**République Algérienne Démocratique et Populaire**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

**Université Kasdi Merbah Ouargla**

**Faculté Des Sciences Appliquées**

**Département De Génie Electrique**

Thèse

Présenté pour l'obtention du diplôme de

Doctorat en sciences

Spécialité : Génie électrique

Option : Génie électrique

Présenté par : Youcef GUEHRAR

**Thème:**

# Elaboration d'une méthodologie de conception de stations de production décentralisée d'origine renouvelable en Algérie.

Soutenu le 12/02/2026

Devant un jury composé de :

| | | | |
|---|---|---|---|
| Mr Abdelkader BENMIR | MCA | Président | Université Kasdi Merbah Ouargla |
| Mr Noureddine SETTOU | Pr | Encadreur | Université Kasdi Merbah Ouargla |
| Mr Ali BOUHAFS | MCA | Examinateur | Université Kasdi Merbah Ouargla |
| Mr Laid ZALOUMA | Pr | Examinateur | Université du ELOued |
| Mr Talal GAIA | Pr | Examinateur | Université du ELOued |
| Mr Ali KHECHKHOUCHE | MCA | Examinateur | Université du ELOued |
| Mr Belkhir SETTOU | MCA | Invité | Université Kasdi Merbah Ouargla |

**Année universitaire 2025/2026**

# REMERCIEMENTS

Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

Je tiens à remercier sincèrement, et exprimer ma profonde reconnaissance et ma grande estime à mon directeur de thèse le Professeur SETTOU Noureddine, qui s'est toujours montré à l'écoute et a été très disponible tout au long de la réalisation de cette thèse malgré ses charges académiques, ainsi que pour, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer.

Mes vifs remerciements vont à Monsieur Abdelkader BENMIR, Maitre de conférences à l'université Kasdi Merbah Ouargla, de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Je tiens également à remercier Monsieur BOUHAFS Ali, Maitre de conférences à l'université Kasdi Merbah Ouargla, Monsieur ZALOUMA Laid, Professeur à l'université d'ELOued, Monsieur GAIA Talal, Professeur à l'université d'ELOued, Monsieur Ali KHECHKHOUCHE, Maitre de conférences à l'université d'ELOued et Monsieur Belkhir SETTOU, Maitre de conférences à l'université Kasdi Merbah Ouargla, qui ont montré un intérêt pour mon travail et accepté de faire partie du jury. Mes remerciements les plus sincères vont également à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, au bon déroulement de cette thèse.

# TABLE DES MATIÈRES

Remerciements ……..i
Table des matières ……ii
Liste des symboles et abréviations ..... vi
Liste des figures …… ix
Liste des tableaux ……xi
Introduction générale……1
*Chapitre 1.Contexte énergétique mondial et Algérien : enjeux et perspectives de transition* ... 6
1.1 Introduction ..... 7
1.2 Paysage énergétique et électrique mondial ..... 7
1.2.1 Mix énergétique mondial ..... 7
1.2.2 Production d'électricité mondiale ..... 10
1.2.3 Poussée des énergies renouvelables ..... 12
1.2.4 Impact environnemental et impératifs de décarbonation ..... 17
1.3 Le contexte énergétique Algérienne ..... 17
1.3.1 Un patrimoine énergétique dominé par les hydrocarbures ..... 18
1.3.2 Le secteur électrique Algérien : état des lieux ..... 25
1.3.3 Stratégie et déploiement de la transition énergétique ..... 27
1.3.4 Impact environnemental et engagement climatique ..... 34
1.4 Analyse comparative et défis communs ..... 37
1.4.1 Synthèse comparative de contexte électrique mondial et Algérien ..... 37
1.4.2 Défis et contraintes de la transition ..... 38
1.5 Conclusion ..... 39
*Chapitre 2.Généralités sur les réseaux électriques et la production décentralisée* ..... 41
2.1 Introduction ..... 42
2.2 Réseau électrique ..... 42
2.2.1 Fonctionnement des systèmes électriques ..... 43
2.2.2 Production d'électricité et ses caractéristiques ..... 44
2.2.3 Évolution du réseau électrique ..... 45
2.2.4 Classification des tensions dans un réseau électrique ..... 45
2.2.5 Hiérarchie et topologies des réseaux électriques ..... 47
2.2.6 Réseau de transport et de répartition HTB ..... 50
2.2.7 Réseau de distribution ..... 54
2.3 Production décentralisée ..... 55
2.3.1 Définition ..... 55
2.3.2 Technologies de la production décentralisée ..... 56

2.3.3 Bénéfices potentiels des générations d'énergie dispersés ..... 57
2.3.4 Difficultés liées à l'intégration des GED ..... 58
2.4 Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution ..... 60
2.4.1 Impacts sur le sens du transit de puissance ..... 60
2.4.2 Impacts de GED sur la qualité de l'énergie ..... 62
2.4.3 Impacts sur l'exploitation et la gestion du réseau ..... 65
2.4.4 Impacts sur le plan de protection ..... 67
2.4.5 Impacts spécifiques par type de technologie ..... 68
2.4.6 Solutions et technologies de mitigation ..... 70
2.5 Conclusion ..... 71
*Chapitre 3.Méthodes d'optimisation et de planification de GED* ..... 73
3.1 Introduction ..... 74
3.2 Revue de littérature ..... 74
3.2.1 Objectifs d'optimisation des GED ..... 74
3.2.2 Contraintes d'optimisation des GED ..... 77
3.2.3 Classification des algorithmes d'optimisation ..... 78
3.2.4 Synthèse des travaux antérieurs ..... 79
3.3 Étude de cas : réseau de distribution de N'Goussa ..... 81
3.3.1 Représentation du réseau de distribution de N'Goussa ..... 81
3.3.2 Modélisation des réseaux de distribution ..... 82
3.3.3 Méthodologie d'analyse ..... 82
3.3.4 Scénarios d'application ..... 90
3.3.5 Résultats et discussions ..... 90
3.4 Limitations et perspectives ..... 99
3.4.1 Problématique générale ..... 99
3.4.2 Enjeux sous-jacents ..... 100
3.4.3 Objectifs de résolution ..... 100
3.4.4 Perspectives ..... 101
3.5 Conclusion ..... 101
*Chapitre 4.Approche spatiale et multicritère par SIG et MCDM* ..... 103
4.1 Introduction ..... 104
4.2 Fondements des systèmes d'information géographique ..... 104
4.2.1 Définition d'un système d'information géographique ..... 105
4.2.2 Composants du SIG ..... 106
4.2.3 Mode de présentation des données dans un SIG ..... 107
4.3 Applications des SIG en planification énergétique ..... 110
4.3.1 Cartographie et évaluation du potentiel énergétique ..... 110

4.3.2 Outils et méthodologies des SIG spécialisés ..... 110
4.3.3 Impact sur les politiques publiques ..... 111
4.3.4 Logiciels SIG utilisées dans les domaines énergétiques ..... 111
4.4 Aide multicritère à la décision ..... 115
4.4.1 Définition ..... 115
4.4.2 Présentation générale des méthodes d'aide multicritère à la décision ..... 115
4.4.3 Classification des méthodes MCDM ..... 119
4.5 Intégration SIG-MCDM pour la planification énergétique ..... 119
4.5.1 Cadre méthodologique d'intégration SIG-MCDM pour la planification énergétique 119
4.5.2 Les critères utilisés pour la sélection de sites des EnR ..... 121
4.5.3 Synthèse des travaux antérieurs ..... 125
4.5.4 Etude antérieur sur la zone de N'Goussa ..... 129
4.6 Limitations de l'approche SIG-MCDM ..... 130
4.6.1 Limitations méthodologiques générales ..... 131
4.6.2 Limitation spécifique : sous-utilisation des indicateurs techniques du réseau 131
4.7 Perspectives de recherche ..... 132
4.7.1 Amélioration des données et des référentiels ..... 132
4.7.2 Intégration avancée des dimensions sociales et environnementales ..... 132
4.7.3 Hybridation méthodologique et gestion des incertitudes ..... 132
4.7.4 Développement d'outils décisionnels interactifs ..... 133
4.7.5 Approche multi-échelle et interdisciplinarité ..... 133
4.7.6 Perspective stratégique : intégration des critères techniques avancés ..... 133
4.7.7 Vision scientifique intégrée ..... 134
4.8 Conclusion ..... 134
Chapitre 5. Cadre méthodologique intégré pour l'optimisation technique, spatiale et économique de la génération distribuée photovoltaïque. ..... 136
5.1 Introduction ..... 137
5.2 Méthodologie ..... 137
5.2.1 Architecture générale de l'approche ..... 137
5.2.2 Présentation de la zone d'étude ..... 140
5.2.3 Développement du modèle hiérarchique décisionnel ..... 141
5.2.4 Analyse du coût actualisé de l'énergie pour chaque taux de pénétration photovoltaïque ..... 148
5.3 Résultats et discussion ..... 150
5.3.1 Priorisation des nœuds par analyse de sensibilité LSF et VSI ..... 150
5.3.2 Cartographie d'adéquation géospatiale multicritère ..... 151

5.3.3 Optimisation de la capacité de GED par PSO..... 154
5.3.4 Scénarios de pénétration et projections technico-économiques..... 155
5.3.5 Limitations et recherches futures ..... 157
5.4 Conclusions ..... 158
Bibliographie……162
Annexes ……..……..178

# LISTE DES SYMBOLES ET DES ABRÉVIATIONS

## LISTE DES SYMBOLES

| Symbole | Désignation | Unité ou dimension |
|---|---|---|
| $B_k$ | Courant de branche k | A |
| *[BIBC]* | Matrice BIBC | m×(N−1) |
| *[BCBV]* | Matrice BCBV | (N−1)×m |
| *Cc* | Coûts en capital | $ |
| *CAPEX* | Capital Expenditure | $/kW |
| $Elsa_j$ | Production électrique annuelle de la technologie j | kWh/an |
| $es_j$ | Part d'électricité fournie par la technologie j | – |
| *FP* | Facteur de puissance | – |
| $I_i^k$ | Courant injecté au nœud i à l'itération k | A |
| $I_i$ | Courant injecté au nœud i | A |
| $I_{cc}$ | Courant de court-circuit | A |
| $I_{sc}$ | Courant de court-circuit (photovoltaïque) | A |
| $LSF_k$ | Facteur de sensibilité aux pertes de Jdb k | – |
| *m* | Nombre de branches | – |
| *N* | Nombre de jeux de barres (nœuds) | – |
| *Np* | Nombre de particules de l'essaim | – |
| *N-1* | Critère de continuité en cas de coupure d'une barre | – |
| $N_d$ | Nombre de variables du problème (PSO) | – |
| $N_{GED}$ | Nombre d'unités GED à installer | – |
| $P_i$ | Puissance active aux nœuds i | W, kW, MW |
| $P_{loss}$ | Pertes de puissance active totales | MW, kW |
| $Q_i$, | Puissances réactives aux nœuds i | VAr |
| $R_{ik}$ | Résistance de ligne entre i et k | Ω |
| *r* | Taux d'actualisation | % |
| *S* | Puissance apparente | VA, kVA, MVA |
| $S_b$ | Puissance de base du réseau | MVA |
| $S_L$,$S_{L'}$ | Puissance du Jdb L(avant/après GED) | MVA |
| $S_{GEDi}$ | Puissance de la GED au nœud i | MW, MVA |

| | | |
|---|---|---|
| $S_{totale}$ | Puissance totale du réseau | MVA |
| $THD$ | Taux de Distorsion Harmonique Totale | % |
| $V_i$ | Tensions au jeu de barre i | pu, kV |
| $V_{min}, V_{max}$ | Tensions minimales et maximales | pu |
| $\epsilon$ | Critère de convergence | pu, % |
| $\Delta V$ | Écart de tension | pu, V |
| $Z_{ij}$ | Impédance de ligne entre i et j | Ω |

## *LISTE DES ABREVIATIONS*

| Abréviation. | Désignation |
|---|---|
| AG ou GA | Algorithme Génétique (Genetic Algorithm) |
| AHP | Analytic Hierarchy Process |
| AMCD | Aide Multicritère à la Décision |
| BESS | Battery Energy Storage System |
| BFS | Backward Forward Sweep |
| BWM | Best-Worst Method |
| CAPEX | Capital Expenditure |
| CCG | Combined Cycle Gas (centrale à cycle combiné gaz) |
| DC | Courant Continu (Direct Current) |
| DERMS | Distributed Energy Resource Management Systems |
| GED ou DG | Génération d'énergie distribué (Distributed Generation) |
| GES | Gaz à Effet de Serre |
| GNSS | Global Navigation Satellite System |
| GRTE | Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| IRENA | International Renewable Energy Agency |
| JdB | Jeu de barres (nœud du réseau) |
| LCOE | Levelized Cost of Energy |
| MCDM | MultiCriteria Decision Making |
| PSO | Particle Swarm Optimization |
| PV | Photovoltaïque |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition |
| SG | Smart Grid |

| | |
|---|---|
| SIG ou GIS | Système d'Information Géographique (Geographic Information System) |
| SONELGAZ | Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (Algérie) |
| STOS | SONELGAZ Transport et Opérateur Système |
| TBT | Très Basse Tension |
| TC | Temperature Coefficient |
| THT | Très Haute Tension (Terme parfois abrégé TH) |
| VSI | Voltage Stability Index |

# LISTE DES FIGURES

**Figure 1-1** Évolution du mix énergétique primaire mondial (2000-2024) [1] ..... 8
**Figure 1-2** Evolution de la consommation énergétique mondiale par secteur depuis 2000 jusqu'à 2022 [6] ..... 9
**Figure 1-3** Evolution de la production électrique mondiale de 2000 jusqu'à 2024 [1]..... 10
**Figure 1-4** Répartition de la production électrique mondiale par pays en 2024 ..... 11
**Figure 1-5** Le mix électrique mondial par source en 2023 et 2024..... 11
**Figure 1-6** Evolution de la production électrique mondiale des énergies renouvelables [1] .. 12
**Figure 1-7** Production électrique renouvelables par pays en 2023 et 2024..... 13
**Figure 1-8** Diagramme de synthèse des flux énergétiques Algérienne (MTep) pour l'année 2023[3] ..... 19
**Figure 1-9** Structure des pertes d'énergie [3] ..... 23
**Figure 1-10** Evolution de l'intensité énergétique algérienne[5]..... 25
**Figure 1-11** Répartition de la production d'électricité par origine [3] ..... 26
**Figure 1-12** Evolution de la production des EnR en Algérie d'après IRENA[23]..... 29
**Figure 1-13** Mix énergétique renouvelable de l'Algérie en 2023 d'après IRENA [23]..... 29
**Figure 1-14** Emplacement des projets du programme national des EnR [25]..... 31
**Figure 1-15** Evolution projetée dans le cadre du programme national des EnR 2015-2030 [24] ..... 32
**Figure 1-16** Evolution de l'émission de CO2 en Algérie d'après [28] ..... 35
**Figure 1-17** Répartition des émissions de CO2 nationale par sources en 2023 [28]..... 35
**Figure 2-1** Groupe d'infrastructures d'énergie électrique[31] ..... 44
**Figure 2-2** Organisation des différents niveaux de tension du système électrique [35]..... 48
Figure 2-3 Architectures des réseaux électriques..... 49
**Figure 2-4** Carte du réseau de transport de l'électricité mis à jour le 31/12/2018 [37]..... 51
**Figure 2-5** Transit de puissance en présence d'une production décentralisée[31]..... 60
**Figure 3-1** Contraintes d'optimisation des GED [51]..... 78
**Figure 3-2** Algorithmes d'optimisation utilisée pour l'emplacement et la taille optimaux de GED [51] ..... 79
**Figure 3-3** Schéma unifilaire du réseau électrique de la zone d'étude (N'goussa)..... 82
**Figure 3-4** Réseau de distribution simple de 6 jeux de barres et 5 branches..... 83
**Figure 3-5** Schéma de réseau de distribution radiale..... 86

**Figure 3-6** Déplacement d'une particule ..... 88
**Figure 3-7** Profil de tension sans intégration de GED..... 91
**Figure 3-8** Facteur de Sensibilité aux Pertes ..... 92
**Figure 3-9** Index de stabilité de tension du réseau de N'Goussa ..... 93
**Figure 3-10** Convergence de la méthode PSO ..... 94
**Figure 3-11** Profil de tension du réseau de N'Goussa pour scénario 1 ..... 95
**Figure 3-12** Profil de tension du réseau de N'Goussa pour scénario 2 ..... 96
**Figure 3-13** Profil de tension du réseau de N'Goussa pour scénario 3 ..... 97
**Figure 3-14** les pertes active et réactive pour les quatre scénarios..... 98
**Figure 4-1** Composant du SIG..... 106
**Figure 4-2** Étapes générales dans les processus de MCDM [81] ..... 116
**Figure 4-3** Carte d'indice d'aptitude des terres [69] ..... 129
**Figure 4-4** Vérification de la précision de l'adéquation à l'aide de Google Earth par sites et par jeux de barres. [69]..... 130
**Figure 5-1** Architecture de la méthodologie proposée ..... 139
**Figure 5-2** Vue spatiale par Google Earth (altitude de vue 96km) de ligne principale du réseau électrique de N'Goussa ..... 141
**Figure 5-3** principe de la méthode BWM..... 142
**Figure 5-4** Carte de l'irradiation solaire de l'Algérie et de la région de N'Goussa [69] ..... 144
**Figure 5-5** Informations spatiales sur les critères d'évaluation incluant (a) les lignes électriques principales, (b) LSF, (c) VSI, (d) Pente, (e) zones de végétation, (f) zones urbaines, (g) routes, (h) plans d'eau (barrages). ..... 146
**Figure 5-6** Localisation des Jdb candidats selon les critère technique LSF, VSI et PSO ..... 151
**Figure 5-7** Cartes d'adéquation issues de l'analyse multicritère GIS-BWM pour trois scénarios : (a) LSF uniquement, (b) VSI uniquement, (c) combiné 50% LSF – 50% VSI ..... 153
**Figure 5-8** Profil de tension du réseau de N'Gaussa sans et avec GED (GED au Jdb 104 et taux de pénétration optimale de 59,53 %)..... 155
**Figure 5-9** Scénarios de pénétration PV-GED de 2018 à 2050..... 156

# LISTE DES TABLEAUX

**Tableau 1-1** Évolution du LCOE des Énergies Renouvelables (2010-2024)[7] ..... 15
**Tableau 1-2** Consommation nationale par agrégat [3] ..... 22
**Tableau 1-3** Consommation final par produit [3] ..... 23
**Tableau 1-4** Programme national des EnR [24] ..... 30
**Tableau 2-1** Niveaux des tensions normalisées IEC 60038 [33] ..... 45
**Tableau 2-2** Niveaux de tension définis par les normes du groupe SONELGAZ [34] ..... 47
**Tableau 3-1** Fonctions mono-objectif utilisées pour l'optimisation de GED [51] ..... 75
**Tableau 3-2** Fonctions multi objectifs utilisées pour l'optimisation de GED [51] ..... 77
Tableau 3-3 Coefficients de PSO *w, $c_1$ et $c_2$* calculés ..... 90
**Tableau 3-4** Synthèse des résultats ..... 98
**Tableau 5-1** Vecteur de comparaison par paires pour le meilleur critère / vecteur pour le pire critère / et résultats des pondérations ..... 142
**Tableau 5-2** Couches d'information, critères, sources de données et paramètres utilisés pour l'analyse de sélection de sites ..... 147
**Tableau 5-3** Caractéristiques du module photovoltaïque utilisée dans les conditions de test standard (STC). ..... 149
**Tableau 5-4** Spécifications technico-économiques et impact environnemental du système PV-GED utilisé dans la modélisation de la pénétration. ..... 157

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

La transition énergétique mondiale représente un défi structurel majeur du XXIe siècle, nécessitant une conciliation entre croissance économique, sécurité énergétique et décarbonation. La production électrique mondiale, dépassant 31256 TWh en 2024, connaît une croissance soutenue portée par l'électrification, la démographie et l'industrialisation des économies émergentes [1]. Cette évolution s'accompagne d'une transformation significative du mix énergétique, avec une progression des énergies renouvelables de 15,8% à 17,3% entre 2023 et 2024 [2]. Cette accélération est principalement attribuable à l'amélioration de la compétitivité économique des technologies renouvelables, le coût actualisé de l'électricité (LCOE) du solaire photovoltaïque ayant chuté de 90% depuis 2010 [2].

