisation et conversion la raffinerie d'Arzew	71
4. Scénario prospectif des solutions combinées : simulation et impacts.....	75
4.1. Analyse des impacts du scénario sur la balance commerciale (2025-2050).....	75
4.2. Impacts macroéconomiques du scénario : Effet sur le PIB et la croissance.....	78
5. Stratégies de consolidation des solutions proposées	80
5.1. La promotion de l'utilisation du GPL (gaz de pétrole liquéfié)	80
5.2. Le développement de la mobilité électrique	81
5.3. L'intégration des biocarburants dans le mix énergétique utilisé dans le transport.....	84
5.4. La production de carburants à partir de déchets et de plastiques	86
Conclusion	88
Conclusion générale.....	89
Bibliographie	93
Les Annexes	97
Résumé	101

Introduction Générale

Au cœur des dynamiques énergétiques mondiales, la sécurité énergétique constitue un enjeu stratégique majeur pour les pays producteurs d'hydrocarbures. L'Algérie, forte de ses importantes réserves de pétrole brut et d'un savoir-faire industriel acquis depuis les années 1960, s'est imposée comme l'un des principaux producteurs et exportateurs de pétrole en Afrique. Le secteur des hydrocarbures reste le pilier central de l'économie nationale, représentant la principale source de devises et un levier essentiel pour le financement du développement.

Cependant, malgré cette richesse en ressources énergétiques, le pays fait face à une situation paradoxale : une dépendance croissante aux importations de carburants raffinés, notamment le gasoil et l'essence. Cette vulnérabilité structurelle fragilise la balance commerciale, accentue la pression sur les finances publiques et expose l'économie nationale aux fluctuations des marchés internationaux.

Cette contradiction met en lumière les limites du système actuel de valorisation locale du brut, la capacité nationale de raffinage devenue insuffisante, ainsi que l'impact croissant de la demande nationale en carburants, portée par l'urbanisation, l'essor du parc automobile et la croissance démographique.

Le choix de ce sujet s'inscrit dans une logique nationale et stratégique. D'une part, la dépendance croissante de l'Algérie aux importations de carburants raffinés, malgré ses ressources pétrolières abondantes, révèle un paradoxe préoccupant en matière de souveraineté énergétique. De l'autre part, dans un contexte de volatilité des marchés, de pressions budgétaires et de nécessité de diversification, il devient crucial d'anticiper les déséquilibres futurs.

Dans un contexte de transition énergétique mondiale, de réduction progressive des marges d'exportation de brut, et de tensions budgétaires internes, la problématique de la dépendance aux importations de carburants prend une dimension critique. La période à venir (2025–2050) représente ainsi une fenêtre stratégique pour repenser en profondeur la politique de production, de transformation et de consommation des carburants en Algérie.

Dans ce cadre, la problématique suivante se pose :

Comment l'Algérie peut-elle réduire sa dépendance aux importations de carburants tout en répondant à une demande nationale en constante augmentation à l'horizon 2050 ?

Afin d'apporter des éléments de réponse à cette problématique, il est nécessaire de la structurer autour de plusieurs sous-questions clés permettant d'en explorer les différentes dimensions techniques, économiques et stratégiques :

- Quelles sont les principales causes structurelles de la dépendance actuelle de l'Algérie aux importations de carburants (essence et gasoil) ?
- Comment la demande nationale de carburants va-t-elle évoluer entre 2025 et 2050 selon différents scénarios économiques et énergétiques ?
- Quelles capacités de production et de transformation possède actuellement l'Algérie, et dans quelle mesure peuvent-elles être renforcées ?
- Quelles sont les solutions stratégiques envisageables pour réduire cette dépendance ?
- Quel serait l'impact économique (balance commerciale, finances publiques) et énergétique de à moyen et long terme ?

Afin de guider l'analyse, des hypothèses de l'étude sont formulées pour anticiper les dynamiques possibles et tester la faisabilité des scénarios envisagés :

- la demande nationale en essence et gasoil continuera de croître de manière significative à l'horizon 2050, sous l'effet combiné de plusieurs facteurs ;
- La capacité de raffinage nationale actuelle est insuffisante pour répondre à la demande intérieure future, ce qui accentuera la dépendance aux importations, en l'absence de réforme structurelle ou d'investissement massif ;
- Le développement de nouvelles infrastructures de raffinage (raffinerie, hydrocracking, craquage catalytique) et la valorisation interne des produits bruts permettrait de réduire les importations à long terme et assurer l'autonomie énergétique.

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer, à l'horizon 2050, les leviers stratégiques permettant à l'Algérie de réduire sa dépendance aux importations de carburants raffinés (essence et gasoil), tout en répondant durablement à une demande nationale en constante augmentation. Il s'agit également d'identifier les investissements nécessaires, d'analyser la rentabilité des différentes alternatives industrielles et d'apprécier leur impact sur la balance énergétique et commerciale du pays.

Cette étude présente un intérêt stratégique majeur car elle permet d'anticiper les déséquilibres énergétiques futurs et de proposer des leviers concrets pour renforcer la souveraineté énergétique de l'Algérie.

L'étude adopte une approche prospective combinant l'analyse quantitative et l'évaluation stratégique. Elle repose sur une modélisation de la demande nationale en essence et gasoil à l'horizon 2050, établie par l'ARH. Des scénarios d'évolution ont été pour évaluer l'impact de

différentes solutions sur la dépendance aux importations. Cette méthodologie permet de tester la robustesse des options proposées, tout en fournissant un appui aux décisions stratégiques de politique énergétique.

Pour ce faire, l'étude s'articulera autour de trois chapitres :

Dans premier chapitre, nous avons présenté une vue d'ensemble du secteur des hydrocarbures, en mettant l'accent sur le rôle stratégique du pétrole dans l'économie nationale.

Ensuite Analyse du secteur du raffinage du pétrole en Algérie. Ce chapitre examine en détail les capacités de raffinage en Algérie, le fonctionnement des raffineries, ainsi que les défis rencontrés dans la production des carburants raffinés.

Enfin, une étude prospective est réalisée. Elle consistera à analyser les statistiques de production et de consommation de carburants au niveau national, tout en mettant en évidence le déficit existant ainsi que ses causes principales. À la lumière de cette analyse, nous proposerons ensuite des solutions techniques, économiques et stratégiques, visant à réduire progressivement ce déficit, améliorer l'autonomie énergétique du pays et limiter le recours aux importations.

Chapitre 01 : Hydrocarbures
« généralités et industrie »

Introduction

Les hydrocarbures constituent la principale source d'énergie à l'échelle mondiale et jouent un rôle central dans les économies des pays producteurs. En Algérie, cette ressource naturelle représente le socle de l'activité économique, le moteur des exportations et la base des recettes budgétaires.

Ce chapitre vise à présenter les notions fondamentales liées aux hydrocarbures, en abordant leur classification, leurs caractéristiques techniques et leur importance économique. Il propose également un aperçu du fonctionnement de l'industrie pétrolière, depuis l'exploration jusqu'au raffinage, afin de mieux comprendre les enjeux structurels qui sous-tendent la dépendance actuelle de l'Algérie aux produits pétroliers raffinés.

1. Les hydrocarbures : définition et types

1.1 Définition

Les hydrocarbures sont des composés chimiques qui se composent uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène. Ils possèdent en conséquence une formule brute de type : C_nH_m , où n et m sont deux entiers naturels. On distingue les hydrocarbures saturés (les alcanes) de celles qui ont une ou plusieurs insaturations (les alcènes, les alcynes et les composés aromatiques).¹

Ils sont essentiellement issus du pétrole et du gaz naturel, constituants majeurs des énergies fossiles.²

1.1.1. Les Types d'hydrocarbures

Les hydrocarbures sont classés selon leur nature physique et leur structure chimique en différents types :

1.1.2. Selon d'état physique des hydrocarbures

Selon leur état physique à température et pression ambiantes, les hydrocarbures se divisent en :

1.1.2.1. Le gaz naturel

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile constituée principalement de méthane (CH_4), un hydrocarbure léger qui peut représenter entre 70 % et 95 % du volume total selon l'origine du gisement. Il se forme, comme le pétrole, à partir de la décomposition lente de matières organiques enfouies sous terre pendant des millions d'années.

On y trouve aussi d'autres hydrocarbures saturés comme l'éthane, le propane ou le butane, ainsi que des gaz comme le diazote (N_2), le dioxyde de carbone (CO_2) et le sulfure d'hydrogène (H_2S). On l'utilise beaucoup aujourd'hui pour : chauffer les maisons, produire de l'électricité ou même faire rouler des véhicules...etc.³

1.1.1.2. Le pétrole brut

Le pétrole est une huile minérale naturelle, formée principalement d'un mélange complexe d'hydrocarbures. Il se trouve dans les sous-sols, souvent emprisonné dans des roches poreuses. Ce

¹ Dictionnaire Environnement, « **Définition d'Hydrocarbure** », (08/05/2016), consulté le : 15.03.2025, sur le lien : https://www.actu-environnement.com/ae/dictionnaire_environnement/definition/hydrocarbure.php4

² Connaissance des Énergies. (n.d.). « Pourquoi et comment un hydrocarbure migre-t-il vers la surface ? », Article pédagogique en ligne, Consulté le : 20 mai 2025, sur le lien : <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/pourquoi-et-comment-un-hydrocarbure-migre-t-il-vers-la-surface>

³ Merzaki et KADRI. « **Déshydratation du gaz naturel GLA/HBK** », Master académique, Université Ouargla, 2019 – 2020, page 09.

liquide visqueux, s'est formé au fil de millions d'années à partir de la décomposition de matières organiques (plantes, micro-organismes marins...) soumises à la chaleur et à la pression.¹

Le pétrole, c'est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles : Paraffiniques, Naphténiques, Aromatiques, associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel).²

→ **La densité du pétrole**

Il existe quatre types de pétrole : léger, lourd, extra-lourd et bitume. Ils sont classés en fonction de la densité (gravité API), de la viscosité et de la teneur en soufre.

Tableau 1. 1: Classification du pétrole

Types de pétrole	Léger	Moyen	Lourd	Extra-lourd
La densité (Gravité API)	> 31,1°	[22,3°- 31,1°]	[10° - 22,3°]	< 10°

Source : établi par nous-même

La densité du pétrole brut est généralement mesurée en degrés, selon une échelle élaborée par l'Institut américain du pétrole (API - American Petroleum Institute).

On qualifie un pétrole de léger (light) s'il a un degré API supérieur à 31,1°, moyen (medium) s'il est entre 22,3° et 31,1°, lourd (heavy) s'il est entre 10° et 22,3°, et d'extra lourd s'il est inférieur à 10°. Ces « conventionnels » sont obtenus par extraction par forage. (Voir le tableau 1)

Les bruts les plus demandés et, par conséquent, les plus coûteux, sont les plus légers qui produisent l'essence et le kérosène. Les bruts les plus lourds présentent une ressemblance avec le goudron. Il est courant de combiner les condensats ou les gaz naturel liquéfiés (GNL) avec des bruts plus lourds afin de prévenir l'obstruction des pipelines.³

Les bruts ayant une API inférieure à 10° sont des bitumes, dérivés de sables, de grès ou d'autres roches sédimentaires. Ils nécessitent un traitement particulier pour séparer le pétrole du sable, de l'eau et des minéraux, avant d'être mélangés à un condensat.

Des bruts légers tels que le Brent et l'Ekofisk de la mer du Nord, le brut nigérian (comme le Bonny Light) ainsi que d'autres pétroles africains sont à noter, tandis qu'une majorité du pétrole du Moyen-

¹ StudySmarter, « **Hydrocarbures : Types & Propriétés** », article, (2024), Consulté le 20 mai 2025, à partir de : <https://www.studysmarter.fr/resumes/physique-chimie/physique/hydrocarbures/>

² Houa,A, « **Généralité sur Amont pétrolier** », module : la chaîne pétrolière et gazière, master 1 en Economie des Hydrocarbures, faculté des hydrocarbures et de la chimie, université de Boumerdes, 2023-2024, p 2.

³ Benchatar Amel, « **Stratégie d'exploration dans le domaine Minier Nord Algérien** », Mémoire de Master en Economie des hydrocarbures, Faculté des hydrocarbures et de la chimie, université de Boumerdes, 2020/2021, pp 22-24.

Orient est classé comme brut lourd. Quant au bitume, il est fabriqué à partir des sables bitumineux provenant du Canada et du Venezuela.¹

→ **La viscosité du pétrole brut**

Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est considéré comme « lourd » :

- Les réserves de pétrole léger : l'apparence du pétrole brut est similaire à celle du diesel. Cette particularité est présente dans les gisements du Sahara ;
- Les réserves de pétrole moyen : la viscosité du brut se situe entre celle du pétrole léger et celle du pétrole lourd. Cela inclut notamment les réserves situées au Moyen-Orient ;
- Les réserves de pétrole lourd ou ultra-lourd : le pétrole brut ne s'écoule presque pas à température ambiante. Un exemple de cela est les gisements situés en Amérique du Sud
- Les gisements de bitume : à température ambiante, le pétrole brut est extrêmement visqueux, voire solide. Les principales sources de ce genre sont situées au Canada.²

→ **Le teneur en soufre**

La teneur en soufre fluctue grandement d'un gisement à l'autre, et par conséquent, d'un mélange commercial à l'autre, allant de 0,03% jusqu'à environ 5 %. Le soufre, considéré comme un polluant, doit être éliminé par les raffineurs (dans les pays où des lois interdisent les pluies acides), ce qui réduit donc la valeur du pétrole brut.

En général, le seuil de 1,5 % de soufre est utilisé pour distinguer le pétrole « doux » du pétrole « acide ». Un brut peut être classé comme :

- TBTS (très basse teneur en soufre)
- BTS (basse teneur en soufre).
- MTS (moyenne teneur en soufre).
- HTS (haute teneur en soufre).
- THTS (très haute teneur en soufre)³.

1.1.3. Selon la composition chimique des hydrocarbures

Ces différentes molécules sont caractérisées par le nombre et la structure des atomes de carbone :⁴

¹ Ibid

² Ibid

³ Ibid

⁴ Houa,A, op.cit, p 2.

1.1.3.1. Les alcanes

Ce sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone est composée de liaisons simples, c'est une chaîne aliphatique saturée.

Le nombre de carbone varie le plus souvent entre 1 et 20. Autrefois, les alcanes étaient appelés paraffines. Exemples : le méthane, le butane, l'hexane. Formule brute : $C_n H_{2n+2}$.

Un groupe d'alcanes est particulier, ce sont les cycloalcanes dont la chaîne d'atomes de carbone contient au moins un cycle hexane ou pentane. Exemples : le cyclohexane, le méthyl cyclopentane. Formule brute : $C_n H_{2n}$.

1.1.3.2. Les alcènes ou carbures éthyléniques

Ce sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone contient une liaison double. Le nombre de carbone varie le plus souvent entre 2 et 20. Autrefois, les alcènes étaient appelés oléfines, Exemples : l'éthylène, le butène, l'isobutène. Formule brute : $C_n H_{2n}$.

1.1.3.3. Les diènes ou alcynes

Ce sont les molécules qui contiennent plus d'une double liaison dans la chaîne aliphatique. Exemples : l'acétylène, les butadiènes. Formule brute : $C_n H_{2n-2}$.

1.1.3.4. Les chaînes aromatiques

Ce sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone contient au moins un cycle benzénique. Le nombre de carbone est au minimum de 6.

Exemples : le benzène, le naphtalène. Formule brute : C_6H_5-Y (où Y représente une molécule attachée au cycle benzénique).

Plus le nombre d'atomes de carbone dans la chaîne hydrocarbonée est faible (comme le méthane, l'éthane, le propane...), plus il y a de chances que la molécule fasse partie du gaz naturel, car elle est légère et s'évapore facilement. En revanche, quand le nombre d'atomes de carbone augmente, les molécules deviennent plus lourdes, plus proches des liquides ou même des substances visqueuses, c'est là qu'on entre dans la composition du pétrole brut¹.

¹ Ibid

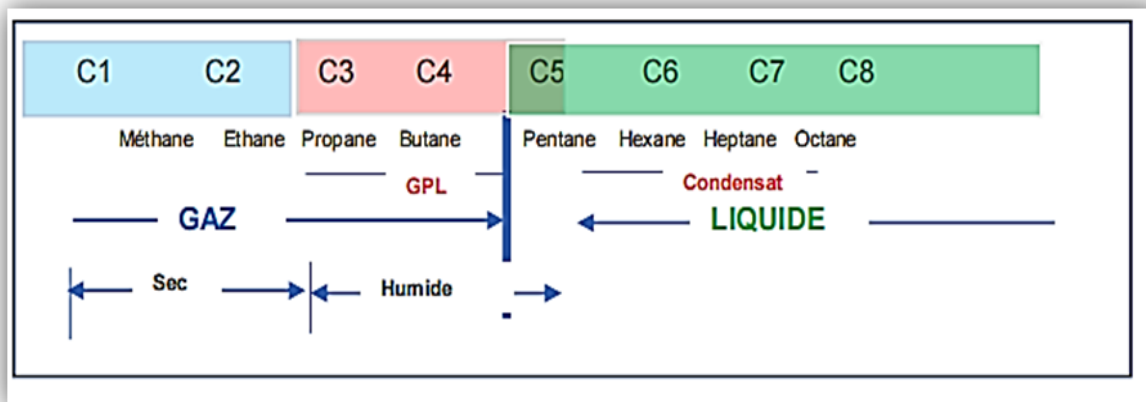


Figure 1. 1: Les caractéristiques des hydrocarbures

Source : Houa,A, « Généralité sur Amont pétrolier », module : la chaine pétrolière et gazière, master 1 en Economie des Hydrocarbures, faculté des hydrocarbures et de la chimie, université de Boumerdes, 2023-2024, p 2.

2. Formation des réservoirs d'hydrocarbures

Le processus naturel complexe de formation des réservoirs d'hydrocarbures s'étend sur plusieurs millions d'années. Elle découle de l'accumulation de substance organique, de sa conversion en hydrocarbures sous l'influence de la pression et de la chaleur, puis de son déplacement vers des roches réservoirs. Pour appréhender ce processus, il est essentiel de décomposer les phases cruciales qui conduisent à la création d'un gisement exploitable.¹

2.1. Le processus géologique

C'est un enchaînement naturel de phénomènes qui s'étendent sur des millions d'années. Il commence par l'accumulation de matière organique dans des environnements sédimentaires, suivie par sa transformation sous l'effet de la pression et de la température dans les couches profondes de la croûte terrestre.

2.1.1. L'accumulation de matière organique dans les sédiments déposés

L'origine de tout réside dans les êtres vivants tels que le plancton, la végétation aquatique et les petits animaux marins. Quand ils meurent, leurs résidus riches en carbone, hydrogène, azote et oxygène constituent ce qu'on nomme la biomasse. Habituellement, cette biomasse est vite dégradée par des bactéries. Cependant, dans des milieux où l'oxygène est rare, tels que les fonds marins profonds ou les zones stagnantes, une fraction minimale de cette matière (inférieure à 1%) échappe à la décomposition.²

¹ Planète Energies, La formation des gisements d'hydrocarbures, Article, (n.d.), consulté le 18/05/2025, sur le lien : <https://www.planeteenergies.com/fr/media/dossier/formation-gisements-d'hydrocarbures>

² Ibid

2.1.2. La formation du kérogène

Depuis le commencement de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le fond marin, la matière organique présente dans les sédiments se transforme sous l'effet de bactéries anaérobies (qui vivent en absence d'oxygène).

Elles prélèvent l'oxygène et l'azote, ce qui conduit à la création du kérogène. C'est un composé solide dispersé en filaments à travers les sédiments, principalement constitué de carbone et d'hydrogène.¹

2.1.3. Formation du pétrole

À des profondeurs plus importantes (généralement entre 2 000 et 4 000 mètres), et sous l'effet de températures comprises entre 60 °C et 120 °C (appelée fenêtre à huile), le kérogène se « cuit » et se transforme en hydrocarbures liquides.²

2.2. Le processus de migration

L'exploitation du pétrole devient aisée lorsqu'il se regroupe dans un réservoir grâce à des processus de migration.

2.2.1. Migration primaire

Le pétrole brut est initialement présent dans la roche source, dense et étanche. Par un processus encore partiellement incompris (probablement associé à une montée de pression dans la roche source lors de son enfouissement), l'eau, le pétrole et le gaz dérivés du kérogène peuvent être libérés de leur formation d'origine, migrer éventuellement vers une future roche-réservoir.³

2.1.1. Migration secondaire

De densité faible, le pétrole expulsé (qui se mélange à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter vers la surface terrestre. Il s'échappe très progressivement à travers les couches sédimentaires perméables adjacentes à la roche mère : En règle générale, la migration secondaire du pétrole n'est pas entravée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol où il est transformé en bitume sous l'effet de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors considérés comme étant des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds », ainsi que des sables bitumineux. Ils peuvent servir d'indices de surface pour identifier les bassins sédimentaires susceptibles de renfermer du pétrole lors des recherches effectuées par l'industrie pétrolière.

¹ Ibid

² Ibid

³ Ibid

Parfois, le déplacement du pétrole brut à la surface est entravé par une formation géologique qui ne laisse pas passer les fluides, comme une strate de sel, par exemple. On l'appelle souvent « roche-couverture » ou « roche résistante ». Une roche-réservoir se forme sous la roche-couverture à partir de l'accumulation de pétrole mélangé à de l'eau et du gaz dans la couche perméable sous-jacente. Dans ce réservoir à porosité, le gaz se concentre au-dessus du brut pétrolier, qui lui-même se situe au-dessus de l'eau en raison des densités distinctes de ces substances (le gaz naturel étant plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau). Une portion seulement du pétrole brut est concentrée dans les réservoirs rocheux.¹

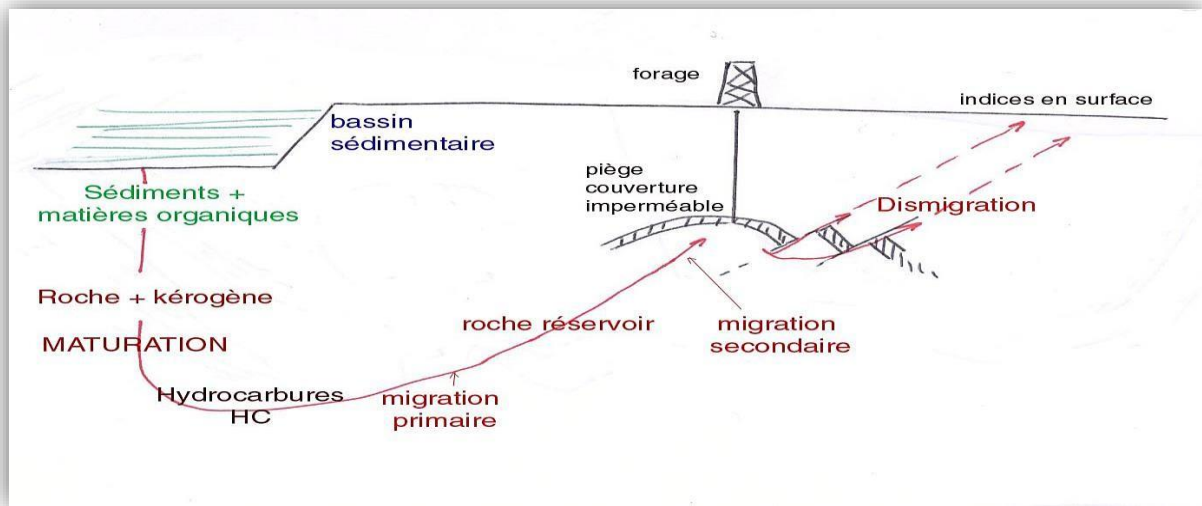


Figure 1. 2: Le processus de migration

Source : <https://coursgeologie.com/geologie-du-petrole-155/#gsc.tab=0>

3. Les principales roches géologiques d'un gisement d'hydrocarbures

Un gisement pétrolier est une accumulation naturelle d'hydrocarbures dans une roche réservoir située en profondeur.

Ces réservoirs sont généralement composés de roches poreuses capables de stocker et de laisser circuler les fluides.

3.1. La roche couverture

Types de roches, telles que l'anhydrite, le sel ou l'argile uniforme, qui sont imperméables au pétrole et au gaz. Un réservoir nécessite la présence d'une roche couverture pour favoriser l'accumulation

¹ Ibid

d'hydrocarbures, en empêchant leur ascension et leur dispersion à la surface sous forme de pétrole ou de gaz.¹

3.2. La roche mère

Identifie la roche dans laquelle se produisent des hydrocarbures. Ils proviennent de la conversion de sédiments chargés de matière organique qui ont tendance à s'accumuler sur les fonds marins. Sur une échelle géologique, les sédiments marins se déposent et durcissent alors que la matière organique (sous l'influence de l'enfouissement et de la température géothermique) se transforme en hydrocarbures liquides et gazeux².

3.3. La roche-réservoir

La roche-réservoir se définit comme une roche où des hydrocarbures s'accumulent. De densités plus faibles que l'eau, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires.³

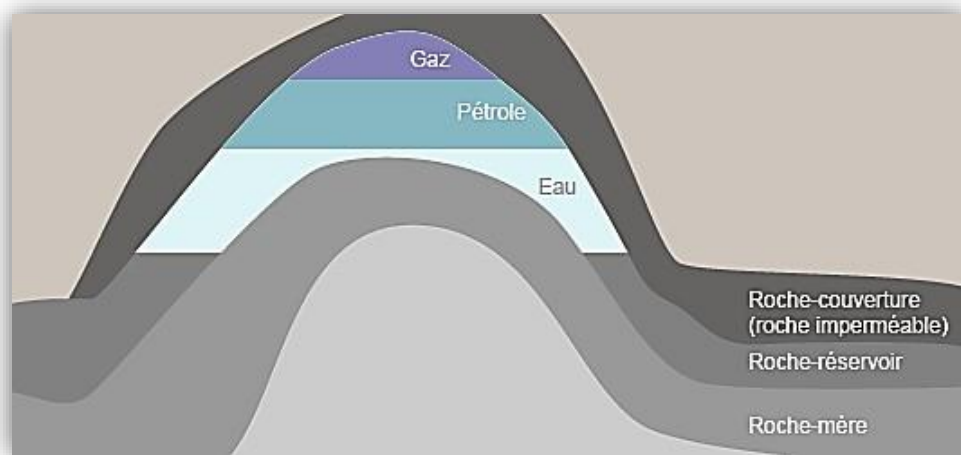


Figure 1. 3: Les roches géologiques

Source : <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quelle-est-la-difference-entre-une-roche-mere>

¹Office québécois de la langue française. « *Roche couverture. Grand dictionnaire terminologique* », Consulté le 21 mai 2025, à partir de : <https://vitrinelinguistique.oqlf.gouv.qc.ca/fiche-gdt/fiche/8879286/roche-couverture>

² Connaissance des Énergies. « *Que désignent les hydrocarbures de roche-réservoir ?* », Consulté le 21 mai 2025, à partir de : <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quelle-est-la-difference-entre-une-roche-mere-et-une-roche-reservoir>

³ Ibid.

4. Les différents types de pièges à hydrocarbures

Les pièges à hydrocarbures sont des structures géologiques qui permettent l'accumulation et la rétention des hydrocarbures. Ils se forment grâce à la présence d'une roche réservoir perméable et d'une roche couverture imperméable.

On distingue principalement deux grands types de pièges :

4.1. Pièges structuraux

Le type de structure le plus fréquent est le piège anticlinal, une formation où les roches ont été courbées en forme de voûte à cause des mouvements tectoniques. Pour un géologue, l'existence d'un anticlinal est un indicateur qui suggère la présence de gisements. Effectivement, près de 80% des réserves de pétrole appartiennent à cette catégorie.

Lors de la formation d'une faille, un segment terrestre peut aussi se déplacer vers le haut ou vers le bas le long de la fracture. Une couche étanche peut alors bloquer une couche perméable et stopper la progression du pétrole¹.

4.2. Pièges stratigraphiques

Les diapirs, ou dômes de sel, sont des accumulations de sel qui se créent à une grande profondeur et qui montent à la surface en raison de la chaleur et de la pression. En montant, elles passent par des strates perméables et fractionnent les réserves de pétrole. Les dômes de sel imperméables servent de roches-couvertures en recouvrant les roches réservoirs².

5. La structure de la chaîne pétrolière

L'amont pétrolier fait référence à toutes les actions continues et complémentaires liées à l'exploration, la découverte, le développement et l'extraction des hydrocarbures (pétrole et gaz) dans le sous-sol.

L'aval fait référence à toutes les activités qui se déroulent après la production du pétrole brut. Cela comprend le transport, le raffinage, la distribution et la vente des produits pétroliers (tels que l'essence, le diesel, le kérosène, etc.). Ces phases facilitent la conversion du pétrole brut en produits pratiques pour la vie de tous les jours.

¹ Connaissance des Énergies. (S.d.) « *Formation du pétrole : origine, gisements, classification* ». [Fiche pédagogique]. Consulté le 21 mai 2025, à partir de : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>

² Ibid

5.1. Exploration

L'exploration est la première étape du processus pétrolier. Elle vise à rechercher les zones où se trouvent le pétrole ou le gaz naturel. Pour cela, on utilise des études géologiques après étude géophysique et parfois des forages pour confirmer la présence des hydrocarbures. C'est une étape importante avant de passer à la production.

5.1.1. Etude géologique

Cette étude est axée sur la formation potentielle des réservoirs (de pétrole et de gaz, qui sont reliés) et sur les caractéristiques des roches en tant que réservoirs (ou couvertures).

5.1.2 Etude géophysique

C'est une étude détaillée des structures internes des « pièges » et leur exploration dans les zones à prospector. Elle repose principalement sur la sismique, une méthode qui offre des informations précises concernant la profondeur et l'organisation des strates sédimentaires, en recourant à des mesures par réflexion ou réfraction d'ondes de choc produites.

La phase d'exploration, lorsqu'elle est fructueuse, conduit à la découverte d'un gisement dit « prospect », qui nécessite une vérification sur le terrain par des forages pour confirmer son caractère « putatif ».¹

5.1.3. Le forage de recherche

Le forage de recherche, ou forage d'exploration, constitue une étape clé dans l'industrie pétrolière. Il s'agit d'une opération qui vise à vérifier la présence d'hydrocarbures dans une zone jugée prometteuse sur la base d'études géologiques, géophysiques et sismiques. Ce type de forage ne garantit pas une découverte commerciale, mais il permet d'évaluer le potentiel pétrolier d'un bassin donné. En cas de résultat positif, des forages d'appréciation et de développement peuvent suivre.²

5.1.4. Développement (évaluation)

Un gisement de grande envergure (>10 km de diamètre) pourrait nécessiter de multiples forages d'exploration afin d'évaluer les réserves. Un plan de développement détermine la quantité de puits à forer, la technique d'extraction envisagée, les quantités de fluides, ainsi que les coûts associés aux infrastructures secondaires (telles que : séparation, traitement). L'évaluation des revenus futurs se

¹ Connaissance des Énergies. « *Industrie du pétrole : compagnies pétrolières et chaîne de valeur* », Fiche pédagogique, (S.d.), Consulté le 21 mai 2025, sur : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/industrie-du-petrole>

² Planète Énergies. (S.d.). « *Comment se déroule un forage d'exploration ?* », Consulté le 21 mai 2025, sur le lien : <https://www.planete-energies.com/fr/media/article/comment-se-deroule-forage-dexploration>

base sur les prix projetés du baril, les conditions de l'accord de partage avec le pays détenteur, ainsi que d'autres éléments.

Les méthodes contemporaines permettent désormais de réaliser des forages en déviation depuis un seul point, diminuant ainsi l'ampleur des équipements en consolidant les forages. Les puits peuvent être soit simplement déviés, soit réellement horizontaux. En optimisant la surface de drainage entre le puits et la roche réservoir, les puits horizontaux peuvent offrir des débits cinq à dix fois plus élevés que les puits verticaux.

La décision relative à l'expansion du champ découvert est dictée par la balance financière entre ces facteurs.¹

5.2. Production

Les fluides qui se présentent à la surface renferment, en plus du pétrole, de l'eau et du gaz. On peut envisager la possibilité de perdre ou de réintroduire de l'eau dans le gisement. Sans marché, le gaz est généralement soit torché sur site, soit réinjecté dans le gisement. Dans l'éventualité de la commercialisation du gaz, une purification de ses impuretés est d'abord effectuée avant son transport vers les marchés par gazoduc ou sa liquéfaction.²

5.2.1. Récupération primaire

Un gisement de pétrole maintient un équilibre à une pression de fond qui peut s'élever à plusieurs centaines de bars. Au début de son existence, le pétrole remonte de manière spontanée à la surface, et on qualifie alors le puits d'« éruptif ».³

5.2.2. Récupération secondaire et tertiaire

Après sa phase de production intensive, le puits ne génère plus assez. Des équipements additionnels servent à conserver la pression de base, réduire la viscosité du liquide de formation et optimiser l'épuisement des réserves.

Par exemple : réinjection d'eau ou réinjection du gaz de formation, fracturation hydraulique, pompage, etc.

Le taux de récupération des réserves en place varie de moins de 10 % à plus de 70 %, avec une moyenne mondiale de 35 %.

¹ Connaissance des Énergies, « *Industrie du pétrole* », Op.cit.

² Connaissance des Énergies. (S.d.). « *Industrie du pétrole : compagnies pétrolières et chaîne de valeur* », Fiche pédagogique, Consulté le 21 mai 2025 sur « <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/industrie-du-petrole> »

³ Ibid

Il est possible de confier les études réservoir à Schlumberger, Beicip-Franlab (IFP) ou Landmark (Halliburton). Les dispositifs peuvent être classés en différentes catégories : Natco, Prosernat, ou encore des pompes immergées telles que Centrilift, Moineau, Framo, sans oublier les pompes de surface comme KSB et Sulzer, ou les compresseurs Ingersoll-Rand et Atlas-Copco, pour ne citer que quelques-uns¹.

L'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, depuis la découverte initiale d'un gisement jusqu'à son exploitation complète, s'étale sur une durée de plusieurs décennies. La vie d'un champ pétrolier ou gazier se divise généralement en cinq phases majeures.²

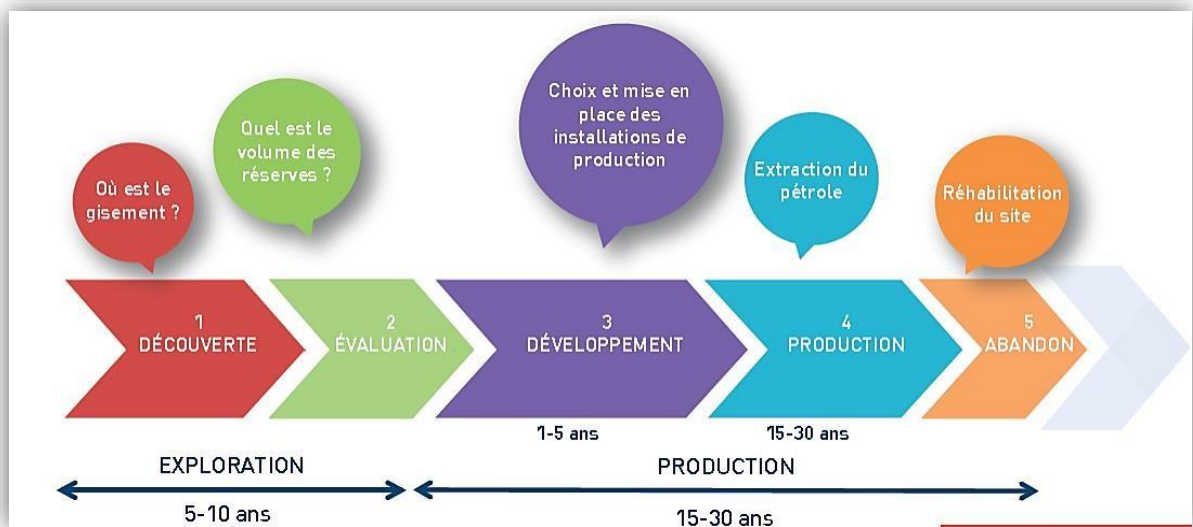


Figure 1. 4: La durée vie d'un gisement

Source : <https://valve-world-americas.com/the-story-of-juice-box-drilling/>

5.3. Transport et stockage

Une fois identifié, rassemblé, traité et entreposé sur les sites de chargement, le pétrole brut doit être transporté vers les lieux où il sera utilisé.

5.3.1. Transport par oléoduc

Des pipelines sont présents en grand nombre dans le monde entier, principalement en Russie, aux États-Unis, au Canada, en Europe et au Moyen-Orient.

¹ Ibid

² Amourat, M, « *L'impact de l'opération workover sur la performance économique* », Mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès, 2023-2024, p 04.

En France, on peut citer les pipelines Le Havre-Grandpuits, le SPLSE (pipeline sud-européen), le SPMR (pipeline Méditerranée-Rhône) et aussi les conduites de produits comme celles de TRAPIL qui alimentent la région parisienne à partir du Havre.¹

5.3.2. Transport maritime

Une société pétrolière utilise ses propres navires ou en loue auprès de propriétaires tiers. Les navires pétroliers peuvent avoir une capacité variant de 3 000 tonnes de poids mort (dwt) à 350 000 tonnes.²

5.4. Raffinage

La transformation du pétrole brut vise à maximiser la production de produits légers à forte valeur ajoutée. Effectivement, les produits légers tels que le gaz propane, le butane, le naphtha, l'essence, le kérosène et le diesel sont commercialisés à des tarifs élevés alors que les fiouls et les résidus sont proposés à des prix nettement inférieurs.

*Procédés de raffinage et de pétrochimie sont :*³

- Distillation atmosphérique;
- Distillation sous vide;
- Réformage catalytique;
- Polymérisation;
- Visbreaking;
- Traitement mérox;
- Hydrotraitement du naphtha et du kérosène ;
- Hydrodésulfuration du gazole;
- Craquage (catalytique, thermique, à la vapeur, hydrocraquage);
- Isomérisation.

¹ Connaissance des Énergies, « *Transport du pétrole : oléoducs et navires pétroliers* », Fiche pédagogique, Consulté le 21 mai 2025, sur : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/transport-du-petrole>

² Ibid

³ Connaissance Des Énergies, *Industrie du pétrole*, op.cit.

6. L'industrie pétrolière en Algérie

6.1. Evolution historique

L'histoire de l'exploitation pétrolière en Algérie a pris son envol suite à la détection d'indices d'hydrocarbures observés à la surface dans le nord du pays. Dès la fin des années 1880, les explorateurs ont rapidement porté leur attention sur cette région, initiant ainsi les premiers travaux d'exploration. Dans la région d'Ain Zeft, on a observé la présence de pétrole grâce à des forages peu profonds vers 1885. De même, des puits situés dans le bas Chellif à Tliouanet, au sud de Rélizane, l'ont également révélé en 1915. Suite à l'importance cruciale du pétrole après la Seconde Guerre mondiale, les efforts de prospection se sont intensifiés. En 1948, le gisement d'Oued Gutérini a été découvert au sud de Sour El-Ghozlane, à 150 km au sud d'Alger. Bien que cette découverte ait été modeste, elle s'est avérée rentable et sa production a atteint son pic en 1955.

L'extraction se poursuit constamment dans ce gisement, mais avec un taux très bas. L'histoire pétrolière de l'Algérie a pris un tournant lorsque l'explorateur C. Kilian, au cours de sa traversée prolongée du Sahara, a mis en évidence, grâce à ses observations, la présence de strates géologiques schisteuses carbonées et bitumineuses qui pourraient indiquer une accumulation potentielle de pétrole dans le Sahara. C'est à cette période qu'ont été menées des recherches géologiques de surface dans cette zone, qui ont conduit à la découverte de puits attestant la présence d'accumulations d'hydrocarbures. Le gaz émanant du Djebel Berga a été reconnu en 1953 dans le bassin de l'Ahnet, suivi par la détection de pétrole dans le puits Edjelleh en janvier 1956, situé dans le Sahara oriental à Illizi.

L'emploi des techniques géophysiques, notamment la sismique de réfraction, dans l'exploration pétrolière a ouvert la voie à la mise en œuvre de forage en juin 1956 à Hassi-Messaoud, ce qui a conduit à l'extraction d'importantes quantités d'hydrocarbures (principalement du pétrole). D'autres gisements tout aussi conséquents ont par la suite été découverts, dont Hassi-R'Mel (gaz) et In-Salah (gaz), entre autres.

Ainsi, grâce à ces vastes réserves, l'Algérie a fait son apparition sur la scène énergétique mondiale. D'autres réserves allaient apparaître par la suite, Rourde'Nouss (1962) – Nezla – Hassi Chergui, In Aménas, Zarzaitine, Alrar, Ohanet, etc ¹.

¹ Arezki, A., « *Histoire du Pétrole en Algérie et dans le monde : Quels enseignements peut-on en tirer ? Et quelles perspectives ?* », (2022), Consulté le 21 mai 2025, sur le lien : <https://www.energymagazinedz.com/wp-content/uploads/2022/02/Histoire-du-Petrole-en-Algerie-et-dans-le-monde.pdf>

6.2. Les principaux gisements de pétrole en Algérie

L'économie de l'Algérie dépend en grande partie des gisements pétroliers situés dans le sud, et parmi les plus importants, on trouve : ¹

6.2.1. Champ de Hassi Messaoud

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur. Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger.

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque.

6.2.2. Champ de Hassi Berkine Sud

Le champ de Hassi Berkine Sud (HBNS) a été découvert en janvier 1995 par l'association Sonatrach/Anadarko par le forage du puits HBNS-1b. Il a été mis en exploitation en 1998. Le gisement est d'âge triasique. Il possède une structure anticlinale asymétrique au relief très peu prononcé.

6.2.3. Champ d'Ourhoud

Le champ d'Ourhoud se situe dans la partie centrale du bassin de Berkine, à 320 km au sud-est de Hassi Messaoud. Il s'étend sur trois blocs d'exploration, 404a, 405, 406a. Le gisement a été découvert par le puits BKE-1 (Berkine Est-1) foré en juillet 1994 par l'association Sonatrach et Anadarko. La structure d'Ourhoud correspond à un horst complexe limité vers l'est par une faille majeure régionale dont le rejet vertical varie entre 200 et 300 mètres.

6.2.4. Champ de Haoud Berkaoui

Le gisement de Haoud Berkaoui est situé à environ 100 km à l'ouest de Hassi Messaoud. Il fait partie du Bloc 438c et constitue, avec les structures de Benkahla et Guellala, un pôle principal de la dépression de l'Oued Mya. Il a été découvert en 1965 par le puits OK101 et produit dans les grès de la série argilo-gréseuse triasique inférieure.

6.2.5. Champ d'Edjeleh

Le champ d'Edjeleh est situé dans le Bloc 241, dans la partie sud-est du bassin d'Illizi, à environ 50 km au Sud Est d'In-Amenas. Localisé sur le haut-fond de Tihemboka, il s'étend sur une

¹ Ministère de l'Énergie et des Mines, « *Principaux gisements d'hydrocarbures de l'Algérie* », Consulté le 21 mai 2025, sur le lien : <https://www.energy.gov.dz/?article=principaux-gisements-drhydrocarbures-de-lralgerie>

superficie d'environ 30 km². Le gisement a été découvert en 1956, puis mis en exploitation quelques années plus tard. La présence d'hydrocarbures dans ce gisement a été confirmée dans six niveaux réservoirs superposés et distincts.

6.2.6. Champ de Hassi R'mel

Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 et mis en production en 1961. Il est situé dans le Sahara algérien, à 550 km au sud d'Alger. Il s'étend sur environ 3500 km². Le champ est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile sur le flanc Est. La structure de Hassi R'mel est un anticlinal de forme elliptique dont l'axe principal est orienté NE-SO.

6.2.7. Rhourde Nouss

La région de Rhourde Nouss (RN) est située à 230 km au sud-est du champ de Hassi Messaoud. Le premier forage a été réalisé en 1961. Une série de réservoirs contenant du gaz à condensat a été rencontrée à partir de la cote 2 685 mètres. Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs.

6.2.8. Gisement de Krechba (In Salah)

Le gisement de Krechba est situé dans la partie nord de la région d'In Salah. Le gisement a été découvert en 1957 par le forage de KB1 qui a rencontré les réservoirs tournaisiens du Carbonifère et siegenien-gédinnien du Dévonien inférieur à une profondeur de 1 700 à 3 350 mètres. Les différents puits forés ont donné des débits de gaz dans les trois réservoirs. Ce gisement constitue, avec ceux de Teg et Reg et, plus au sud, ceux de la région d'In Salah (Hassi Moumen, Garet el Befinat, Gour Mahmoud et la structure d'In Salah), un grand ensemble gazier exploité dans le cadre de l'association Sonatrach-BP-StatOil. Après traitement, le gaz produit est transporté jusqu'à Hassi R'mel situé à 450 km au nord de Krechba.

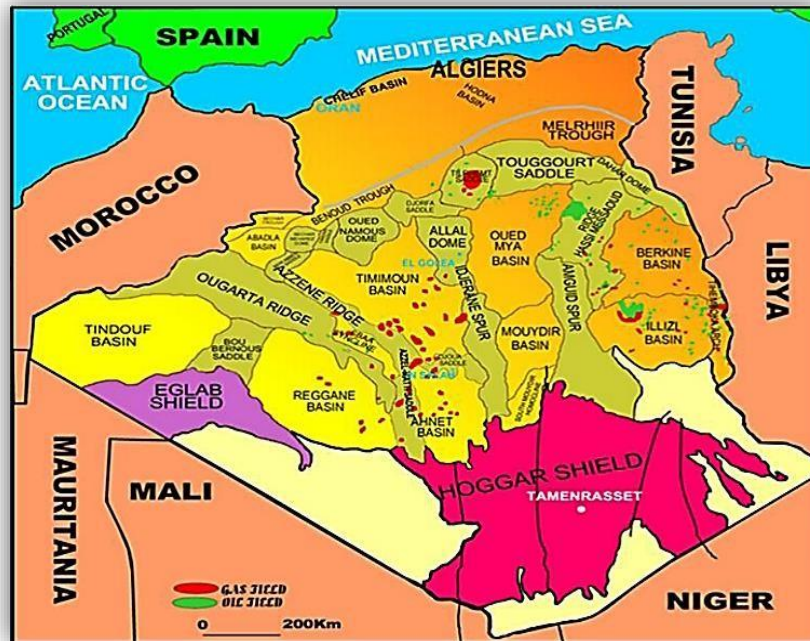


Figure 1. 5: Carte des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne

Source : <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=hydrocarbure>

7. Les acteurs de l'industrie pétrolière à l'échelle mondiale

On distingue plusieurs catégories de compagnies pétrolières :

7.1. Les multinationales privées

Cette catégorie est connue sous le nom de « majors », telles qu'Exxon Mobil, Shell, BP, TotalEnergies, Chevron et Conoco, qui sont verticalement intégrées de l'exploration à la distribution de produits raffinés.

7.2. Les entreprises nationales

Cette catégorie appartient à l'État comme Aramco (Arabie Saoudite), Nioc (Iran), Cnpc (Chine), Pvdsa (Vénézuéla), Petrobras (Brésil), Petronas (Indonésie) et Sonatrach (Algérie).

7.3. Les acteurs indépendants

Cette catégorie se consacrant exclusivement à la recherche et à l'extraction du pétrole brut, la partie « amont » du secteur, tels que Maurel & Prom en France ainsi que divers individus aux États-Unis et au Canada¹.

¹ Connaissance Des Énergies, *Industrie du pétrole*, op.cit

Conclusion

Malgré la transition vers des énergies plus propres, les hydrocarbures continuent de jouer un rôle crucial dans le système énergétique mondial. Ce chapitre a fourni un panorama complet des origines, des variétés, ainsi que des phases de production et de conversion des hydrocarbures, soulignant leur importance vitale dans l'économie mondiale.

L'Algérie, dotée d'importantes ressources pétrolières, illustre parfaitement les enjeux et les opportunités liés à sa dépendance énergétique. Bien que le pétrole constitue une source de revenus primordiale pour l'État, cette dépendance aux marchés internationaux expose le pays à des risques économiques, mettant en évidence l'importance de valoriser localement les ressources et de reconsidérer la stratégie énergétique nationale.

Dans cette logique, le chapitre suivant s'intéressera plus en détail au secteur du raffinage en Algérie, pierre angulaire de la chaîne de valeur pétrolière.

***Chapitre 02 : secteur de raffinage
en Algérie***

Introduction

Après l'indépendance, l'Algérie a œuvré à la récupération de sa souveraineté sur ses richesses souterraines. L'une des premières mesures prises fut la construction de raffineries de pétrole à l'intérieur du pays, dans le but de réduire la dépendance vis-à-vis de l'étranger et d'assurer une certaine autonomie énergétique. Ainsi, plusieurs raffineries ont été mises en service, telles que celles de Sidi R'cine (Alger), d'Arzew et de Hassi Messaoud, permettant au pays de développer ses capacités de traitement du brut.

Le raffinage constitue un maillon stratégique de la chaîne de valorisation des hydrocarbures, en transformant le pétrole brut en produits finis répondant aux besoins énergétiques nationaux. En Algérie, cette activité repose principalement sur un réseau de raffineries exploitées par Sonatrach, réparties à travers plusieurs régions du pays.

Ce chapitre vise à présenter de manière générale le secteur du raffinage, ses infrastructures clés, les capacités installées ainsi que les principales catégories de produits raffinés. Une attention particulière sera accordée à la production nationale de gasoil et d'essence, produits au cœur de la consommation énergétique du secteur des transports.

1. Histoire de raffinage en Algérie

Le raffinage du pétrole en Algérie a commencé immédiatement après l'indépendance en 1962, dans un contexte national marqué par la volonté de récupérer la souveraineté sur les ressources naturelles et de bâtir une base industrielle indépendante. L'Algérie, riche en ressources pétrolières, notamment après les grandes découvertes dans la région de Hassi Messaoud en 1956, devait impérativement se doter de raffineries capables de traiter le brut localement afin de répondre aux besoins du marché national. La première raffinerie algérienne, située à BARAKI (Alger), a été mise en service en 1964, avec une capacité modeste à l'époque, marquant ainsi le véritable lancement de l'industrie du raffinage dans le pays. Avec la multiplication des découvertes de gisements pétroliers dans le sud, notamment à Hassi Messaoud et Hassi R'Mel, la nécessité d'accroître les capacités de raffinage s'est imposée, conduisant à la création de la raffinerie d'Arzew en 1972, située à l'ouest du pays, près des ports d'exportation, pour relier la production nationale au marché international. L'expansion s'est poursuivie avec la construction de la raffinerie de Skikda en 1980, l'une des plus grandes du pays, qui joue un rôle clé dans le raffinage du brut et la production de divers produits pétroliers. Dans le sud, la raffinerie de Hassi Messaoud, mise en service en 1998, a été conçue pour traiter le brut local et réduire les coûts de transport vers le nord. Au début des années 2000, le développement du secteur s'est poursuivi avec l'inauguration de la raffinerie d'Adrar en 2001, destinée à approvisionner le sud-ouest du pays en carburant, notamment avec l'expansion des activités industrielles dans cette région. Par la suite, plusieurs raffineries ont été modernisées et étendues afin d'améliorer leur efficacité environnementale et leur productivité¹. Bien que la capacité totale de raffinage en Algérie soit estimée à environ 600 000 barils par jour, le pays ne parvient toujours pas à assurer son autosuffisance en produits pétroliers raffinés, notamment en essence, qu'il continue à importer en raison d'une production locale insuffisante et d'une demande croissante. En revanche, la situation du gasoil est relativement meilleure, bien que des importations limitées soient parfois nécessaires, notamment en période de forte consommation. Cette réalité souligne le besoin crucial d'améliorer les capacités de raffinage pour répondre à la demande nationale croissante et garantir la sécurité énergétique du pays. Pour faire face à la demande croissante du marché sur les carburants sur le moyen et le long terme, le secteur a lancé

¹ Arrāwī, R. « La guerre du pétrole dans le monde », Le Caire : Bibliothèque Anglo-Égyptienne, 1968. P 236.

en 2011 un programme pour la réhabilitation des installations existantes des raffineries du Nord (Arzew, Skikda et Alger) et la mise aux normes des produits qui y sont issus.

Avec la réception des raffineries d'Arzew en 2013 et Skikda en 2014, ce programme sera totalement achevé avec la réception de la dernière raffinerie d'Alger en octobre 2018¹.

1.1. Cartographie des raffineries algériennes

À travers ce titre, nous présenterons la répartition géographique des raffineries algériennes, tout en mettant en lumière leurs capacités de traitement ainsi que la typologie des produits raffinés qu'elles produisent. Cette analyse permettra de mieux comprendre le rôle de chaque raffinerie dans l'approvisionnement du marché national en carburants et autres dérivés du pétrole.

1.2. Raffinerie d'Alger (RA1G)

La raffinerie d'Alger, connue sous le sigle RA1G, est un complexe de traitement de pétrole brut située à Sidi Arcine (Baraki), approximativement à 20 km à l'est de la ville d'Alger. Inaugurée en février 1964 par un consortium de sociétés étrangères, elle couvre une zone de 182 hectares, dont 96 ha sont construits et clôturés. Actuellement, la raffinerie est associée à l'entreprise NAFTEC, qui est une filiale du groupe SONATRACH².

1.2.1. Capacité de traitement

Avec une capacité de traitement de 3,6 millions de tonnes par an. Elle s'occupe principalement du pétrole brut issu de Hassi Messaoud, ainsi que du condensat provenant de Hassi R'Mel.³

1.2.2. Infrastructures principales

Pour assurer ses opérations, la raffinerie RA1G dispose de plusieurs unités industrielles :⁴

- Unité de distillation atmosphérique (Topping) ;
- Unité de reforming catalytique (Platforming) ;
- Unité de séparation du gaz liquide (Gas Plant) ;
- Centrale thermoélectrique pour l'autonomie énergétique ;
- Parc de stockage de 37 bacs ;

¹ Document interne de Sonatrach

² Raffinerie d'Alger, « **Présentation de RA1G** », documents techniques, (s.d.), Consulté le 21 mai 2025, sur le lien : <https://raffinagecar.wordpress.com/presentation-de-ra1g/>

³ Ministère de l'Énergie et des Mines, « **Produits Pétroliers** », Document institutionnel, (s.d.). Consulté le 21 mai 2025, sur le lien : <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=produits-petroliers>

⁴ Raffinerie d'Alger, « **Présentation de RA1G** », (2008, 21 juillet), Consulté le : 21 mai 2025, sur le lien : <https://raffinagecar.wordpress.com/presentation-de-ra1g/>

- Pomperie d'expédition pour la distribution des produits finis.

1.2.3. Produits fabriqués

Les produits de cette raffinerie sont : ¹

- Butane et Propane commerciaux
- Naphta (principalement exporté)
- Essence (normale et super)
- Kérosène (Jet)
- Gasoil (Diesel)
- Fuel lourd (Fuel BTS) – utilisé localement ou exporté.

1.3. La raffinerie d'Arzew

La raffinerie de pétrole Arzew Oran en Algérie a une histoire qui remonte aux années 1950. Elle a été construite dans le cadre d'un accord de coopération entre l'Algérie et la France, qui visait à développer l'industrie pétrolière dans le pays. Elle est située dans la zone industrielle sur le plateau d'El Mahgoune à deux kilomètres de la ville d'Arzew et environs 40 kilomètres de la ville d'Oran. Elle occupe 170 hectares et se situe au voisinage du port d'Arzew, lui permettant les enlèvements par bateau.²

1.3.1. Capacité de traitement

La raffinerie dispose d'une capacité de traitement de 3,5 millions de tonnes/an de pétrole brut saharien (HASSI-MESSAOUD) et de 280.000 tonnes/an de brut réduit importé (BRI) pour satisfaire les besoins de consommations internes en carburants, lubrifiants, bitumes et aussi exporter les produits excédentaires (Naphta, Kérosène, Fiouls).³

1.3.2. Infrastructures principales

La raffinerie est divisée en quatre unités de production :⁴

- Unité production (1) : qui englobe les zones : 03, 04, 06,07 et 10.

¹ Mebarki Amina, « *Etude de vérification des paramètres de fonctionnements de la Colonne C302 de l'unité Gas-plant de la raffinerie d'Alger* », Mémoire de Master, faculté des hydrocarbures, Université de Boumerdès, 2016, p2.

² BERDJOUH Yazid, RABEHI Ahmed Rida « *La production des huiles lubrifiantes respectueuses de l'environnement par l'extraction des hydrocarbures aromatiques polycycliques.* », Mémoire de Master, université OUARGLA 2022, p 4.

³ Rou, R. « Raffinerie d'Arzew » [Diaporama]. Consulté le 15/04/2025 sur : <https://fr.slideshare.net/slideshow/raffinerie-darzew/62458803>

⁴ Ibid

- Unité production (2) : englobe les zones : 05 et 19.
- Unité production (3) : englobe les zones : 3000 et 3900.
- Unité production (4) : englobe les zones : 27 et 28.

Ces zones, bien qu'elles fassent partie du même complexe, assurent chacune un rôle distinct dans le processus de raffinage.

1.3.3. Produits fabriqués (Capacités de production)

La production de la raffinerie est très diversifiée, elle se compose de : ¹

- GBL : Propane Butane ;
- Carburants : essence super, essence normale, naphta, kérosène, gas-oil, fuel BTS, fuel HTS ;
- Lubrifiants : huiles de base, huiles finies, paraffines, graisses ;
- Bitume : Bitume routiers, Bitume oxydés.

1.4. Raffinerie HASSI MESSAOUD RHM2

La raffinerie HASSI MESSAOUD RHM2, conçue en 1979 pour traiter du pétrole brut de HASSI MESSAOUD afin de répondre à la demande en gasoil du sud-est du pays, tout en fournissant des carburants pour le parc automobile et l'aviation².