Cependant, cette transition présente des défis techniques considérables. L'intégration massive des énergies renouvelables variables exige une reconfiguration fondamentale des réseaux électriques, initialement conçus pour une production centralisée et prévisible. La gestion de l'équilibre production-consommation et de l'intermittence des sources solaires et éoliennes nécessitent le déploiement de solutions avancées de stockage et de réseaux intelligents. Le scénario Net Zéro de l'Agence Internationale d'Energie (AIE) anticipe un triplement des capacités renouvelables d'ici 2030 et l'élimination complète du charbon non capturé d'ici 2040, soulignant l'ampleur des transformations requises pour atteindre la neutralité carbone [2].

L'Algérie présente un profil énergétique contrasté, caractérisé par une forte dépendance aux hydrocarbures couplée à un potentiel renouvelable sous-exploité. Le secteur électrique, produisant 94,9 TWh en 2023, repose à 97% sur le gaz naturel via des centrales à cycles combinés [3]. Cette dépendance fossile, bien que garantissant une sécurité d'approvisionnement à court terme, expose le pays à des vulnérabilités croissantes : érosion des réserves, augmentation de la consommation interne ainsi qu'une contribution significative aux émissions de gaz à effet de serre (GES).

Paradoxalement, le pays dispose d'un potentiel solaire exceptionnel dans les régions sahariennes (3 900 heures d'ensoleillement annuel, une irradiation de 5,6 kWh/m²/jour) et d'un potentiel éolien favorable dans le Sud-Est. Pourtant, la part des énergies renouvelables dans la production électrique reste marginale (1% en 2023), très éloignée de l'objectif de 27% fixé pour 2030 [4].

Cette situation s'explique par des obstacles structurels multidimensionnels. Le cadre financier, marqué par des subventions énergétiques massives. La défaillance de l'efficacité

énergétique se traduit par une intensité énergétique ayant augmenté de 30% entre 2000 et 2021 [5]. Sur le plan technique, l'infrastructure électrique nécessite une modernisation substantielle pour intégrer des sources intermittentes et décentralisées, impliquant des investissements lourds dans les réseaux intelligents et le stockage d'énergie.

L'intégration optimale de la génération électrique décentralisée (GED) dans les réseaux de distribution algériens constitue une problématique technique cruciale. La transformation des réseaux initialement conçus pour des flux unidirectionnels en architectures bidirectionnelles génère des impacts techniques significatifs sur le profil de tension, le transit de puissance, la stabilité du réseau et les systèmes de protection. Ces impacts, potentiellement bénéfiques ou préjudiciables, dépendent essentiellement de la localisation et du dimensionnement des unités de production décentralisée.

La complexité de cette problématique réside dans son caractère multi-critères et multi-échelles. Techniquement, l'allocation optimale des GED doit simultanément minimiser les pertes actives et réactives, améliorer le profil de tension et renforcer la stabilité du système, tout en respectant les contraintes opérationnelles normatives. Économiquement, elle doit intégrer les coûts d'investissement et d'exploitation tout en optimisant le coût actualisé de l'énergie (LCOE). Spatialement, elle doit considérer les contraintes géographiques, environnementales et d'occupation du sol, tandis que la dimension environnementale impose de maximiser la réduction des émissions de GES.

Les approches traditionnelles révèlent des limitations méthodologiques significatives. Les méthodes d'optimisation classiques peinent à traiter les non-linéarités des systèmes électriques, tandis que les métaheuristiques bio-inspirées négligent souvent la dimension spatiale. Inversement, les approches basé sur le Système d'Information Géographique (SIG) avec les méthodes d'analyse multicritère d'aide à la décision (MCDM) produisent des solutions spatialement optimales mais électriquement sous-optimales, créant ainsi un besoin critique d'une méthodologie intégrée.

Cette thèse vise à élaborer une méthodologie intégrée de conception et d'optimisation de stations de production décentralisée renouvelable, articulée autour de quatre objectifs spécifiques :

Etablir un diagnostic approfondi du contexte énergétique mondial et algérien, identifiant les dynamiques structurelles de transition énergétique, les technologies émergentes et les défis spécifiques d'intégration des énergies renouvelables variables.

Développer une compréhension systématique des impacts techniques de la GED sur les réseaux de distribution, caractérisant précisément les effets sur le profil de tension, les pertes d'énergie, la stabilité et les systèmes de protection.

Concevoir un cadre méthodologique d'optimisation intégrant trois critères de dimension complémentaires : optimisation technique par analyse de facteur de sensibilité aux pertes (LSF) et indice de sensibilité de tension (VSI), analyse spatiale multicritère via SIG et la méthode BWM (Best Worst Métod), et optimisation de capacité par métaheuristique PSO (Particale Swarm Optimisation).

Valider empiriquement l'approche sur un cas d'étude réel algérien, démontrant sa capacité à produire des solutions technico-économiquement viables, spatialement réalisables et écologiquement durables, tout en quantifiant les impacts sur la réduction des pertes, l'amélioration du profil de tension et la diminution des émissions de $CO_2$.

La méthodologie de recherche adoptée repose sur une approche intégrée, multi-échelles et multi-critères, articulée en quatre phases complémentaires.

Analyse contextuelle : une revue systématique de la littérature, l'analyse critique des données énergétiques internationales et nationales (Energy Institute, AIE, IRENA, SONELGAZ), ainsi qu'une synthèse des cadres réglementaires, ont permis d'établir l'état de l'art et d'identifier les lacunes méthodologiques.

Modélisation technique : le réseau de distribution a été modélisé en configuration radiale à l'aide de l'algorithme Backward Forward Sweep (BFS), permettant de calculer les indicateurs de sensibilité LSF et VSI afin de présélectionner les nœuds candidats à l'intégration de GED.

Analyse spatiale SIG-MCDM : les SIG ont été mobilisés pour intégrer des critères techniques, géographiques, environnementaux, socio-économiques et de ressources solaires. La méthode BWM a servi à pondérer ces critères et à produire des cartes d'adéquation géospatiale identifiant les zones optimales pour les installations photovoltaïques.

Optimisation technico-économique : l'algorithme PSO a été appliqué pour déterminer la capacité optimale des unités de GED, en minimisant les pertes actives et réactives. Une évaluation économique basée sur le LCOE et des projections à l'horizon 2050 complètent l'analyse.

Cette démarche séquentielle permet de réduire progressivement l'espace de recherche, en éliminant les solutions techniquement ou spatialement non viables, pour converger vers des scénarios d'implantation robustes, réalistes et durables.

L'application de la méthodologie proposée sera réalisée sur le réseau de distribution de N'Goussa, dans le sud algérien, choisi pour ses conditions représentatives des défis de la

transition énergétique saharienne : fort potentiel solaire (>5 kWh/m²/jour), réseau radial de 464 nœuds présentant des pertes et chutes de tension importantes, et disponibilité foncière pour des centrales photovoltaïques.

Ce manuscrit s'articule autour d'une progression logique en cinq chapitres, allant du contexte général vers l'application spécifique, chaque élément s'appuyant sur les précédents pour former une contribution scientifique intégrée.

Chapitre 1 : *«Contexte énergétique mondial et Algérien : enjeux et perspectives de transition»*

Ce chapitre établit les fondements contextuels par une analyse comparative des paysages énergétiques mondial et algérien. Il examine l'évolution des mix énergétiques, les structures de consommation et les dynamiques de déploiement des énergies renouvelables. L'analyse identifie les défis spécifiques au cas algérien, caractérisé par sa dépendance aux hydrocarbures, justifiant ainsi l'orientation de la recherche.

Chapitre 2 : *« Généralités sur les réseaux électriques et la production décentralisée»*

Ce chapitre développe les bases théoriques des systèmes électriques, incluant leur structure hiérarchique, les niveaux de tension et les topologies de réseau. Il analyse systématiquement les impacts multidimensionnels de l'intégration des GED sur les réseaux de distribution et présente les solutions technologiques existante, établissant ainsi le cadre technique nécessaire.

Chapitre 3 : *« Méthodes d'optimisation et de planification des GED »*

Ce chapitre, dédié aux méthodologies d'optimisation, propose une revue exhaustive des objectifs, des contraintes et des algorithmes d'optimisation. Une application sur le réseau de N'Goussa compare trois scénarios combinant les indicateurs de sensibilité et l'optimisation PSO, révélant les limites des approches purement électriques et justifiant l'intégration de la dimension spatiale.

Chapitre 4 : *« Approche spatiale et multicritère par SIG-MCDM »*

Ce chapitre introduit les fondements théoriques des SIG et des méthodes MCDM, et analyse leur application en planification énergétique. La synthèse critique des travaux antérieurs met en évidence une lacune méthodologique majeure : la sous-utilisation des indicateurs techniques du réseau, motivant ainsi le développement de l'approche intégrative du chapitre suivant.

Chapitre 5 : *« Cadre méthodologique intégré pour l'optimisation technique, spatiale et économique de la génération distribuée photovoltaïque»*

Cœur de la contribution scientifique, ce chapitre présente une méthodologie séquentielle combinant analyse de sensibilité technique (LSF/VSI), analyse spatiale multicritère (SIG-BWM) et optimisation de capacité (PSO). Son application au réseau de N'Goussa démontre des performances remarquables.

La thèse s'achève par une synthèse des contributions, une évaluation des objectifs et une discussion des limitations. Des perspectives futures sont proposées, incluant l'intégration de systèmes de stockage, l'hybridation des sources renouvelables et l'application à d'autres contextes géographiques.

# CHAPITRE 1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE MONDIAL ET ALGÉRIEN : ENJEUX ET PERSPECTIVES DE TRANSITION

## 1.1 Introduction

La transition énergétique représente aujourd'hui un impératif planétaire, confrontant l'ensemble des nations à la nécessité de concilier développement économique, sécurité d'approvisionnement et décarbonation du système énergétique. Ce défi global revêt des dimensions particulières selon les contextes nationaux, opposant souvent pays industrialisés, économies émergentes et les États dont le modèle économique repose historiquement sur l'exportation d'hydrocarbures.

Ce chapitre propose une analyse comparative du contexte *énergétique* mondial et algérien, visant à éclairer les enjeux et perspectives de transition dans ces deux sphères interconnectées. Dans un premier temps, nous examinerons le paysage énergétique mondial à travers l'évolution du mix énergétique primaire, la structure sectorielle de la consommation et les dynamiques géopolitiques des ressources fossiles. Nous analyserons ensuite les tendances globales de la production électrique, en accordant une attention particulière à la poussée des énergies renouvelables, à leur compétitivité économique croissante et aux innovations technologiques qui accélèrent leur déploiement.

Dans un second temps, nous focaliserons notre analyse sur le cas algérien, caractérisé par un héritage fossile dominant mais porteur d'ambitions transitionnelles. Nous étudierons la structure de son patrimoine énergétique, la configuration spécifique de son secteur électrique et les stratégies déployées pour diversifier son mix énergétique. Enfin, une analyse comparative systématique permettra de confronter les dynamiques mondiales et algériennes, identifiant les défis transverses de la transition électrique et les conditions nécessaires à l'émergence d'un système énergétique résilient et durable.

À travers cette démarche, ce chapitre vise à établir un diagnostic précis des forces en présence et des obstacles à surmonter, tant à l'échelle globale que dans le contexte spécifique de l'Algérie.

## 1.2 Paysage énergétique et électrique mondial

### 1.2.1 Mix énergétique mondial

#### *1.2.1.1 Évolution du mix énergétique primaire*

Le développement socio-économique est étroitement corrélé à la disponibilité énergétique. Les réalisations du XXe siècle ont été permises par l'accès à des ressources énergétiques caractérisées par leur abondance, leur adaptabilité et leur rentabilité. Le graphique suivant (basé sur les données de Energy Institue [1]) présente la trajectoire du mix énergétique mondial entre 2000 et 2024.

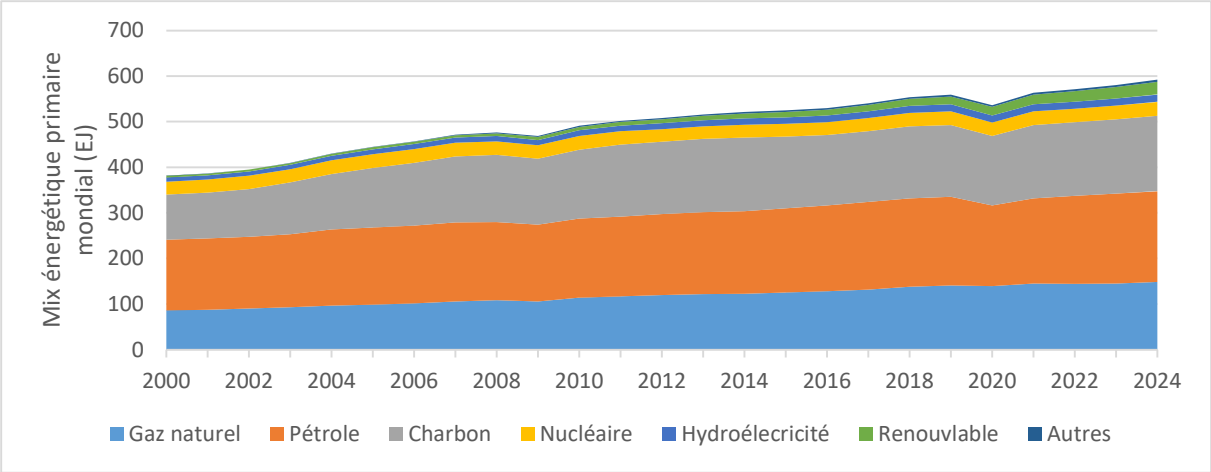


**Figure 1-1** Évolution du mix énergétique primaire mondial (2000-2024) [1]

Le mix énergétique mondial a connu une profonde transformation entre 2000 et 2024, avec une consommation totale passant de 381,7 EJ à 592,2 EJ (+55%). Les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) dominent toujours, mais leur part relative diminue progressivement. Le pétrole reste la première source d'énergie (199,1 EJ en 2024), bien que sa croissance ait ralenti après la crise de 2008-2009. Le gaz naturel montre la progression la plus forte (+72%), passant de 86,4 EJ à 148,6 EJ, devenant ainsi la deuxième source d'énergie mondiale. Le charbon, après un pic attient vers 2014 (161,7 EJ), entame un déclin relatif mais connaît un rebond récent (165,1 EJ en 2024), principalement porté par la Chine et l'Inde [1].

Les énergies bas-carbone gagnent progressivement du terrain : le nucléaire maintient une production stable (environ 30 EJ), tandis que l'hydroélectricité croît régulièrement (+68% sur la période). La véritable révolution provient des énergies renouvelables modernes (éolien, solaire...), qui multiplient par 8 leur contribution (de 3,5 EJ en 2000 à 27,8 EJ en 2024), devenant ainsi une composante significative du mix [1].

#### *1.2.1.2 Structure sectorielle de la consommation*

Le bilan énergétique représente le cadre comptable intégrant l'ensemble des flux énergétiques, depuis l'approvisionnement (production et importations) jusqu'à la consommation finale en passant par les phases de transformation et de transport. Il quantifie ainsi l'énergie mise à disposition sous forme utilisable pour l'ensemble des secteurs socio-économiques. Les ressources mobilisées se répartissent entre trois catégories fondamentales : énergies fossiles, nucléaire et énergies renouvelables.

La consommation mondiale d'énergie a augmenté de 55% depuis 2000. Cette énergie, dite primaire, est mesurée au stade des ressources brutes et subit en moyenne près d'un tiers de

pertes tout au long des étapes de transformation et de transport, avant d'être livrée aux consommateurs sous forme d'énergie finale.

La figure (1-2) montre l'évolution de la consommation énergétique mondiale par secteur depuis 2000 jusqu'à 2022. Cette figure est basé sur des données de Agence Internationale de l'Energie AIE [6]

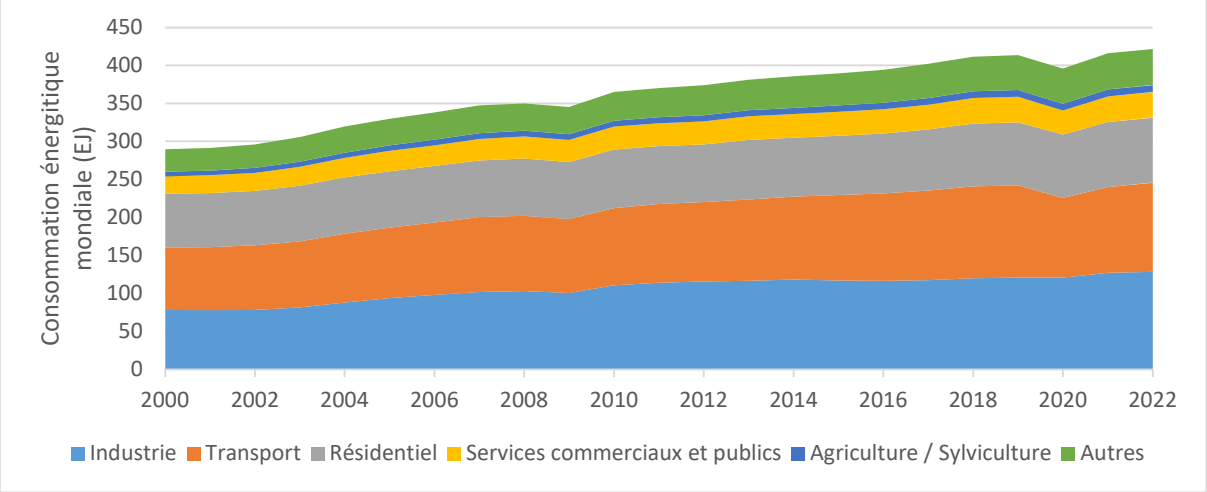


**Figure 1-2** Evolution de la consommation énergétique mondiale par secteur depuis 2000 jusqu'à 2022 [6]

La consommation énergétique mondiale a connu une croissance significative, passant d'environ 290 EJ en 2000 à près de 430 EJ en 2022, soit une augmentation d'environ 54%. Cette hausse reflète la demande croissante pour soutenir le développement économique et démographique.