1.4.1. Capacité de traitement

La raffinerie dispose d'une capacité de traitement de 1.07 Millions de tonnes par an du pétrole brut de HASSI MESSAOUD.

1.4.2. Infrastructures principales

Elle se compose de quatre unités : ³

- Unité 200 : Distillation atmosphérique de (Topping).
- Unité 300 : Traitement préalable du naphta.
- Unité 800 : Reformage catalytique.
- Unité 900 : stockage et usage.

¹ Ibid

² Bouhoun ali noureddine, Fethiza tedjani youcef « Revalorisation du GPL au niveau de la raffinerie de Hassi messaoud RHM2 », mémoire de master, université de Ouargla ,2017. P 7.

³ Ibid

1.4.3. Produits fabriqués (Capacités de production)

La production de la raffinerie est très diversifiée, elle se compose de : ¹

- Super essence : 42 000 tonnes par an ;
- Essence standard : 42 000 tonnes par an ;
- Kérosène : 40 500 tonnes par an ;
- Gasoil : 412 000 tonnes par an.

1.5. Raffinerie de Skikda

La raffinerie a connu le démarrage de la production en mars 1980. Elle occupe une position cruciale pour l'approvisionnement en divers produits pétroliers, qu'ils soient terminés ou semi-finis, de la région centrale du pays.²

1.5.1. Capacité de traitement

La raffinerie dispose d'une capacité de traitement de pétrole brut d'une capacité de 16,5 Millions de tonnes par an et de 279 000 tonnes par an pour le brut réduit importé (BRI). ³.

1.5.2. Infrastructures principales

La Raffinerie de Skikda elle comprend deux unités de traitement de pétrole brut. ⁴

1.5.3. Produits fabriqués (Capacités de production)

Cette raffinerie produit du GPL et Essence, du Naphta, du kérosène, du gasoil, du fuel, des **bitumes** (routiers et oxydés) des aromatiques (benzène, toluène, mélange xylène et para xylène). ⁵

1.6. Topping condensat de Skikda

Mise en service en 2009, conçue pour traiter le condensat de champ Hassi Messaoud et Hassi R'MEL.

1.6.1. Capacité de traitement

Sa capacité de traitement de 05 Millions tonnes par an de condensat.

¹ SMAHI MALIKA, HOUGGANA ABDELMOUTALEB « *La Faisabilité de production de GPL à la raffinerie de Hassi-Messaoud RHM2* » Mémoire de Master, Université Oran 2,2018, p 4.

²Kaoud, N. « *Raffinerie de Skikda – Chapitre 1 : Présentation* », [Document technique]. Consulté le 13/04/2025, sur : https://www.researchgate.net/publication/341325552_Raffinerie_de_Skikda_Chap1_Presentation

³ Ibid

⁴ Ibid

⁵ Ibid

1.6.2. Produits fabriqués (Capacités de production)

Cette raffinerie est destinée à produire du Butane, du gasoil, du Kérosène et du naphta¹.

1.7. Raffinerie d'Adrar

Son démarrage a eu lieu en mai 2007. Cette raffinerie est destinée à l'approvisionnement des régions du Sud algérien en produits pétroliers.

1.7.1. Capacité de traitement

Sa capacité de traitement est de 600 000 Tonnes/an de pétrole brut².

1.7.2. Infrastructures principales

La raffinerie RA1D dispose de trois unités de production : ³

- Unité de distillation atmosphérique ou TOPPING ;
- Unité de REFORMING CATALYTIQUE;
- Unité de craquage catalytique ou FCC.

1.7.3. Produits fabriqués (Capacités de production)

Cette raffinerie produit du GPL, d'essence, du kérosène et du Gasoil.

D'après le tableau 2.1 suivant, le système de raffinage algérien repose sur un ensemble de cinq raffineries principales réparties entre Skikda, Arzew, Alger, Hassi Messaoud et Adrar, pour une capacité totale de traitement de pétrole brut estimée à 24,62 millions de tonnes par an, portée à 25,565 millions de tonnes après la réhabilitation de la raffinerie d'Alger. Ces unités produisent une large gamme de produits pétroliers, dont l'essence, le gasoil, le kérosène, le fuel, le bitume et divers lubrifiants. En complément, une installation dédiée au traitement de condensat, le Topping RA2.K à Skikda, affiche une capacité annuelle de 5 millions de tonnes, orientée vers la production de butane, gasoil, kérosène et naphta. Cette infrastructure constitue l'ossature de l'approvisionnement domestique en carburants raffinés.

¹ Deradji, M.&Mekhelfi, H. R, « Optimisation des paramètres de marche de la colonne 100-T-201 de l'unité de Topping condensat de la raffinerie de Skikda (RA2K) », Mémoire de Master, faculté des hydrocarbures, Université de Boumerdès 2021. Page13,14.

² Boumachouene, I & Kanoune, S. « Étude du fonctionnement de la colonne de désulfuration des GPL C-203601 en utilisant différents types d'amine (MEA, DEA et MDEA) au niveau de la raffinerie d'Adrar », Mémoire de Master, faculté des hydrocarbures, Université de Boumerdès ,2024, page 4,5.

³Ibid

Tableau 2. 1: Les raffineries, avec leur capacité de traitement et les produits fabriqués

Raffinerie	Capacité actuelle (en Millions Tonnes/an)	Après Réhabilitation de la raffinerie d'Alger	Les produits fabriqués
Traitement de pétrole brut			
Raffinerie de Skikda (RA1K)	16.5	-	GPL, Essence, Naphta, kérosène, gasoil, fuel, bitume
Raffinerie Arzew (RA1.Z)	3.75	-	GBL, essence, naphta, kérosène, gas-oil, fuel Lubrifiants : huiles de base, huiles finies, paraffines, graisses Bitume
Raffinerie d'Alger (RA1.G)	2.7	3.645	Butane, Propane, Naphta Essence, Kérosène Gasoil, Fuel lourd
Raffinerie de Hassi-Messaoud (RHM)	1.07	-	Essence, Kérosène, Gasoil
Raffinerie d'Adrar (RAD)	0.6	-	GPL, essence, kérosène, Gasoil.
Total	24.62	25.565	
Traitement de condensat			
Topping Condensat (RA2.K)	5	-	Butane, gasoil, Kérosène naphta.

Source : Réalisé par nous-mêmes

2. Les procédés de raffinage

Les procédés de raffinage du pétrole regroupent un ensemble d'opérations physiques et chimiques visant à transformer le pétrole brut en produits finis utilisables. Cette chaîne se divise en deux grandes phases :

- Prétraitement (tissage) du brut avant raffinage
- Raffinage

2.1. Traitements en surface du pétrole (désalage)

Les hydrocarbures (pétrole et gaz) provenant des puits de production ne peuvent pas être commercialisés en l'état aux divers consommateurs. Ils doivent subir un certain nombre de traitements sur le champ de production afin de répondre aux spécifications de qualité souhaitées par les clients. Un réservoir de pétrole brut génère un amalgame d'hydrocarbures lourds et légers sous forme liquide et gazeuse, auquel peuvent s'ajouter des composants gazeux non hydrocarbonés (comme l'azote, le dioxyde de carbone, l'hydrogène sulfuré...) ainsi que de l'eau variablement salée et potentiellement des solides.

Les procédures consistent à :

- Stabiliser le brut en le dissociant de la phase gazeuse ;
- Évacuer l'eau ;
- Supprimer les sels et les dépôts.

On peut résumer les traitements réalisés de la manière suivante : ¹

- Le brut est acheminé vers des séparateurs successifs, ou une colonne (ou les deux), pour favoriser l'élimination des hydrocarbures légers et la sédimentation de l'eau. On dit que le produit obtenu est stabilisé. En fonction de la pression du gisement, la séparation peut être réalisée en deux, trois ou quatre phases, c'est-à-dire à l'aide de deux, trois ou quatre séparateurs consécutifs disposés en séquence : ce qui donne lieu à une séparation haute, moyenne et basse pression (HP, MP et BP) ;
- Les gaz résiduels sont traités en vue de leur réutilisation sur le site de production ou pour leur expédition ;
- On mélange ensuite le brut stabilisé à de l'eau douce et on le traite dans un ou deux dessaleurs ;
- Dans l'appareil de dessalement, l'eau dissipe le sel et entraîne les sédiments par gravité. En règle générale, la séparation gravitaire est facilitée en générant un fort champ électrique dans le dessaleur à l'aide d'électrodes ;
- Par la suite, le pétrole dessalé passe par une ultime étape de dégazage avant d'être envoyé vers l'installation de stockage. Il est par la suite acheminé par voie maritime ou par pipeline.

¹ Bedda, « *introduction aux traitements en surface du pétrole* », Cours raffinage, Master 1, Faculté des Hydrocarbures, université de Boumerdes 2024, p 1.

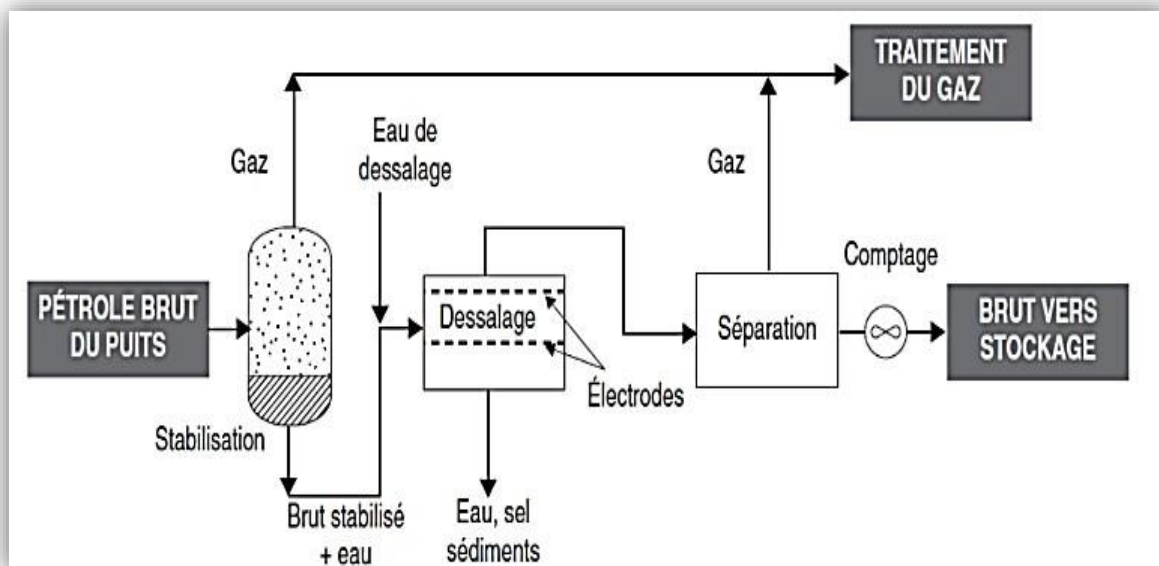


Figure 2. 1: Traitement du pétrole brut sur champ de production

Source : Bedda , « introduction aux traitements en surface du pétrole », Cours raffinage, Master 1, Faculté des Hydrocarbures, université de Boumerdes, 2024, p 1.

2.2. Vérifications de qualité du pétrole brut dans la raffinerie

Lors de l'envoi et de l'arrivée du pétrole brut dans une raffinerie, certaines vérifications de qualité sont spécifiquement effectuées : ¹

- Le contenu en eau et sédiments (appelé BSW : Basic Sediment and Water) : des valeurs standard BSW se situent généralement entre 0,1 % et 1 % ;
- La salinité (Contenu en sel) : valeurs fréquemment rencontrées salinité variant de 40 à 80 mg/l (indiquée en nacl) ;
- La densité - le contenu en H₂S.

Des facteurs tels que la pression de vapeur, la viscosité et le point d'écoulement sont aussi essentiels pour décider du mode de stockage et de la facilité d'écoulement.

2.3. Distillation atmosphérique

Quand le pétrole brut arrive à la raffinerie, la première chose qu'on fait, c'est de le chauffer dans un four à environ 400 °C. Une fois bien chaud, il est envoyé dans une colonne de distillation atmosphérique. À ce stade, le pétrole commence à se fractionner en plusieurs composants, en fonction de leur température d'ébullition.

¹ Hammoudi,S, « technique d'analyse du pétrole et des fractions pétrolières », cours de raffinage, master 1, faculté des Hydrocarbures et de la chimie, université de Boumerdes, année, p7.

Les produits les plus légers, comme le butane et le propane, montent tout en haut de la colonne. Plus on descend, plus on trouve des produits lourds, comme l'essence, le kérosène ou encore le gasoil. Quant aux fractions les plus lourdes, elles restent tout au fond de la colonne.¹

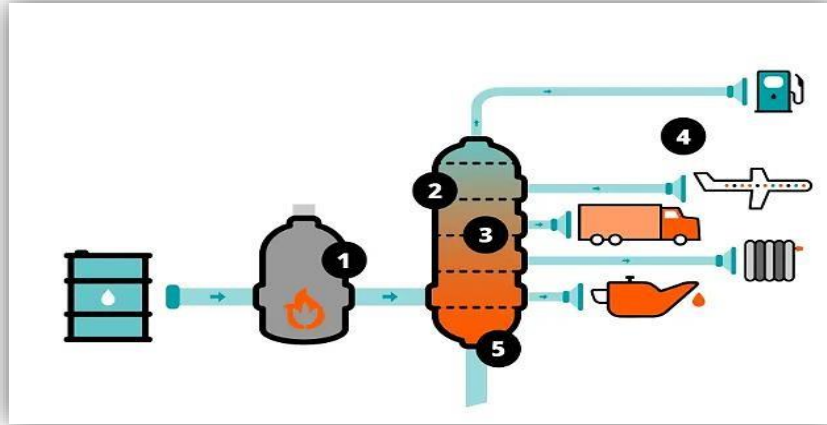


Figure 2. 2: Distillation atmosphérique

Source : <https://www.buschvacuum.com/global/fr/applications/crude-oil-distillation/>

2.4. Distillation sous vide

Ces résidus lourds sont ensuite envoyés dans une autre colonne, appelée colonne de distillation sous vide. Cette étape permet d'extraire différentes huiles de base, telles que l'huile de spindle (une huile très fluide), des huiles moyennes, ou encore des huiles très visqueuses. Et à partir des résidus restants, on peut aussi récupérer ce qu'on appelle des huiles DAO, grâce à un procédé appelé désasphaltage, qui sert à enlever les composés les plus lourds comme les asphaltènes.²

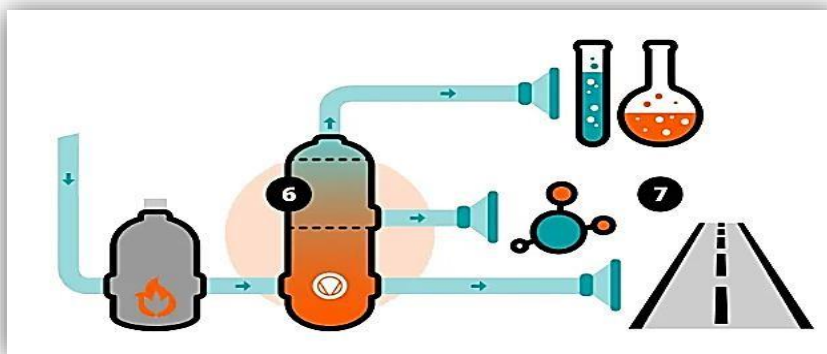


Figure 2. 3: Distillation sous vide

Source : <https://www.buschvacuum.com/global/fr/applications/crude-oil-distillation/>

¹ Ibid

² Ibid

2.5. Convesion

Même après la distillation, les produits obtenus ne sont pas toujours parfaitement purs. Par exemple, le kérosène peut encore contenir un peu d'essence, ou le gasoil un peu de kérosène. Pour corriger cela et améliorer la qualité des produits, ils passent par des unités de conversion. Là, on les traite davantage, parfois jusqu'au niveau moléculaire, grâce à des procédés comme :

- Le craquage catalytique
- Le reformage
- L'isomérisation ou encore
- L'hydrotraitement.

Ces étapes permettent non seulement d'affiner la séparation, mais aussi d'augmenter la valeur commerciale des produits. Cependant, dans le cas du pétrole algérien, réputé pour sa pureté et sa faible teneur en soufre, il n'est pas toujours nécessaire de passer par toutes ces étapes complexes. Sa qualité naturelle simplifie le raffinage, ce qui permet de réduire les coûts de traitement tout en obtenant des produits finis de bonne qualité.¹

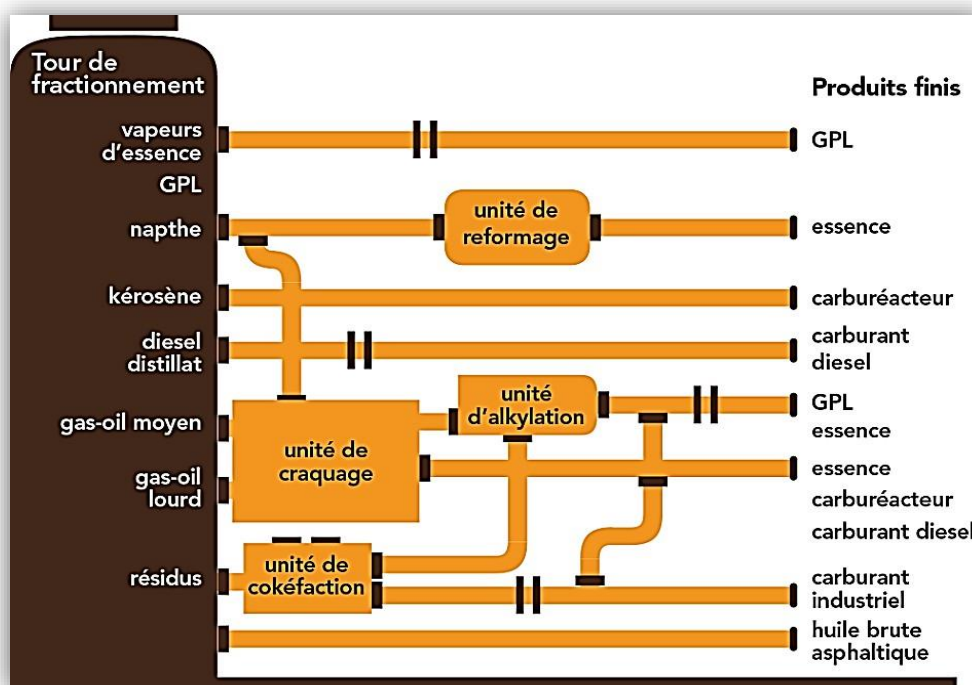


Figure 2. 4: Schéma simplifié d'une raffinerie de pétrole

Source : <http://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marchés/2018/aperçu-marché->

¹ Document interne de SONATRACH.

3. Production de l'essence et de gas-oil en Algérie

Cette partie présente une vue d'ensemble de la production d'essence et de gasoil en Algérie. Elle aborde d'abord la définition et les principales caractéristiques de ces deux carburants, avant d'en détailler les types ainsi que le processus de production au sein des raffineries nationales.

3.1. Production de l'essence en Algérie

L'Algérie est classé troisième pays où le prix du carburant est le moins cher au monde, selon une enquête réalisée par une maison de courtage française spécialisée dans la location de voitures.¹⁷ La consommation des essences en Algérie et Selon les données chiffrées de la Sonatrach, la croissance de la demande nationale en carburants (gasoil et essence) dépasse la moyenne annuelle de 7%. En 2003, le pays consommait 7,5 millions de tonnes de carburant automobile. En 2011, cette quantité est passée à près de 12 millions de tonnes (8,9 millions de tonnes de gasoil et 3 millions de tonnes d'essence). Ce qui représente une forte hausse, dépassant les 70% en neuf ans, ce qui est énorme. En parallèle, les capacités nationales théoriques de raffinage ont stagné autour de 22 millions de tonnes de pétrole brut. La totalité des raffineries en activité dans le pays sont dotées d'une capacité avoisinant les 22 millions de tonnes. Et pour faire face à la forte croissance de la demande la compagnie pétrolière nationale a décidé de lancer un important plan de modernisation des trois grandes raffineries.¹

3.1.1. Définition

L'essence est le produit de raffinage le plus crucial, elle se compose d'un amalgame de fractions d'hydrocarbures ayant un point d'ébullition relativement bas, incluant notamment le reformé, le naphta aliphatique (naphta léger dérivé de la distillation directe), le naphta aromatique (naphta produit par craquage thermique et catalytique) ainsi que divers additifs.

Le terme générique « essence » fait référence à tous les carburants employés dans les moteurs à allumage par étincelle, communément appelés « à explosion », bien que cette appellation soit aujourd'hui peu courante.²

¹ Dougha, H& Bendjedia, A. « *Optimisation des schémas de production de l'essence sans plomb au sein de SONATRACH* », Mémoire de Master, Université de Boumerdès, Faculté des sciences, 2022, pp17-18.

² Kraus, R. S. (s.d.). « *Chapitre 78 – Le raffinage du pétrole* », Publication institutionnelle officielle, Consulté le 02/05/2025, sur : <https://www.ilocis.org/fr/documents/ilo078.htm>

3.1.2. Les différents types de l'essence

En vérité, les carburants se divisent en diverses catégories ou « grades » en fonction de leurs indices d'octane. Ainsi, on distingue les « essences ordinaires » (appelées « regular » en anglais) des « supercarburants » (connus sous le terme « premium »).

Une autre méthode de distribution est basée sur la présence ou l'absence d'alkyles de plomb dans ces produits. Ainsi, une station-service donnée peut fournir une gamme considérable de types d'essence : essence ordinaire ou super, avec ou sans plomb.¹

3.1.2.1. Essence ordinaire

Autrefois largement utilisée dans le secteur automobile, a peu à peu été remplacée par le supercarburant. Caractérisé par un indice d'octane pour moteur minimum de 81 et un indice d'octane pour recherche minimum de 91.²

3.1.2.2. Essence super

Le supercarburant « super » offre un pouvoir détonnant supérieur à l'essence ordinaire, qu'il a progressivement remplacée en raison des meilleures performances qu'il offrait. Son pouvoir explosif renforcé était dû à l'incorporation d'Alkyls de plomb³.

3.1.2.3. Essence sans plomb

Comme son nom l'indique à remplacer le plomb par du potassium qui assure l'ajustement de l'indice d'octane (mais ne lubrifie pas les queues de soupapes lubrifiées par l'huile sur les moteurs modernes, pour les moteurs anciens il faut rajouter un additif appelé substitut plomb qui assure cette lubrification). Il y a deux types de sans plomb : ⁴

→ Sans plomb 98 –indice d'octane de 98–qui comporte donc 98% d'octane et 2% d'heptane.

→ Sans plomb 95 –indice d'octane de 95 –qui comportent 95% d'octane et 5% d'heptane. (C'est la norme Européenne).

Notons que, la sélection des indices d'octane disponibles à la pompe peut varier considérablement d'une région à l'autre.

¹Guibet, J.-C, « *Carburants et moteu3.1.2.3.rs* », Livre scientifique, 1997, p26.

²Kouacem, S. « *Une étude théorique de la production d'essence (une étude comparative)* » Mémoire de Master, Université Ouargla, 2021 , P16.

³ Ibid

⁴ Ibid

3.1.3. Le processus de production de l'essence

3.1.3.1. La séparation du pétrole

Le pétrole est chauffé à 350-400 °C, à pression normale, dans une tour de 60 mètres de haut – que l'on appelle aussi « topping ». Une réaction chimique se produit : les vapeurs de brut remontent dans la tour, les résidus lourds restent à la base¹.

3.1.3.2. L'extraction des fluides

Toujours dans l'édifice de séparation, les molécules vont se condenser successivement en liquides de légèreté croissante. Seuls les gaz parviendront au sommet de la tour, où la température n'est « plus que » de 150 °C. Les bitumes, très visqueux, resteront au fond.

On doit donc collecter ces liquides : des plateaux sont disposés à divers étages de la tour. Chaque coupe pétrolière est appelée fraction de distillation. C'est ici que la première distinction se fait entre l'essence, produite à partir des zones élevées, et le gazole, qui est plus lourd et requiert une distillation supplémentaire².

3.1.3.3. L'intervention des unités de raffinage.

Une fois la distillation effectuée, il est nécessaire d'effectuer une conversion pour produire de l'essence. Comme son appellation le suggère, l'objectif est de convertir les liquides collectés en produits utilisables, conformes aux standards de qualité (volatilité, indice d'octane, densité...) actuellement appliqués.

La conversion implique l'utilisation de 5 méthodes distinctes :

- L'alkylation ;
- L'isomérisation ;
- Le reformage ;
- Le craquage catalytique ;
- L'éthérification.

Ces méthodes faciliteront l'obtention de « bases », qui seront combinées en proportions variables en fonction des produits désirés et des caractéristiques requises. Pour produire de l'essence sans

¹ TotalEnergies. « **Fabrication de l'essence : comment ça marche** », Consulté le 02/05/2025, sur le lien : <https://services.totalenergies.fr/particuliers/conseils/energies-vehicules/carburants-thermiques/tout-comprendre-fabrication-essence>

² Ibid

plomb, on utilisera du butane, de l'alkylat, de l'isomérat, du reformat et un dérivé de l'éthérification.¹

3.1.3.4. Le perfectionnement

Le perfectionnement est l'une des phases finales dans le processus de production de l'essence. L'objectif est de minimiser, voire d'éliminer complètement, les substances corrosives ou nuisibles pour l'environnement. Dans ce contexte, le soufre est particulièrement ciblé, un niveau de soufre inférieur à 10 ppm (équivalent à 10 mg/kg), que ce soit pour l'essence ou le diesel. Il sera aussi question de travailler sur les carburants afin d'améliorer leur indice d'octane, qui évalue la résistance à l'auto-allumage – c'est-à-dire la capacité du carburant à s'enflammer spontanément dans un moteur à combustion, sans l'aide d'une bougie. L'indice d'octane, qui est évalué sur une échelle allant jusqu'à 100, devrait se situer entre 95 et 98. c'est ce que signalent les carburants « sans plomb 95 » et « sans plomb 91 ».²

3.1.3.5. Les phases finales

Le carburant ainsi produit, conforme aux standards de qualité, est livré par camions-citernes vers les réservoirs souterrains des stations-service dans la région, avant d'être mis à disposition des consommateurs.³

La production d'essence sans plomb repose sur le mélange précis de plusieurs composants, chacun apportant des propriétés spécifiques au produit final :

- **Gasoline** : Constitue la base principale, obtenue par distillation ou craquage.
- **Isomérat** : Produit par isomérisation, il permet d'augmenter l'indice d'octane.
- **Butane** : Sert à améliorer les propriétés de combustion et à ajuster la pression de vapeur.
- **Naphtha lourd** : Composant plus lourd, utilisé après traitement ou craquage.
- **Naphtha léger** : Augmente le volume du mélange et améliore certaines caractéristiques.
- **MTBE (Méthyl Tert-Butyl Éther)** : Additif oxygéné, il élève l'indice d'octane et contribue à la réduction des émissions polluantes.

L'ensemble de ces composants est dirigé vers une unité de mélange (« Blender ») où ils sont combinés selon des proportions précises, afin de garantir une essence sans plomb conforme aux exigences de qualité et aux normes environnementales.⁴

¹ Ibid.

² Ibid.

³ Ibid.

⁴ Wauquier, J.-P. « Le raffinage du pétrole : Procédés de séparation », (s.e), (s.d), p283.

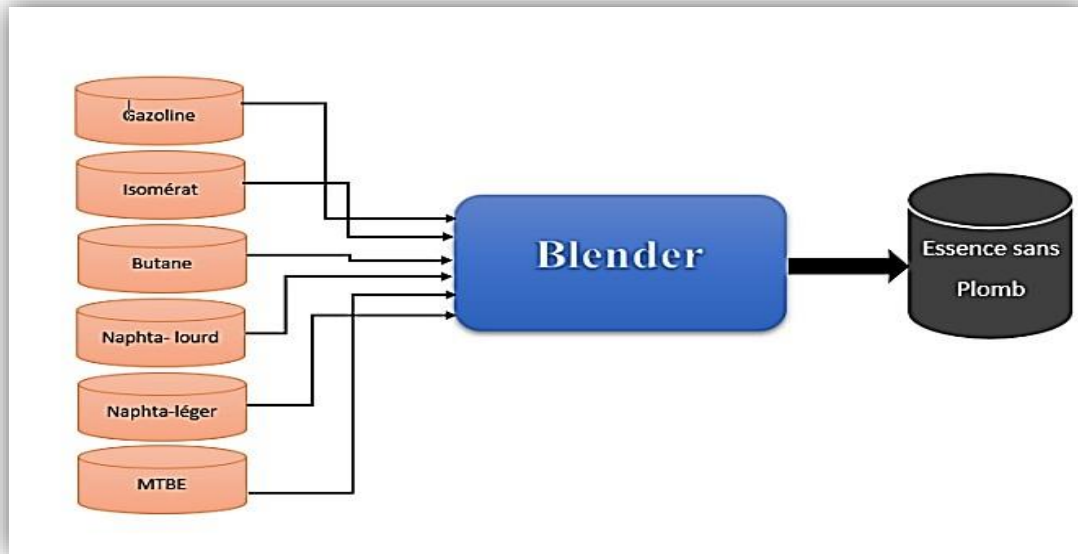


Figure 2. 5: Schéma des opérations de mélange d'essence

Source : <http://dlibrary.univ-boumerdes.dz:8080/bitstream/123456789/12477/1/documentt.pdf>

Le but du mélange d'essence est de déterminer la combinaison idéale pour maximiser le bénéfice global tout en répondant aux exigences réglementaires environnementales et à la demande du marché.¹

3.2. Production de Gas-oil en Algérie

3.2.1. Définition

Le gas-oil est un mélange complexe obtenu par la distillation atmosphérique du pétrole brut à des températures variant de 200 °C (392 °F) à 350 °C (662 °F). Il est constitué de :²

- 64% d'hydrocarbures aliphatiques (nombre de carbones principalement compris entre C9 et C20) ;
- 35% d'hydrocarbures aromatiques (incluant le benzène et les hydrocarbures aromatiques polycycliques) ;
- 1 à 2% d'hydrocarbures oléfiniques.

Son point d'ébullition se situe entre 163 et 357 °C (325 et 675 °F). Les combustibles diesel sont catégorisés selon le type de moteur qui les consomme, allant de 1-D (pour les moteurs à grande vitesse avec des variations fréquentes de charge) à 4-D (pour les moteurs à faible vitesse).

¹ Dougha, H, Bendjedia, A, op.cit., p20.

² Kasmouri.S, Dokkar. S, Djahra H. S. , « Augmentation de la production de Gasoil – RHM2/HMD »,Mémoire de Master, Université Ouargla, 2022 , P15.

3.2.2. Processus de Production

Suite à la distillation du pétrole brut à l'atmosphère, le gasoil est extrait des régions médianes de la colonne, à des températures variantes entre 250°C et 350°C. Ce diesel, qualifié de « brut », conserve des substances indésirables comme le soufre, l'azote, l'oxygène et quelques métaux. Il est donc soumis à un traitement par hydrogénation (Hydrotraitement ou Hydrodésulfuration), durant lequel il est chauffé sous une pression élevée en présence d'hydrogène (H₂). Le sulfure d'hydrogène (H₂S) est produit par la réaction du soufre avec l'hydrogène, qui est par la suite isolé.

Le pétrole brut algérien, connu pour sa faible présence d'impuretés, se prête à un traitement assez aisé, où un simple hydrotraitement est suffisant pour obtenir un gasoil conforme aux exigences des moteurs diesel.

Par la suite, le gasoil subit un traitement complémentaire pour augmenter son indice de cétane, étape essentielle pour améliorer la vitesse d'auto-allumage et l'efficacité de la combustion dans les moteurs diesel. Cette amélioration permet ainsi de rendre le gasoil conforme aux exigences des moteurs diesel, tout en réduisant les émissions polluantes et en optimisant les performances.¹

¹ Réalisé par nous-même à l'aide de références : Science Channel, « *How Diesel is Made: From Crude Oil to Fuel – A Step-by-Step Refinery Process*, [Vidéo] sur YouTube: <https://youtu.be/UQax2Sqs0iM>, Consulté le 31 mai 2025.

Conclusion

Bien que l'Algérie soit l'un des plus grands producteurs de pétrole au monde et dispose de cinq raffineries d'une capacité totale d'environ 562 000 barils par jour, sa capacité de raffinage demeure insuffisante pour répondre simultanément aux exigences d'une pétrochimie de pointe et à une demande intérieure en constante augmentation.

En effet, ses raffineries reposent principalement sur des unités de distillation basique, manquent d'unités de conversion avancées telles que l'hydrocracking et le craquage catalytique profond, ce qui limite la production d'essence à indice d'octane élevé et de gazole à faible teneur en soufre.

De plus, les bruts à haute teneur en soufre destinés à l'exportation nécessitent un prétraitement coûteux, tandis que la demande locale en produits légers croît à un rythme annuel supérieur à 4 %. Tout cela contraint l'Algérie à importer d'importantes quantités d'essence et de gazole pour combler ce déficit, malgré ses abondantes ressources en brut.

*Chapitre 03 : Dépendance énergétique
en Algérie (gazoil et essence) : état des
lieux et options prospectives
(2025–2050)*

Introduction

Bien que l'Algérie dispose d'importantes ressources en pétrole brut et d'une industrie pétrolière historiquement structurée, il continue d'importer une part significative de ces carburants raffinés, le gazoil et l'essence, pour satisfaire la demande nationale croissante. Cette situation paradoxale pèse lourdement sur la balance commerciale, fragilise la sécurité énergétique et expose le pays à la volatilité des marchés internationaux.

Face à une consommation intérieure en constante augmentation, notamment dans les secteurs des transports, de l'agriculture et de l'industrie, le déficit entre l'offre locale et la demande en gazoil et en essence tend à se creuser.

Ce chapitre s'attache donc à analyser, de manière prospective, les déséquilibres structurels du marché national des carburants, gazoil et essence, à l'horizon 2050. Il examine d'abord l'évolution attendue de l'offre et de la demande, puis évalue plusieurs options stratégiques susceptibles de réduire cette dépendance, avant de simuler les effets économiques de ces solutions sur le long terme.

1. Présentation de l'entreprise d'accueil

Dans le cadre de la rédaction de mon mémoire pour l'obtention du Master 2 en économie pétrolière, j'ai effectué mon stage au sein de la Direction Générale de Sonatrach, plus précisément au niveau de la Direction SPE (Structure Pôle Exploitation). Cette direction est responsable de la planification et du suivi stratégique de l'exploitation du pétrole brut, ainsi que de la définition des orientations entre son exportation et son affectation au raffinage local.

1.1. Direction SPE (Structure Pôle Exploitation)

1.1.1. Organigramme de la DCP SPE

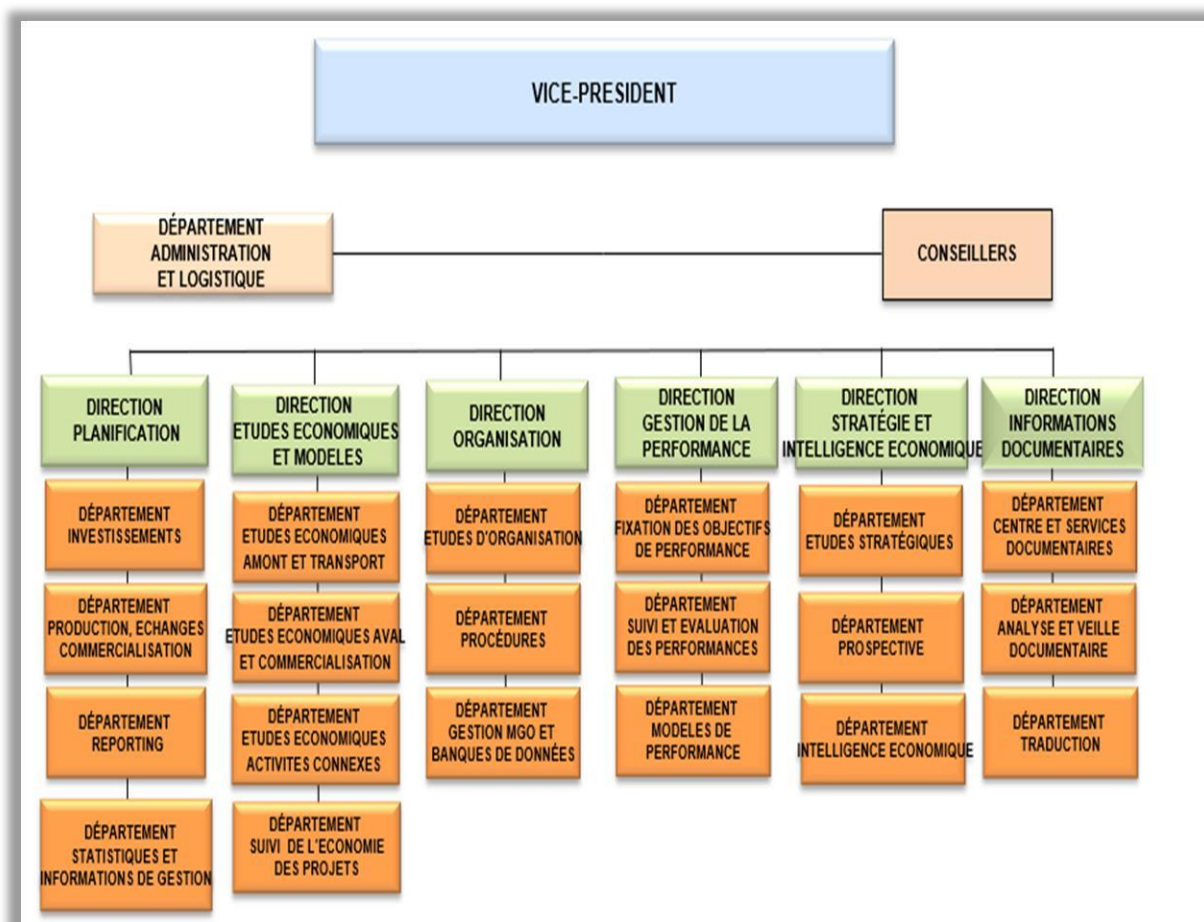


Figure 3. 1: Organigramme de la DCP SPE

Source : Document interne de Sonatrach

1.1.2. Missions Principales

- L'animation du processus de formulation, d'adoption et de suivi de la mise en œuvre de la stratégie de la Société ;
- La mise en œuvre et coordination du processus de gestion et suivi des performances au sein de la Société ;
- La réalisation et la coordination des études de veille, de prospective et de stratégie ;
- La définition et mise à jour, en collaboration avec les Activités et Structures de la Société, d'indicateurs clés de performance par métier ;
- L'organisation, l'animation et la coordination du processus de planification, en particulier les plans à moyen terme et les plans annuels ;
- L'organisation, l'animation, la coordination et le contrôle du processus de gestion et de suivi des performances ;
- L'organisation, l'animation et la coordination du cadrage stratégique de la Société ;
- La réalisation, sur une base périodique, d'études sur le positionnement de SONATRACH, par métier/ segment/ produit ;
- La réalisation, sur une base périodique, d'études sur le positionnement des concurrents, partenaires et clients de SONATRACH ;
- L'élaboration des études économiques des projets de la Société ;
- L'élaboration, le suivi et la mise en œuvre d'un système d'évaluation économique du portefeuille de la Société en Algérie et à l'étranger ;
- L'élaboration des normes et standards, en matière d'évaluation économique, leur diffusion et le contrôle de leur mise en œuvre ;
- La définition des règles, normes et procédures générales de gestion et d'administration adaptées aux objectifs et aux spécificités des domaines d'activités de la Société ;
- La réalisation d'études d'organisation générales ou spécifiques a une fonction ou un domaine d'activité ;
- L'élaboration des textes d'organisation et directives de gestion, leur ordonnancement, diffusion ainsi que le contrôle de leur mise en application ;
- L'assistance dans le domaine d'études, de planification, d'organisation et de procédures ;
- La consolidation et le traitement de l'information relative à l'activité de la Société et le suivi des performances ;

- Le développement, en relation avec les institutions universitaires et les organismes spécialisés, de nouvelles méthodes, en termes d'évaluation économique, de management de risque et d'optimisation de portefeuille ;
- La définition de la politique documentaire de la Société en matière de gestion documentaire et la promotion d'une culture de gouvernance documentaire pour la préservation et le développement du patrimoine documentaire de la Société ;
- La constitution de centres d'expertise dans chacun des domaines.

1.2. Direction Planification « PLF »

1.2.1. Organigramme de la Direction Planification

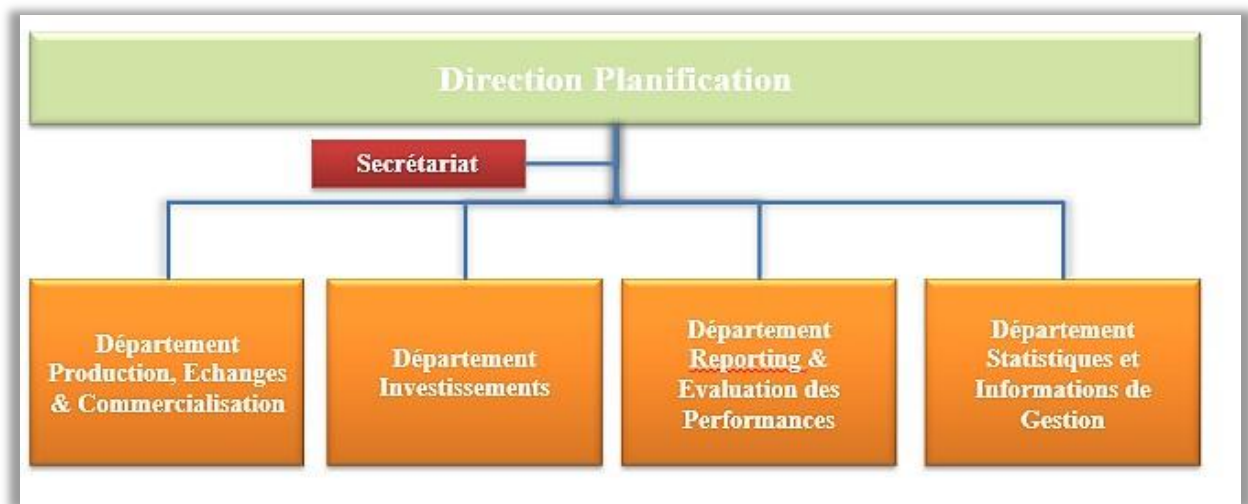


Figure 3. 2: Organigramme de la Direction Planification

Source : Document interne de Sonatrach

1.2.2. Les missions principales

- Elaboration des politiques en matière de planification et suivi de leur mise en œuvre ;
- Animation, coordination et contrôle du processus de planification ;
- Préparation en collaboration avec la Direction Gestion de la Performance, pour examen et adoption par la Direction Générale, de la note d'orientation générale pour l'élaboration des plans annuels et à moyen terme de la société ;
- Cohérence entre les plans des Activités et des Structures en matière d'investissement, de flux et de commercialisation ;
- Consolidation en collaboration avec les Activités et Structures des plans annuels et à moyen terme en matière de production, échanges, commercialisation et investissements ;

- Elaboration des décisions d'exécution des plans annuels en matière de production, échanges, commercialisation et investissements ;
- Elaboration des révisions budgétaires en fonction de la demande des Activités et structures de la Société ;
- Elaboration en collaboration avec les Activités et Structures des rapports d'exécution des plans et du rapport de gestion de chaque exercice soumis à l'adoption des organes sociaux de la société en matière de production, échanges, commercialisation et investissements ;
- Coordination du reporting découlant du processus de planification en matière de production, échanges, commercialisation et investissements ;
- Prise en charge du secrétariat du Comité de Coordination Production Transport et Commercialisation ;
- Prise en charge de l'interface avec les institutions en matière d'informations économiques et de données statistiques ;
- Coordination avec la DCP RHU en matière de mise en œuvre du Système de Management de la Performance.

1.2.3. Travaux et Principaux livrables de la Direction Planification



Figure 3. 3: Travaux et Principaux livrables de la Direction Planification

Source : document interne de Sonatrach

2. Etude de marché national de gas-oil et d'essence

Dans le contexte du marché de gas-oil et d'essence en Algérie, l'étude de marché porte sur la période (2000–2024) et vise à évaluer la situation actuelle et les perspectives de la filière, en s'appuyant sur une analyse détaillée de la demande et l'offre nationale. Cette étude permet de dégager les grandes tendances du marché, d'en évaluer la stabilité et les ruptures, et de fournir des éléments utiles à la planification énergétique et à la prise de décision stratégique.

2.1 Analyse de la demande

L'analyse de la demande nationale permet d'identifier les tendances de consommation, d'anticiper les besoins futurs et de comprendre les facteurs qui influencent la dynamique énergétique du pays. Cette partie se concentre sur deux dimensions complémentaires : l'évolution de la demande en gasoil et en essence sur la période 2000–2024, et la répartition sectorielle de cette consommation.

2.1.1. Evolution de la consommation annuelle de gas-oil et d'essence

L'analyse de l'évolution de la demande en gasoil et en essence s'appuie sur des données annuelles couvrant la période 2000–2024. Ces données retracent les variations de la consommation nationale en volume, exprimées en milliers de tonnes, ainsi que les taux d'évolution annuelle correspondants.

Tableau 3. 1: Evolution annuelle de la consommation annuelle de gas-oil et d'essence (2000 2024)

Année	Gas-oil (M/t)	Taux d'évolution (%)	Essence (M/t)	Taux d'évolution (%)
2000	3,660794	/	1,9028907	/
2001	3,907285	6,73326606	1,864465	-2,01933301
2002	4,436278	13,5386336	1,850267	-0,76150531
2003	4,813296	8,49852061	1,969964	6,469174449
2004	5,231945	8,69776137	1,923429	-2,36222591
2005	5,5499232	6,07762887	1,954682	1,624858521
2006	6,03929664	8,81766148	2,03824669	4,275104083
2007	6,684995	10,6916152	2,060335	1,08369169
2008	7,494362	12,1072192	2,26611	9,987453497
2009	8,19869338	9,39814997	2,13859449	-5,62706621
2010	8,220673	0,26808686	2,696685	26,09613522
2011	8,810213	7,17143231	3,027881	12,28159759
2012	9,439503	7,1427331	3,41535	12,79670502
2013	9,783735	3,64671742	3,825505	12,00916451
2014	9,978241	1,98805466	4,123857	7,799022613
2015	10,616253	6,39403278	4,428269	7,381730259
2016	10,32269	-2,76522234	4,26862	-3,60522362
2017	10,082589	-2,3259538	4,1470369	-2,84829992

2018	10,348397	2,636307	3,93505	-5,11176787
2019	10,4965	1,43116852	3,916334	-0,47562293
2020	9,22	-12,1611966	3,362429	-14,1434566
2021	9,576	3,86117137	3,4223	1,780587783
2022	9,85	2,86131997	3,3443	-2,27916898
2023	10,383792	5,41920812	3,364128	0,592889394
2024	10,6114465	2,19240235	3,24583436	-3,51632399
TCAM (%)	4.77		2.31	

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

Sur l'ensemble de la période, la consommation de gasoil est passée de 3,66 millions de tonnes en 2000 à 10,61 millions de tonnes en 2024, soit un quasi-triplement en 24 ans. Cette progression correspond à un taux de croissance annuel moyen de 4,77 %. En parallèle, la consommation d'essence a augmenté plus modérément, passant de 1,90 à 3,24 millions de tonnes, avec un taux de croissance moyen de 2,31 %. L'analyse des taux annuels met également en évidence des phases de forte croissance, en particulier durant les années 2000, suivies d'un net ralentissement au cours de la dernière décennie. (Voir figure 3.4)

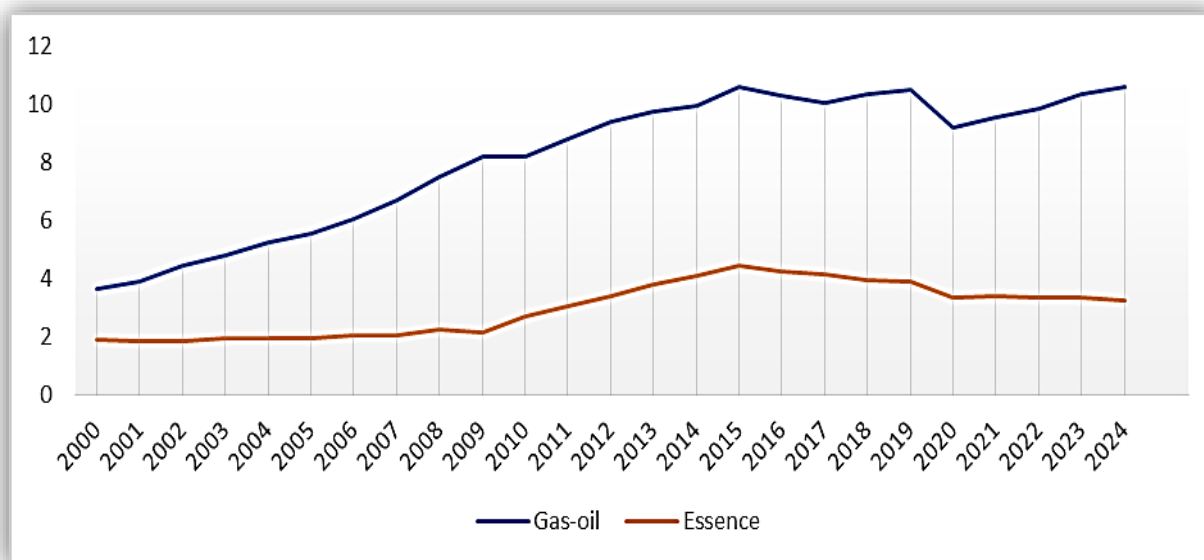


Figure 3. 4: La consommation nationale de gasoil

Source : Réalisé par nous-même

Le graphique ci-dessous met en évidence une progression constante de la consommation de gasoil entre 2000 et 2014. Cette tendance atteint un sommet en 2015, avec une consommation de 10,616253 millions de tonnes, avant de connaître un ralentissement graduel. Cette évolution reflète une demande structurellement élevée, soutenue par l'essor du transport routier de marchandises,

l'utilisation agricole du carburant, et les subventions ayant longtemps maintenu les prix à un niveau bas. Elle s'explique également par la croissance continue du parc automobile, qui dépassait les 4 millions de véhicules dès 2010.

En comparaison, la demande en essence, bien qu'en légère hausse jusqu'en 2015, demeure plus stable et tend à stagner, voire à reculer légèrement par la suite. Cette baisse s'accroît entre 2010 et 2024, principalement en raison de la réduction progressive des subventions, entraînant une hausse des prix à la pompe. En conséquence, de nombreux consommateurs, surtout dans le secteur des transports, ont réduit leur consommation ou se sont tournés vers le GPLc, un carburant plus économique et soutenu par l'État. Les campagnes de sensibilisation et les aides à l'équipement des véhicules en GPLc ont également favorisé ce changement. Par ailleurs, certaines années, notamment 2020, enregistrent des baisses marquées de la consommation d'essence, dues à des facteurs externes tels que la pandémie de COVID-19. Les mesures de confinement et la fermeture de nombreuses activités ont fortement réduit la circulation, contribuant ainsi à la baisse de la demande, dans un contexte de ralentissement économique général.

Globalement, la courbe du gasoil révèle une croissance plus prononcée que celle de l'essence sur l'ensemble de la période, traduisant son rôle prépondérant dans les secteurs du transport et de l'agriculture.

2.1.2. Répartition de la consommation Gas-oil et d'essence par secteur

La répartition de la consommation s'intéresse aux usages sectoriels (transport, agriculture, industrie, etc.) afin de déterminer les principaux moteurs de la consommation et d'évaluer leur évolution dans le temps.

2.1.2.1. Gasoil

Le gasoil est le combustible le plus utilisé à l'échelle nationale. On l'utilise surtout dans :

- Le transport routier de marchandises et de passagers : camions, bus, véhicules de transport collectif, constitue la part prédominante de la demande (80% de consommation totale) ;
- Le domaine agricole, en ce qui concerne l'approvisionnement en carburant pour les tracteurs, pompes et autres équipements ;
- L'industrie et les travaux publics, en particulier pour ce qui concerne les machines de construction.

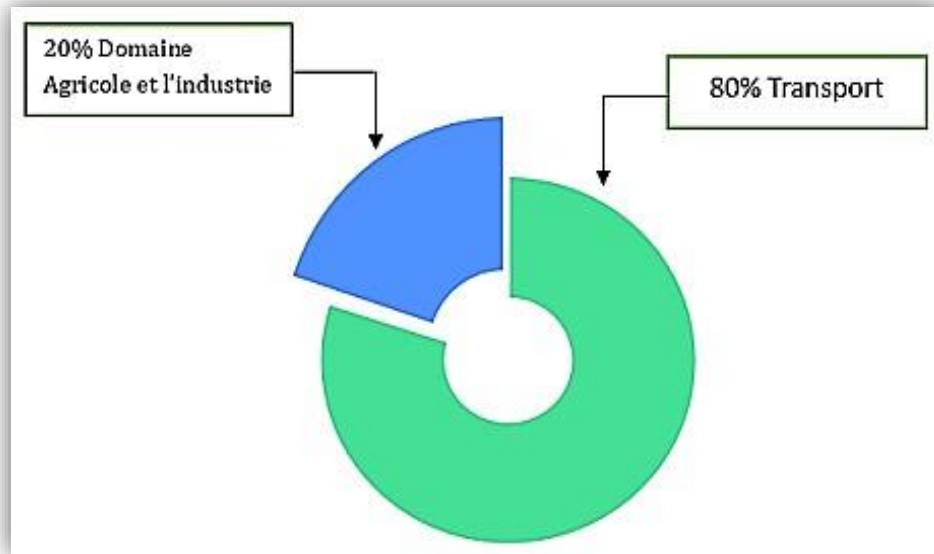


Figure 3. 5: Répartition de la consommation de gas-oil

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

2.1.2.2. Essence

L'usage principal de l'essence se retrouve dans le mode de transport individuel, surtout les automobiles privées

2.2. Analyse de l'offre locale

L'analyse de l'offre locale vise à évaluer la capacité de production nationale à répondre durablement à la demande intérieure. Cette partie s'appuie sur deux axes complémentaires : l'évolution de la production des raffineries entre 2010 et 2024 et l'étude détaillée de la production par raffinerie.

2.2.1. Evolution de la production locale de gasoil et d'essence (2010-2024)

L'évolution de la production des raffineries entre 2010 et 2024 permet de dégager les grandes tendances de l'offre nationale sur le long terme, d'identifier les phases de croissance, de stagnation ou de repli, et d'évaluer l'impact des politiques industrielles sur la filière du raffinage.

Tableau 3. 2: Evolution de la production nationale d'essence et gas-oil (2010/2024)

Année	Essence (Tonne)	TCA (%)	Gas-oil (Tonne)	TCA (%)
2010	2 666 905	/	7 797 719	/
2011	2 568 913	-3,67437	7 571 506	-2,90101
2012	2 269 810	-11,6432	6 865 543	-9,32394
2013	2 299 604	1,312655	7 043 222	2,587972
2014	3 007 074	30,76482	9 026 620	28,16039
2015	2 798 036	-6,95154	8 825 842	-2,2243
2016	2 612 974	-6,614	8 892 082	0,750526
2017	2 562 088	-1,94742	8 545 212	-3,90089
2018	2 205 928	-13,9012	7 856 451	-8,06019
2019	2 096 193	-4,97453	8 486 030	8,013534
2020	3 104 843	48,11815	9 503 286	11,98742
2021	3 424 641	10,29998	9 731 202	2,39828
2022	3 430 524	0,171788	9 767 354	0,371503
2023	3 545 657	3,356149	3678509,022	-62,33873
2024	3 678 509	3,74688	10803423,32	4,518265
TCAM (%)	2.32		2.35	

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

Entre 2010 et 2024, la production nationale de carburants (essence et gas-oil) a connu une évolution contrastée. La production de gas-oil est passée de 7,8 millions de tonnes en 2010 à 10,8 millions de tonnes en 2024, enregistrant un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 2,35 %. Cette évolution, bien qu'interrompue par quelques reculs, notamment en 2012 (-9,3 %) et en 2018 (-8 %), montre une tendance globale à la hausse, soutenue par une reprise progressive à partir de 2019. Toutefois, l'année 2023 s'est distinguée par une chute brutale de la production (-62,3 %). Cette baisse est principalement due à l'arrêt de la raffinerie de Skikda, l'une des principales installations de production de carburants en Algérie, en raison de travaux de maintenance périodiques, ce qui a eu un impact direct sur les quantités de gas-oil produites.

Bien que cette raffinerie produise également de l'essence, l'impact de son arrêt a été plus visible sur le gas-oil, en raison de la part importante occupée sur le marché national, notamment dans les secteurs du transport lourd, de l'agriculture et de l'industrie, ainsi que de la sensibilité du marché face à tout déséquilibre de l'offre.

L'année 2024 a ensuite marqué une reprise nette de l'offre, suite à la remise en service de la raffinerie et à l'amélioration des conditions générales, ce qui reflète une reprise progressive de la production et une relative stabilité du marché national des carburants.

De son côté, la production d'essence a également augmenté, passant de 2,67 millions de tonnes en 2010 à 3,68 millions en 2024, avec un TCAM de 2,32 %. Toutefois, cette progression a été plus irrégulière, marquée par des baisses significatives entre 2011 et 2013, ainsi qu'en 2018 (-13,9 %), avant un fort rebond en 2020 (+48,11 %), probablement en lien avec une reprise post-COVID. Depuis 2020, la production d'essence affiche une croissance plus stable mais modérée.