La progression, bien que régulière, présente des paliers significatifs : un léger tassement lors de la crise financière de 2009, une nette inflexion durant la pandémie de COVID-19 en 2020, suivie d'une reprise visible dès 2021.

La répartition sectorielle est restée remarquablement stable sur cette période. Le secteur industriel demeure le premier consommateur (31% en 2022), suivi des transports (28%), du résidentiel (20%), des services (8%) et de l'agriculture/autres (12%).

Le secteur d'industrie est le plus gros consommateur, représentant une part majoritaire de la demande. Sa consommation a considérablement augmenté, tirée par la croissance économique, l'industrialisation et la production de biens. C'est le principal levier pour les politiques d'efficacité énergétique.

Le secteur de transport est le deuxième secteur le plus important. Avec une croissance régulière, corrélée à l'augmentation du parc automobile mondial, du transport aérien et du fret

maritime. La transition de ce secteur (électrification, biocarburants) est cruciale pour la décarbonisation.

Le secteur résidentiel a une consommation stable, reflétant les besoins des ménages (chauffage, éclairage, appareils électriques). Sa part reste importante et dépend de l'urbanisation, des standards de confort et de l'équipement numérique. L'efficacité des bâtiments est un enjeu majeur.

### 1.2.2 Production d'électricité mondiale

La production d'électricité est au cœur de la transition énergétique, avec des dynamiques accélérées par l'électrification de l'économie et l'essor des renouvelables. Cette partie analyse la croissance de la demande, le mix actuel, l'explosion des capacités renouvelables, les investissements, le rôle du nucléaire, les défis des fossiles et les perspectives d'avenir.

#### *1.2.2.1 Vue d'ensemble du secteur électrique mondial*

La figure 1.3 présente l'évolution de la production mondiale d'électricité en Térawattheures (TWh) sur la période 2000-2023, avec des projections pour 2024. La courbe montre une progression continue de la production électrique mondiale, passant d'environ 15565TWh en 2000 à près de 31 256TWh en 2024, soit un doublement en 25 ans [1].

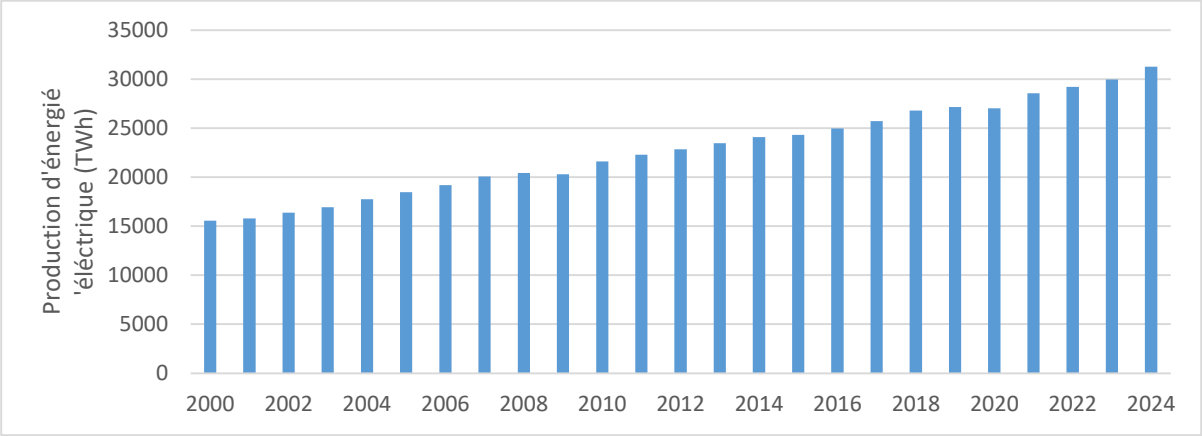


**Figure 1-3** Evolution de la production électrique mondiale de 2000 jusqu'à 2024 [1]

Cette évolution reflète l'électrification croissante de l'économie mondiale et souligne l'importance cruciale du secteur électrique dans la transition énergétique. Le double défi consiste à répondre à une demande en forte croissance tout en accélérant sa décarbonisation pour atteindre les objectifs climatiques internationaux.

#### *1.2.2.2 Répartition géographique*

Le diagramme circulaire (figure 1-4) illustre la répartition géographique de la production électrique mondiale en 2024. La Chine domine largement le paysage énergétique avec 32% de

la production mondiale totale, soit plus du tiers de l'électricité produite dans le monde. Les États-Unis occupent la deuxième position avec 15%, suivis de l'Inde (7%), de la Russie (4%) et du Japon (3%). Le reste du monde représente 39% de la production globale.

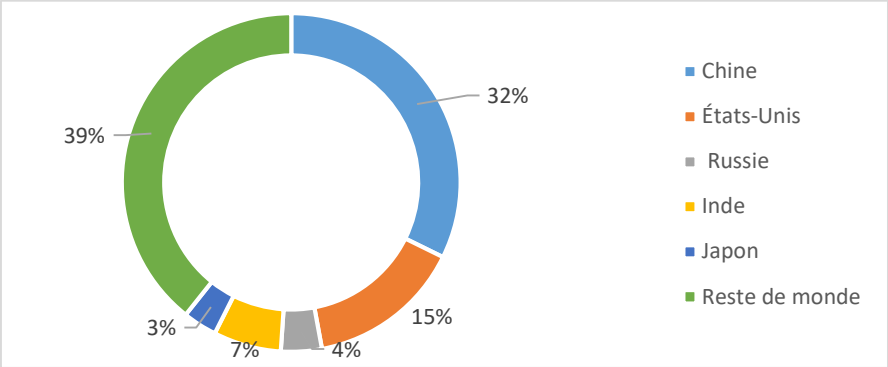


**Figure 1-4** Répartition de la production électrique mondiale par pays en 2024

Cette visualisation confirme l'hégémonie chinoise dans le secteur électrique mondial et souligne les déséquilibres structurels de la production énergétique globale, avec des implications majeures pour la sécurité énergétique et la coopération internationale.

### *1.2.2.3 Répartition par source d'énergie*

La croissance globale de la production électrique mondiale pour les années 2023 et 2024 passe d'environ 30000TWh à plus de 31200TWh. Le diagramme en barres (figure 1-5) compare la production électrique mondiale par source d'énergie pour les années 2023 et 2024, exprimée en TWh.

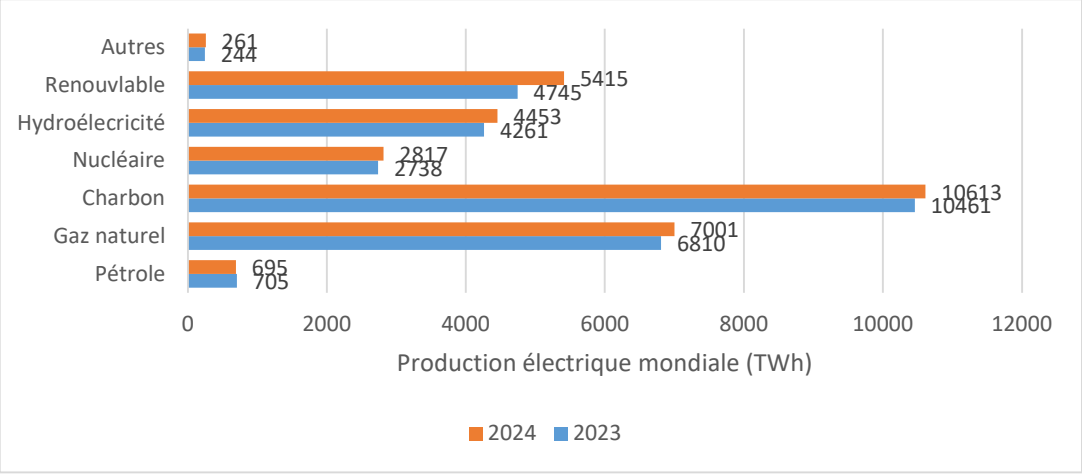


**Figure 1-5** Le mix électrique mondial par source en 2023 et 2024

Entre 2023 et 2024, le mix électrique mondial a connu une évolution significative marquée par la montée en puissance des énergies renouvelables. Celles-ci ont enregistré la plus forte croissance (+669,9 TWh), portant leur part de 15,8 % à 17,3 % du total. Cette progression s'est accompagnée d'un recul de la part des combustibles fossiles, passée de 60,0 % à 58,6 %,

malgré une augmentation en valeur absolue du gaz naturel et du charbon. Ce dernier reste la source dominante (34,0 %), mais voit son influence relative diminuer.

Dans un contexte de forte croissance de la demande (+1292,7 TWh), cette transition montre que les énergies bas carbones, qui représentent désormais 40,6 % de la production mondiale, gagnent progressivement du terrain et orientent le système électrique vers une plus grande durabilité.

### 1.2.3 Poussée des énergies renouvelables

#### *1.2.3.1 Croissance des capacités renouvelables*

En se basant sur les données de Energy Institue [1], la figure 1-6 montre l'évolution de la production électrique mondiale des différentes sources d'énergie renouvelables.

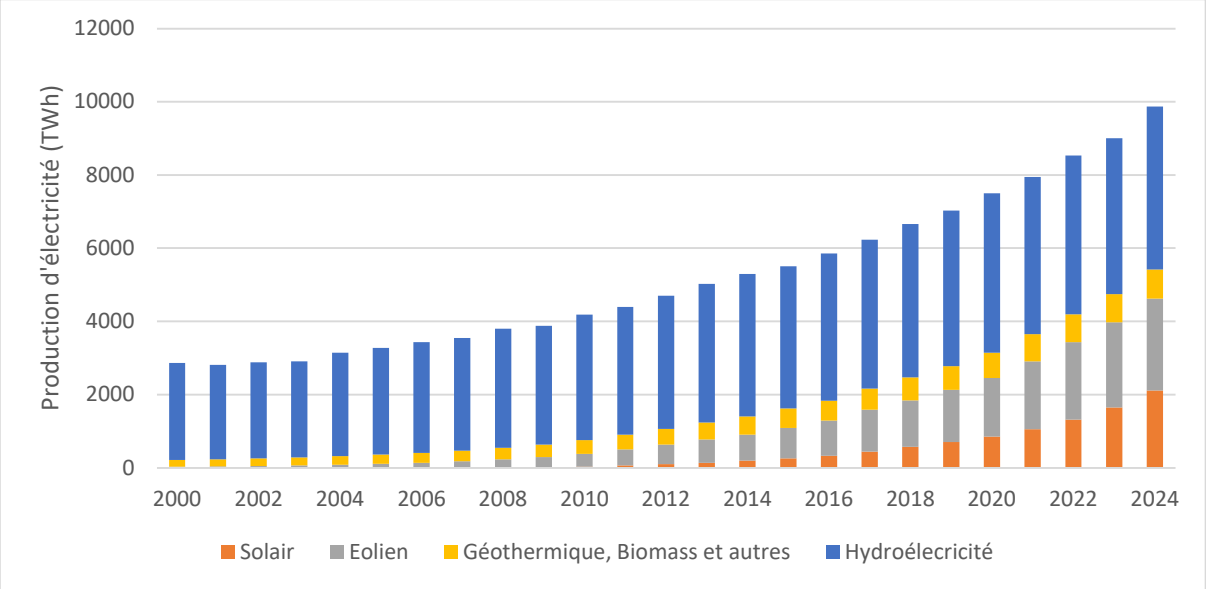


**Figure 1-6** Evolution de la production électrique mondiale des énergies renouvelables [1]

Entre 2000 et 2024, la production mondiale d'électricité d'origine renouvelable a connu une croissance remarquable, passant de 2 863,1 TWh à 9 868,1 TWh, soit une multiplication par 3,4 en 24 ans. Cette expansion est principalement portée par le développement spectaculaire du solaire, dont la production est passée de 1,1 TWh à 2 111,7 TWh, et de l'éolien, qui est passé de 31,4 TWh à 2 511,0 TWh. Ces deux sources représentent désormais 46,9 % de la production renouvelable en 2024, contre seulement 1,1% en 2000.

L'hydroélectricité, bien qu'ayant doublé sa production (de 2646,7 TWh à 4 452,9 TWh), a vu sa part relative chuter de 92,5 % à 45,1 % sur la période. Les autres énergies renouvelables, telles que la géothermie et la biomasse, ont progressé plus modérément, passant de 184,9 TWh à 792,4 TWh.

Cette transformation du mix renouvelable reflète la maturité technologique et la compétitivité économique accrue du solaire et de l'éolien, soutenues par des politiques énergétiques favorables aux technologies bas-carbone. Si l'hydroélectricité demeure essentielle pour la stabilité des réseaux électriques, le solaire et l'éolien dominent désormais les nouvelles capacités installées. La part des renouvelables dans le mix électrique mondial est ainsi passée d'environ 18 % en 2000 à 31,6 % en 2024, marquant une progression significative dans la décarbonation du secteur électrique.

La production électrique renouvelable par pays entre 2023 et 2024 est représentée sur la Figure 1-7.

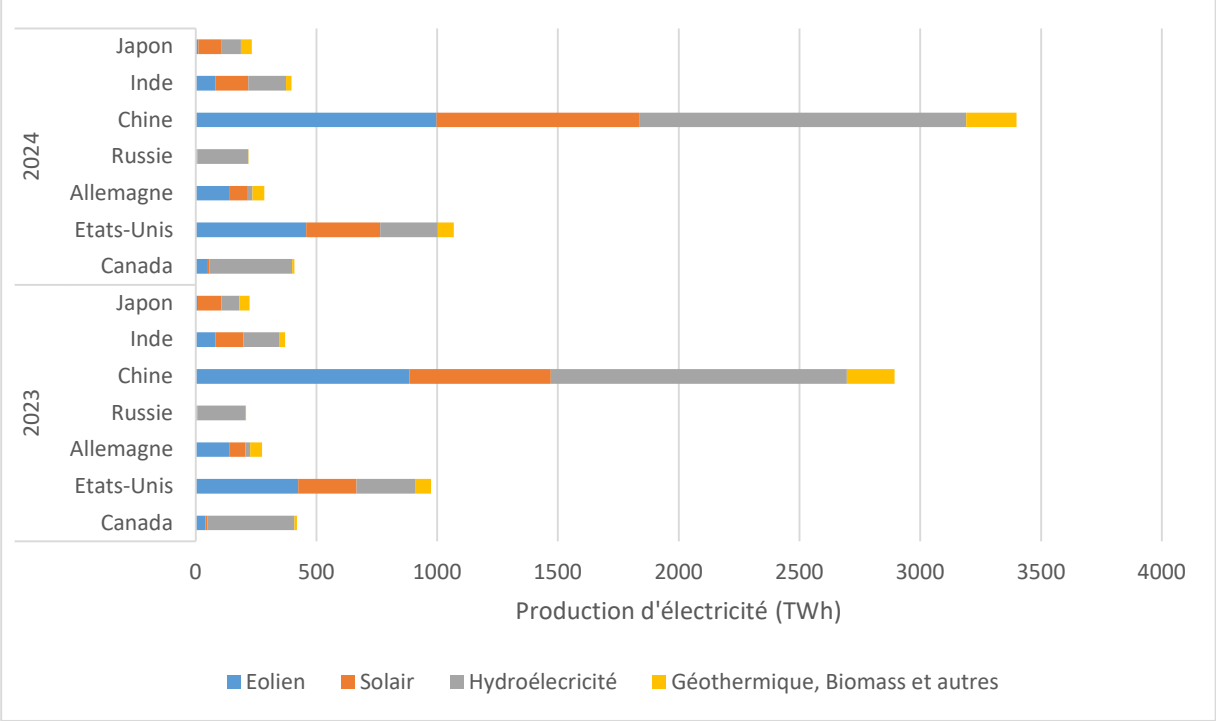


**Figure 1-7** Production électrique renouvelables par pays en 2023 et 2024

La période 2023-2024 a été marquée par une augmentation globale de la production électrique renouvelable mondiale, caractérisée par d'importantes disparités régionales. La Chine affirme sa position dominante avec une croissance de +504,6 TWh, atteignant une production de 3 398,8 TWh en 2024, ce qui représente près d'un tiers de la production renouvelable mondiale. Les États-Unis enregistrent une progression significative de +93,6 TWh, portant leur production à 1 068,7 TWh, principalement attribuable au développement des filières éolienne et solaire.

Parmi les économies émergentes, l'Inde (+26,4 TWh) et le Brésil (+21,1 TWh) affichent des croissances modérées, soutenues respectivement par le solaire et l'hydroélectricité. En

revanche, le Canada connaît un recul de -10,1 TWh, imputable à une diminution de sa production hydroélectrique.

Les économies matures telles que l'Allemagne (+8,9 TWh) et le Japon (+10,2 TWh) présentent une stagnation relative, malgré des investissements dans l'énergie solaire. La Russie (+9,8 TWh) demeure en retrait, avec une exploitation encore limitée de son potentiel renouvelable.

La part des énergies renouvelables dans le mix électrique mondial poursuit sa croissance, mais avec des trajectoires régionales différenciées, reflétant l'hétérogénéité des stratégies énergétiques nationales et des contraintes techniques et réglementaires locales.

#### *1.2.3.2 Chute du coût actualisé de l'électricité des énergies renouvelables*

La dernière décennie a été témoin d'une transformation révolutionnaire des coûts de production électrique, marquée par une chute spectaculaire du coût actualisé de l'électricité LCOE (Levelized Cost Of Electricity) des énergies renouvelables qui redéfinit fondamentalement le paysage énergétique mondial.

Le tableau 1-1 represente l'évolution du LCOE des énergies renouvelables entre 2010 et 2024 d'après l'International Renewable Energy Agency (IRENA) [7].

Selon l'IRENA, entre 2010 et 2024, le LCOE du solaire photovoltaïque a chuté de 90%, passant de 417 $/MWh à seulement 43 $/MWh, tandis que l'éolien terrestre a vu ses coûts diminuer de 70%, de 113 $/MWh à 34 $/MWh. Cette révolution tarifaire, alimentée par les progrès technologiques, les économies d'échelle et la maturation des chaînes compétitive au monde.

En 2024, 91% des nouveaux projets renouvelables ont généré de l'électricité à un coût inférieur à toute alternative fossile, L'éolien terrestre étant 53% moins cher et le solaire photovoltaïque 41% moins cher que les combustibles fossiles les moins coûteux.