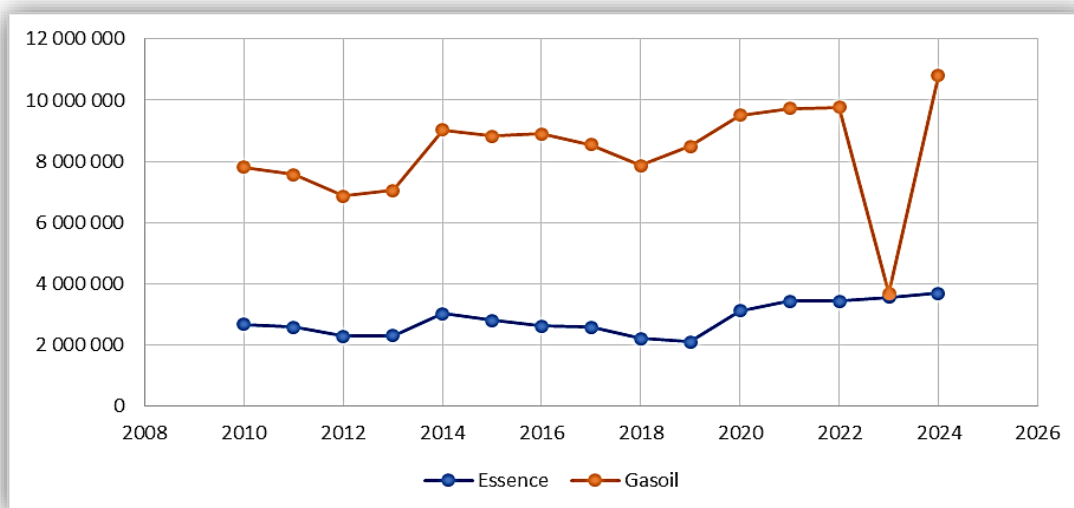


Figure 3. 6: L'offre de Gas oil et l'essence 1010-2024

Source : réalisé par nous-même

En comparaison, bien que les deux carburants aient enregistré des taux de croissance moyens similaires sur la période, le gasoil domine largement en volume et présente une évolution plus régulière, traduisant son rôle central dans les besoins énergétiques du pays. L'essence, quant à elle, reste plus sensible aux fluctuations conjoncturelles, probablement en raison de son usage concentré dans le secteur des véhicules particuliers.

2.2.2. Production des raffineries en Algérie (2023)

L'étude détaillée de la production par raffinerie en 2023, associée à l'analyse des taux d'utilisation des capacités installées, fournit un état des lieux précis de la performance actuelle du parc de raffinage. Ces éléments sont essentiels pour apprécier le potentiel d'autosuffisance du pays en carburants, repérer les écarts de performance entre sites, et identifier les leviers d'optimisation de l'offre nationale.

Tableau 3. 3: Production des raffineries en Algérie (2023)

	RA1K	RA2K	RA1Z	RA1G	RA1D	RHM2	Total
Capacité installée (M/t)	16,5	5	4,3	3,645	0,6	1,07	30,565
La production totale (M/t)	16,2	4,6	4,3	3,4	0,3	0,4	29,2
Taux d'utilisation (%)	98,18	92	100	93,27	50	37,38	95,53%
la part sur le marché national (%)	55,47	15,75	14,72	11,64	1,02	1,36	100%
La production Essence (M/t)	1865	/	485	1039	136	21	3546
Part sur le marché d'essence (%)	53%	/	14%	29%	4%	0%	100%
La production Gas-oil (M/t)	6437	503	1725	1172	158	342	10336
Part sur le marché de gasoil (%)	62%	5%	17%	11%	2%	3%	100%

Source : réalisé par nous-même

Les données de production des raffineries nationales pour l'année 2023 révèlent que la raffinerie de Skikda (RA1K) constitue l'acteur principal en matière de volume de production, assurant à elle seule plus de 55 % de l'offre totale en produits pétroliers sur le marché intérieur. La majorité des raffineries algériennes fonctionnent à un niveau proche de leur capacité maximale, témoignant ainsi d'une exploitation relativement optimale des infrastructures de raffinage nationales. Toutefois, deux exceptions notables se distinguent : la raffinerie de Hassi Messaoud (RHM2), exploitée à seulement 37,38 % de sa capacité nominale estimée à 1,07 million de tonnes par an, et celle d'Adrar (RA1D), dont le taux d'utilisation avoisine à peine les 50 %.

Ces deux raffineries affichent les taux d'exploitation les plus faibles, représentant respectivement 1,36 % et 1,02 % de la production nationale. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette sous-performance. D'une part, elles ont été conçues principalement pour répondre aux besoins énergétiques locaux des régions du sud, ce qui limite leur vocation industrielle à grande échelle. Leur éloignement géographique par rapport aux principaux pôles industriels complique également l'approvisionnement en pétrole brut, en pièces de rechange et en main-d'œuvre qualifiée.

Par ailleurs, la raffinerie d'Adrar souffre particulièrement de pannes fréquentes et d'arrêts répétés, compromettant sa stabilité opérationnelle. Cette situation résulte du manque d'investissements dans la modernisation de ses équipements, de l'insuffisance des programmes de maintenance préventive.

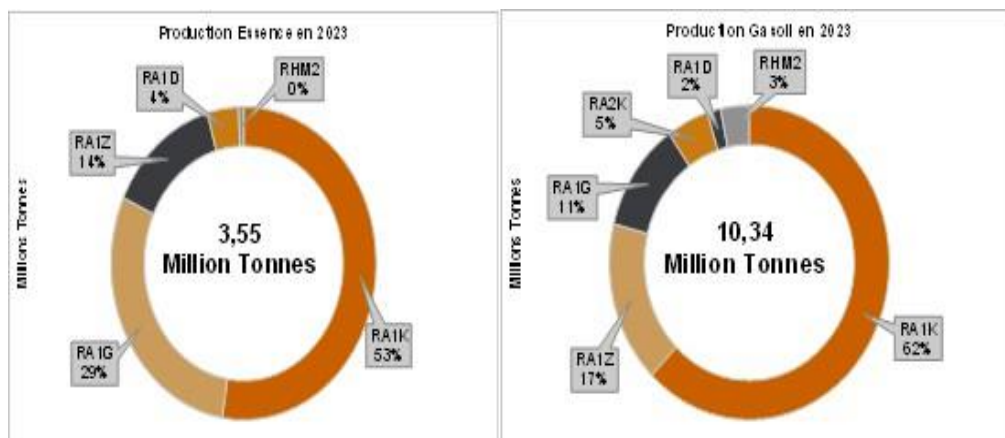


Figure 3. 7: Contribution des raffineries algériennes à la production nationale d'essence et gas-oil en 2023 (en millions de tonnes)

Source : document interne de sonatrach

La production de l’essence et de gas-oil en Algérie en 2023 dépend fortement de la raffinerie de Skikda RA1K, qui contribue de manière significative à satisfaire les besoins du marché local (plus de 53 % pour l’essence et 63 % pour le gazole). Vient ensuite la raffinerie d'Alger RA1G avec une contribution notable atteignant 29% de l’essence et 11 % de gas-oil tandis que la raffinerie d’Arzew RA1Z fournit 14% de l’essence et 17% de gas-oil. Les autres raffineries (RA1D, RHM2, RAK2) contribuent de manière marginale.

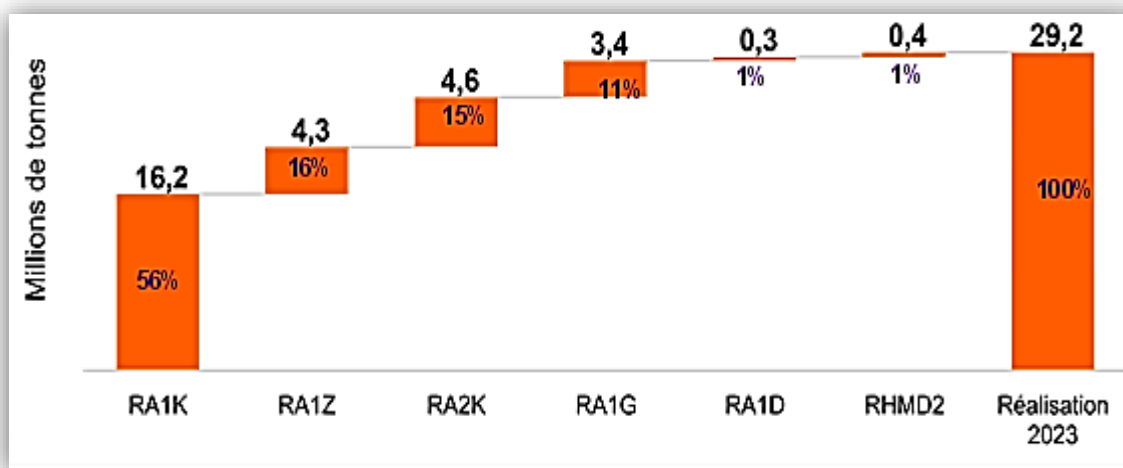


Figure 3. 8: Production par raffineries

Source : document interne de Sonatrach

En outre, il a également enregistré les parts les plus élevées à travers les différentes catégories de produits pétroliers. L’analyse ci-dessus peut également observer que les produits les plus fabriqués sont principalement le gasoil, dont la production était de 10,3 millions de tonnes, représentant ainsi 34 % de la production nationale totale, suivi de près du naphta et du fuel lourd.

Tableau 3. 4: Les produits les plus fabriqués

	Gasoil	Naptha	Fuel BTS	Essence	Kéro Jet	GPL	Bitumes	Lubrifiants	Aromatiques
RA1K	6 437	2 965	4 428	1 865	22	397	0		67
RA2K	503	3 795			228	33			
RA1Z	1 725	695	924	485	137	103	107	127	
RA1G	1 172	276	374	1 039	340	157			
RA1D	158			136	5	24			
RHM2	342			21	71				
Total	10 336	7 730	5 727	3 546	803	714	107	127	67

Source : document interne de Sonatrach

Il est à noter que la forte part de gasoil est un indicateur de l’importance du volume de ce produit pour les secteurs du transport et de l’industrie. En revanche, le volume de production d’essence est significativement plus faible, totalisant environ 3,5 millions de tonnes. Cela équivaut à seulement 11 % du volume total.

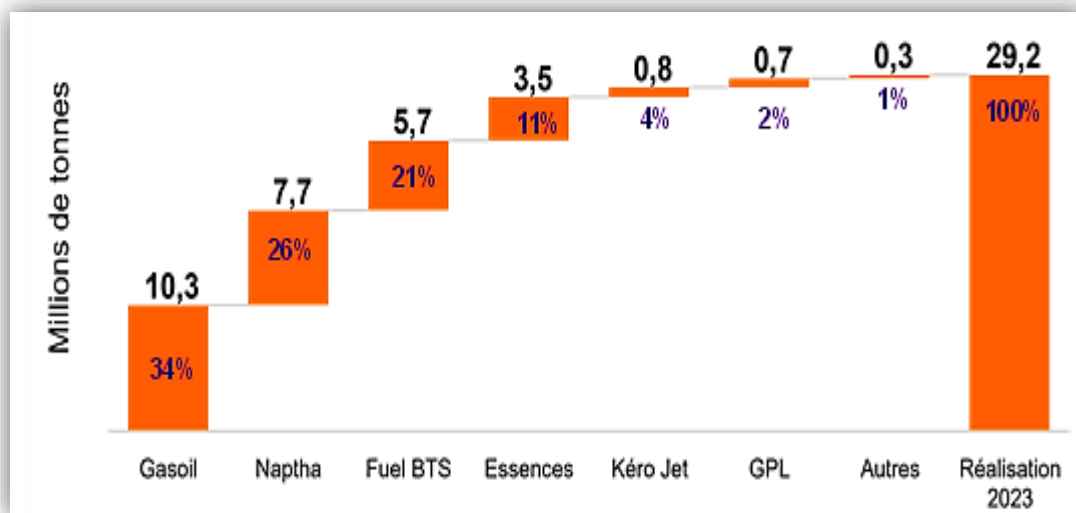


Figure 3. 9: Production des raffineries par produits

Source : document interne de Sonatrach

2.3. Analyse Écart offre-demande nationale de gasoil et d'essence

Cette analyse examine l'évolution de l'écart entre l'offre et la demande nationales en gasoil et en essence sur la période 2010–2024, et propose une projection de cet écart à l'horizon 2050-

2.3.1. Evolution de l'écart : volume importé (2010-2024)

Le tableau ci-dessous présente l'évolution annuelle de la demande, de l'offre et de l'écart correspondant pour les deux carburants.

Tableau 3. 5: Evolution de l'écart : volume importé de gasoil et d'essence

Année	Demande (M.Tonnes)		Offre (M.Tonnes)		Ecart (M.Tonnes)	
	Essence	Gasoil	Essence	Gasoil	essence	gas-oil
2010	2,696685	8,220673	2,666904678	7,79771869	-0,029780322	-0,42295431
2011	3,027881	8,810213	2,568912718	7,571505781	-0,458968282	-1,238707219
2012	3,41535	9,439503	2,269809682	6,865543475	-1,145540318	-2,573959525
2013	3,825505	9,783735	2,299604442	7,0432218	-1,525900558	-2,7405132
2014	4,123857	9,978241	3,007073641	9,026620472	-1,116783359	-0,951620528
2015	4,428269	10,616253	2,798035784	8,82584157	-1,630233216	-1,79041143
2016	4,26862	10,32269	2,612973751	8,892081809	-1,655646249	-1,430608191
2017	4,1470369	10,082589	2,562088265	8,545211638	-1,584948635	-1,537377362
2018	3,93505	10,348397	2,205927821	7,856450917	-1,729122179	-2,491946083
2019	3,916334	10,4965	2,096193259	8,48603032	-1,820140741	-2,01046968
2020	3,362429	9,22	3,104842702	9,503286408	-0,257586298	0,283286408
2021	3,4223	9,576	3,424640866	9,731201849	0,002340866	0,155201849
2022	3,3443	9,85	3,430523985	9,767353595	0,086223985	-0,082646405
2023	3,364128	10,383792	3,545657494	10,33639745	0,181529494	-0,04739455
2024	3,245834355	10,61144652	3,678509022	10,80342332	0,432674667	0,1919768

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

L'écart entre l'offre et la demande nationales en essence et en gasoil a connu une évolution significative entre 2010 et 2024. Sur cette période, on observe une tendance générale à l'élargissement du déficit, en particulier entre 2011 et 2019, traduisant une dépendance croissante aux importations.

Pour l'essence, le déficit entre l'offre et la demande est passé de 0,03 million de tonnes en 2010 à 1,82 million de tonnes en 2019. Du côté du gasoil, le déséquilibre est encore plus marqué, avec des pics atteignant 2,57 millions de tonnes en 2012 et 2,74 millions de tonnes en 2013, et un déficit qui est resté supérieur à 2 millions de tonnes chaque année jusqu'en 2019.

Toutefois, à partir de 2020, une amélioration progressive de la couverture de la demande par l'offre locale est perceptible, avec même un excédent modéré certaines années.

Pour l'essence, la situation s'inverse à partir de 2021, avec l'apparition d'un léger excédent qui se stabilise en 2022 et 2023, avant d'atteindre 0,43 million de tonnes en 2024. Le gasoil connaît également une amélioration notable : après un excédent enregistré en 2020, l'écart reste très faible, proche de l'équilibre, sur l'ensemble de la période 2021–2024, avec léger excédent de 0,19 million de tonnes en 2024.

Depuis 2020, l'Algérie a arrêté d'importer l'essence et le gasoil grâce à plusieurs facteurs combinés. D'une part, la production locale s'est améliorée grâce au développement des raffineries nationales. D'autre part, la hausse des prix des carburants et la réduction des subventions ont conduit à une consommation plus raisonnable d'essence et de gasoil, surtout dans le secteur des transports. Beaucoup de consommateurs se sont tournés vers le gaz de pétrole liquéfié (GPL), une alternative plus économique et soutenue par l'État. Ce changement a aidé à réduire la demande pour les carburants classiques, rendant l'offre locale suffisante pour répondre aux besoins du marché national sans besoin d'importer.

Cependant, le problème de l'importation reste une menace pour le marché local, car la demande dépasse encore l'offre. Il faut donc continuer à appliquer la même stratégie qu'au cours de ces dernières années, tout en l'améliorant.

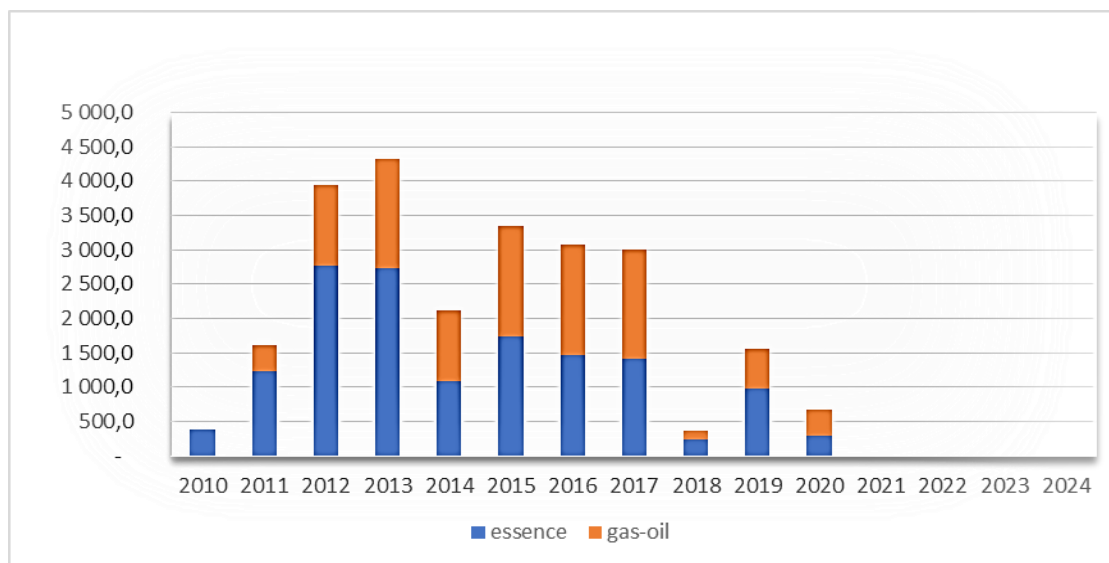


Figure 3. 10 : évolution du volume importé de gasoil et d'essence (2010-2024)

Source : réalisé par nous-même

Depuis 2020, l'Algérie a arrêté d'importer l'essence et le gasoil grâce à plusieurs facteurs combinés. D'une part, la production locale s'est améliorée grâce au développement des raffineries nationales. D'autre part, la hausse des prix des carburants et la réduction des subventions ont conduit à une consommation plus raisonnable d'essence et de gasoil, surtout dans le secteur des transports. Beaucoup de consommateurs se sont tournés vers le gaz de pétrole liquéfié (GPL), une alternative plus économique et soutenue par l'État. Ce changement a aidé à réduire la demande pour les carburants classiques, rendant l'offre locale suffisante pour répondre aux besoins du marché national sans besoin d'importer.

Cependant, le problème de l'importation reste une menace pour le marché local, car la demande dépasse encore l'offre. Il faut donc continuer à appliquer la même stratégie qu'au cours de ces dernières années, tout en l'améliorant.

2.3.2. Evolution future de l'écart : volume importé (2025-2050)

L'adéquation entre l'offre et la demande en carburants terrestres (essence et gasoil) a été projetée à l'horizon 2050 en se basant sur les capacités de raffinage disponibles en 2024 (Offre de 2024), considérées comme constantes sur toute la période. Cette projection repose sur les prévisions de la demande établies par (ARH), prenant en compte les dynamiques anticipées de consommation.

Le scénario retenu part du principe qu'aucun investissement additionnel ne sera engagé pour augmenter l'offre de carburants entre 2025 et 2050. Ainsi, l'analyse permet de mesurer l'évolution potentielle du volume importé nécessaire pour couvrir l'écart croissant entre une demande en hausse et une offre constante.

2.3.2.1. Écart offre-demande nationale de Gas-oil

En ce qui concerne le gasoil, la demande nationale poursuit une croissance continue à partir de 2025. Cette dynamique crée immédiatement un déséquilibre entre l'offre et la demande, en raison de la stagnation des capacités de production locales. Dès 2025, un déficit apparaît, rendant nécessaire le recours aux importations pour répondre aux besoins du marché. Si cette tendance se maintient sans augmentation de la capacité de production locale, le déficit risque de s'aggraver davantage à moyen et long terme. Voir la figure 3.

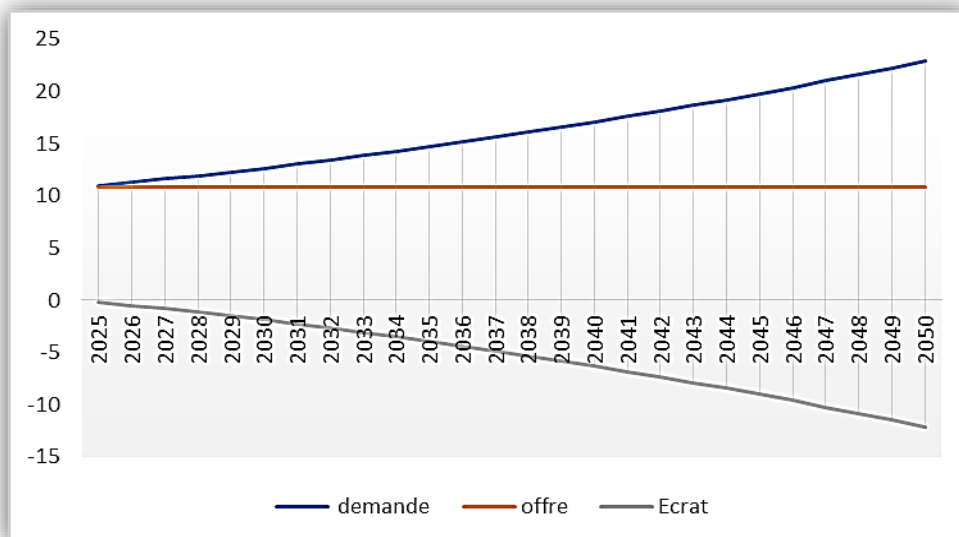


Figure 3. 11: Écart offre-demande nationale de Gas-oil

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, Si aucune augmentation de la capacité de raffinage n'est réalisée, le déficit s'accroît progressivement. Il passera de 0,17 million de tonnes en 2025, à 3,9 millions de tonnes en 2035, puis 9,0 millions de tonnes en 2045, pour atteindre un niveau critique de 12 millions de tonnes en 2050.

Sur l'ensemble de la période 2025–2050, la valeur cumulée des importations de gasoil est estimée à environ 85 milliards de dollars, soit une moyenne annuelle de 3,2 milliards de dollars. Cette situation souligne l'urgence de renforcer les capacités locales de production afin de limiter les pressions financières croissantes sur la balance commerciale.

2.3.2.2. Écart offre-demande nationale d'Essence

Pour ce qui est de l'essence, la tendance future suit une dynamique similaire à celle du gasoil. L'offre nationale reste stable tout au long de la période de projection, tandis que la demande continue de croître progressivement. Ce déséquilibre engendre l'apparition d'un déficit dès 2029, obligeant le pays à recourir aux importations pour combler l'écart et répondre aux besoins du marché.

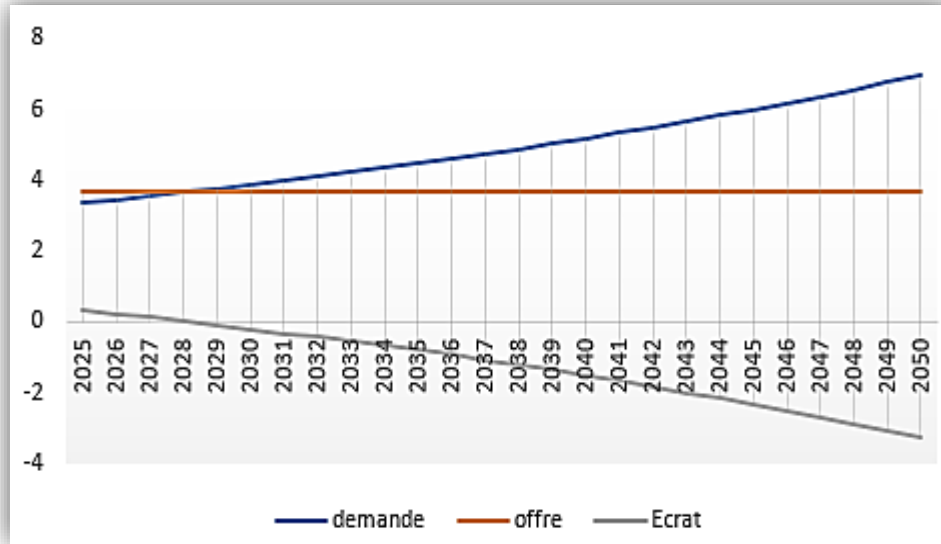


Figure 3. 12: Écart offre-demande nationale d'Essence

Source : réaliser par nous-même.

D'après la figure ci-dessus, Le déficit, encore modéré dans un premier temps, atteint environ 1 million de tonnes en 2037, puis s'aggrave pour atteindre 3,3 millions de tonnes en 2050.

Sur l'ensemble de la période 2029–2050, la valeur cumulée d'essence à importer est estimée à environ 21 milliards de dollars, soit une moyenne annuelle proche de 1 milliard de dollars.

Face à l'aggravation progressive des déficits entre l'offre et la demande en gasoil et en essence, et à la forte dépendance aux importations dont le coût cumulé pourrait atteindre plusieurs dizaines de milliards de dollars d'ici 2050, il devient impératif d'identifier des solutions concrètes et durables pour réduire la dépendance du pays aux importations et renforcer sa sécurité énergétique.

3. Réduire la dépendance aux importations : solutions et impacts

Face au déséquilibre persistant entre l'offre et la demande nationales d'essence et de gasoil, l'une des solutions majeures envisagées par l'Algérie est l'augmentation de la capacité locale de raffinage. Cette stratégie vise à réduire la dépendance aux importations, à assurer une meilleure couverture des besoins du marché intérieur, et à valoriser les ressources pétrolières disponibles. Cette partie explore ainsi les principales solutions envisageables pour renforcer l'autonomie énergétique du pays.

Dans ce cadre, plusieurs projets sont en cours de réalisation. Il s'agit notamment de la nouvelle raffinerie de Hassi Messaoud (RHMD3), dont la mise en service est prévue pour octobre 2027, et qui apportera une capacité de production supplémentaire significative. À cela s'ajoutent deux

projets importants de modernisation et de conversion dans les raffineries existantes : l'unité d'hydrocracking (HCU) à Skikda, attendue pour janvier 2029, et l'unité de reformage catalytique (CCR) à Arzew, prévue pour juillet 2027. L'ensemble de ces investissements vise à accroître la production de produits à haute valeur ajoutée, comme l'essence et gazoil, et à mieux répondre à la demande croissante en carburants.

A travers cette partie, l'adéquation entre l'offre et la demande en carburants terres (essence et gazoil) a été projetée à l'horizon 2050 en se basant sur :

- les prévisions de la demande établies par (ARH), prenant en compte les dynamiques anticipées de consommation ;
- les capacités de raffinage disponibles en 2024, considérées comme constantes sur toute la période, avec un investissement additionnel sera engagé pour augmenter l'offre de carburants entre 2025 et 2050. Ainsi, l'analyse permet de mesurer l'évolution potentielle du volume importé pour pouvoir identifier l'impact de cet investissement sur la balance commerciale.

3.1. Construction d'une nouvelle raffinerie à Hassi Messaoud (RHMD3)

Afin de réduire le déficit observé sur le marché local en carburants, il devient nécessaire de construire une nouvelle raffinerie. Actuellement, l'Algérie produit environ 913 000 barils de pétrole brut par jour, ce qui représente environ 45,5 millions de tonnes par an, alors que la capacité totale des raffineries existantes est estimée à 677 000 barils par jour, soit environ 30 millions de tonnes par an. Une partie de la production nationale n'est donc pas transformée localement.

Pour alimenter la nouvelle raffinerie et répondre à la demande croissante en carburants, il est envisagé de réduire les exportations de brut, actuellement estimées à 450 000 barils par jour (environ 22,4 millions de tonnes par an), afin de réserver 5 millions de tonnes par an à la nouvelle raffinerie. Le volume ainsi réorienté vers le raffinage local contribuerait à renforcer la sécurité énergétique du pays et à diminuer sa dépendance vis-à-vis des importations de produits pétroliers.

Les données clés du projet sont :

- Localisation : Hassi Messaoud
- Coût : 4 milliards de dollar
- Durée la réalisation : 05 ans
- Capacités de production : 05 millions de tonnes par an, ce qui permettra d'augmenter la capacité totale de production des raffineries avec 16,35%.

3.1.1. Approches de valorisation de pétrole brut : Exportation et raffinage local

Cette étude examine deux approches économiques pour la valorisation de 5 millions de tonnes de pétrole brut par an : la première consiste à exporter directement le brut, tandis que la seconde privilégie son traitement local en produits pétroliers raffinés destinés à l'exportation.

→ Cas 01 : Exportation de 5 millions de tonnes de pétrole brut

Dans ce premier scénario, 5 millions de tonnes de pétrole brut sont exportées annuellement à un prix moyen de 511 \$/tonne, générant des recettes estimées à 2 555 millions de dollars par an.

→ Cas 02 : Raffinage local et exportation des produits pétroliers

Dans ce second scénario, les 5 millions de tonnes de pétrole brut sont traitées localement dans une raffinerie. Cette opération permet de produire divers dérivés (propane, butane, naphtha, essence, kérosène, gasoil, résidus atmosphériques), qui sont ensuite exportés à des prix nettement plus élevés que le brut.

Tableau 3. 6: Raffinage locale et rentabilité de l'exportation des produits raffinés

Le produit raffiné	Quantité produite (tonne)	Prix \$/tonne	Valeur ((M \$))
Propane	26 000	754	19,6040
Butane	182 000	741	134,8620
Naphta	497 000	580	288,260
Essence	1 315 000	626,188995	823,438528
Kérosène	200 000	554	110,800
Gas-Oil	1 656 000	598,171891	990,572651
BRA (Résidu atmosphérique)	925 000	455	420,8750
Total de production	4 801 000		2 788,412179

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

Le volume total de produits raffinés, estimé à 4 801 000 tonnes, est légèrement inférieur à la quantité initiale de pétrole brut traitée (5 000 000 tonnes), en raison des pertes techniques et résidus générés au cours du processus de raffinage.

La transformation du brut génère un total de 4,8 millions de tonnes de produits raffinés, pour une valeur annuelle estimée à plus de 2 788 millions de dollars.

À titre de comparaison, cette approche permet de dégager un revenu supplémentaire d'environ 233 millions de dollars par an par rapport à l'exportation directe du brut.

3.1.2. Impacts attendus de la nouvelle raffinerie sur le marché de gazoil et d'essence

Le tableau suivant présente les projections de l'offre et de la demande de carburants terres (gazoil et essence) en Algérie à l'horizon 2050, en tenant compte de l'intégration de la nouvelle raffinerie de Hassi Messaoud, et l'impact sur la balance commerciale.

Tableau 3. 7: Analyse prospective du marché national des carburants et du solde commercial énergétique (2023-2050)

Année	Demande (M.\$)		Offre (M.\$)		IMPORT TOTAL (M.\$)	Exportations Produit raffinés (M.\$)	La variation (M.\$)			Δ solde de la balance commerciale
	Gas-oil	Essence	Gas-oil	Essence			EXPORT Pétrole brut	EXPORT TOTAL	IMPORT TOTAL	
2023	10,38	3,36	10,34	3,55	28,35	0	0	0,00	0,00	0,00
2024	10,61	3,25	10,80	3,68	0,00	0	0	0,00	0,00	0,00
2025	10,97	3,35	10,80	3,68	99,37	0	0	0,00	0,00	0,00
2026	11,29	3,45	10,80	3,68	289,75	0	0	0,00	0,00	0,00
2027	11,62	3,55	10,80	3,68	485,73	0	0	0,00	0,00	0,00
2028	11,95	3,66	12,46	4,99	0,00	974,401	-2555,475	-454,55	-687,48	+232,94
2029	12,30	3,77	12,46	4,99	0,00	974,401	-2555,475	-718,83	-951,76	+232,94
2030	12,65	3,88	12,46	4,99	114,03	974,401	-2555,475	-885,58	-1118,52	+232,94
2031	13,06	4,00	12,46	4,99	360,23	974,401	-2555,475	-958,56	-1191,50	+232,94
2032	13,47	4,12	12,46	4,99	606,44	974,401	-2555,475	-1031,54	-1264,48	+232,94
2033	13,88	4,23	12,46	4,99	852,65	974,401	-2555,475	-1104,52	-1337,46	+232,94
2034	14,30	4,35	12,46	4,99	1098,85	974,401	-2555,475	-1177,50	-1410,44	+232,94
2035	14,71	4,47	12,46	4,99	1345,06	974,401	-2555,475	-1250,48	-1483,42	+232,94
2036	15,18	4,61	12,46	4,99	1629,19	974,401	-2555,475	-1339,89	-1572,83	+232,94
2037	15,66	4,75	12,46	4,99	1913,32	974,401	-2555,475	-1429,30	-1662,24	+232,94
2038	16,13	4,89	12,46	4,99	2197,46	974,401	-2555,475	-1518,71	-1751,65	+232,94
2039	16,61	5,04	12,46	4,99	2508,64	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2040	17,08	5,18	12,46	4,99	2882,18	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2041	17,62	5,34	12,46	4,99	3306,61	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2042	18,16	5,51	12,46	4,99	3731,04	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2043	18,70	5,67	12,46	4,99	4155,48	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2044	19,23	5,84	12,46	4,99	4579,91	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2045	19,77	6,00	12,46	4,99	5004,34	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2046	20,40	6,19	12,46	4,99	5497,73	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2047	21,02	6,38	12,46	4,99	5991,12	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2048	21,65	6,57	12,46	4,99	6484,52	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2049	22,28	6,76	12,46	4,99	6977,91	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94
2050	22,91	6,95	12,46	4,99	7471,30	974,401	-2555,475	-1581,07	-1814,01	+232,94

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

L'analyse des projections de l'offre et de la demande en carburants terres (gasoil et essence) jusqu'à l'horizon 2050, intégrant la mise en service de la nouvelle raffinerie de Hassi Messaoud en 2028, met en évidence des impacts significatifs sur le marché national de l'énergie ainsi que sur la balance commerciale.

À partir de 2028, année de démarrage de la nouvelle raffinerie, l'augmentation de la capacité de raffinage permettra non seulement de couvrir entièrement la demande intérieure en carburants, mais aussi de dégager un excédent qui peut être exporté. Durant la période 2028–2029, l'Algérie atteint une situation d'autosuffisance, marquée par la disparition des importations de carburants et la stabilisation d'un excédent sur la balance commerciale énergétique à hauteur de + 233 millions de dollars. Ce gain est le résultat de la valorisation du pétrole brut transformé localement, qui devient un produit raffiné exportable à plus forte valeur ajoutée.

Cependant, à partir de 2030, la demande nationale continue d'augmenter, dépassant progressivement la capacité de production. Cela entraîne une reprise modérée des importations avec 114,03 millions de dollars, suivi par une croissance continue atteignant une valeur de 7471,30 millions de dollars en 2050. Malgré cela, l'impact sur la balance commerciale reste positif grâce aux exportations de produits raffinés, avec un gain estimé à +232,94 millions de dollars. Cette situation montre que l'investissement dans la raffinerie a permis d'améliorer de manière significative la balance commerciale sur plus de deux décennies, tout en réduisant la dépendance aux importations de carburants de -454,55 millions de dollars en 2028 à -1581,07 millions de dollars en 2050, évitant ainsi une facture d'importation estimée à 36,19992 Milliards de \$ durant la période (2025-2050), soit une valeur huit fois supérieure au coût d'investissement de la raffinerie, évalué à 4 milliards de dollars.

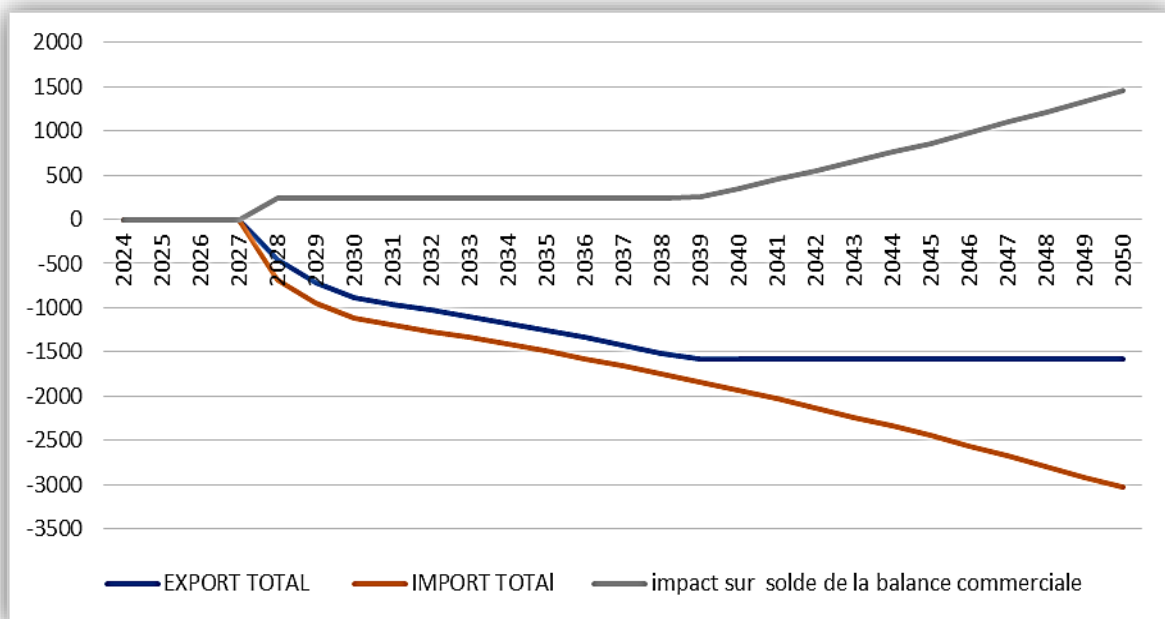


Figure 3.13: Impacts attendus de la nouvelle raffinerie sur les importations et exportations et la balance commerciale

Source : réaliser par nous-même.

3.2. Modernisation et conversion la raffinerie de Skikda (RA1K)

Dans le but d'améliorer la valorisation du fuel au niveau local, il est également proposé d'ajouter « une unité d'hydrocracking* » à la raffinerie de Skikda. Actuellement, une partie de fuel est vendue sans traitement, ce qui représente une perte en termes de valeur ajoutée. L'intégration d'une unité hydrocraquage à la raffinerie de Skikda permettra de traiter le fuel sur place afin d'en extraire des produits finis à haute valeur. Cette démarche vise non seulement à réduire l'exportation de produits non raffinés, mais aussi à mieux satisfaire la demande nationale en carburant tout en optimisant les revenus issus du secteur en aval.

→ **Les données clés du projet :**

- Localisation : Raffinerie de Skikda (RA1K)
- Coût : 2,5 milliards de dollars
- Durée de réalisation : 2 ans.

* **Hydrocracking** : est une structure de raffinage dédiée à la conversion des fractions lourdes du pétrole, telles que le fuel oil, en produits légers et précieux comme le diesel, l'essence et le kérosène. Elle opère à une pression et une température élevée, en présence d'hydrogène et de catalyseurs, pour décomposer les molécules hydrocarbures plus grandes. Cette installation optimise l'efficacité des raffineries, diminue la production de résidus lourds et facilite la production de combustibles plus écologiques, conformes aux standards environnementaux.

- Charge à traiter : 1 987 546 tonnes de fuel oil par an, cela permettra d'augmenter la capacité de la raffinerie à 18,487546 MT, qui représente 56,8% de la capacité totale de production estimée à 32,552546 MT.
- Production : 1 975 981 tonnes de produits raffinés

3.2.1. Approches de valorisation : fuel oil brut vs transformation par hydrocracking

Cette analyse examine deux approches économiques pour la valorisation de 1 827 864 de tonnes de fuel oil par an :

→ Cas 01 : Vente directe du fuel oil

Dans ce premier scénario, 1 987 546 de tonnes de fuel oil est vendu tel quel au prix moyen du marché international, soit environ 355,39 \$/tonne, générant des recettes estimées à 706,35 millions de dollars par an.

→ Cas 02 : Raffinage par hydrocracking et vente des produits dérivés

L'unité d'hydrocracking permet de transformer les 1 987 546 tonnes de fuel oil en Produits raffinés:

Tableau 3. 8 : Valorisation du foil oil : vente brute vs raffinage par hydrocracking et estimation des recettes

Produit raffiné	Quantité (tonnes)	Prix moyen (\$/tonne)	Valeur (\$ millions)
Propane	1 439	754	1,08
Butane	12 952	741	9,60
Naphta	189 001	580	109,62
Gas-Oil	1 407 821	598	841,88
Autres Carburants	159 682	500	79,84
Bitumes Routiers	205 086	455	93,31
Total production	1 975 981	—	1 135,33511

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

Le volume total des produits raffinés, estimé à 1 975 981 tonnes, est légèrement inférieur à la quantité initiale du fuel traitée (1 987 546 tonnes), en raison des pertes techniques et résidus générés au cours du processus de raffinage.

La transformation du fuel oil génère un total de 1,975 981 millions de tonnes de produits raffinés, pour une valeur annuelle estimée à plus de 1 135,33 millions de dollars.

À titre de comparaison, cette approche permet de dégager un revenu supplémentaire d'environ 428,98 millions de dollars par an par rapport à la vente directe du fuel oil.

3.2.2. Impacts attendus de l'intégration l'unité d'hydrocracking

Le tableau suivant présente les projections de l'offre et de la demande de carburants terres (gasoil et essence) en Algérie à l'horizon 2050, en tenant compte de l'intégration de l'unité d'hydrocracking à la raffinerie de Skikda, et l'impact sur la balance commerciale.

Tableau 3. 9: Impact projeté de l'unité d'hydrocracking sur l'équilibre offre-demande et la balance commerciale des carburants (2023–2050)

Année	Demande (M.\$)		Offre (M.\$)		IMPORT TOTAL (M.\$)	Exportations Produit raffinés (M.\$)	La variation (M.\$)			Δ solde de la balance commerciale
	Gas-oil	Essence	Gas-oil	Essence			EXPORT du fuel oil	EXPORT TOTAL	IMPORT TOTAL	
2023	10,38	3,36	10,34	3,55	28,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	10,61	3,25	10,80	3,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	10,97	3,35	10,80	3,68	99,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	11,29	3,45	10,80	3,68	289,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	11,62	3,55	10,80	3,68	485,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	11,95	3,66	10,80	3,68	687,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	12,30	3,77	12,21	3,68	109,65	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2030	12,65	3,88	12,21	3,68	390,43	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2031	13,06	4,00	12,21	3,68	709,61	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2032	13,47	4,12	12,21	3,68	1028,80	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2033	13,88	4,23	12,21	3,68	1347,99	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2034	14,30	4,35	12,21	3,68	1667,17	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2035	14,71	4,47	12,21	3,68	1986,36	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2036	15,18	4,61	12,21	3,68	2359,90	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	429,22
2037	15,66	4,75	12,21	3,68	2733,45	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2038	16,13	4,89	12,21	3,68	3106,99	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2039	16,61	5,04	12,21	3,68	3480,53	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2040	17,08	5,18	12,21	3,68	3854,08	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2041	17,62	5,34	12,21	3,68	4278,51	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2042	18,16	5,51	12,21	3,68	4702,94	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2043	18,70	5,67	12,21	3,68	5127,37	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2044	19,23	5,84	12,21	3,68	5551,80	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	429,22
2045	19,77	6,00	12,21	3,68	5976,23	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2046	20,40	6,19	12,21	3,68	6469,62	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2047	21,02	6,38	12,21	3,68	6963,02	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2048	21,65	6,57	12,21	3,68	7456,41	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2049	22,28	6,76	12,21	3,68	7949,80	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22
2050	22,91	6,95	12,21	3,68	8443,19	293,45	-706,35	-412,90	-842,12	+429,22

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

La mise en service de l'unité d'hydrocracking à Skikda en 2029 marque un tournant dans l'équilibre offre-demande en carburants (gasoil et essence). Dès 2029, l'unité commence à couvrir une part croissante de la demande, réduisant fortement les importations à - 842,12 M\$, ce qui permet une amélioration soutenue de la balance commerciale, avec un solde net excédentaire +429,22 M\$. Ce gain est le résultat de la valorisation du fuel oil transformé localement.

Cette situation montre que l'investissement dans l'unité d'hydrocracking a permis d'améliorer de manière significative la balance commerciale sur plus de deux décennies, évitant ainsi une facture d'importation estimée à 18,52664 Milliards de \$ durant la période (2025-2050), soit une valeur sept fois supérieure au coût d'investissement de l'unité d'hydrocracking, évalué à 2,5 milliards de dollars.

Ainsi, l'intégration d'une unité d'hydrocracking à la raffinerie de Skikda représente une solution efficace pour optimiser l'usage du fuel oil, souvent sous-valorisé. Ce projet permettrait à la fois de réduire significativement sa dépendance aux importations de carburants, d'améliorer la balance commerciale, de répondre à la demande intérieure et d'augmenter la capacité nationale de production de carburants à haute valeur.

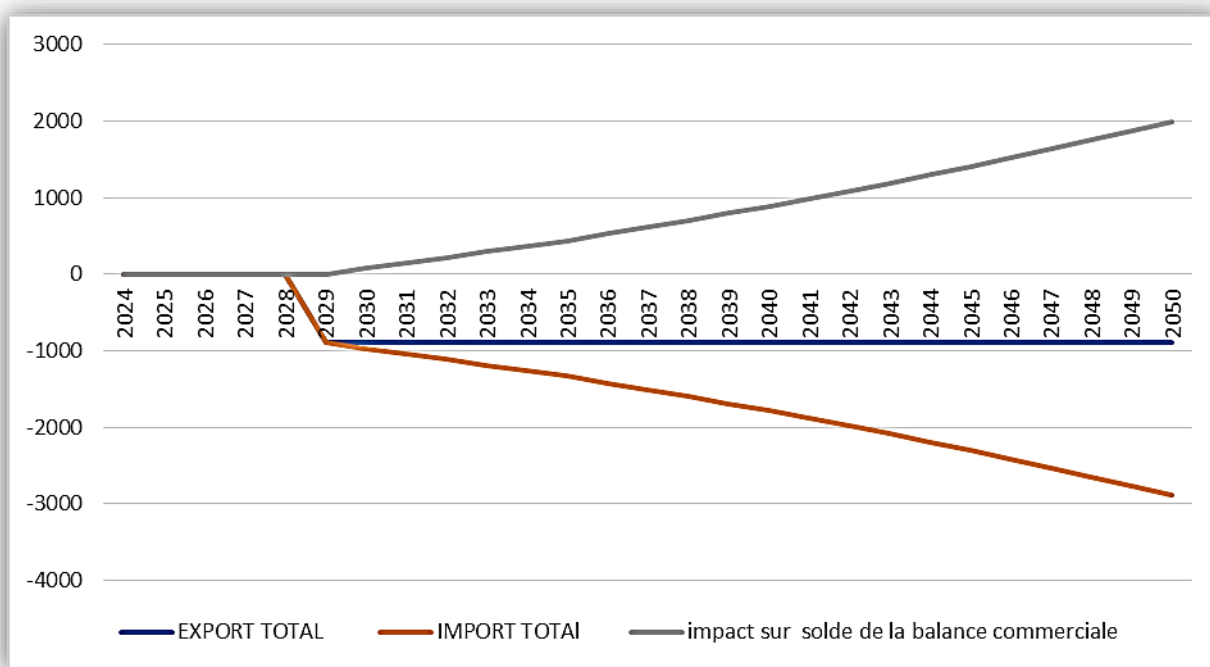


Figure 3. 14: Impact projeté de l'unité d'hydrocracking sur importations et exportation et la balance commerciale

Source : réaliser par nous-même.

3.3. Modernisation et conversion la raffinerie d'Arzew

Parmi les solutions techniques envisagées pour optimiser la performance de la raffinerie d'Arzew et augmenter la production de carburants légers, l'intégration d'une « unité de craquage catalytique* fluide (FCC) ». Cette unité permettrait de traiter environ 1,5 million de tonnes de naphta lourd par an, un produit peu valorisé, et de le convertir localement en environ 1,2 million de tonnes d'essence à haute valeur ajoutée, destinées à la consommation nationale, ce qui permettrait de réduire les importations de carburant. Elle produirait également environ 250 000 tonnes d'hydrogène, un sous-produit précieux qui pourrait être utilisé dans d'autres procédés de raffinage comme l'hydrotraitement pour l'élimination du soufre.

Au lieu de vendre le naphta brut à faible prix, cette valorisation locale contribuerait à améliorer la rentabilité de la raffinerie, à renforcer l'intégration industrielle, à augmenter les revenus potentiels à l'exportation (par la vente d'oléfines, par exemple), et à réduire la dépendance énergétique du pays.

Les données clés du projet :

- Coût : 0,3 milliards de dollar
- Localisation : raffinerie d'Arzew
- Durée de réalisation : 2 ans
- Charge à traiter : 1,5 millions de tonnes de naphta lourd par an, cela permettra d'augmenter la capacité de la raffinerie à 5,8 MT, qui représente 18,09% de la capacité totale de production estimée à 32,065 MT.
- Production : 1,2 millions tonnes d'essence et 250 000 tonnes d'hydrogène.

3.3.1. Approches de valorisation du naphta lourd : exportation et raffinage

Cette analyse examine deux approches économiques pour la valorisation de 1,5 million de tonnes de naphta par an :

* **Craquage catalytique** : est une méthode de raffinage qui permet de transformer les fractions lourdes du pétrole (telles que le gasoil lourd ou le fuel oil) en produits légers à forte valeur marchande, comme l'essence, le diesel et le GPL. Cela se déroule à température élevée (approximativement 500°C) en présence d'un catalyseur solide, sans incorporation d'hydrogène. Ce processus décompose les grandes molécules d'hydrocarbures en plus petites, ce qui favorise l'accroissement de la production de carburants légers.

→ **Cas 01 : exportation directe du naphta lourd**

Dans ce premier scénario, 1,5 million de tonnes de naphta lourd est vendu tel quel au prix moyen du marché, soit environ 450 \$/tonne, générant des recettes estimées à 675 millions de dollars par an.

→ **Cas 02 : transformation par craquage catalytique FCC**

Cette unité permettrait de convertir les 1,5 million de tonnes de naphta en produits à haute valeur, principalement de l'essence destinée au marché intérieur ou à l'exportation :

Tableau 3. 10: Production d'essence via craquage catalytique du naphta : estimation économique

Produit raffiné	Quantité (tonnes)	Prix moyen (\$/tonne)	Valeur (\$ millions)
Essence	1200000	626,188995	751,428
Hydrogène	250000	Utilisation locale	–
Total production	1460000	–	751,428

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

La transformation du naphta lourd génère un total de 1,46 millions de tonnes de produits raffinés, pour une valeur annuelle estimée à plus de 751.428 millions de dollars.

À titre de comparaison, cette approche permet de dégager un revenu supplémentaire d'environ 76,4 millions de dollars par an par rapport à la vente directe du naphta lourd, en plus de la quantité d'hydrogène destiné à l'utilisation locale.

3.3.2. Impacts attendus de l'intégration de l'unité de craquage catalytique

Le tableau suivant présente les projections de l'offre et de la demande de carburants terres (gasoil et essence) en Algérie à l'horizon 2050, en tenant compte de l'intégration de l'unité craquage catalytique à la raffinerie Arzew :

Tableau 3. 11: Impacts économiques projetés de l'unité FCC d'Arzew sur l'offre, les importations et la balance commerciale à l'horizon 2050

Année	Demande (M.\$)		Offre (M.\$)		IMPORT TOTAL (M.\$)	Exportations Produit raffinés (M.\$)	La variation (M.\$)			Δ solde de la balance commerciale
	Gas-oil	Essence	Gas- oil	Essence			EXPORT Naphta	EXPORT TOTAL	IMPORT TOTAL	
2023	10,38	3,36	10,34	3,55	28,35	0,00	0	0,00	0,00	0,00
2024	10,61	3,25	10,80	3,68	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
2025	10,97	3,35	10,80	3,68	99,37	0,00	0	0,00	0,00	0,00
2026	11,29	3,45	10,80	3,68	289,75	0,00	0	0,00	0,00	0,00
2027	11,62	3,55	10,80	3,68	485,73	0,00	0	0,00	0,00	0,00
2028	11,95	3,66	10,80	4,88	687,48	0,00	-675	76,43	0,00	+76,43
2029	12,30	3,77	10,80	4,88	895,17	0,00	-675	19,83	-56,60	+76,43
2030	12,65	3,88	10,80	4,88	1104,60	0,00	-675	-51,52	-127,94	+76,43
2031	13,06	4,00	10,80	4,88	1350,81	0,00	-675	-124,50	-200,93	+76,43
2032	13,47	4,12	10,80	4,88	1597,01	0,00	-675	-197,48	-273,91	+76,43
2033	13,88	4,23	10,80	4,88	1843,22	0,00	-675	-270,46	-346,89	+76,43
2034	14,30	4,35	10,80	4,88	2089,43	0,00	-675	-343,44	-419,87	+76,43
2035	14,71	4,47	10,80	4,88	2335,63	0,00	-675	-416,42	-492,85	+76,43
2036	15,18	4,61	10,80	4,88	2619,76	0,00	-675	-505,83	-582,26	+76,43
2037	15,66	4,75	10,80	4,88	2903,90	0,00	-675	-595,24	-671,67	+76,43
2038	16,13	4,89	10,80	4,88	3197,68	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2039	16,61	5,04	10,80	4,88	3571,22	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2040	17,08	5,18	10,80	4,88	3944,77	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2041	17,62	5,34	10,80	4,88	4369,20	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2042	18,16	5,51	10,80	4,88	4793,63	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2043	18,70	5,67	10,80	4,88	5218,06	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2044	19,23	5,84	10,80	4,88	5642,49	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2045	19,77	6,00	10,80	4,88	6066,92	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2046	20,40	6,19	10,80	4,88	6560,31	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2047	21,02	6,38	10,80	4,88	7053,71	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2048	21,65	6,57	10,80	4,88	7547,10	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2049	22,28	6,76	10,80	4,88	8040,49	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43
2050	22,91	6,95	10,80	4,88	8533,89	0,00	-675	-675,00	-751,43	+76,43

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

L'intégration de l'unité de craquage catalytique fluide (FCC) à la raffinerie d'Arzew constitue un atout stratégique majeur pour rééquilibrer l'offre et la demande en carburants terres (essence et gasoil) en Algérie à l'horizon 2050. En transformant le naphta lourd, auparavant peu valorisé, en produits à plus forte valeur ajoutée comme l'essence, cette unité permet de répondre davantage à la demande nationale et de réduire significativement les importations. Dès 2028, son impact devient tangible, avec une baisse progressive des importations de carburants et atteindre -751,43 M\$ en

2050. À terme, cela se traduit par un excédent de +76,43 M\$ de solde commercial énergétique. Ce gain est le résultat de la valorisation du naphta luord transformé localement.

Cette situation montre que l'investissement dans l'unité de craquage catalytique a permis d'améliorer de manière significative la balance commerciale sur plus de deux décennies, évitant ainsi une facture d'importation estimée à 12,94151 Milliards de \$ durant la période (2025-2050), soit une valeur de plus de quarante fois supérieure au coût d'investissement de l'unité de craquage catalytique, évalué à 0,3 milliards de dollars. L'unité FCC agit ainsi comme un véritable levier de substitution aux importations et de création de valeur locale.

Par ailleurs, le procédé de craquage génère de l'hydrogène, un gaz précieux utilisé dans d'autres étapes du raffinage, notamment pour le traitement de désulfuration. Cela contribue à produire des carburants de meilleure qualité tout en renforçant l'efficacité opérationnelle de la raffinerie. En somme, ce projet permet une meilleure valorisation des ressources locales, réduit la dépendance aux importations et contribue activement à la sécurité énergétique du pays.

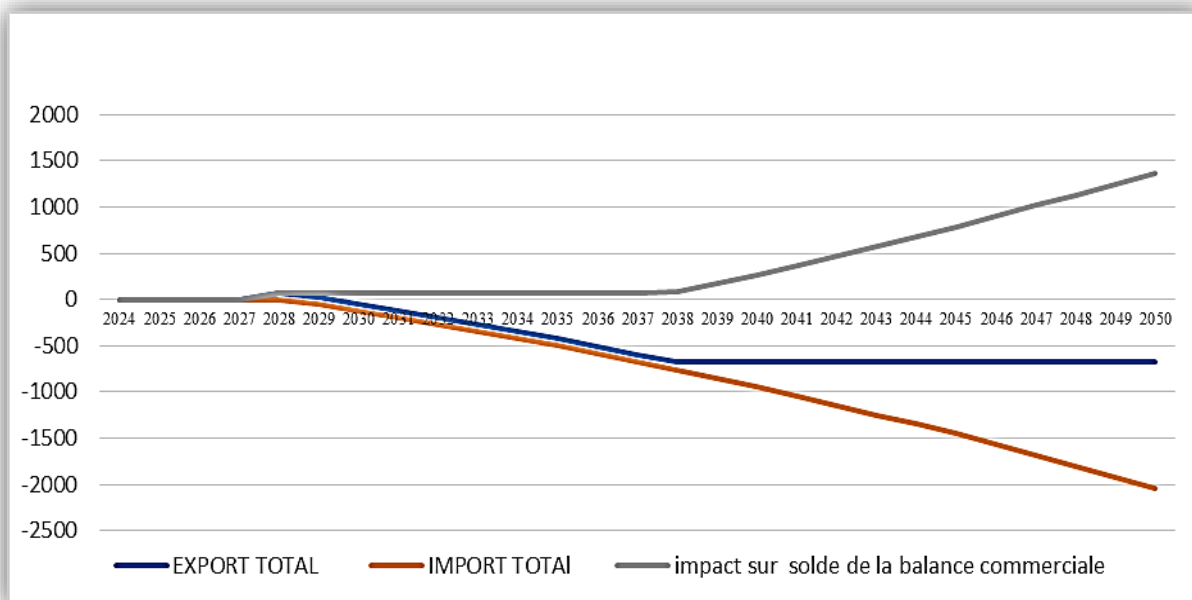


Figure 3. 15: Impacts économiques projetés de l'unité FCC d'Arzew sur les importations et exportation et la balance commerciale

Source : Réalisé par nous-même.