Francesco La Camera, Directeur général de l'IRENA, souligne cette transformation : *"La compétitivité des coûts des énergies renouvelables est une réalité d'aujourd'hui [...] La nouvelle production d'électricité renouvelable dépasse les combustibles fossiles en termes de coûts, offrant une voie claire vers une énergie abordable, sûre et durable"*. Cette évolution a permis d'éviter 467 milliards $ de coûts de combustibles fossiles en 2024, consolidant le rôle des renouvelables comme pilier économique de la transition énergétique mondiale. [8]

**Tableau 1-1** Évolution du LCOE des Énergies Renouvelables (2010-2024)[7]

| Technologie | 2010 | 2020 | 2024 | Baisse 2010-2024 | Variation 2023-2024 |
|---|---|---|---|---|---|
| Solaire PV | 417 $/MWh | 85 $/MWh | 43 $/MWh | -90% | +0,6% |
| Éolien terrestre | 113 $/MWh | 39 $/MWh | 34 $/MWh | -70% | +3% |
| Éolien offshore | 185 $/MWh | 115 $/MWh | 81 $/MWh | -56% | +4% |
| Solaire concentré (CSP) | 350 $/MWh | 108 $/MWh | 86 $/MWh | -75% | -46% |
| Géothermie | 75 $/MWh | 72 $/MWh | 66 $/MWh | -12% | -16% |
| Hydroélectricité | 52 $/MWh | 55 $/MWh | 57 $/MWh | +10% | -2% |
| Bioénergie | 95 $/MWh | 87 $/MWh | 89 $/MWh | -6% | +13% |

#### *1.2.3.3 Innovations technologiques*

Les innovations technologiques transforment structurellement le secteur électrique en améliorant sa fiabilité, son efficacité et sa flexibilité. Selon les récentes recherches, cinq domaines technologiques émergent comme particulièrement déterminants :

- Les réseaux intelligents (smart grids) intègrent des capteurs IoT (Internet of Things) et des systèmes de gestion avancée permettant un pilotage en temps réel de la production et de la consommation, optimisant ainsi les flux d'énergie et réduisant les pertes [9].
- Le stockage par batteries a connu des progrès significatifs, avec une amélioration des performances électrochimiques des batteries lithium-ion dont la densité énergétique progresse de 5% annuellement, tandis que leur coût par kWh a chuté de 85% entre 2010 et 2020 [10].
- Les systèmes hydrogène voient le développement d'électrolyseurs à haute efficacité (PEM, oxyde solide), avec pour objectif de produire de l'hydrogène vert à moins de 2 $/kg d'ici 2030, permettant la valorisation des surplus renouvelables et la décarbonation de l'industrie lourde [11].
- Les petits réacteurs modulaires (SMR) adoptent une conception modulaire et standardisée réduisant les délais de construction, avec des modèles de 300 MWc [12].
- Les jumeaux numériques et l'IA sont déployés pour la maintenance prédictive des actifs énergétiques, permettant une réduction des coûts de maintenance de 10 à 15% [9].

Collectivement, ces innovations technologiques constituent des leviers essentiels pour accélérer la transition vers un système électrique durable et entièrement décarboné, en abaissant les coûts, en augmentant la flexibilité et en renforçant la résilience des réseaux.

#### *1.2.3.4 Investissements et prévisions*

**a) Investissements record et disparités régionales**

Les investissements mondiaux dans les énergies renouvelables ont atteint 495 milliards $ en 2022, soit une augmentation de 17% par rapport à 2021, dans le cadre d'un mouvement global de 1,3 billion $ consacré aux technologies de transition énergétique [13]. Cependant, des disparités géographiques significatives persistent : les pays développés concentrent la majorité des investissements, tandis que les pays en développement font face à un déficit annuel de 4 billions $ pour atteindre les objectifs de développement durable [13]. La Chine émerge comme un acteur majeur, représentant un tiers des investissements mondiaux via son Initiative Ceinture et Route [14].

**b) Prévisions du scénario net zéro de l'AIE**

Le scénario Net Zéro de l'AIE[2] anticipe une transformation profonde du système électrique mondial d'ici 2050 :

- La production renouvelable devrait passer de 2 859 TWh en 2019 à 53 872 TWh en 2050, représentant 85% du mix électrique mondial ;
- Les combustibles fossiles connaîtront un déclin drastique, le charbon devant disparaître complètement ;
- Les technologies de capture et stockage du carbone (CSC) et l'hydrogène bas-carbone émergeront pour décarboner les usages résiduels.

**c) Expansion massive des capacités renouvelables**

La capacité installée des énergies renouvelables devrait être multipliée par 10, passant de 2 707 GW en 2019 à 26 568 GW en 2050 :

- Le solaire photovoltaïque : 737 GW (2020) → 14 458 GW (2050)
- L'éolien : 737 GW → 8 265 GW
- L'hydroélectricité maintiendra une croissance stable : 1 327 GW → 2 599 GW

Cette trajectoire nécessite un déploiement sans précédent, des investissements massifs et une accélération des politiques de soutien pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, confirmant que les ressources financières sont désormais plus déterminantes que les avancées scientifiques pour l'avenir des énergies renouvelables [15].

### 1.2.4 Impact environnemental et impératifs de décarbonation

#### *1.2.4.1 Émissions de gaz à effet de serre*

Les émissions de gaz à effet de serre (GES), principalement issues des activités humaines depuis la révolution industrielle, ont atteint des niveaux records en 2023 avec 37,4 Gt $CO_2$éq liées à l'énergie (+1,1% par rapport à 2022). Le secteur de la production d'électricité et de chaleur représente environ 40% de ces émissions (15,0 Gt CO2éq), suivi par l'industrie (25%), les transports (22%) et les bâtiments (8%). Les émissions de méthane provenant des activités fossiles, équivalant à 3,6 Gt $CO_2$éq, constituent environ 6% des émissions énergétiques totales [16], [17] .

#### *1.2.4.2 Disparités d'accès à l'électricité*

Bien que l'accès mondial à l'électricité soit passé de 87,02% en 2015 à 91,67% en 2023, des inégalités régionales persistent. L'Afrique subsaharienne ne dispose que de 52,71% de taux d'accès, concentrant 565 millions des 666,42 millions de personnes sans électricité dans le monde. Atteindre l'accès universel d'ici 2030 nécessitera des investissements ciblés de 20 milliards $/an dans les solutions décentralisées [18].

#### *1.2.4.3 Défis et perspectives de la transition énergétique*

Pour respecter l'Accord de Paris, une réduction d'au moins 43% des émissions de $CO_2$ d'ici 2030 et la neutralité carbone en 2050 sont requises. Le scénario Net-Zero de l'AIE implique

- Un triplement des capacités renouvelables pour atteindre 11 000 GW d'ici 2030 ;
- Une expansion de la capacité nucléaire de 417 GW (2022) à 916 GW (2050) ;
- Un déploiement de 1 500 GW de stockage par batterie d'ici 2030 ;
- L'élimination complète du charbon sans capture du carbone d'ici 2040 ;
- Des investissements annuels de 4 500 milliards $ dans les technologies énergétiques propres d'ici 2030 [17], [19].

Les défis majeurs incluent l'intégration des énergies variables, la modernisation des réseaux, et la mobilisation de financements à long terme, nécessitant une coopération renforcée entre acteurs publics et privés pour aligner les investissements avec les objectifs climatiques.

## 1.3 Le contexte énergétique Algérienne

La transition énergétique mondiale s'opère dans un contexte de croissance accélérée de la demande électrique, projetée à +2 200 TWh d'ici 2035, sous l'effet conjugué de l'électrification des transports, du développement des centres de données et de l'adaptation aux vagues de chaleur extrêmes. Cette dynamique s'accompagne d'une baisse structurelle des coûts des

technologies renouvelables, créant un excédent d'offre susceptible de modifier les équilibres géopolitiques et les chaînes d'approvisionnement mondiales [20].

Le cadre géopolitique est dominé par le « trilemme énergétique » qui articule sécurité d'approvisionnement, accessibilité économique et durabilité environnementale. Les récents chocs géopolitiques ont accentué la vulnérabilité des pays importateurs, les conduisant à diversifier leurs sources et à développer les énergies renouvelables locales.

Dans ce contexte, l'Algérie maintient une position stratégique avec :

- 113,3 milliards m³ de capacités de liquéfaction de GNL ;
- Une place parmi les cinq premiers exportateurs mondiaux ;
- Des infrastructures de transport robustes (gazoducs Transméditerranéen et Medgaz) .

Cependant, cette dépendance aux hydrocarbures expose le pays à la volatilité des prix et aux risques de dévaluation des actifs fossiles. La pérennisation de sa croissance nécessite une stratégie duale : valorisation optimale des ressources fossiles existantes tout en accélérant le déploiement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique pour construire un mix énergétique résilient et décarboné, conforme aux engagements internationaux de l'accord de Paris et des objectifs de développement durable.

### 1.3.1 Un patrimoine énergétique dominé par les hydrocarbures

#### *1.3.1.1 Panorama des ressources énergétiques nationales.*

Le bilan énergétique de l'Algérie pour l'année 2023 (représenté sur la figure1-8) caractérise une économie structurellement exportatrice d'hydrocarbures, marquée par d'importantes pertes de transformation. La production primaire s'élève à 170,1 MTep, dominée par le gaz naturel et le pétrole, avec des exportations massives de 96,9 MTep (soit 57% de la production), confirmant le rôle pivot du pays sur les marchés énergétiques internationaux.

Le taux de pertes et d'autoconsommation du secteur énergétique atteint ~25%, révélant un rendement global faible. Pour fournir 54,2 MTep aux consommateurs finaux, le système doit prélever 72,2 MTep, indiquant un gisement important d'économies d'énergie potentielles.

Cette structure souligne la double dépendance algérienne :

- Aux revenus d'exportation des hydrocarbures (pilier des finances publiques ;
- À l'optimisation du système énergétique national, où l'amélioration de l'efficacité énergétique constituerait un levier majeur pour libérer des volumes supplémentaires à l'exportation tout en répondant aux besoins croissants de la demande intérieure.

Ce diagnostic met en lumière l'impérative nécessité des programmes d'efficacité énergétique et de transition, non seulement pour des raisons environnementales mais aussi pour consolider la sécurité économique du pays en préservant ses précieuses ressources exportables.

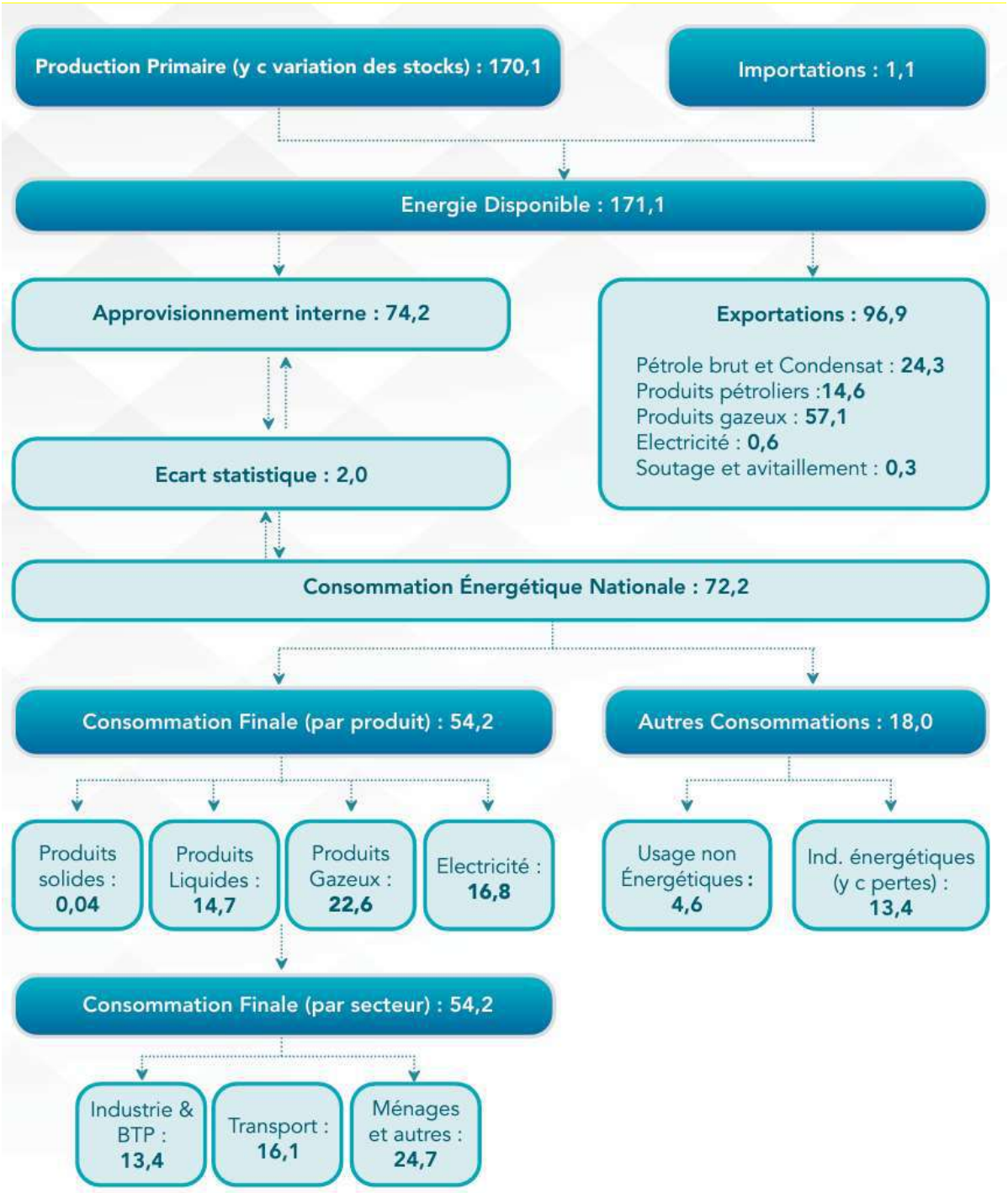


**Figure 1-8** Diagramme de synthèse des flux énergétiques Algérienne (MTep) pour l'année 2023[3]

### *1.3.1.2 Réserves, production et consommation de pétrole et de gaz naturel.*

#### a) Réserves pétrolières en Algérie

L'Algérie confirme sa position de producteur et exportateur majeur de pétrole en Afrique et dans le monde arabe, avec des réserves prouvées de pétrole brut estimées à 12,2 milliards de barils fin 2024 [1]. Cette estimation place le pays au 3e rang africain et dans le top 20 mondial. Bien que les réserves affichent une stabilité relative depuis une décennie grâce aux projets d'exploration et à l'optimisation des techniques de récupération, le taux de remplacement des réserves reste inférieur à 1 sur le long terme, indiquant une tendance à l'épuisement progressif en l'absence de nouvelles découvertes majeures.

La production pétrolière algérienne est fortement concentrée géographiquement :

- Hassi Messaoud : représente plus de 70% des réserves nationales ;
- Bassins du sud-est (Berkine, Illizi) : contribuent régulièrement aux nouvelles réserves via l'exploration des "zones frontières."

#### b) Réserves de gaz naturel en Algérie

Les réserves prouvées de gaz naturel, estimées à 2,3 Trillions de m³ (Tm³) fin 2020 [1], constituent la base de l'économie et de l'influence géopolitique algérienne. Une révision méthodologique significative en 2020 a fait passer les réserves de 4,3 à 2,3 Tm³, reflétant l'adoption de critères plus stricts pour la définition des réserves commercialement extractibles et une réévaluation réaliste du potentiel des gisements matures après des décennies d'exploitation.

L'infrastructure gazière s'articule autour de trois bassins principaux :

- Hassi R'Mel : épine dorsale de la production gazière nationale ;
- Berkine : production combinée pétrole et gaz ;
- Illizi : diversification géographique de la production.

Ces bassins sont connectés par un réseau d'infrastructures sophistiqué comprenant les gazoducs Transméditerranéen et Medgaz vers l'Europe, ainsi que les terminaux de liquéfaction d'Arzew et Skikda d'une capacité totale de près de 113,3 milliards de $m^3$ [21].

#### c) Production et consommation de pétrole

L'analyse de la dynamique pétrolière algérienne sur la période 2000-2024 révèle une évolution contrastée entre la production et la consommation nationale. La production pétrolière a affiché une tendance générale à la baisse, passant de 1 549 milliers de barils/jour en 2000 à environ 1 380 milliers de barils/jour en 2024, malgré un pic de production atteint autour de 2004-2005 à près de 1 990 milliers de barils/jour [1].

Parallèlement, la consommation intérieure a connu une croissance soutenue, évoluant de 190 à 440 milliers de barils/jour sur la même période. Cette augmentation de plus de 130% reflète la dynamique de développement économique et la croissance des besoins énergétiques domestiques et industriels.

**d) Production et consommation de gaz naturel**

La production gazière algérienne a montré une évolution cyclique entre 2000 et 2024, avec une moyenne annuelle d'environ 87 milliards de m³. Après un minimum observé en 2009 (76,6 milliards de m³), la production a connu une remarquable reprise pour atteindre des pics supérieurs à 101 milliards de m³ en 2021 et 2023 [1].

La consommation nationale de gaz naturel a poursuivi une trajectoire ascendante continue, passant de 19,1 milliards de m³ en 2000 à 54,2 milliards de m³ en 2023, soit une multiplication par près de 2,8. Cette croissance reflète l'importance croissante du gaz naturel dans le mix énergétique national et l'expansion des besoins énergétiques du pays.

La marge exportatrice de l'Algérie reste significative, avec une production maintenue à un niveau substantiellement supérieur à la consommation intérieure, confirmant la position du pays comme exportateur stratégique sur les marchés gaziers internationaux, notamment européens.

### *1.3.1.3 Structure de la consommation énergétique nationale et intensité énergétique.*

**a) Structure de la consommation énergétique totale**

La consommation énergétique nationale de l'Algérie s'est élevée à 72183 KTep en 2023, en augmentation de 3,2 % par rapport à 2022. Cette croissance reflète une demande interne soutenue, tirée par la dynamique économique et démographique, mais elle soulève également des préoccupations concernant l'efficacité énergétique du pays [3].

La consommation finale (énergie utilisée par les secteurs économiques et les ménages) a progressé de 2,1 %, atteignant 54204 KTep. Cette augmentation est conforme à la tendance historique, portée par la croissance des secteurs résidentiel, des transports et industriel, dans un contexte de subventions énergétiques maintenues [3].

Les consommations non énergétiques (utilisation des hydrocarbures comme matières premières, notamment dans la pétrochimie) ont augmenté de 2,5 % pour s'établir à 4605 KTep. Cette hausse reflète le développement d'activités de transformation industrielle [1].

Les consommations des industries énergétiques (énergie utilisée pour la production et la transformation d'énergie ex : raffinage, production d'électricité) ont significativement augmenté

de 7,1 % (8735 KTep). Parallèlement, les pertes (lors de la transformation, du transport et de la distribution de l'énergie) ont augmenté de 11,5% (4639 KTep) [3].

**Tableau 1-2** Consommation nationale par agrégat [3]

| **Unité : K Tep** | **2022** | **2023** | **Evolution** | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Quantité | (%) |
| Consommation finale | 53106 | 54204 | 1098 | 2,1 |
| Consommations non-énergétiques | 4493 | 4605 | 112 | 2,5 |
| Consommations des industries énergétiques | 8158 | 8735 | 577 | 7,1 |
| Pertes | 4162 | 4639 | 477 | 11,5 |
| CONSOMMATION NATIONALE | 69919 | 72183 | 2264 | 3,2 |

**b) Consommation finale par produit**

La consommation finale d'énergie en Algérie s'est élevée à 54,2 Mtep en 2023, marquant une progression de 2,1% par rapport à 2022. Cette consommation est structurée autour de trois piliers énergétiques majeurs qui concentrent plus de 93% de la demande finale. [1]

Le gaz naturel domine largement avec 19,0 Mtep (35,1% du total), bien qu'il enregistre une légère baisse de 2,1% reflétant possiblement une optimisation de son usage ou une substitution partielle. [1]

L'électricité occupe la deuxième position avec 16,8 Mtep (31,0%), affichant une croissance soutenue de 3,8% qui témoigne de l'électrification croissante de l'économie algérienne. [1]

Les produits pétroliers complètent ce trio avec 14,7 Mtep (27,1%), enregistrant la plus forte progression en valeur absolue (+715 KTep, soit +5,1%), probablement liée à l'expansion du parc automobile et des activités de transport. [1]

Le GPL maintient une position significative avec 6,7% du total et une croissance dynamique de 5,7%, confirmant son rôle dans les usages domestiques et industriels. Cette structure révèle une économie encore fortement dépendante des hydrocarbures, mais avec une diversification progressive du mix énergétique final. [1]

**Tableau 1-3** Consommation final par produit [3]

| Produit | Unités | 2022 | 2023 | Évolution | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | (K Tep) | (%) |
| Produits pétroliers | K Tep | 13999 | 14713 | +715 | +5,1 |
| | K Tonnes | 13402 | 14092 | | |
| Gaz naturel | K Tep | 19421 | 19007 | -414 | -2,1 |
| | $10^6$ m³ | 20552 | 20113 | | |
| Électricité | K Tep | 16219 | 16 829 | +610 | +3,8 |
| | GWh | 67207 | 71005 | | |
| GPL | K Tep | 3422 | 3616 | +194 | +5,7 |
| | K Tonnes | 2900 | 3065 | | |
| Coke sidérurgique | K Tep | 27 | 30 | +3 | +9,7 |
| | K Tec | 39 | 43 | | |
| Autres (Bois) | K Tep | 18 | 8 | -10 | -55,2 |
| | K Tec | 91 | 41 | | |
| TOTAL | K Tep | 5106 | 54204 | +1098 | +2,1 |

### c) Les pertes d'énergie

Le total des pertes d'énergie en Algérie s'est élevé à 4,6 Mtep en 2023, réparties entre trois formes principales de combustibles. Les pertes d'électricité dominent à 45% du total, reflétant les pertes en transport (35%) et surtout en distribution (65%), y compris les pertes non techniques. Les produits gazeux constituent 28% des pertes, tandis que les produits liquides en représentent 27%. Cette structure met en évidence la priorité à accorder à la réduction des pertes dans le réseau électrique, qui reste le poste le plus critique pour améliorer l'efficacité globale du système énergétique [1].

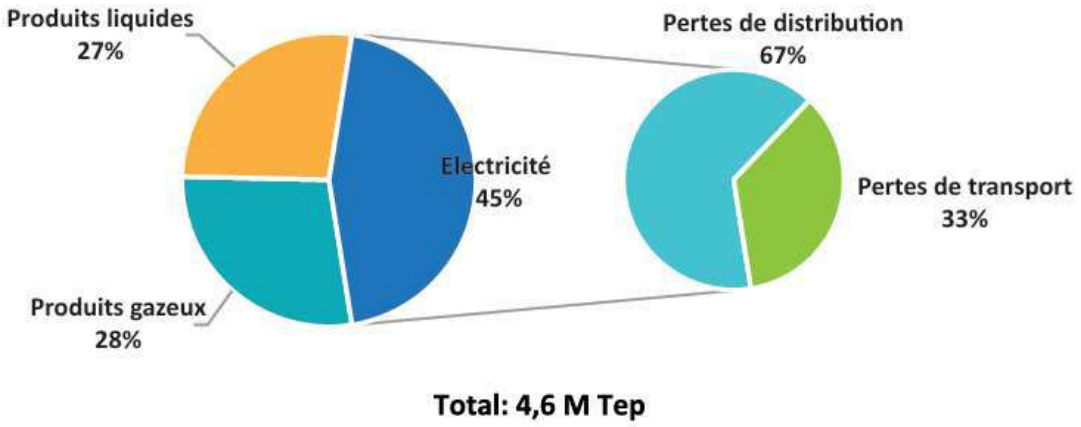


**Figure 1-9** Structure des pertes d'énergie [3]

**d) Intensité énergétique**

L'intensité énergétique est un indicateur de performance énergétique qui mesure la quantité d'énergie consommée pour produire une unité de richesse économique (souvent exprimée par le PIB (Produit Intérieur Brut)).

Une intensité énergétique élevée → un pays consomme beaucoup d'énergie pour produire une unité de PIB → l'économie est peu efficace énergétiquement.

Une intensité énergétique faible → un pays utilise moins d'énergie pour générer la même richesse → l'économie est plus efficiente et moins énergivore.

Entre 2000 et 2021 (voir Figure 1.10), l'intensité énergétique de l'Algérie a connu une évolution défavorable, passant de 4,3 à 5,6 MJ par dollar internationale constant de PPA (Parité de Pouvoir d'Achat) 2017, soit une augmentation significative de 30% sur la période [5] .

Contrairement à la tendance mondiale observée dans la plupart des économies émergentes qui voient leur intensité énergétique baisser avec le développement économique, l'Algérie affiche une trajectoire inverse particulièrement marquée depuis 2015. Cette dégradation continue, avec un pic atteint en 2021, reflète les lacunes profondes de l'économie nationale : la persistance d'un modèle de croissance fortement dépendant des hydrocarbures, le maintien de subventions énergétiques favorisant la surconsommation, et le développement de secteurs industriels à haute intensité énergétique [5] .

Cette trajectoire place l'Algérie dans une position défavorable par rapport à ses voisins régionaux, avec une intensité énergétique 27% supérieure à la moyenne mondiale et près de deux fois plus élevée que celle du Maroc (3.1 MJ par dollar internationale constant de PPA 2017), soulignant l'urgence d'une politique d'efficacité énergétique plus ambitieuse pour concilier développement économique et transition énergétique [5] .

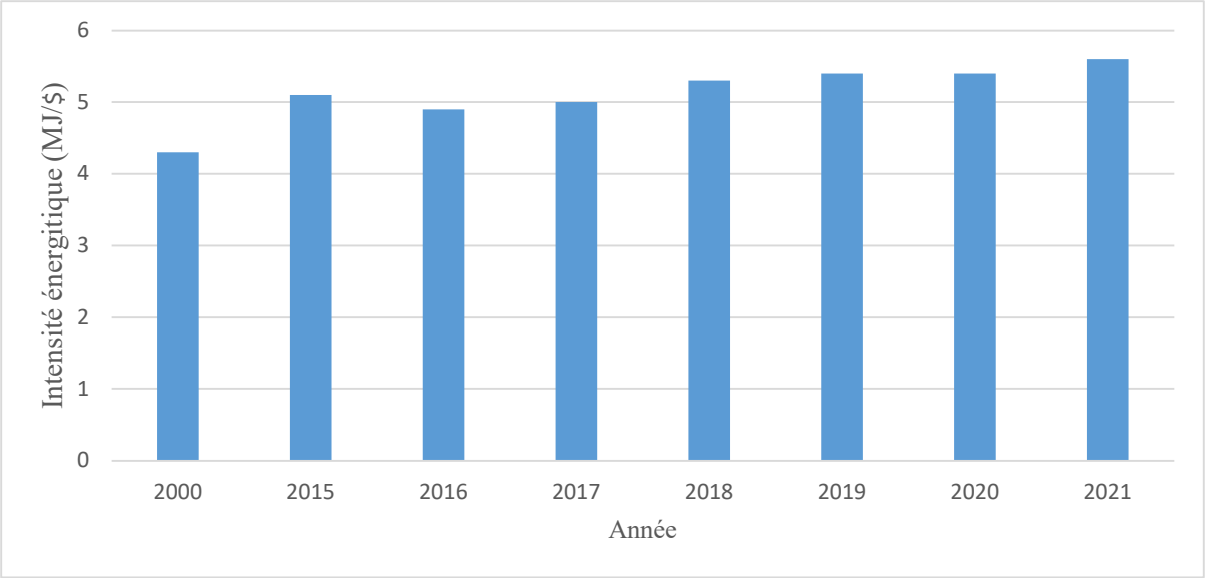


**Figure 1-10** Evolution de l'intensité énergétique algérienne[5]

### 1.3.2 Le secteur électrique Algérien : état des lieux

#### *1.3.2.1 Mix de production actuel*

L'Algérie a réalisé une performance remarquable en matière d'électrification, avec un taux d'accès à l'électricité avoisinant les 99,8% en 2023, couvrant aussi bien les zones urbaines que les régions rurales et sahariennes les plus isolées. Cette réussite, principalement portée par des investissements publics massifs et le groupe public Sonelgaz, contraste cependant avec la structure de production électrique, encore largement dominée par les combustibles fossiles.

Comme l'illustre le graphique (Figure 1.11), avec une production totale de 94,9 TWh, le mix électrique algérien repose quasi exclusivement sur le gaz naturel, à travers les technologies des turbines à gaz (TG), des cycles combinés (CC) (qui représentent la part majoritaire) et des turbines à vapeur (TV) qui contribuent à hauteur de 5,1%. Le diesel ne joue qu'un rôle marginal (0,2%), reflétant une optimisation relative du système. Cette dépendance aux hydrocarbures, bien que cohérente avec les ressources nationales, génère d'importantes émissions de $CO_2$ et expose le pays aux fluctuations des marchés énergétiques soulignant la criticité des enjeux de modernisation et de diversification abordés dans la section suivante.

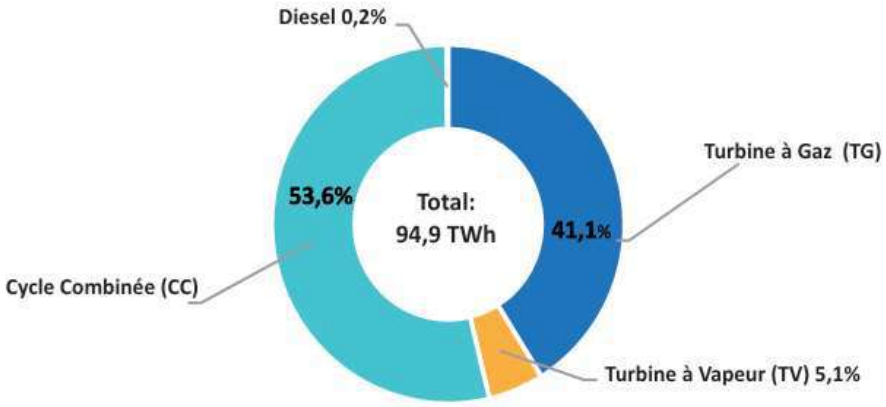


**Figure 1-11** Répartition de la production d'électricité par origine [3]

La production électrique renouvelable en Algérie reste encore marginale malgré un potentiel solaire et éolien exceptionnel. Fin 2023, les EnR (hors hydroélectricité) ne représentaient qu'environ 1% de la production totale d'électricité.

### *1.3.2.2 Enjeux de modernisation et de diversification*

La modernisation et la diversification de l'électricité en Algérie s'inscrivent dans une transformation profonde du secteur énergétique, visant à répondre aux défis économiques, sociaux et environnementaux. Sur le plan de la modernisation, une restructuration organisationnelle a été engagée en 2023 pour optimiser la gestion du secteur, avec une rationalisation des filiales de Sonelgaz et une accélération de la digitalisation des systèmes de gestion et de supervision des réseaux.

Parallèlement, d'importants investissements (385850 millions de DA en 2023) ont été consacrés au renforcement des infrastructures, notamment l'interconnexion Nord-Sud, l'extension des réseaux de transport et de distribution, et l'amélioration de la résilience face aux pics de demande et aux aléas climatiques [22] .

La diversification du mix électrique, essentielle pour réduire la dépendance au gaz naturel, se concrétise vers le déploiement progressif d'EnR, avec un objectif de 15000MWc de capacités installées d'ici 2035. Les premiers appels d'offres de la phase initiale de 3000 MWc ont été attribués, favorisant une intégration nationale significative dans les projets solaires et éoliens, en particulier dans les régions à haut potentiel comme le Grand Sud et les Hauts Plateaux. Cette transition s'accompagne d'innovations telles que le développement de bornes de recharge pour véhicules électriques et de réseaux intelligents [22] .

Sur le plan socio-économique, ces évolutions soutiennent un taux d'électrification de 98% et renforcent la sécurité énergétique tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Elles

stimulent également l'industrialisation locale et l'émergence d'une filière énergétique compétitive, orientée vers l'exportation de savoir-faire et d'équipements.

Cependant, des défis persistent, notamment l'accélération du développement des EnR, la mobilisation de financements dédiés, et la formation des ressources humaines (avec 37000 agents formés en 2023) pour accompagner cette mutation technologique. La réussite de cette transition repose sur une coordination renforcée entre les acteurs publics et privés, ainsi que sur des partenariats internationaux stratégiques, afin de construire un système électrique résilient, durable et compétitif [22] .

### 1.3.3 Stratégie et déploiement de la transition énergétique

#### *1.3.3.1 Potentiel des énergies renouvelables*

**a) Potentiel solaire**

L'Algérie dispose d'un potentiel solaire exceptionnel, avec une durée d'insolation annuelle dépassant 2 000 heures sur l'ensemble du territoire et atteignant 3 900 heures dans les régions sahariennes. L'irradiation solaire présente un gradient géographique marqué, passant de 3 kWh/m²/jour dans le nord à plus de 5,6 kWh/m²/jour dans le Grand Sud, où le rayonnement direct normal peut atteindre plus de 2 200 Wh/m². Cette ressource stratégique positionne l'Algérie comme un acteur potentiel de premier plan dans la transition énergétique méditerranéenne [1].

**b) Potentiel éolien**

Le potentiel éolien algérien présente une hétérogénéité géographique prononcée. Le Sud algérien, particulièrement le Sud-Est (région de Tamanrasset), enregistre des vitesses de vent dépassant 7-8 m/s, offrant des conditions optimales pour le développement de parcs éoliens de grande envergure. Le Nord du pays présente des vitesses plus modestes (6-7 m/s) mais compte des microclimats favorables dans les zones côtières (Oran, Béjaïa, Annaba) et certains hauts plateaux (Tébessa, Biskra, M'sila, El Bayadh) [1].

**c) Potentiel géothermique**

L'Algérie possède un potentiel géothermique prometteur en Afrique du Nord, avec plus de 200 sources chaudes recensées dans le Nord du pays. Un tiers de ces sources présentent des températures supérieures à 45°C, avec des maxima atteignant 118°C à Biskra. Trois secteurs clés présentent des gradients thermiques dépassant 5°C/100 m : Relizane-Mascara, Aïn Boucif-Sidi Aïssa et Guelma-Djebel El Onk, offrant des perspectives pour la production d'électricité modulaire et les applications thermiques directes [1].

**d) Potentiel hydraulique**

Les ressources hydrauliques algériennes, estimées à 25 milliards de m³ de ressources renouvelables utilisables, présentent une distribution inégale décroissante du nord (1 000 mm/an) au sud (<50 mm/an). Le pays dispose de 103 sites de barrages identifiés, dont plus de 50 sont opérationnels, mais fait face à des défis de gestion liés à l'irrégularité des précipitations et à l'évaporation importante [1].

Cette diversité de ressources renouvelables constitue un atout stratégique pour la diversification du mix énergétique national et le renforcement de la sécurité énergétique de l'Algérie.

### *1.3.3.2 Evolution du mix énergétique renouvelable en Algérie :*

L'analyse des données IRENA [23]sur la période 2015-2023 révèle une croissance significative de la production d'énergies renouvelables en Algérie, passant de 362 GWh en 2015 à 926 GWh en 2023, soit une multiplication par 2,5 en huit ans.

Cette progression est intégralement tirée par le solaire, dont la production a été multipliée par 4,5, passant de 197 GWh à 889 GWh et dominant désormais le mix renouvelable à hauteur de 96 %. Le photovoltaïque (PV) a connu une expansion particulièrement dynamique, passant de 49 GWh à 771 GWh, tandis que la solaire thermodynamique (CSP) a stagné autour de 118 GWh depuis 2020.

En revanche, les autres filières peinent à décoller : l'hydroélectricité, après avoir culminé à 152 GWh en 2019, s'est effondrée à seulement 23 GWh en 2023 en raison probable de sécheresses récurrentes, et l'éolien stagne à un niveau marginal (10-19 GWh), soulignant un grave déficit de développement.

Cette trajectoire confirme la forte dépendance de la transition énergétique algérienne à l'égard du solaire photovoltaïque, mais expose également sa vulnérabilité face au manque de diversification et aux aléas climatiques qui affectent l'hydraulique.