4. Scénario prospectif des solutions combinées : simulation et impacts

L'analyse du scénario prospectif combinant la mise en service de la nouvelle raffinerie de Hassi Messaoud (RHMD3), l'unité d'hydrocracking (HCU) et l'unité de reformage catalytique (CCR) révèle des impacts économiques majeurs à court, moyen et long terme, tant sur les flux commerciaux que sur les équilibres macroéconomiques :

4.1. Analyse des impacts du scénario sur la balance commerciale (2025-2050)

Dans cette section, l'évolution de la balance commerciale énergétique est analysée sur la période 2025–2050, en tenant compte des effets cumulés des trois solutions envisagées : réhabilitation des capacités existantes, création d'une nouvelle unité de raffinage, et maintien partiel des importations. L'objectif est d'évaluer la contribution de ce scénario combiné à la réduction du déficit commercial lié aux carburants.

Tableau 3. 12: Scénario combiné : impact des nouvelles capacités de raffinage sur l'autosuffisance et les exportations à l'horizon 2050

Année	Demande (M.t)		Offre (M.t)		M TOTAL (M.\$)	Exportations Produit raffinés (M.\$)	Impact (Δ)			Δ solde de la balance commerciale
	Gas- oil	Essence	Gas- oil	Essence			variation (M.\$) EXPORT de brut	Impact sur EXPORT totales	Impact sur IMPORT totales	
2023	10,38	3,36	10,34	3,55	28,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	10,61	3,25	10,80	3,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	10,97	3,35	10,80	3,68	99,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	11,29	3,45	10,80	3,68	289,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	11,62	3,55	10,80	3,68	485,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	11,95	3,66	12,46	6,19	0,00	974,40	-3230,475	-378,12	-687,48	+309,36
2029	12,30	3,77	13,87	6,19	0,00	1267,85	-3880,075	-156,43	-951,76	+795,33
2030	12,65	3,88	13,87	6,19	0,00	1267,85	-3880,075	-437,21	-1232,54	+795,33
2031	13,06	4,00	13,87	6,19	0,00	1267,85	-3880,075	-756,40	-1551,73	+795,33
2032	13,47	4,12	13,87	6,19	0,00	1267,85	-3880,075	-1075,59	-1870,92	+795,33
2033	13,88	4,23	13,87	6,19	10,53	1267,85	-3880,075	-1384,25	-2179,58	+795,33
2034	14,30	4,35	13,87	6,19	256,73	1267,85	-3880,075	-1457,23	-2252,56	+795,33
2035	14,71	4,47	13,87	6,19	502,94	1267,85	-3880,075	-1530,21	-2325,54	+795,33
2036	15,18	4,61	13,87	6,19	787,07	1267,85	-3880,075	-1619,62	-2414,95	+795,33
2037	15,66	4,75	13,87	6,19	1071,21	1267,85	-3880,075	-1709,03	-2504,36	+795,33
2038	16,13	4,89	13,87	6,19	1355,34	1267,85	-3880,075	-1798,44	-2593,77	+795,33
2039	16,61	5,04	13,87	6,19	1639,47	1267,85	-3880,075	-1887,85	-2683,18	+795,33
2040	17,08	5,18	13,87	6,19	1923,60	1267,85	-3880,075	-1977,26	-2772,59	+795,33
2041	17,62	5,34	13,87	6,19	2245,07	1267,85	-3880,075	-2080,23	-2875,56	+795,33
2042	18,16	5,51	13,87	6,19	2566,53	1267,85	-3880,075	-2183,20	-2978,53	+795,33
2043	18,70	5,67	13,87	6,19	2887,99	1267,85	-3880,075	-2286,16	-3081,50	+795,33
2044	19,23	5,84	13,87	6,19	3209,45	1267,85	-3880,075	-2389,13	-3184,47	+795,33

2045	19,77	6,00	13,87	6,19	3530,91	1267,85	-3880,075	-2492,10	-3287,44	+795,33
2046	20,40	6,19	13,87	6,19	3906,11	1267,85	-3880,075	-2610,30	-3405,63	+795,33
2047	21,02	6,38	13,87	6,19	4397,58	1267,85	-3880,075	-2612,22	-3407,56	+795,33
2048	21,65	6,57	13,87	6,19	4890,97	1267,85	-3880,075	-2612,22	-3407,56	+795,33
2049	22,28	6,76	13,87	6,19	5384,36	1267,85	-3880,075	-2612,22	-3407,56	+795,33
2050	22,91	6,95	13,87	6,19	5877,76	1267,85	-3880,075	-2612,22	-3407,56	+795,33

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

À partir de 2028, après le démarrage de la nouvelle raffinerie et l'unité de craquage catalytique d'Arzew et l'unité d'hydrocracking de Skikda, l'augmentation de la capacité de raffinage permettra non seulement de couvrir entièrement la demande intérieure. Durant la période 2028–2032, l'Algérie atteint une situation d'autosuffisance, marquée par la disparition des importations de carburants et la stabilisation d'un excédent sur la balance commerciale énergétique à hauteur de +309,36 millions de dollars en 2028, après le démarrage de la nouvelle raffinerie et l'unité de craquage catalytique d'Arzew, et de +795,33 M\$, après le démarrage de l'unité d'hydrocracking de Skikda en 2029, avec un cumul estimé à +17,80662 Milliard \$. Ce gain est le résultat de la valorisation : du pétrole brut transformé localement, du fuel oil et naphta lourd, convertis en produits raffinés destinés à l'exportation à plus forte valeur ajoutée.

Cependant, à partir de 2033, la demande nationale continue d'augmenter, dépassant progressivement la capacité de production. Cela entraîne une reprise modérée des importations avec 10,53 millions de dollars, suivi par une croissance continue atteignant une valeur de 5877,76 millions de dollars en 2050. (Voir la figure 3.16)

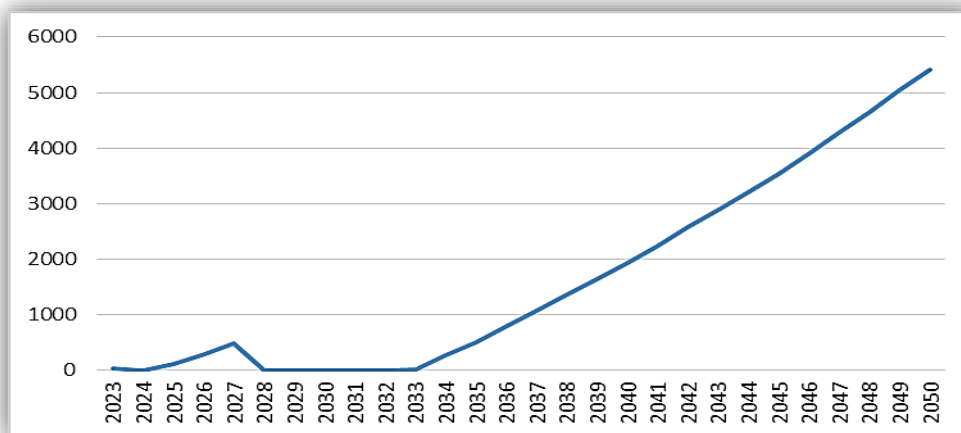


Figure 3.16: Importations total des carburants : gazoil et essence

Source : Réalisé par nous-même

Cette situation montre que ces investissements ont permis d'améliorer de manière significative la balance commerciale sur plus de deux décennies, tout en réduisant la dépendance aux importations de carburants de -687,48 millions de dollars en 2028 à -3407,56 millions de dollars en 2050, évitant ainsi une facture d'importation estimée à 55,05677 Milliards de \$ durant la période (2025-2050), soit une valeur de plus de huit fois supérieure au coût d'investissement des trois projets, évalué à 6,8 milliards de dollars.. (Voir la figure 17)

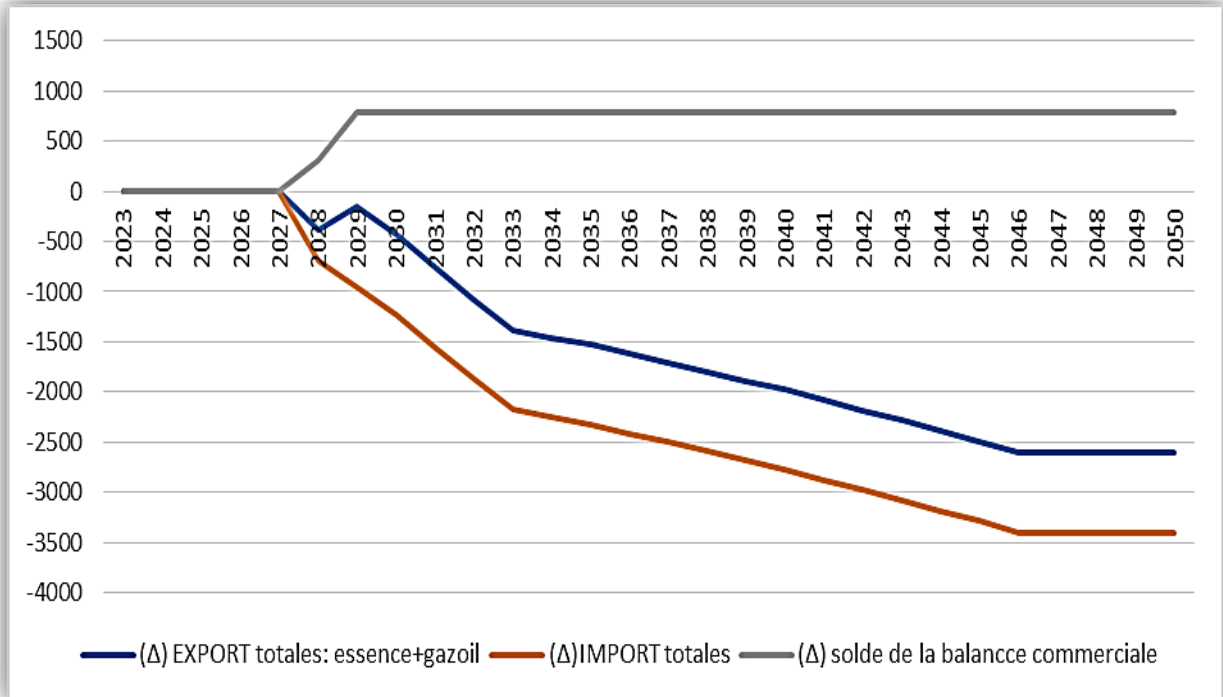


Figure 3. 17 : Impacts attendus des 3 projets sur le marché national

Source : réaliser par nous-même.

La réduction des exportations des produits en état brut, compensée par la hausse des exportations de produits raffinés, modifie la structure des recettes extérieures. Bien que la valeur brute des exportations de pétrole diminue, l'exportation de produits finis à plus forte valeur ajoutée contribue à une meilleure balance commerciale, surtout grâce à la diminution des importations de carburants. Cette substitution réduit la sortie nette de devises et stabilise le solde extérieur, limitant la vulnérabilité aux fluctuations des prix internationaux.

4.2. Impacts macroéconomiques du scénario : Effet sur le PIB et la croissance

Le scénario combiné, intégrant la construction d'une nouvelle raffinerie, la mise en service d'une unité d'hydrocracking et d'une unité de craquage catalytique à l'horizon 2050, constitue une transformation structurelle majeure du secteur de raffinage en Algérie. Au-delà de la réduction des importations de carburants et de l'amélioration de la balance commerciale, ces projets génèrent des retombées macroéconomiques significatives.

Ces projets structurants vont stimuler la croissance du PIB par plusieurs canaux :

4.2.1. Création de la valeur ajoutée

La transformation locale de pétrole brut, du fuel et de naphta lourd en produits raffinés à plus forte valeur ajoutée contribue à augmenter la valeur ajoutée industrielle et donc le PIB national.

La valeur ajoutée générée annuellement par la transformation locale des produits bruts s'élève à environ 738,4 millions \$ à partir de 2029, répartie comme suit :

- Raffinerie : 233 M\$
- Hydrocracking : 429 M\$
- Craquage catalytique : 76,4 M\$

4.2.2. Investissement initial

Le coût combiné des trois projets, estimé à 6,8 milliards \$, représente une injection massive dans l'économie nationale, alimentant directement la formation brute de capital fixe (FBCF).

En mobilisant un investissement total de 6,8 milliards \$ sur la période 2023–2028, les trois projets combinés induiraient, via un multiplicateur sectoriel de 1,5*, un impact estimé à 10,2 milliards \$ sur le PIB, durant la phase de réalisation. Cet effet temporaire traduit la stimulation de l'activité dans les secteurs connexes (BTP, ingénierie, services), avec un effet direct sur la demande intérieure et la formation de capital.

4.2.3. Balance des paiements

L'amélioration de solde de la balance commerciale de +795,33 M\$ améliore la balance des paiements, limitant la pression sur les réserves de change et contribuant à la stabilité macroéconomique. Comme Effet multiplicateur, l'amélioration des comptes extérieurs peut permettre une politique budgétaire plus expansive, soutenant la demande intérieure.

* Le multiplicateur d'investissement mesure l'impact total sur le PIB d'une injection initiale d'investissement dans l'économie, la valeur 1,5 est Conforme aux estimations empiriques pour les secteurs industriels.

4.2.4. Impact sur la consommation intérieure

La valeur ajoutée annuelle injectée dans l'économie, estimée à 738,4 millions \$, induit une hausse de la consommation des ménages d'environ 516,9 millions de dollars par an à partir de 2028, sous l'effet d'un multiplicateur de consommation estimé à 0,7.

En plus de l'effet multiplicateur, une meilleure disponibilité des carburants à des prix potentiellement plus stables (moins exposés aux marchés internationaux) pourrait avoir un effet modérateur sur l'inflation énergétique, avec un effet positif sur la consommation des ménages.

4.2.5. Création de l'emploi

La montée en puissance des capacités de raffinage génère des emplois directs dans les installations industrielles ainsi que des emplois indirects dans les secteurs associés (maintenance, logistique, services). Cette création d'emplois contribue à réduire le chômage, à améliorer le niveau de vie et à favoriser le développement régional, notamment dans les zones où sont implantées les raffineries (Hassi Messaoud, Skikda, Arzew).

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des principaux effets macroéconomiques des projets analysés.

Tableau 3.13: Estimation synthétique des impacts économiques des projets combinés

Les effets	Δ PIB			Δ PIB totale	Période
	Raffinerie	UHC	UCC		
Formation brute de capital fixe (FBCF) (milliards \$)	+4	+2.5	+0.3	+ 6,8	Phase de réalisation
Effet d'investissement (milliards \$)	6	3.75	0.45	+ 10,2	
La valeur ajoutée (M\$)	233	429	76,4	+ 738,4	Phase de production
La consommation (M\$)	163,1	300,3	53,48	516,9	
Δ (X – M) (M\$)	+232,94	+429,22	+76,43	+795,33	

Source : Réalisé par nous même

Ainsi, au-delà de l'amélioration du solde extérieur, le scénario combiné étudié révèle des retombées macroéconomiques significatives sur la croissance, l'investissement productif et la dynamique de consommation. Ces résultats soulignent l'intérêt stratégique de réorienter la politique énergétique nationale vers une valorisation locale des ressources, en articulant planification industrielle et souveraineté énergétique. Toutefois, cette situation ne perdure pas, puisque les importations reprennent après ces périodes, ce qui met en évidence les limites de ces solutions sur le long terme.

5. Stratégies de consolidation des solutions proposées

La réduction de la dépendance aux importations d'essence ne peut reposer exclusivement sur l'augmentation de la capacité de raffinage nationale. Si les projets industriels structurants permettent de couvrir une part importante de la demande interne, la croissance continue du parc automobile et des besoins en carburants nécessite l'adoption de solutions complémentaires et durables, axées principalement sur la maîtrise de la demande et la diversification des sources d'énergie.

Parmi ces solutions, on peut citer :

5.1. La promotion de l'utilisation du GPL (gaz de pétrole liquéfié)

Le GPL_C est l'une des alternatives les plus rapides et accessibles pour remplacer l'essence en Algérie. Il est déjà disponible sur le marché, son prix est nettement inférieur à celui de l'essence, et son usage permet de réduire les dépenses des automobilistes.

Les données prospectives, réalisées par ARH, montrent une substitution progressive de la consommation d'essence par le GPL_C à partir de 2030. D'ici 2044, la consommation projetée de GPL_C atteindrait 4,12 millions de tonnes, contre 5,84 millions de tonnes pour l'essence, traduisant un glissement significatif de la demande. Cette transition contribuerait directement à freiner l'augmentation des importations d'essence, en compensant une part croissante de la demande par une alternative locale.

Tableau 3. 134 : La demande des carburants (essence et GPL_C)

Année	Essence	GPL _C
2030	3,88283203	2,39051308
2031	3,99937927	2,48929857
2032	4,1159265	2,58808406
2033	4,23247373	2,68686955
2034	4,34902096	2,78565503
2035	4,46556819	2,88444052
2036	4,60835257	3,01002324
2037	4,75113696	3,13560595
2038	4,89392134	3,26118867
2039	5,03670572	3,38677138
2040	5,1794901	3,5123541
2041	5,34392809	3,66444353
2042	5,50836608	3,81653297
2043	5,67280407	3,9686224
2044	5,83724207	4,12071184

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

Cependant, cette trajectoire dépendra fortement de l'adoption réelle du GPLc par les consommateurs. Aujourd'hui, l'utilisation reste faible en raison d'obstacles techniques et psychologiques : réticences liées à la sécurité, idées reçues sur l'usure du moteur, manque d'installateurs certifiés (le GBLC), etc. Or, avec un cadre incitatif approprié (subventions à la conversion, campagnes de sensibilisation, renforcement du réseau de distribution), cette solution peut jouer un rôle clé dans la stratégie nationale de sécurité énergétique.

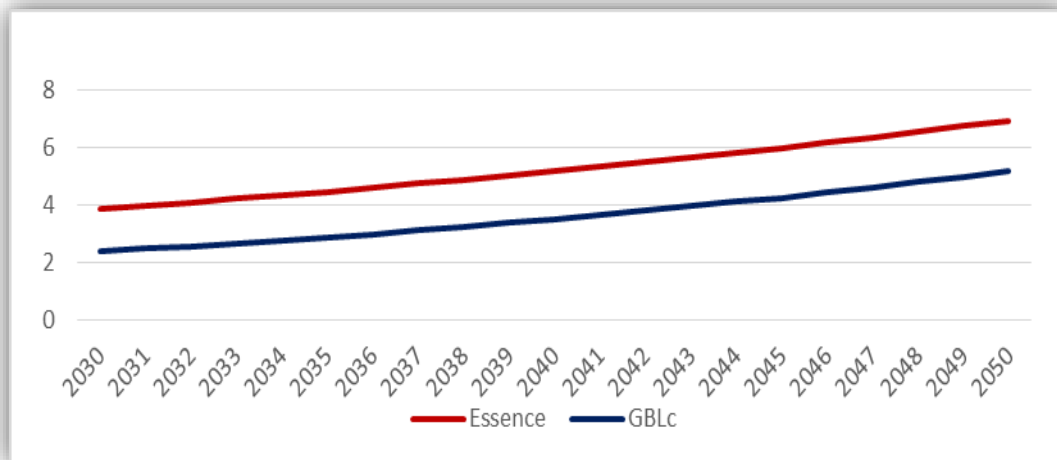


Figure 3. 16: La demande de l'essence et GPLc

Source : Réalisé par nous-même

5.2. Le développement de la mobilité électrique

Dans un contexte de pression croissante sur la demande nationale de carburants, la transition vers la mobilité électrique s'impose comme une orientation stratégique complémentaire à la consolidation du raffinage et à la diversification énergétique. En réduisant la dépendance aux carburants fossiles, elle permet à moyen et long terme une baisse structurelle des importations d'essence et de gasoil, tout en répondant aux exigences environnementales et de modernisation du transport.

L'exemple de la Chine est particulièrement révélateur : en 2023, elle représentait 60 % des ventes mondiales de véhicules électriques, soit plus de 8 millions d'unités, illustrant la faisabilité industrielle et l'ampleur du marché. Pour l'Algérie, où la consommation nationale de carburant a atteint 10,9 millions de tonnes en 2024, l'électrification du parc automobile constitue une réponse durable à la montée tendancielle de la demande.

Sur le plan industriel, la construction d'une petite usine de production de véhicules électriques d'une capacité de 50 000 unités/an est estimée à 300 millions \$.

Selon les projections, la couverture de 20 % de la population (environ 9 millions de personnes), qui s'est élevée à 45 millions d'habitants, nécessiterait la mise en place de 405 unités de production, soit un investissement total de plus de 121 milliards \$.

Afin d'évaluer l'impact de l'introduction progressive des véhicules électriques sur la consommation nationale d'essence, une projection de la demande a été réalisée pour la période 2030–2050.

La première série de données montre l'évolution de la demande sans changement dans le parc automobile (scénario de référence). Ensuite, une hypothèse d'intégration croissante de véhicules électriques a été appliquée, allant de 5 % en 2030 à 50 % en 2050, qui représente le taux de réduction de demande d'essence.

L'objectif est de comparer les deux scénarios pour visualiser le potentiel de réduction de la consommation d'essence grâce à la transition énergétique, ce qui permettrait de libérer des volumes pour l'exportation ou d'éviter les importations.

Tableau 3. 1514: Projection de la demande nationale d'essence à l'horizon 2050 selon deux scénarios

Année	Demande sans véhicules électriques (Mt)	Part des véhicules électriques (%)	Demande avec véhicules électriques (Mt)
2030	4,09	5	3,89
2031	4,2	7	3,91
2032	4,31	9	3,92
2033	4,42	11	3,93
2034	4,53	13	3,94
2035	4,75	15	4,04
2036	4,86	17	4,03
2037	4,97	20	3,98
2038	5,08	23	3,91
2039	5,19	26	3,84
2040	5,3	30	3,71
2041	5,41	33	3,62
2042	5,52	36	3,53
2043	5,63	38	3,49
2044	5,74	40	3,44
2045	5,85	43	3,33
2046	5,86	45	3,22
2047	5,87	47	3,11
2048	5,88	48	3,06
2049	5,89	49	3
2050	6,95	50	3,48

Source : Réalisé par nous-même

Ce tableau met en évidence l'effet progressif de l'électrification du parc automobile sur la demande nationale d'essence. À mesure que la part des véhicules électriques augmente, la consommation d'essence diminue significativement, permettant de réduire la pression sur les importations et d'ouvrir des opportunités pour l'exportation de volumes excédentaires.

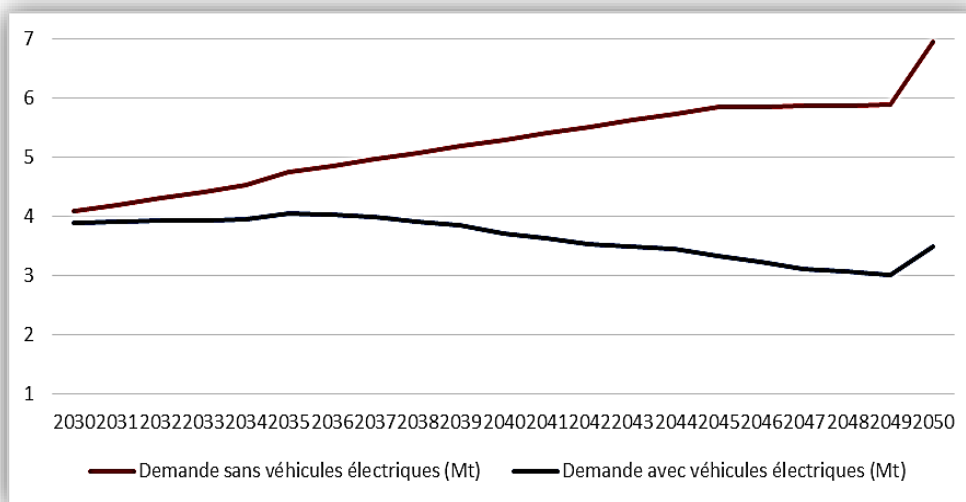


Figure 3. 17: Evolution de la demande en essence en fonction du taux de pénétration des véhicules électriques (2030–2050)

Source : réaliser par nous-même

La courbe rouge (scénario sans véhicules électriques) montre une hausse continue de la consommation, atteignant près de 7 Mt en 2050. En revanche, la courbe bleue (scénario avec intégration croissante de véhicules électriques) traduit une réduction significative de la demande, limitant la consommation à 3,48 Mt en 2050.

Cette divergence souligne le potentiel considérable de la mobilité électrique comme levier stratégique de réduction des importations d'essence et de renforcement de la souveraineté énergétique.

Il convient de noter que l'introduction des véhicules électriques à grande échelle nécessite une vision de long terme, des investissements publics ciblés, et des partenariats technologiques étrangers. De plus, la mise en place d'un réseau national de bornes de recharge, la baisse des coûts des véhicules, ainsi que l'acceptation sociale sont des facteurs clés qui influencent la vitesse de transition.

Ainsi, bien que les bénéfices en termes de réduction de la demande en essence soient significatifs à long terme, leur concrétisation dépend de plusieurs conditions préalables.

Par ailleurs, cette stratégie peut être couplée à la production locale d'électricité à base d'énergies renouvelables, créant des synergies fortes entre la politique énergétique, industrielle et environnementale.

5.3. L'intégration des biocarburants dans le mix énergétique utilisé dans le transport

Le biocarburant est un carburant liquide produit à partir de biomasse (matière organique) et constitue l'une des principales alternatives durables aux carburants fossiles dans le secteur des transports. Il existe deux types principaux de biocarburants :

- **Le bioéthanol** : obtenu par la fermentation de matières riches en sucres ou en amidon, telles que la canne à sucre, le maïs ou la betterave sucrière. Il est généralement utilisé en mélange avec l'essence ;
- **Le biodiesel** : produit à partir d'huiles végétales (soja, colza, huile de palme) ou d'huiles de friture usagées. Il est principalement mélangé au gasoil.

L'intégration des biocarburants dans le mix énergétique destiné aux transports permet de réduire la dépendance aux carburants fossiles. Cette solution pourrait contribuer à une diminution de la consommation d'essence et de gasoil estimée entre 5 % et 10 % à moyen terme.

La durée de réalisation d'un projet industriel de production de biocarburants à échelle moyenne est estimée entre 12 et 18 mois.

L'expérience de l'Afrique du Sud illustre la faisabilité d'un projet à grande échelle de production de biocarburants sur le continent africain. Le tableau ci-dessous illustre les détails de cet investissement :

Tableau 3. 15: Investissement et coûts de production de la canne à sucre pour la production de biocarburants en Afrique du Sud

Production de canne de sucre en Afrique du sud	
Cout Total d'investissement par hectare USD \$	3,465.00
Coûts d'équipement et de mécanisation + Drones Agricole USD \$	210,300.00
TOTAL USD \$	213,765.00
Cout de production de Bioéthanol en Afrique du sud (\$)	
Construction d'unité de conversion USD	50,000,000.00
Capacité totale de production de tonnes par an	1,151,942.22
Population de l'Afrique du sud	56 000 000
1 Unité de conversion couvre	10% de la population

Source : Réalisé par nous-même

Cet exemple met en évidence la faisabilité technique et financière d'un projet destiné à la production de biocarburants. Il constitue une référence concrète pour l'Algérie, où des initiatives similaires pourraient être mises en œuvre dans des zones agricoles disponibles, comme Ménéea, pour réduire la dépendance aux carburants fossiles.

En tenant compte des données issues de l'expérience sud-africaine, un projet similaire appliqué en Algérie permettrait d'envisager un investissement stratégique dans la filière des biocarburants.