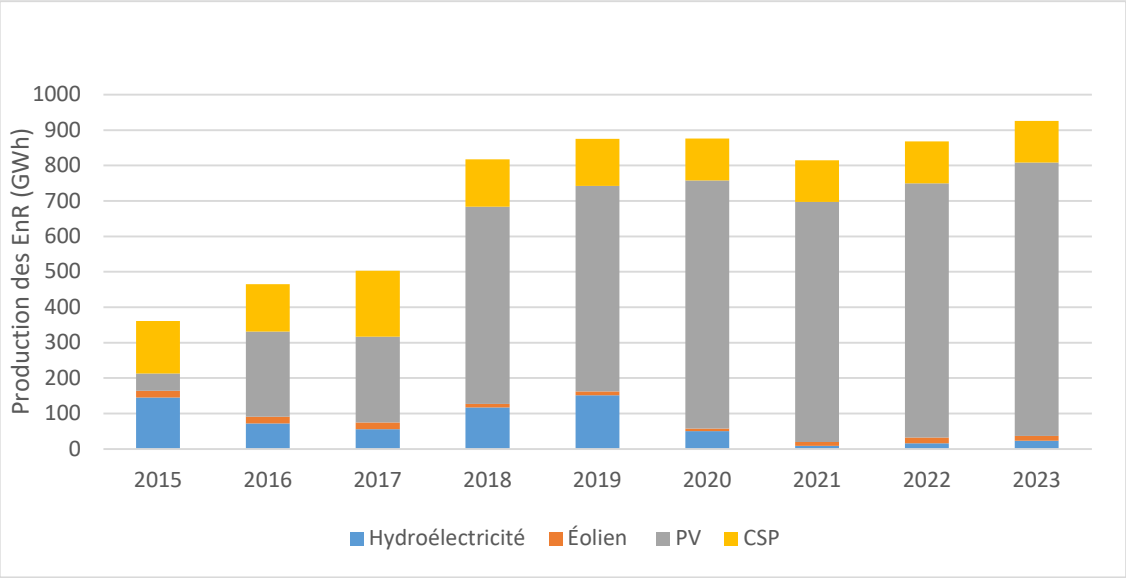


**Figure 1-12** Evolution de la production des EnR en Algérie d'après IRENA[23]

D'après IRENA [23], le mix énergétique renouvelable de l'Algérie en 2023 s'est enrichi d'environ 926GWh, dont 23GWh issus de l'hydroélectricité, 14GWh de l'éolien, 771 GWh du photovoltaïque solaire (plus de 83% de la production renouvelable totale) et 118 GWh du solaire thermique injectée en électricité et chaleur brutes.

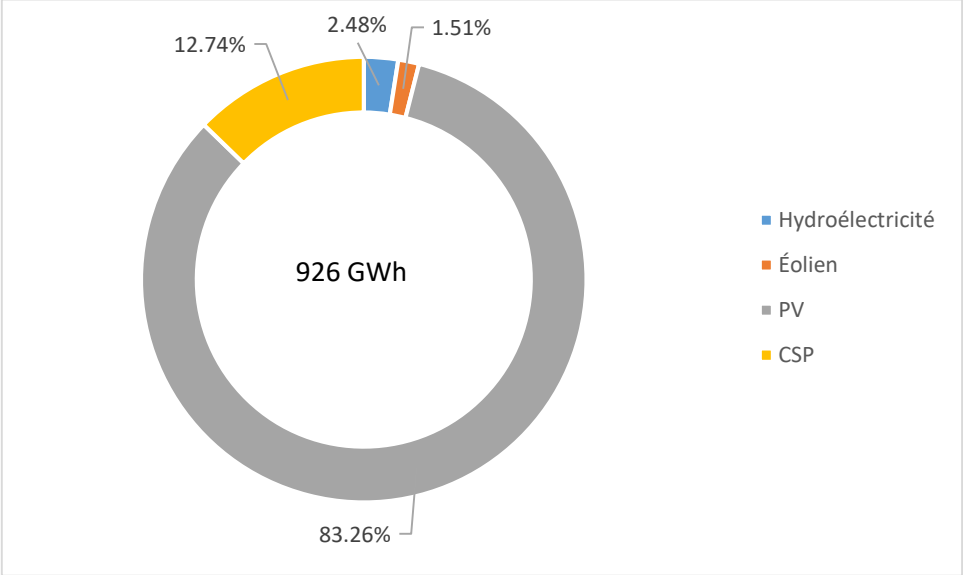


**Figure 1-13** Mix énergétique renouvelable de l'Algérie en 2023 d'après IRENA [23]

### *1.3.3.3 Programme national des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique*

Portée par une ambition stratégique de diversification énergétique et de développement durable, l'Algérie s'est engagée dans un vaste programme national des énergies renouvelables (EnR) visant à se positionner comme un leader régional dans la production d'électricité verte. Cette vision repose sur l'exploitation de son immense potentiel solaire, éolien, biomasse,

géothermique et de cogénération, érigeant les EnR en véritables moteurs d'une nouvelle croissance économique durable.

La feuille de route, articulée autour d'un objectif ambitieux de 22000 MW de capacité installée d'ici 2030, se déploie en deux phases distinctes [24]:

- Une première phase (2015-2020) de lancement et d'expérimentation, ayant permis la réalisation de 4 525 MW, majoritairement en photovoltaïque (3000 MW) et en éolien (1010 MW).
- Une seconde phase (2021-2030) d'industrialisation et de déploiement à grande échelle de 17475 MW. Celle-ci sera marquée par le développement de méga-centrales, notamment photovoltaïques (10575 MW) et solaire thermique (2000 MW CSP), dans le Sahara, rendues possibles par le renforcement de l'interconnexion électrique Nord-Sud.

**Tableau 1-4** Programme national des EnR [24]

| Unité : MW | 1ère phase 2015-2020 | 2ème phase 2021-2030 | TOTAL |
|---|---|---|---|
| Photovoltaïque | 3000 | 10575 | 13575 |
| Eolien | 1010 | 4000 | 5010 |
| CSP | - | 2000 | 2000 |
| Cogénération | 150 | 250 | 400 |
| Biomasse | 360 | 640 | 1000 |
| Géothermie | 05 | 10 | 15 |
| TOTAL | 4525 | 17475 | 22000 |

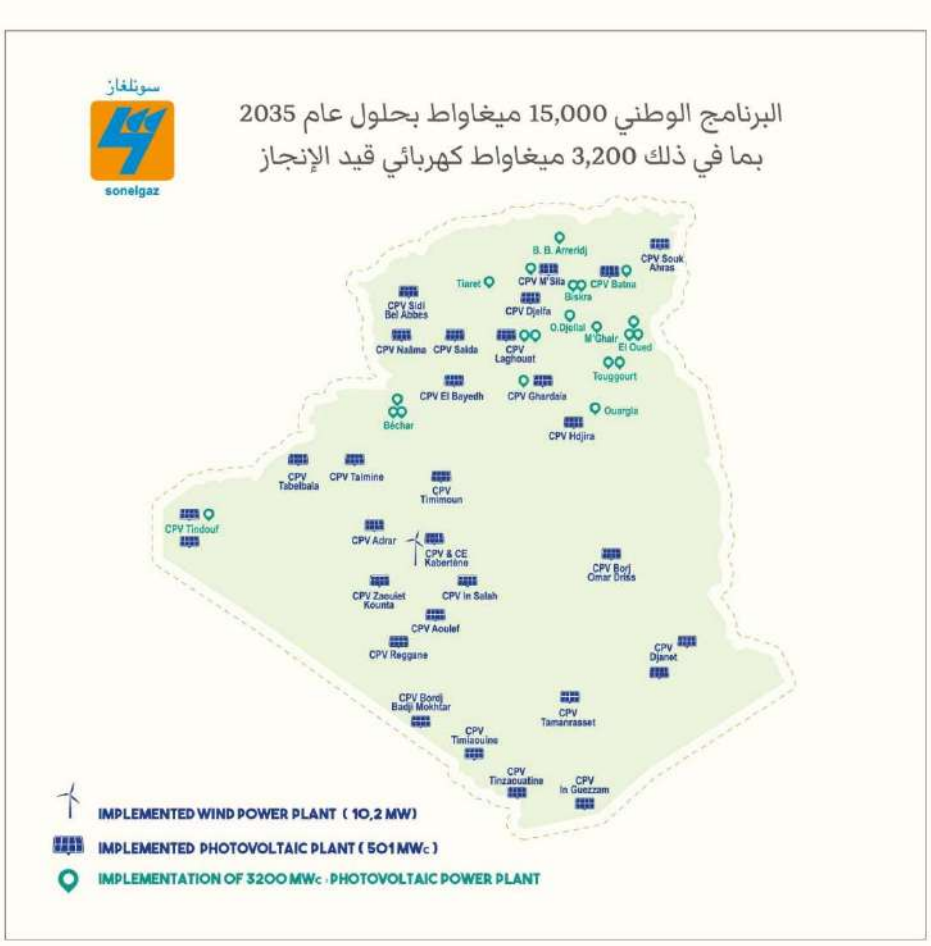


**Figure 1-14** Emplacement des projets du programme national des EnR [25]

La figure (2-15) présente l'évolution projetée dans le cadre du programme national des EnR 2015-2030. Elle met en évidence une croissance progressive et soutenue de la puissance installée, qui passe de 748 MW en 2015 pour atteindre 22000 MW en 2030. Cette trajectoire est largement dominée par le solaire photovoltaïque, appelé à dépasser 15000 MW à l'horizon 2030, suivi de l'éolien avec environ 5000 MW. Le solaire thermique à concentration (CSP) et la biomasse contribuent de manière plus modeste, tandis que la cogénération et la géothermie occupent une part marginale. Cette évolution reflète la stratégie nationale visant à diversifier le mix énergétique et à exploiter le potentiel solaire et éolien du pays, en vue de réduire la dépendance aux énergies fossiles et de soutenir la transition énergétique durable.

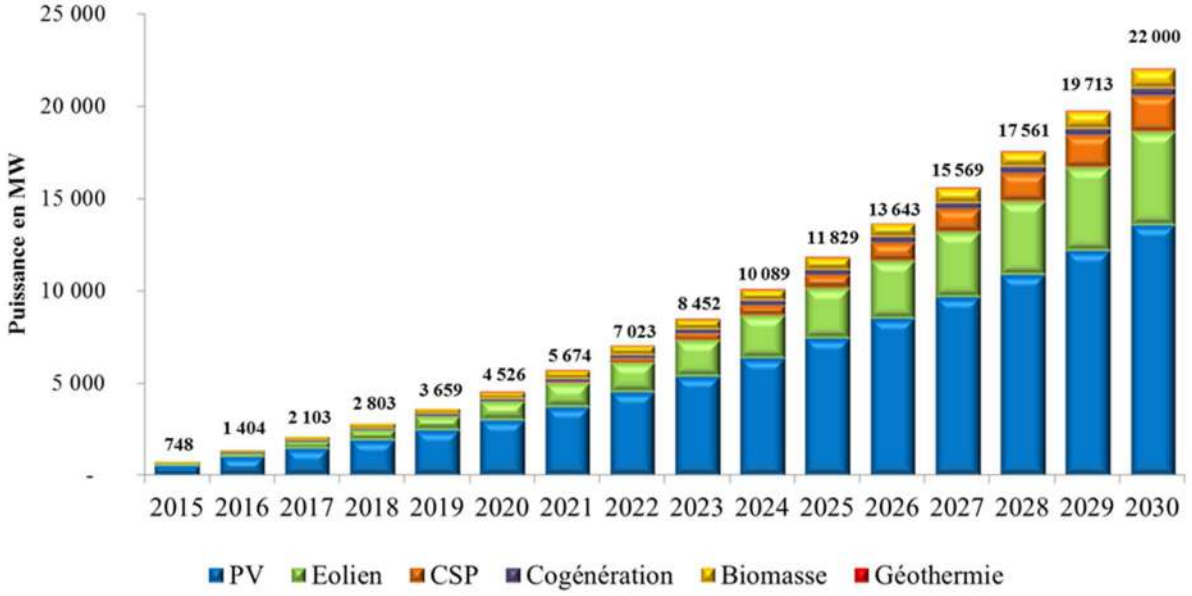


**Figure 1-15** Evolution projetée dans le cadre du programme national des EnR 2015-2030 [24]

À l'horizon 2030, ce parc devrait permettre de couvrir 37% de la capacité de production installée et 27% de la consommation nationale d'électricité grâce aux sources renouvelables.

Pour garantir la réussite de cette transition, l'État a mis en place un cadre incitatif robuste et unique. Celui-ci s'appuie sur :

- Un mécanisme financier dédié : le Fonds National pour la Maîtrise de l'Énergie et les Énergies Renouvelables et de la Cogénération (FNMEERC), alimenté par une redevance pétrolière et des taxes, afin de couvrir les surcoûts.
- Des tarifs d'achat garantis (Feed-in Tariff) sur 20 ans, sécurisant les investissements et offrant une rentabilité raisonnable aux promoteurs.
- Un accompagnement étatique complet : facilitation de l'acquisition des terrains, simplification des procédures administratives, et identification du potentiel des régions.

Au-delà de la production d'électricité, cette stratégie vise à créer une véritable filière industrielle nationale, génératrice de richesse et d'emplois. Elle inclut la création d'usines de composants, de laboratoires d'homologation, et un vaste programme de formation pour capitaliser sur le génie local algérien en ingénierie et management de projets, assurant ainsi la pérennité et la souveraineté technologique du pays dans ce secteur d'avenir.

#### *1.3.3.4 Cadre réglementaire et incitations*

Le cadre réglementaire algérien des EnR s'appuie sur une architecture juridique en évolution depuis 1999, avec la Loi n° 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie qui a posé les premiers jalons de la politique énergétique durable du pays. Cette loi a été complétée par la création du "Fonds national pour la maîtrise de l'énergie et pour les EnR et de la cogénération"

(Décret exécutif n°15-319 du 13 décembre 2015), mécanisme financier central alimenté par une redevance sur les hydrocarbures et destiné à soutenir les investissements dans les technologies propres [24].

Le Décret exécutif n° 17-98 du 26 février 2017 définit spécifiquement la procédure d'appel d'offres pour la production d'EnR et leur intégration dans le système électrique national, établissant les modalités contractuelles EPC (Engineering Procurement & Construction) utilisées pour les grands projets comme les programmes 2000 MW et Solar 1000 MW [24].

Les incitations publiques s'articulent également autour du Décret exécutif n° 13-218 du 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi de primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité, et du Décret exécutif n° 05-495 relatif à l'audit énergétique obligatoire des grands consommateurs d'énergie [24].

Toutefois, ce cadre réglementaire demeure insuffisant pour stimuler massivement le développement privé des EnR, L'absence de mécanismes de net-metering, de tarifs de rachat garantis et de simplification administrative constituant des freins majeurs à l'atteinte de l'objectif national de 27% d'électricité renouvelable d'ici 2030, nécessitant une modernisation urgente du corpus réglementaire pour débloquer l'immense potentiel solaire et éolien du pays [24].

Ces freins réglementaires, couplés aux défis financiers structurels, expliquent en grande partie le retard pris dans l'atteinte des objectifs ambitieux du programme national.

#### *1.3.3.5 Opportunités économiques et industrielles*

L'essor des EnR en Algérie ouvre des opportunités majeures pour la diversification économique, la création d'emplois qualifiés et le développement d'une véritable filière nationale. À fin 2023, le pays compte dix-neuf entreprises industrielles majeures dans le secteur des EnR, dont six usines de montage et d'encapsulation de modules photovoltaïques (469 MWc/an), deux usines de batteries solaires (capacité : 19000 unités/an), deux de chauffe-eau solaires, deux de câbles solaires, quatre unités de structures/supports, ainsi que trois unités nouvellement inaugurées pour l'éclairage public solaire, représentant ensemble plus de 2100 emplois directs[26][27].

Cette dynamique industrielle commence à structurer une chaîne de valeur locale, favorisant l'intégration industrielle, la réduction des importations technologiques et la mise en place d'un tissu d'entreprises de services et d'installateurs spécialisés. Par ailleurs, la généralisation de l'énergie solaire et éolienne permet de réduire la consommation domestique de gaz, libérant davantage de ressources pour les exportations stratégiques et la croissance de la balance commerciale [26][27].

Côté ressources humaines, l'investissement dans la formation technique et supérieure est en forte progression : entre 2020 et 2023, le secteur professionnel a diplômé 2 351 techniciens et installateurs EnR, tandis que l'enseignement supérieur compte plus de 1 030 enseignants-chercheurs et chercheurs permanents dans le domaine, 46 laboratoires de recherche spécialisés, deux centres nationaux, une école supérieure dédiée et un réseau thématique hydrogène actif depuis 2023.

Cette convergence entre tissu industriel, montée en compétence et volonté d'innovation positionne l'Algérie comme un acteur attractif pour les coopérations régionales et internationales, notamment dans le développement de projets solaires d'envergure (comme Sahara Solar Breeder), le transfert de technologie, et le développement de solutions adaptées aux défis locaux et méditerranéens [26][27].

### 1.3.4 Impact environnemental et engagement climatique

#### *1.3.4.1 Bilan des émissions de gaz à effet de serre*

Selon les données [28], l'Algérie a connu une augmentation dramatique de ses émissions de CO2 au cours des deux dernières décennies, passant d'environ 85 millions de tonnes (Mt) en 2000 à 180 Mt en 2023, soit une croissance de plus de 110% sur la période. Cette évolution s'est déroulée en plusieurs phases distinctes : Une croissance modérée entre 2000 et 2005, suivie d'une accélération marquée entre 2006 et 2014 où les émissions ont bondi de 115 à 155 Mt CO2, reflétant l'expansion économique et industrielle du pays ainsi que l'augmentation de la consommation énergétique. La période 2015-2019 a montré une relative stabilisation autour de 175-180 Mt, interrompue par une baisse temporaire en 2020 liée à la pandémie de COVID-19, avant une reprise et un pic historique de 185 Mt CO2 en 2022. Cette trajectoire ascendante, avec une croissance moyenne de près de 5% par an, illustre les défis environnementaux auxquels fait face l'Algérie dans sa dépendance aux hydrocarbures et souligne l'urgence de la transition énergétique vers les sources renouvelables pour inverser cette tendance et respecter les engagements climatiques internationaux.

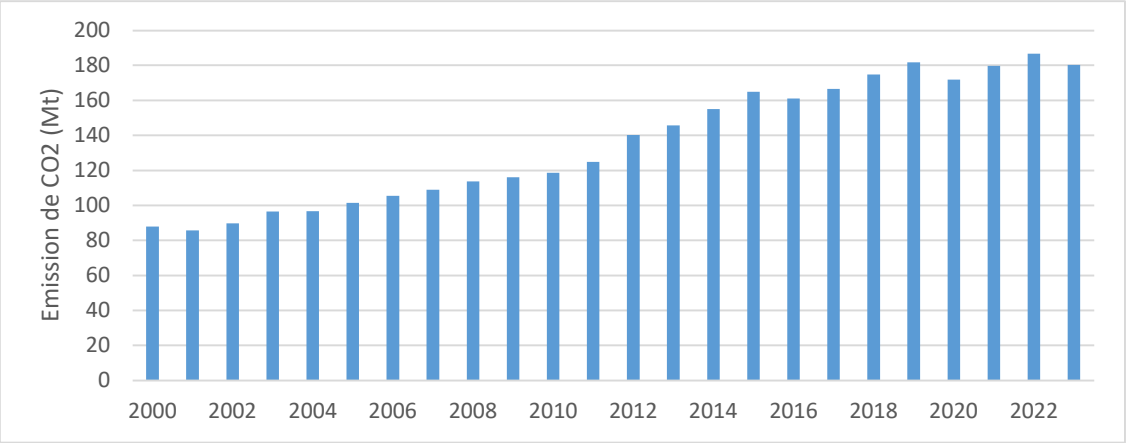


**Figure 1-16** Evolution de l'émission de CO2 en Algérie d'après [28]

En 2023, le paysage des émissions de CO2, d'un total de 180,36 Mt, était dominé par la production d'électricité et de chaleur, qui représentait à elle seule 29 % des émissions (52,26 Mt), soulignant la dépendance persistante aux combustibles fossiles pour la génération d'énergie. Le secteur des transports arrivait en seconde position avec 26 % (46,56 Mt), reflétant une mobilité encore largement tributaire des carburants pétroliers. L'industrie (17 % ; 31,14 Mt) et les secteurs résidentiels (15 % ; 27,42 Mt) constituaient également des sources majeures, issues respectivement des procédés industriels et du chauffage des bâtiments.

L'extraction et l'usage direct des énergies fossiles contribuaient pour 11 % (18,98Mt), mettant en lumière l'impact des activités amont, tandis qu'une part résiduelle de 2 % (4,01Mt) était attribuée à d'autres sources (agriculture, sols, déchets et autres). Cette structure sectorielle appelle à une stratégie de décarbonation priorisant la transition énergétique, l'électrification des transports et une profonde rénovation des procédés industriels et des bâtiments.

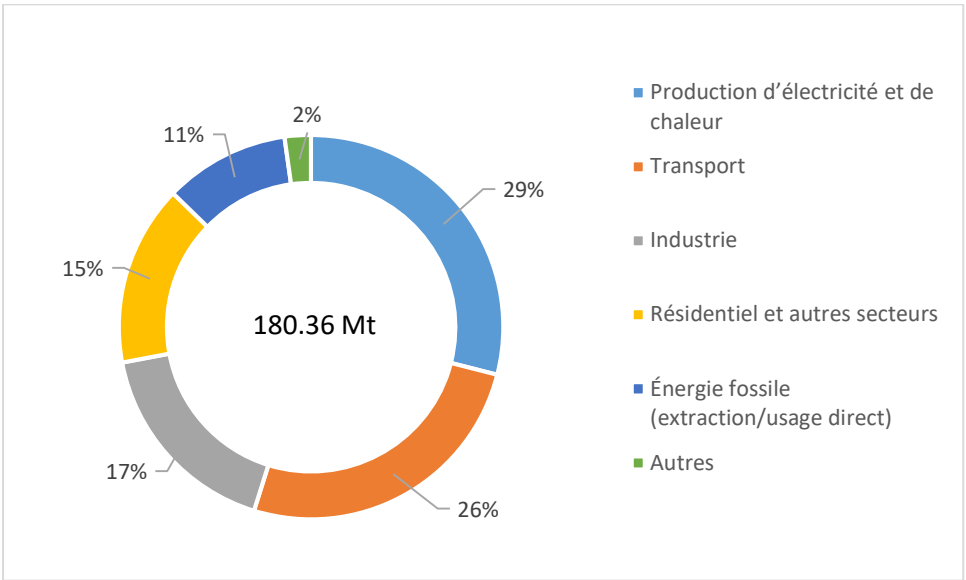


**Figure 1-17** Répartition des émissions de CO2 nationale par sources en 2023 [28]

#### *1.3.4.2 Contribution déterminée au niveau national (NDC)*

L'Algérie a soumis sa Contribution Prévue Déterminée au niveau National (CPDN) au Secrétariat de la CCNUCC le 3 septembre 2015, suivie par la ratification de l'Accord de Paris en octobre 2016. Cette CPDN, couvrant la période 2021-2030, constitue l'engagement climatique principal du pays et représente sa feuille de route stratégique pour répondre aux défis du changement climatique tout en poursuivant ses objectifs de développement économique et social [29].

#### *1.3.4.3 Objectifs de réduction des émissions de GES*

L'Algérie s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre selon une approche différenciée comprenant deux scénarios distincts. Le premier scénario, inconditionnel, prévoit une réduction de 7% des émissions par rapport au scénario de référence Business As Usual (BAU) à l'horizon 2030, utilisant exclusivement ses moyens nationaux. Le second scénario, conditionnel, ambitionne une réduction de 22% par rapport au scénario BAU, soit 15% supplémentaires, sous réserve de bénéficier d'un soutien international substantiel en matière de financement, de transfert technologique et de renforcement des capacités [29].

La CPDN algérienne présente une couverture exhaustive incluant trois gaz à effet de serre principaux - le $CO_2$, le $CH_4$ et le $N_2O$ - et s'applique à cinq secteurs économiques alignés sur la typologie du GIEC : l'énergie (comprenant la production, les transports, le bâtiment et l'industrie), les procédés industriels et l'utilisation des produits (PIUP), l'agriculture, les forêts et l'utilisation des terres (UTCATF), ainsi que la gestion des déchets [29].

#### *1.3.4.4 Progrès réalisés de mise en œuvre.*

**a) Progrès réalisés (2021-2022)**

Les données d'inventaire des années 2021-2022 indiquent que l'Algérie est sur la bonne voie pour atteindre son objectif inconditionnel de 7% de réduction. Les émissions réelles du secteur énergie-combustion s'élevaient à 161,6 et 165,4 Mt pour 2021 et 2022 respectivement, se situant significativement en dessous des projections BAU qui étaient de 180,9 et 190,9 Mt pour les mêmes années [29].

**b) Réalisations sectorielles notables**

Des progrès substantiels ont été enregistrés dans plusieurs secteurs : le secteur de l'énergie a atteint des réductions de consommation de 14,5% (2021) et 13,8% (2022), dépassant l'objectif de 9% ; 87% des logements bénéficient désormais d'une isolation standard et 13% d'une performance renforcée ; la réduction des gaz torchés se poursuit continuellement depuis 2015, rendant l'objectif de 1% réalisable d'ici 2030. Cependant, le déploiement des EnR accuse un

retard important avec seulement 1% de la production électrique en 2022, et des prévisions modestes de 5-6% d'ici 2030, bien en deçà de l'objectif ambitieux de 27%. Ce retard considérable dans le déploiement des ENR constitue le principal obstacle à la réalisation des objectifs de la NDC et appelle une accélération sans précédent des projets et des réformes[29].

## 1.4 Analyse comparative et défis communs

### 1.4.1 Synthèse comparative de contexte électrique mondial et Algérien

#### *1.4.1.1 Comparaison des mix électriques :*

Le mix électrique mondial reste dominé par les combustibles fossiles (≈60%), avec une répartition diversifiée entre charbon (première source), gaz naturel et pétrole. En revanche, l'Algérie présente une mono-dépendance structurelle au gaz naturel, qui représente près de 97% de sa production électrique. Cette spécificité s'explique par l'abondance de la ressource nationale et une logique d'autoconsommation stratégique. Cependant, cette dépendance expose le pays à un double risque : érosion des revenus d'exportation due à la croissance de la consommation interne et verrouillage technologique limitant la diversification.

#### *1.4.1.2 Comparaison des dynamiques de déploiement des renouvelables*

Le déploiement mondial des énergies renouvelables connaît une croissance exponentielle, tiré par une baisse spectaculaire des coûts (LCOE du solaire photovoltaïque : -90% entre 2010-2024) et des investissements records (495 milliards $ en 2022). En Algérie, le déploiement reste modeste et en deçà des objectifs, malgré un potentiel exceptionnel (notamment solaire). Les capacités installées accusent un retard significatif, reflétant des contraintes structurelles (cadre réglementaire, financement, intégration au réseau) malgré des coûts devenus compétitifs.

#### *1.4.1.3 Alignement des objectifs algériens avec les scénarios mondiaux (Net Zéro)*

Le scénario Net Zéro de l'AIE impose un triplement des capacités renouvelables mondiales d'ici 2030 et une élimination du charbon sans capture d'ici 2040. Les objectifs algériens (Programme National Énergies Renouvelables) visent 15 000 MW de capacités renouvelables d'ici 2035, mais leur réalisation nécessiterait un rythme de déploiement accéléré et une intégration plus robuste au mix énergétique. Le retard actuel et la priorité maintenue aux hydrocarbures créent un décalage avec l'urgence climatique mondiale, bien que le pays dispose des atouts naturels pour une transition ambitieuse.

L'Algérie présente une situation contrastée - dotée d'un potentiel renouvelable exceptionnel mais structurellement dépendante du gaz naturel. Son alignement sur les scénarios mondiaux Net Zéro nécessitera une transformation accélérée de son modèle énergétique,

combinant optimisation du système gazier actuel et déploiement massif des renouvelables pour concilier sécurité énergétique nationale et contribution aux objectifs climatiques globaux.

### 1.4.2 Défis et contraintes de la transition

L'atteinte de l'objectif conditionnel de 22 % de réduction des émissions demeure compromise par plusieurs contraintes structurelles. L'absence d'une définition opérationnelle de la finance climatique, la complexité des mécanismes d'accès aux financements internationaux, la politique nationale de non-endettement et le faible soutien international observé jusqu'à présent constituent autant d'obstacles majeurs au renforcement de l'ambition climatique algérienne [29].

La Contribution Prévue Déterminée au niveau National (CPDN) représente l'engagement climatique central de l'Algérie dans le cadre de l'Accord de Paris. Elle matérialise une approche pragmatique distinguant clairement les efforts domestiques des besoins de soutien international. La réussite de sa mise en œuvre conditionnera la capacité du pays à concilier développement économique, sécurité énergétique et transition bas carbone [29].

#### *1.4.2.1 Défis de la transition énergétique*

La transition énergétique algérienne se heurte à un ensemble de défis structurels interdépendants.

#### *1.4.2.2 Défis financiers et économiques*

Sur le plan financier, la transition énergétique de l'Algérie reste tributaire d'une structure économique dominée par les hydrocarbures. Plus de 90 % des recettes d'exportation proviennent encore du pétrole et du gaz, ce qui rend le financement des projets renouvelables hautement dépendant de la conjoncture des marchés fossiles.

Les coûts initiaux élevés des technologies solaires, éoliennes et de l'hydrogène vert exigent la mise en place de mécanismes financiers stables et innovants, tels que des fonds souverains verts, des partenariats public-privé ou des instruments de financement climatique.

#### *1.4.2.3 Défis techniques et d'infrastructure*

Sur le plan technique, l'intégration à grande échelle des énergies intermittentes, notamment solaire et éolienne, nécessite une modernisation profonde des infrastructures électriques.

La stabilité du système national repose sur le développement de capacités de stockage (batteries, hydrogène, pompage-turbine) et l'adoption de réseaux intelligents permettant un pilotage en temps réel de la production et de la demande.

Ces investissements sont essentiels pour garantir la résilience du système électrique face à la variabilité de la production renouvelable et pour favoriser la flexibilité opérationnelle requise par les futurs scénarios de transition énergétique.

#### *1.4.2.4 Défis de capital humain et de transfert technologique*

Le capital humain constitue un levier critique de la transition énergétique. L'Algérie souffre encore d'un déficit de compétences spécialisées dans les filières des EnR et de l'hydrogène vert.

Entre 2020 et 2023, seuls 2 351 diplômés issus de la Formation et de l'Enseignement Professionnels ont été formés dans ces spécialités, tandis que 2 028 diplômés de licence et de master ont été recensés pour l'année universitaire 2021-2022, et 1 810 doctorants cumulés jusqu'à la fin de 2021 [26].

Ces chiffres illustrent un écart significatif entre les besoins réels du secteur et l'offre de compétences disponibles. Pour y remédier, il est impératif de renforcer les programmes nationaux de formation, de favoriser la recherche appliquée et d'encourager les partenariats internationaux en matière de transfert technologique et de coopération universitaire.

## 1.5 Conclusion

Ce chapitre a permis d'établir un diagnostic contrasté des dynamiques énergétiques mondiales et algériennes, révélant à la fois des convergences dans les défis à relever et des spécificités marquées dans les trajectoires de transition.

À l'échelle mondiale, la transformation du système électrique s'accélère sous l'effet conjugué de l'impératif climatique et de la révolution technologique. La baisse spectaculaire des coûts des énergies renouvelables, leur compétitivité désormais établie face aux solutions fossiles, et les investissements massifs engagés dans les technologies bas-carbone dessinent les contours d'une transition irréversible. Cependant, la persistance des énergies fossiles dans le mix électrique mondial, la croissance continue de la demande et les disparités régionales dans l'accès à l'électricité rappellent l'ampleur des efforts restant à accomplir pour aligner la trajectoire mondiale avec les objectifs de l'Accord de Paris.

Dans ce paysage global en mutation, l'Algérie présente une situation paradoxale. Dotée d'un potentiel exceptionnel en énergies renouvelables, particulièrement solaire, elle reste structurellement dépendante des hydrocarbures, qui constituent à la fois le pilier de son économie et la source principale de sa production électrique. Cette dépendance au gaz naturel, si elle assure à court terme une sécurité d'approvisionnement et des revenus d'exportation vitaux, expose le pays à des vulnérabilités croissantes : érosion des ressources, pression sur les

volumes exportables due à la consommation intérieure, et risque de déclassement d'actifs dans un monde de plus en plus décarboné.

La comparaison des dynamiques de déploiement des énergies renouvelables fait apparaître un décalage significatif entre le rythme de transition mondial et celui de l'Algérie. Si les objectifs nationaux affichés témoignent d'une ambition réelle, leur concrétisation nécessitera de surmonter des défis techniques, financiers et réglementaires majeurs. La réussite de cette transition supposera notamment une modernisation accélérée des infrastructures, la mobilisation de financements innovants, et la mise en place d'un cadre réglementaire stable et incitatif.

Pour l'Algérie, la transition électrique représente bien plus qu'une simple adaptation aux normes environnementales internationales. Elle constitue une opportunité stratégique de repositionnement sur l'échiquier énergétique mondial, permettant de valoriser son exceptionnel potentiel solaire tout en préservant ses atouts gaziers. La concrétisation de cette ambition nécessitera une vision intégrée associant optimisation du système énergétique existant, déploiement accéléré des renouvelables, et renforcement de l'efficacité énergétique.

Finalement, ce chapitre souligne que la transition énergétique algérienne devra naviguer entre héritage et innovation, entre contraintes structurelles et opportunités émergentes. Sa réussite conditionnera non seulement la contribution du pays à l'effort climatique global, mais aussi sa capacité à construire un modèle de développement résilient et durable, capable de répondre aux aspirations légitimes de sa population tout en préservant sa souveraineté énergétique à long terme.

# CHAPITRE 2. GÉNÉRALITÉS SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

## 2.1 Introduction

L'énergie électrique représente un pilier fondamental des sociétés modernes, influençant directement la continuité des activités économiques et la qualité de vie quotidienne. La conception de réseaux électriques fiables, économiques et durables constitue donc un enjeu majeur pour le développement des nations.

Ce chapitre a pour objectif de présenter une vue d'ensemble des réseaux électriques, de leur structure hiérarchique et de leurs composants, ainsi que des principes et des enjeux liés à la production décentralisée. Dans un contexte mondial marqué par la transition énergétique et la recherche d'une meilleure efficacité opérationnelle, l'intégration des production décentralisées ( telles que le solaire photovoltaïque, l'éolien ou la cogénération ) transforme profondément la planification, l'exploitation et la protection des systèmes électriques.

Nous aborderons ainsi les caractéristiques techniques des réseaux, leur évolution structurelle, les technologies émergentes de production décentralisée, ainsi que les impacts de leur insertion massive sur la qualité de l'énergie, la stabilité du réseau et les stratégies de gestion.

## 2.2 Réseau électrique

Un réseau électrique se définit comme l'ensemble intégré des composants nécessaires au transfert de l'énergie électrique depuis les sources de production jusqu'aux points de consommation. Structurellement, le système électrique conventionnel se compose de trois sous-systèmes interconnectés : les moyens de production, le réseau de transport et de répartition et le réseau de distribution.

Cette infrastructure comprend des éléments actifs et passifs, notamment des transformateurs de puissance, des lignes de transmission aériennes et souterraines, des supports mécaniques (pylônes), des générateurs synchrones, des charges inductives et capacitives (moteurs, réactances, condensateurs), ainsi que des dispositifs de métrologie, de contrôle-commande et de protection (parafoudres, disjoncteurs, relais).

La fonction primaire des réseaux électriques est d'interconnecter les centres de production ( tels que les centrales hydrauliques, thermiques et autres installations de génération ) avec les centres de consommation (agglomérations urbaines, zones industrielles), tout en maintenant les paramètres de qualité de l'énergie (tension, fréquence, continuité de service) conformément aux normes techniques en vigueur.

Cette architecture permet d'optimiser la fiabilité, la sécurité et l'efficacité du système électrique dans son ensemble, tout en facilitant la gestion des flux d'énergie à l'échelle régionale ou nationale.

Le réseau électrique algérien, supervisé par le Groupe Sonelgaz, représente une infrastructure stratégique pour la sécurité énergétique et le développement socio-économique national. Avec une capacité de puissance installée dépassant les 26 GW et une demande nationale d'électricité a franchi le cap des 95181 GWh en 2024, le parc de production demeure majoritairement alimenté par les centrales thermiques au gaz naturel. Elle dessert plus de 12 millions de clients à travers le territoire, avec un taux d'électrification rural avoisinant les 99,8% [30].

Le réseau de transport, structuré autour de près de 35537 km de lignes à haute et très haute tension (de 60 kV à 400 kV), permet l'acheminement de l'énergie des zones de production vers les grands centres de consommation du littoral et les pôles industriels. Le réseau de distribution structuré autour de près de 416516 km de lignes à moyenne et basse tension [30].

Pour répondre à cette croissance, Sonelgaz poursuit un programme d'investissement ambitieux incluant la modernisation des centrales existantes, le renforcement des interconnexions et le déploiement de technologies de réseau intelligent (smart grids) pour optimiser les performances, réduire les pertes techniques et améliorer la qualité de service. Ces efforts s'inscrivent dans une stratégie globale visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, diversifier le mix énergétique et renforcer la résilience du système électrique national face aux enjeux de la transition énergétique.

### 2.2.1 Fonctionnement des systèmes électriques

Un système électrique constitue un ensemble d'installations interconnectées assurant le transfert de l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs via un réseau de lignes de transmission et de distribution. Cette énergie est générée à partir de sources primaires diversifiées, incluant l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, ainsi que les ressources renouvelables telles que l'éolien et le solaire.

Une particularité fondamentale du système électrique réside dans l'impossibilité technique et économique de stocker l'énergie électrique à grande échelle sous une forme immédiatement disponible. Cette contrainte impose à l'exploitant du réseau la nécessité de maintenir en permanence un équilibre instantané entre la production et la consommation, condition essentielle au bon fonctionnement de la chaîne production-transport-consommation.

Par conséquent, l'exploitation du système électrique repose sur l'ajustement continu de la production pour répondre aux fluctuations de la demande, tout en respectant les contraintes techniques du réseau. Cette régulation dynamique nécessite des mécanismes de contrôle sophistiqués pour garantir la stabilité, la fiabilité et la qualité de l'alimentation électrique.