Tableau 3. 16: Estimation des coûts et capacités de production de bioéthanol en Algérie à partir de la culture de la canne à sucre sur 55 000 hectares

Estimation Production de canne de sucre en Algérie avec 55 000 Hectares Disponible	
Cout Total d'investissement (55 000 Hectares)	190,575,000.00 \$
Coûts d'équipement et de mécanisation + Drones Agricole	210,300.00 \$
TOTAL USD \$	190,785,300.00
Cout de production de Bioéthanol en Algérie du sud (\$)	
Construction d'unité de conversion	50,000,000.00 \$
Capacité totale de production de litres par an	1 100 000 000 Litres
Population de l'Algérie	45 000 000
1 Unité de conversion couvre	8% de la population
Cout de Construction de 6 Unités de conversion afin de couvrir 50% de la population de l'Algérie	312,500,000.00 \$
Capacité de Production de Biocarburants de tonnes par an avec les 6 unités	6,911,653.32 t/an

Source : Réalisé par nous-même

Les données de tableau ci-dessus montrent qu'un projet de production de canne à sucre sur 55 000 hectares à Ménéea nécessiterait un investissement total de 190,8 millions dollars, incluant les équipements agricoles et la mécanisation. Ce projet serait appuyé par la construction de six unités de conversion, pour un coût additionnel de 312,5 millions dollars, capables de produire ensemble environ 6,9 millions de tonnes de biocarburants par an. Chaque unité couvrirait environ 8 % de la population, ce qui permettrait à terme de répondre à la moitié des besoins énergétiques nationaux en carburants liquides alternatifs. Ce potentiel positionne le biocarburant comme une solution

stratégique de substitution à l'essence importée. Il s'agirait donc d'une solution réaliste et durable pour réduire la consommation d'essence importée et renforcer la souveraineté énergétique du pays.

5.4. La production de carburants à partir de déchets et de plastiques

En intégrant la pyrolyse dans la stratégie énergétique nationale, l'Algérie pourrait substituer une part significative de ses besoins en diesel par une production locale issue de déchets, réduisant ainsi les importations. Cette technologie permettrait de valoriser les déchets plastiques abondants, tout en diminuant la facture énergétique et la dépendance extérieure. Même une couverture de 5 à 10 % de la consommation actuelle représenterait plusieurs centaines de milliers de tonnes par an, soit une économie en devises non négligeable et un renforcement de la souveraineté énergétique.

L'exemple de la République démocratique du Congo (Congo-Kinshasa), RDC montre que la production de diesel à partir de déchets plastiques via pyrolyse, à travers des unités de production appelées Thermal Power Station, est une option techniquement faisable et économiquement quantifiable. Ci-dessous les détails relatifs au coût de cet investissement :

Tableau 3. 17: Coûts et capacités de production de diesel à partir de déchets plastiques à la Kinshasa Thermal Power Station (RDC)

Kinshasa Thermal Power Station (République Démocratique du Congo)	
Coût estimé de fabrication de l'usine (\$)	30,000,000.00
Capacité de traitement de plastique TONNE/jour	200.00
Quantité de production de (Diesel) Litre/an	2000.00
Quantité de production de Diesel couvre pour un véhicule standard/Jour (1 litre de diesel ≈ 10 km)	20,000.00
Quantité de production de Diesel/an couvre pour un véhicule standard Km/an	20,000,000.00

Source : Réalisé par nous-même

En tenant compte des données provenant du Congo, nous pouvons estimer le coût et les résultats potentiels d'un tel investissement si celui-ci était appliqué en Algérie. Les détails sont présentés ci-dessous, À noter que l'Algérie a consommé environ dix millions de tonnes de diesel en 2023.

Tableau 3. 18: Potentiel et estimation des investissements pour la production de diesel à partir de déchets plastiques en Algérie

Construction d'une usine de traitement de plastique en Algérie	
Coût estimé de fabrication de l'usine (\$)	30,000,000.00
Capacité de traitement de plastique TONNE/jour	200.00
Quantité de production de (Diesel) Litre/an	2000.00
Consommation de Diesel en Algerie en 2023 TONNE/an	10,100,000.00
Nombre d'usines afin de couvrir 20% de la consommation annuelle de 2023	1010

Source : Réalisé par nous-même

À partir du modèle congolais, la mise en place d'une unité de pyrolyse en Algérie nécessiterait un investissement de 30 millions dollars pour une capacité de traitement de 200 tonnes de plastiques par jour. Cependant, avec une production annuelle relativement faible (2 000 litres de diesel), couvrir seulement 20 % de la consommation nationale de diesel, soit environ 2 millions de tonnes, exigerait la construction d'environ 1 010 usines, ce qui rend le projet extrêmement coûteux et peu réaliste à grande échelle sans optimisation technologique. Malgré les coûts élevés, ce projet constitue une solution complémentaire pertinente. En ciblant des zones industrielles, ou des secteurs à fort volume de déchets, cette solution permettrait de valoriser localement les déchets, de réduire la dépendance aux importations et de renforcer une logique d'économie circulaire à l'échelle territoriale.

Conclusion

Après l'analyse approfondie du marché local algérien et de l'évolution de la consommation de carburants sur la période 2000–2024, il ressort que l'Algérie fait face, depuis plusieurs années, à un déséquilibre structurel entre l'offre et la demande en produits pétroliers raffinés. Ce déséquilibre a conduit le pays à recourir régulièrement à l'importation pour satisfaire les besoins du marché national.

Cependant, ces dernières années, les autorités ont mis en œuvre une stratégie de réduction des importations à travers plusieurs mesures, notamment la révision progressive des subventions, la hausse des prix de l'essence, et la promotion du GPL/c (gaz de pétrole liquéfié carburant) comme alternative plus économique et écologique. Ces efforts ont permis à l'Algérie de réduire, voire de suspendre temporairement ses importations de carburants, mais sans parvenir à résoudre le problème de manière définitive.

Face à cette situation, nous avons proposé trois solutions industrielles majeures : la construction d'une nouvelle raffinerie à Hassi Messaoud et l'installation d'une unité d'hydrocracking à Skikda, et l'unité de craquage catalytique à Arezew. Ces projets permettront d'augmenter la production locale et de réduire les importations à court terme.

Toutefois, ces solutions restent insuffisantes sur le long terme. Il est donc nécessaire de compléter cette stratégie par des alternatives durables, telles que le développement des carburants alternatifs (GPL/c, biocarburants), la valorisation des déchets plastiques en carburants, la promotion des véhicules électriques, et la mise en place de politiques de maîtrise de la demande. Ces approches permettront à la fois de renforcer la sécurité énergétique du pays et de soutenir une transition écologique indispensable.

L'étude prospective de l'offre et de la demande entre 2025 et 2050 montre que, sans actions structurelles durables, l'Algérie continuera à perdre des milliards de dinars à cause des importations, malgré le fait qu'elle dispose de ressources pétrolières qu'elle exporte à des prix inférieurs à ceux des produits raffinés qu'elle importe.

Conclusion générale

Conclusion générale

Ce mémoire a examiné en profondeur la problématique du déficit structurel en carburants (essence et gasoil) en Algérie, un pays pourtant riche en ressources pétrolières et exportateur de pétrole brut. L'objectif principal était de démontrer que ce déséquilibre persistant entre l'offre locale et la demande nationale ne découle pas uniquement d'un problème de production, mais résulte principalement de limitations techniques, économiques et stratégiques liées aux capacités nationales de raffinage.

L'étude s'est articulée autour de trois grandes parties complémentaires. La première partie met en évidence le rôle stratégique du pétrole dans l'économie nationale, en décrivant l'organisation du secteur des hydrocarbures et son poids dans le développement du pays. La deuxième partie s'intéresse spécifiquement au secteur du raffinage, en analysant en détail les capacités des raffineries algériennes, leur fonctionnement, ainsi que les défis rencontrés pour produire suffisamment d'essence et de gasoil pour couvrir les besoins nationaux. Enfin, la troisième partie propose une étude prospective basée sur les données historiques de production et de consommation de carburants, permettant d'identifier l'ampleur du déficit et ses causes profondes. À partir de cette analyse, plusieurs solutions sont proposées, combinant des approches techniques, économiques et stratégiques, afin de réduire progressivement le déficit, renforcer l'autonomie énergétique nationale et limiter la dépendance aux importations.

1. Résultats de l'étude

Les résultats d'études peuvent être résumés dans les points suivants :

- Le raffinage constitue un maillon stratégique de la chaîne de valorisation des hydrocarbures, en transformant le pétrole brut en produits finis répondant aux besoins énergétiques nationaux ;
- Les raffineries algériennes reposent principalement sur des unités de distillation basique et manquent d'unités de conversion avancées, telles que l'hydrocracking et le craquage catalytique profond, ce qui limite la production d'essence à indice d'octane élevé et de gazole à faible teneur en soufre ;
- Bien que l'Algérie dispose d'importantes ressources en pétrole brut et d'une industrie pétrolière historiquement structurée, elle continue d'importer une part significative de carburants raffinés, notamment le gasoil et l'essence, pour répondre à une demande nationale en constante augmentation. Cette situation paradoxale alourdit la balance commerciale, fragilise la sécurité énergétique et expose le pays à la volatilité des marchés internationaux ;

Conclusion générale

- La valorisation locale du brut à travers des unités modernes de conversion, comme l'hydrocracking craquage catalytique fluide, constitue un levier stratégique de réduction de la dépendance extérieure ;
- La réduction de la dépendance aux importations d'essence ne peut reposer exclusivement sur l'augmentation de la capacité de raffinage nationale. Si les projets industriels structurants permettent de couvrir une part importante de la demande interne, la croissance continue du parc automobile et des besoins en carburants nécessite l'adoption de solutions complémentaires et durables, axées principalement sur la maîtrise de la demande et la diversification des sources d'énergie ;
- La diversification des sources d'énergie (GPLc, biocarburants, électricité) et l'amélioration de l'efficacité énergétique deviennent des piliers essentiels pour la transition du système énergétique algérien.

2. Test des hypothèses

Selon les résultats obtenus, on peut vérifier les hypothèses de l'étude :

→ **Hypothèse N°01 est validée** : « La demande nationale en essence et gasoil continuera de croître de manière significative à l'horizon 2050, sous l'effet de la croissance démographique, de l'urbanisation, et de l'augmentation du parc automobile »

Cette hypothèse a été confirmée par l'analyse des tendances historiques et des projections de consommation, montrant une croissance soutenue de la demande en carburants, sous l'effet de la croissance démographique, de l'urbanisation, et de l'augmentation du parc automobile.

→ **Hypothèse N°02 est validée** : « La capacité de raffinage nationale actuelle est insuffisante pour répondre à la demande future, entraînant une dépendance structurelle aux importations en l'absence de nouvelles capacités »

Cette hypothèse a été validée par l'écart persistant entre l'offre locale et la demande, mettant en évidence les limites des infrastructures existantes.

→ **Hypothèse N°02 est rejetée** : « Le développement d'unités de raffinage supplémentaires (raffinerie, hydrocracking, craquage catalytique) permettrait de réduire la dépendance aux importations et d'atteindre l'autonomie énergétique à moyen et long terme»

Conclusion générale

Cette hypothèse a été rejetée dû aux unités de raffinage supplémentaires (raffinerie, hydrocracking, craquage catalytique) permettrait de réduire la dépendance aux importations et d'atteindre l'autonomie énergétique à moyen terme.

3. Recommandations

Les résultats de cette étude fournissent une base solide pour formuler les recommandations suivantes :

- Accélérer la mise en service de la raffinerie de Hassi Messaoud et l'extension de la raffinerie de Skikda par une unité d'hydrocracking et la raffinerie d'Arzew par une unité de craquage catalytique ;
- Réorienter une partie des exportations de brut vers une transformation locale à haute valeur ajoutée ;
- Encourager le déploiement massif du GPLc dans le transport par des incitations fiscales ;
- Mettre en place une stratégie de transition énergétique progressive avec des échéanciers clairs pour les biocarburants, les véhicules électriques et la valorisation des déchets ;
- Créer un observatoire national de l'équilibre offre-demande en carburants, pour une planification dynamique.

4. Difficultés de l'étude

L'étude a été confrontée à plusieurs obstacles :

- Difficultés d'accès à certaines données précises sur la production effective des raffineries.
- Manque de prévisions détaillées à long terme publiquement disponibles.

5. Perspectives de l'étude

Plusieurs pistes de recherche peuvent être explorées à l'avenir :

- Analyse techno-économique comparative entre raffinage local et importation ;
- Études sur l'impact environnemental et la durabilité des différentes filières énergétiques alternatives (biocarburants, hydrogène, GPL, etc.) ;
- Évaluation de scénarios politiques et tarifaires pour une meilleure gestion de la demande énergétique nationale.

Bibliographie

1. Les ouvrages

- Arrāwī, R. "*La guerre du pétrole dans le monde*". Le Caire : Bibliothèque Anglo-Égyptienne (1997).
- Guïbet, J.-C. "*Carburants et moteurs*". Tome 1 : Technologies, énergie, environnement. (1997). Éditions Technip.

2. Mémoires universitaires

- Amourat, M. « *L'impact de l'opération Workover sur la performance économique* ». Mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès, (2023).
- Benchatar, A. « *Stratégie d'exploration dans le domaine minier Nord Algérien* ». Mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès, (2020–2021).
- Berdjouh, Y., & Rabehi, A. R. « *La production des huiles lubrifiantes respectueuses de l'environnement par extraction des hydrocarbures aromatiques polycycliques* ». Mémoire de Master, Université de Ouargla, (2022–2023).
- Bouhoun, A. N., & Fethiza, T. Y. « *Revalorisation du GPL à la raffinerie de Hassi Messaoud RHM2* » Mémoire de Master, Université de Ouargla (2017–2018).
- Boumachouene, I., & Kanoune, S. « *Étude du fonctionnement de la colonne de désulfuration des GPL C-203601* ». Mémoire de Master, Université de Boumerdès, 2024
- Deradji, M., & Mekhelfi, H. R. « *Optimisation des paramètres de marche de la colonne 100-T-201 de l'unité de Topping condensat de la raffinerie de Skikda (RA2K)* ». Mémoire de Master, Université de Boumerdès, (2021).
- Dougha, H., & Bendjedia, A. « *Optimisation des schémas de production de l'essence sans plomb au sein de SONATRACH* ». Mémoire de Master, Université de Boumerdès, 2022.
- Kasmouri, S., Dokkar, S., & Djahra, H. S. « *Augmentation de la production de Gasoil – RHM2/HMD* ». Mémoire de Master, Université de Ouargla, (2022).
- Kouacem, S. « *Une étude théorique de la production d'essence (étude comparative)* ». Mémoire de Master, Université de Ouargla, (2021).

- Mebarki, A. « Étude de vérification des paramètres de fonctionnement de la Colonne C302 de l'unité Gas-plant de la raffinerie d'Alger ». Mémoire de Master, Université de Boumerdès, (2016–2017).
- Merzaki, & Kadri. « Déshydratation du gaz naturel GLA/HBK ». Mémoire de Master, Université de Ouargla, (2019–2020).
- Smahi, M., & Houggana, A. « La Faisabilité de production de GPL à la raffinerie de Hassi Messaoud RHM2 ». Mémoire de Master, Université Oran 2.

3. Cours et documents pédagogiques

- Bedda. « Introduction aux traitements en surface du pétrole », Cours de raffinage, Faculté des Hydrocarbures, Université de Boumerdès.
- Hammoudi, S. « Technique d'analyse du pétrole et des fractions pétrolières », Cours de raffinage, Faculté des Hydrocarbures, Université de Boumerdès.
- Haoua, A. « Généralités sur l'amont pétrolier », Module : La chaîne pétrolière, Faculté des Hydrocarbures, Université de Boumerdès.

4. Articles et rapports

- Connaissance des Énergies – articles pédagogiques divers (migration, formation, industrie du pétrole...).
- Connaissance des Énergies. (s.d.). « Pourquoi et comment un hydrocarbure migre-t-il vers la surface ? » .
- Connaissance des Énergies. (s.d.). « Transport du pétrole : oléoducs et navires pétroliers ».
- Connaissance des Énergies. (s.d.). « Formation du pétrole : origine, gisements, classification ».
- Connaissance des Énergies. (s.d.). « Industrie du pétrole : compagnies pétrolières et chaîne de valeur ».
- Connaissance des Énergies. « Que désignent les hydrocarbures de roche-réservoir ? (2024, 9 août) ».
- Dictionnaire Environnement. « Définition d'Hydrocarbure ».
- Document interne de Sonatrach
- Kaoud, N. I. « Raffinerie de Skikda – Chapitre 1 : Présentation ».

- Ministère de l'Énergie et des Mines , rapport annuel.
- Ministère de l'Énergie et des Mines. (s.d.). « **Principaux gisements d'hydrocarbures de l'Algérie** ».
- Ministère de l'Énergie et des Mines. (s.d.). « **Produits pétroliers** ».
- Office québécois de la langue française. « **Roche couverture** ».
- Organisation internationale du Travail. (s.d.) « **Fiche technique ILO078 – Sécurité et santé au travail** ».
- Planète Énergies. (s.d.) « **La formation des gisements d'hydrocarbures** ».
- Planète Énergies. (s.d.). « **Comment se déroule un forage d'exploration ?** »
- Raffinerie d'Alger. (s.d.). « **Présentation de RAIG** ».
- Rou, R. « **Raffinerie d'Arzew** ». (2016, 27 mai).
- StudySmarter. « **Hydrocarbures : Types & Propriétés** ».
- Total Energies. « **Fabrication de l'essence : comment ça marche** ».
- TotalEnergies – **Fabrication de l'essence**.

5. Sites web

- «<https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/pourquoi-et-comment-un-hydrocarbure-migre-t-il-vers-la-surface> »
- « <https://www.study-smarter.fr/resumes/physique-chimie/physique/hydrocarbures/> »
- « <https://vitrinelinguistique.oqlf.gouv.qc.ca/fiche-gdt/fiche/8879286/roche-couverture> »
- « <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quelle-est-la-difference-entre-une-roche-mere-et-une-roche-reservoir> »
- « <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole> »
- « <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/industrie-du-petrole> »
- « <https://www.planete-energies.com/fr/media/article/comment-se-deroule-forage-dexploration> »
- « <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/transport-du-petrole> »
- « <https://services.totalenergies.fr/particuliers/conseils/energies-vehicules/carburants-thermiques/tout-comprendre-fabrication-essence> »
- « <https://www.energy.gov.dz/?article=principaux-gisements-dhydrocarbures-de-lalgerie> »
- « <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=produits-petroliers> »

- « <https://www.ilocis.org/fr/documents/ilo078.htm> »
- « <https://youtu.be/UQax2Sqs0iM> ».
- « <https://www.youtube.com/watch?v=swZkNnx95KM> ».
- « https://youtu.be/CnsroYL_8-o ».
- « <https://www.youtube.com/@EarthScienceWesternAustralia> ».

6. Vidéos YouTube

- Earth Science Western Australia (ESWA). *Chaîne YouTube officielle.*
- Science Channel. (2023, 18 juillet). « **Comment l'essence est produite – Processus en raffinage** ».
- Science Channel. (2023, 18 juillet).” **How Diesel is Made: From Crude Oil to Fuel – A Step-by-Step Refinery Process.**
- Science Channel.)” **How Diesel is Made: From Crude Oil to Fuel – A Step-by-Step Refinery Process**”.

Les Annexes

AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	
Ecart total	importation totales	impact										delta Nx	
		import gazoil	import essence	Δ import	export gazoil	export essence	export total (g+es)	export autres produit	Δ export P	Δ EXPORT TOTAL	Δ IMPORT TOTAL		
0,134	28,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
0,625	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
0,166	99,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
-0,253	289,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
-0,685	485,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
3,041	0,00	-687,48	0,00	-687,48	303,09	1574,87	1877,96	974,40	-3230,475	-378,12	-687,48	309,36	
3,992	0,00	-895,17	-56,60	-951,76	937,52	1518,27	2455,79	1267,85	-3880,075	-156,43	-951,76	795,33	
3,528	0,00	-1104,60	-127,94	-1232,54	728,09	1446,92	2175,01	1267,85	-3880,075	-437,21	-1232,54	795,33	
3,000	0,00	-1350,81	-200,93	-1551,73	481,89	1373,94	1855,83	1267,85	-3880,075	-756,40	-1551,73	795,33	
2,472	0,00	-1597,01	-273,91	-1870,92	235,68	1300,96	1536,64	1267,85	-3880,075	-1075,59	-1870,92	795,33	
1,943	10,53	-1832,69	-346,89	-2179,58	0,00	1227,98	1227,98	1267,85	-3880,075	-1384,25	-2179,58	795,33	
1,415	256,73	-1832,69	-419,87	-2252,56	0,00	1155,00	1155,00	1267,85	-3880,075	-1457,23	-2252,56	795,33	
0,887	502,94	-1832,69	-492,85	-2325,54	0,00	1082,02	1082,02	1267,85	-3880,075	-1530,21	-2325,54	795,33	
0,269	787,07	-1832,69	-582,26	-2414,95	0,00	992,61	992,61	1267,85	-3880,075	-1619,62	-2414,95	795,33	
-0,348	1071,21	-1832,69	-671,67	-2504,36	0,00	903,20	903,20	1267,85	-3880,075	-1709,03	-2504,36	795,33	
-0,966	1355,34	-1832,69	-761,08	-2593,77	0,00	813,79	813,79	1267,85	-3880,075	-1798,44	-2593,77	795,33	
-1,584	1639,47	-1832,69	-850,49	-2683,18	0,00	724,38	724,38	1267,85	-3880,075	-1887,85	-2683,18	795,33	
-2,202	1923,60	-1832,69	-939,90	-2772,59	0,00	634,97	634,97	1267,85	-3880,075	-1977,26	-2772,59	795,33	
-2,904	2245,07	-1832,69	-1042,87	-2875,56	0,00	532,00	532,00	1267,85	-3880,075	-2080,23	-2875,56	795,33	
-3,605	2566,53	-1832,69	-1145,84	-2978,53	0,00	429,03	429,03	1267,85	-3880,075	-2183,20	-2978,53	795,33	
-4,307	2887,99	-1832,69	-1248,81	-3081,50	0,00	326,06	326,06	1267,85	-3880,075	-2286,16	-3081,50	795,33	
-5,009	3209,45	-1832,69	-1351,77	-3184,47	0,00	223,09	223,09	1267,85	-3880,075	-2389,13	-3184,47	795,33	
-5,711	3530,91	-1832,69	-1454,74	-3287,44	0,00	120,12	120,12	1267,85	-3880,075	-2492,10	-3287,44	795,33	
-6,527	3906,11	-1832,69	-1572,94	-3405,63	0,00	1,92	1,92	1267,85	-3880,075	-2610,30	-3405,63	795,33	
-7,343	4397,58	-1832,69	-1574,87	-3407,56	0,00	0	0	1267,85	-3880,075	-2612,22	-3407,56	795,33	

Année	GAS_oil	ESSENCES	Année	Gaz-oil	Esence
1996	2,96	2,02	2024	10,61	3,25
1997	2,98	1,96	2025	10,97	3,35
1998	3,23	1,94	2026	11,29	3,45
1999	3,37	1,9	2027	11,62	3,55
2000	3,66	1,9	2028	11,95	3,66
2001	3,91	1,86	2029	12,3	3,77
2002	4,44	1,85	2030	12,65	3,88
2003	4,81	1,97	2031	13,06	4
2004	5,23	1,92	2032	13,47	4,12
2005	5,55	1,95	2033	13,88	4,23
2006	6,04	2,04	2034	14,3	4,35
2007	6,68	2,06	2035	14,71	4,47
2008	7,49	2,27	2036	15,18	4,61
2009	8,2	2,14	2037	16,66	4,75
2010	8,22	2,7	2038	16,13	4,89
2011	8,81	3,03	2039	16,61	5,04
2012	9,44	3,42	2040	17,08	5,18
2013	9,78	3,83	2041	17,62	5,34
2014	9,98	4,12	2042	18,16	5,51
2015	10,62	4,43	2043	18,7	5,67
2016	10,32	4,27	2044	19,23	5,84
2017	10,08	4,15	2045	19,77	6
2018	10,35	3,94	2046	20,4	6,19
2019	10,5	3,92	2047	21,02	6,38
2020	9,22	3,36	2048	21,65	6,57
2021	9,58	3,42	2049	22,28	6,76
2022	9,85	3,34	2050	22,91	6,95
2023	10,38	3,36			

Changements par rapport au scénario de base		Conséquences
2013-2016	Réduction de 5% de la demande de <u>gasoil</u> sur la période 2013-2016	<ul style="list-style-type: none"> ○ Croissance annuelle de 4,1% du GPL/C ○ Croissance annuelle de 14,4% du GNC
2017-2019	Réduction de 8% de la demande de <u>gasoil</u> sur la période 2017-2019	<ul style="list-style-type: none"> ○ Croissance annuelle de 3,3% du GPL/C ○ Croissance annuelle de 11,5% du GNC ○ Croissance annuelle de 0,4% de l'essence sans plomb

Année	Gas-oil	Essence	GPLc
2000	3,660794	1,9028907	0,182235
2001	3,907285	1,864465	0,217267
2002	4,436278	1,850267	0,253769
2003	4,813296	1,969964	0,270929
2004	5,231945	1,923429	0,300262
2005	5,5499232	1,954682	0,308837
2006	6,03929664	2,03824669	0,317626
2007	6,684995	2,060335	0,33092
2008	7,494362	2,26611	0,33738
2009	8,19869338	2,13859449	0,34160557
2010	8,220673	2,696685	0,347415
2011	8,810213	3,027881	0,349392
2012	9,439503	3,41535	0,342882
2013	9,783735	3,825505	0,333231
2014	9,978241	4,123857	0,310613
2015	10,616253	4,428269	0,290635
2016	10,32269	4,26862	0,351572
2017	10,082589	4,1470369	0,456828
2018	10,348397	3,93505	0,649976
2019	10,4965	3,916334	0,859258
2020	9,22	3,362429	0,96592194
2021	9,576	3,4223	1,296
2022	9,85	3,3443	1,55193626
2023	10,383792	3,364128	1,738453
2024	10,6114465	3,24583436	1,88371741

Résumé

Ce mémoire traite du problème du manque d'autosuffisance de l'Algérie en carburants, en particulier l'essence et le gasoil, malgré la richesse du pays en pétrole brut et la présence de plusieurs raffineries. L'objectif est de comprendre pourquoi la production nationale ne couvre pas la demande locale, en analysant les données entre 2010 et 2024. On remarque que la consommation d'essence et de gasoil a beaucoup augmenté, alors que l'offre reste insuffisante, ce qui oblige le pays à importer. Cette situation s'explique par plusieurs facteurs : le manque de capacité de raffinage, la qualité du pétrole brut produit, et l'augmentation continue de la demande. Pour répondre à ce défi, le mémoire propose plusieurs solutions, comme la construction d'une nouvelle raffinerie à Hassi Messaoud, l'amélioration des unités existantes, le développement des carburants alternatifs, et une meilleure gestion de la politique énergétique. Ce travail montre que l'Algérie doit agir rapidement pour réduire sa dépendance aux importations et garantir sa sécurité énergétique à long terme.

Mots clés : carburants, demande, offre, essence, gasoil, importation, sécurité énergétique.

Abstract

This thesis addresses the issue of Algeria's lack of self-sufficiency in fuels, particularly gasoline and diesel, despite the country's abundance of crude oil and the existence of several refineries. The objective is to understand why national production does not meet local demand, by analyzing data from 2010 to 2024. It is observed that gasoline and diesel consumption has significantly increased, while supply remains insufficient, forcing the country to import. This situation is due to several factors: limited refining capacity, the quality of the crude oil produced, and the continuous rise in demand. To meet this challenge, the thesis proposes several solutions, such as building a new refinery in Hassi Messaoud, upgrading existing units, developing alternative fuels, and improving energy policy management. This work highlights the urgent need for Algeria to act quickly to reduce its reliance on imports and ensure long-term energy security.

Keys Words: fuels, demand, supply, gasoline, diesel, import, energy security.

ملخص

يتناول هذا البحث مشكلة عدم تحقيق الجزائر للاكتفاء الذاتي من الوقود، خاصة البنزين والديزل، رغم غناها بالنفط الخام وامتلاكها لعدة مصافي، بهدف إلى فهم أسباب عدم كفاية الإنتاج الوطني لتغطية الطلب المحلي، من خلال تحليل البيانات بين 2010 و2024. يتبين أن استهلاك البنزين والديزل قد شهد ارتفاعاً كبيراً، بينما ظل العرض غير كافٍ، مما أجبر البلاد على الاستيراد. تعود هذه الوضعية إلى عدة عوامل، منها ضعف طاقة التكرير، ونوعية النفط الخام المنتج، والارتفاع المستمر في الطلب. ولمواجهة هذا التحدي، يقترح البحث عدة حلول، منها بناء مصفاة جديدة بحاسي مسعود، تحسين الوحدات الحالية، تطوير بدائل وقودية، وتحسين السياسة الطاقوية. يُظهر هذا العمل ضرورة تحرك الجزائر بسرعة لتقليل اعتمادها على الاستيراد وضمان أمنها الطاقوي على المدى الطويل.

الكلمات المفتاحية: الوقود، الطلب، العرض، البنزين، الديزل، الواردات، أمن الطاقة