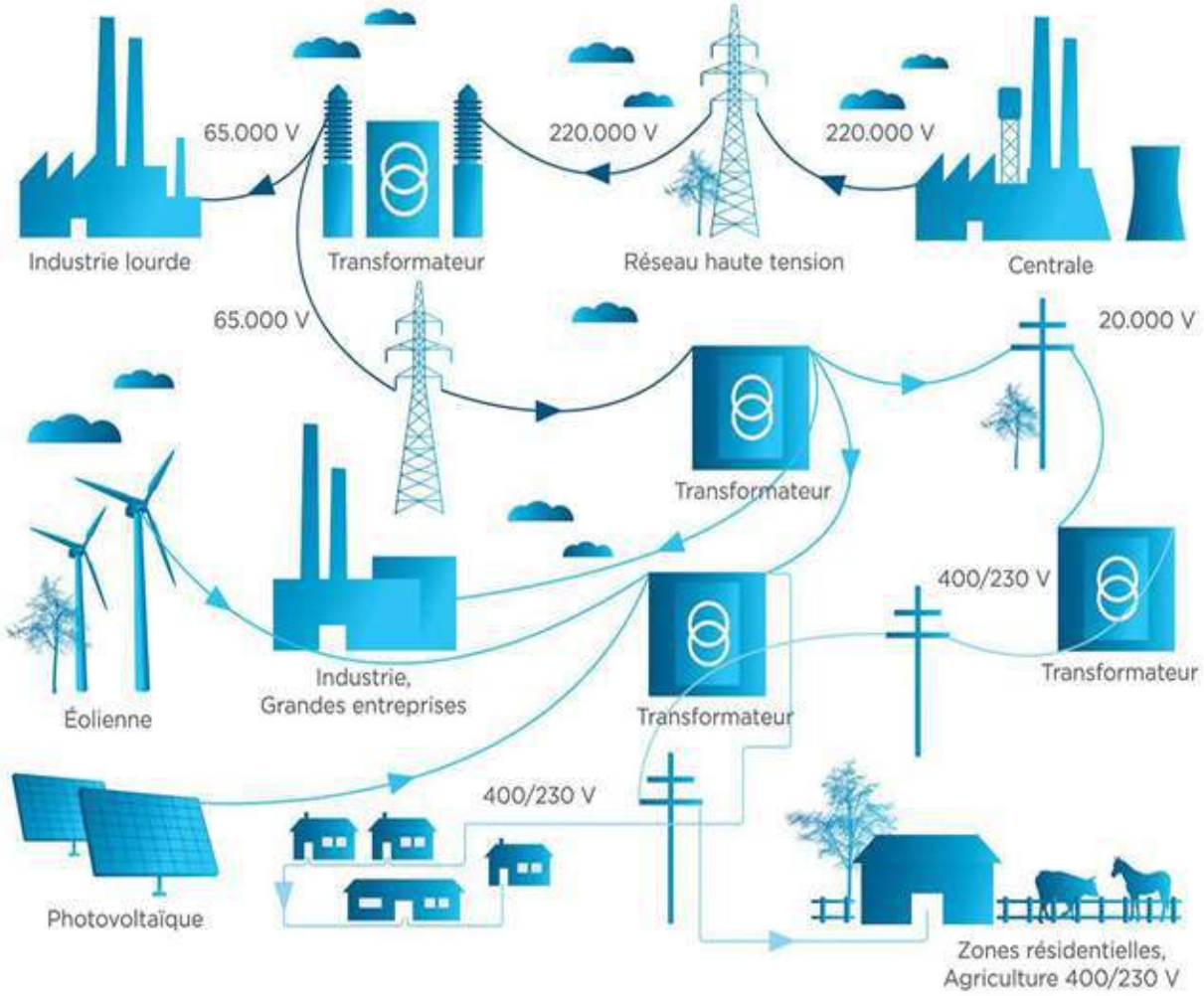


**Figure 2-1** Groupe d'infrastructures d'énergie électrique[31]

### 2.2.2 Production d'électricité et ses caractéristiques

La production d'électricité est traditionnellement centralisée au sein de sites de production dont les capacités varient de quelques dizaines à plusieurs centaines de mégawatts (MW). Cette concentration de puissance s'explique par l'amélioration du rendement énergétique obtenue grâce à l'augmentation de la taille des machines tournantes utilisées dans la génération électrique [31].

Fondamentalement, la production électrique repose sur le principe de conversion d'énergie primaire en énergie électrique. Les sources primaires peuvent être classées en deux catégories principales selon leur origine :

- Sources primaires fossiles : fioul, charbon, gaz naturel, uranium ;
- Sources primaires renouvelables : énergie hydraulique, solaire, éolienne, biomasse, géothermie.

Cette distinction revêt une importance croissante dans le contexte actuel de transition énergétique, où la part des énergies renouvelables tend à augmenter significativement dans le mix énergétique mondial.

### 2.2.3 Évolution du réseau électrique

Le système électrique constitue un élément central du développement des sociétés modernes, son fonctionnement optimal étant primordial pour la continuité des activités économiques.

Historiquement, afin de réaliser des économies d'échelle, le réseau a évolué vers une structure verticalement intégrée. Cette configuration implique une production centralisée au sein de grandes centrales électriques, souvent situées à distance significative des centres de consommation. Cette architecture génère une contrainte opérationnelle fondamentale : la puissance électrique injectée dans le réseau doit, à chaque instant, être rigoureusement égale à la puissance soutirée par les consommateurs.

Par conséquent, le fonctionnement du réseau repose sur un contrôleur temps réel de la production, nécessitant une adaptation permanente aux fluctuations de la demande [32]. Cette régulation dynamique représente un enjeu technologique majeur pour assurer la stabilité et la sécurité d'alimentation du système électrique.

### 2.2.4 Classification des tensions dans un réseau électrique

Conformément aux normes IEC 60038 (Tensions normalisées) [33], les niveaux de tension standardisés dans les réseaux électriques sont définis selon le tableau suivant :

**Tableau 2-1** Niveaux des tensions normalisées IEC 60038 [33]

| **Domaine** | **Type de courant** | **Valeurs normalisées (tension nominale)** | **Applications typiques** |
|---|---|---|---|
| Très basse tension (TBT) | AC / DC | ≤ 50 V | Circuits de commande, électronique, sécurité |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Basse tension (BT) | AC | 100, 110, 120 V (monophasé) 220, 230, 240 V (monophasé) 380, 400, 415 V (triphasé) | Alimentation domestique et petite industrie |
| Moyenne tension (MT) | AC | 3,3 kV - 6,6 kV - 10 kV - 11 kV 20 kV - 22 kV - 30 kV - 33 kV | Réseaux de distribution moyenne échelle, PME/PMI |
| Haute tension (HT) | AC | 60 kV - 66 kV - 110 kV - 132 kV 220 kV - 275 kV | Transport d'électricité interurbain et régional |
| Très haute tension (THT) | AC | 400 kV - 500 kV - 765 kV | Transport national / interconnexion internationale |
| Ultra haute tension (UHT) | AC | > 800 kV (dans certaines régions) | Réseaux de transport longue distance |
| Tension continue (DC) | DC | 1,5 kV - 3 kV (traction ferroviaire) 500 kV - 600 kV - 800 kV (HVDC) | Chemins de fer, HVDC (transport longue distance, interconnexions) |

Cette classification normative permet une standardisation des équipements, des méthodes d'installation et des règles de sécurité applicables à chaque niveau de tension. La distinction entre tensions alternative et continue revêt une importance particulière pour la conception des réseaux et le choix des technologies de conversion et de protection.

La progression des niveaux de tension reflète l'évolution technologique des réseaux électriques et répond aux impératifs techniques du transport d'énergie sur différentes distances, depuis la distribution locale jusqu'au transport interrégional.

Le groupe SONELGAZ, en charge de la gestion du système électrique algérien, a établi une classification normative des niveaux de tension, structurant la conception, l'exploitation et la maintenance des réseaux. Ce référentiel technique distingue plusieurs domaines de tension, depuis la très basse tension (TBT) jusqu'à la très haute tension (THT), en alignement partiel avec les standards internationaux tout en intégrant les spécificités du contexte national. Le tableau suivant synthétise cette classification, précisant pour chaque niveau les appellations courantes, les plages de tension normalisées et les valeurs usuelles d'exploitation rencontrées sur le territoire algérien.

**Tableau 2-2** Niveaux de tension définis par les normes du groupe SONELGAZ [34]

| **Tension alternative** | **Domaine de tension** | **Autre appellation courante** | **Valeurs usuelles en Algérie (tension d'utilisation)** |
|---|---|---|---|
| ≤ 50 V | TBT | Très basse tension | 12 - 24 - 48 V |
| ≤ 500 V | BTA | BT (basse tension) | 220 - 380 V |
| ≤ 1000 V | BTB | | |
| 1 < U ≤ 50 kV | HTA | MT (moyenne tension) | 10 - 30 kV |
| U > 50 kV | HTB | HT (haute tension) / | 60 - 90 - 150 kV |
| | | THT (très haute tension) | 220 - 400 kV |

### 2.2.5 Hiérarchie et topologies des réseaux électriques

L'énergie électrique suit un parcours descendant à travers différents niveaux de réseaux, depuis la production jusqu'à la consommation.

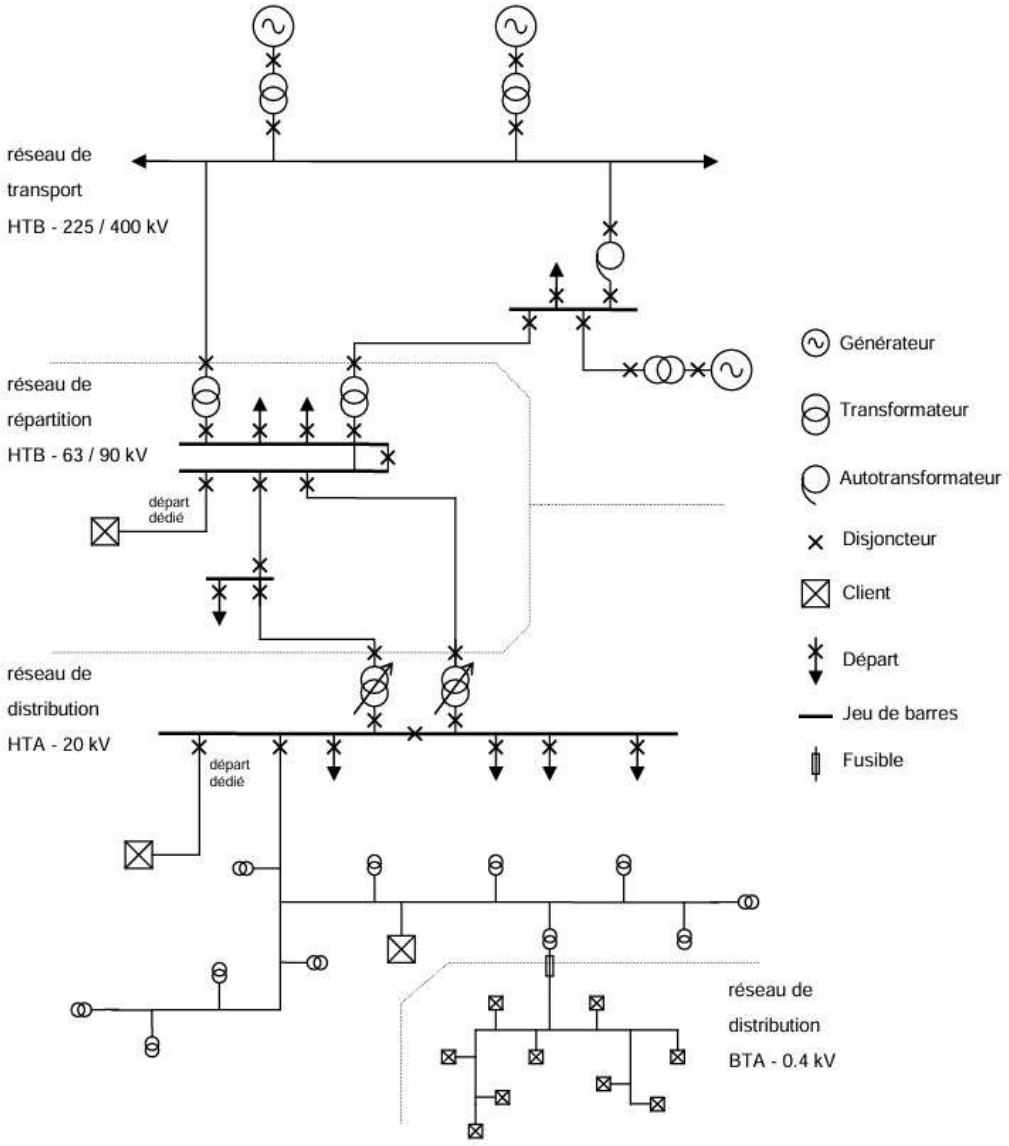


**Figure 2-2** Organisation des différents niveaux de tension du système électrique [35]

Les réseaux de transport et d'interconnexion présentent une configuration maillée formée de boucles interconnectées, créant une structure semblable aux mailles d'un filet (figure 2.3.a). Cette architecture garantit une haute fiabilité et permet une redistribution des flux en cas de défaillance d'un élément du réseau.

Les réseaux de répartition alimentés par le réseau de transport adoptent fréquemment une structure bouclée (figure 2.3.b) avec deux modes d'exploitation possibles :

- Boucle fermée : réseau exploité en configuration complètement maillée
- Boucle ouverte : réseau exploité en configuration débouclée

Ces réseaux intègrent également d'autres configurations d'alimentation :

- Alimentation en antenne : poste G (figure 2.3.b)

- Piquage : prélèvement d'énergie sur une ligne inter-postes (poste H, figure 2.3.b)

Les réseaux de distribution MT, de caractère régional, alimentent un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension. Leurs configurations varient selon les pays :

- Réseaux maillés exploités débouclés ;
- Structures radiales (figure 2.3.d) ;
- Configurations arborescentes (figure 2.3.c).

La sélection de la structure des réseaux résulte d'une analyse multicritère intégrant :

- Les caractéristiques techniques des sources de production ;
- Les besoins spécifiques des utilisateurs ;
- L'expérience d'exploitation accumulée ;
- Les considérations économiques et les contraintes budgétaires.

Cette approche systémique permet d'optimiser le compromis entre fiabilité, coût et efficacité opérationnelle des infrastructures électriques.

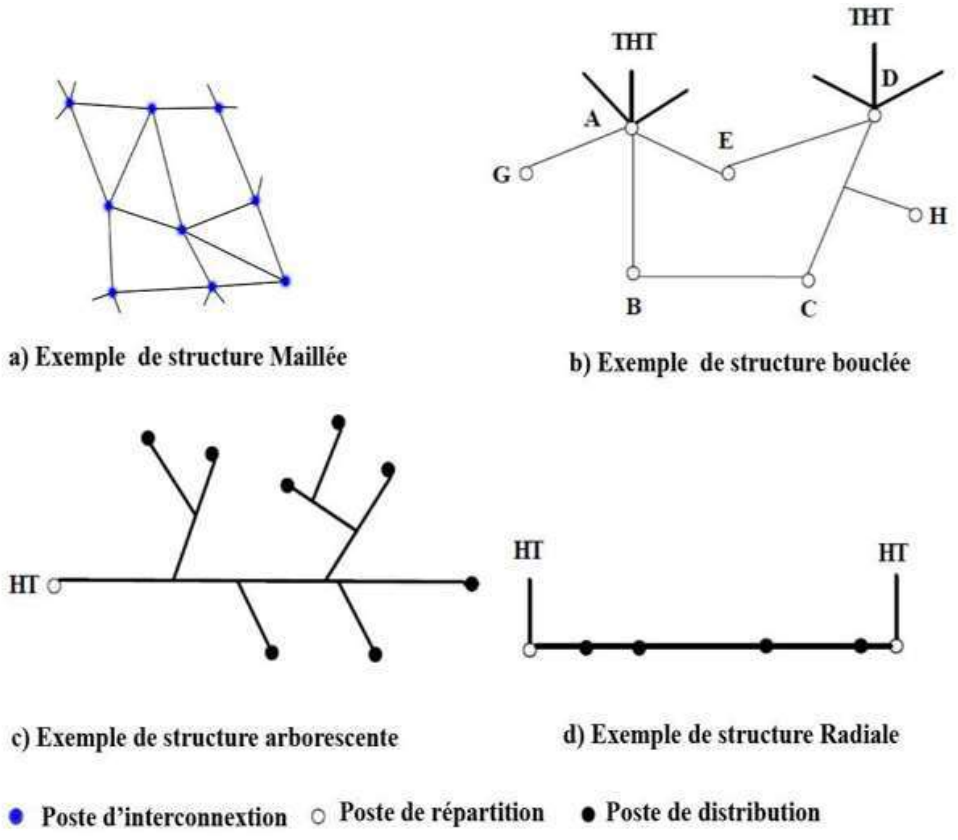


Figure 2-3 Architectures des réseaux électriques

### 2.2.6 Réseau de transport et de répartition HTB

La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité (GRTE) n'existe plus en tant qu'entité distincte. Conformément à la loi n°02-01 de 2002, ses fonctions historiques ont été intégrées au sein du Groupe Sonelgaz [36].

Aujourd'hui, c'est la filiale Sonelgaz Transport et Opérateur Système (STOS) qui est responsable de la gestion, de l'exploitation et du développement du réseau de transport de l'électricité en Algérie. STOS incarne la fusion des rôles de l'ancien GRTE et de l'Opérateur du Système Électrique (OSE) [36].

STOS a pour missions principales de [36]:

- Exploiter, maintenir et développer le réseau de transport d'électricité (tensions supérieures à 50 kV) ;
- Garantir une capacité de réseau adéquate pour répondre aux besoins nationaux en transit et en réserve.

Assurer la conduite du système électrique en tant qu'Opérateur Système, ce qui implique.[36] :

- Coordonner le système de production et de transport ;
- Assurer l'équilibre permanent entre l'offre (production) et la demande (consommation) ;
- Garantir la sécurité et la fiabilité du réseau interconnecté national ;
- Adapter le réseau aux nouvelles technologies et sécuriser les infrastructures ;
- Accompagner les programmes de développement de l'État et satisfaire les demandes de raccordement des clients ;

Pour remplir ses missions, STOS s'appuie sur une structure opérationnelle décentralisée [36]:

- Pilotage National : Un Centre National de Contrôle (CNC) situé à Alger assure la supervision et la coordination globale ;
- Déploiement Régional : Six Directions Régionales de Transport (DRT) ou centres de contrôle régionaux supervisent et gèrent les flux du réseau sur leur territoire respectif :
  - Direction Régionale de Transport d'Alger Capitale ;
  - Direction Régionale de Transport d'Alger Centre ;
  - Direction Régionale de Transport de Sétif ;
  - Direction Régionale de Transport de Hassi Messaoud ;

- Direction Régionale de Transport d'Oran ;
- Direction Régionale de Transport d'Annaba.

La structure du réseau de transport Algérien (figure 2.4), est constitué:

- Du réseau de transport THT ;
- Du réseau de réparation HT.

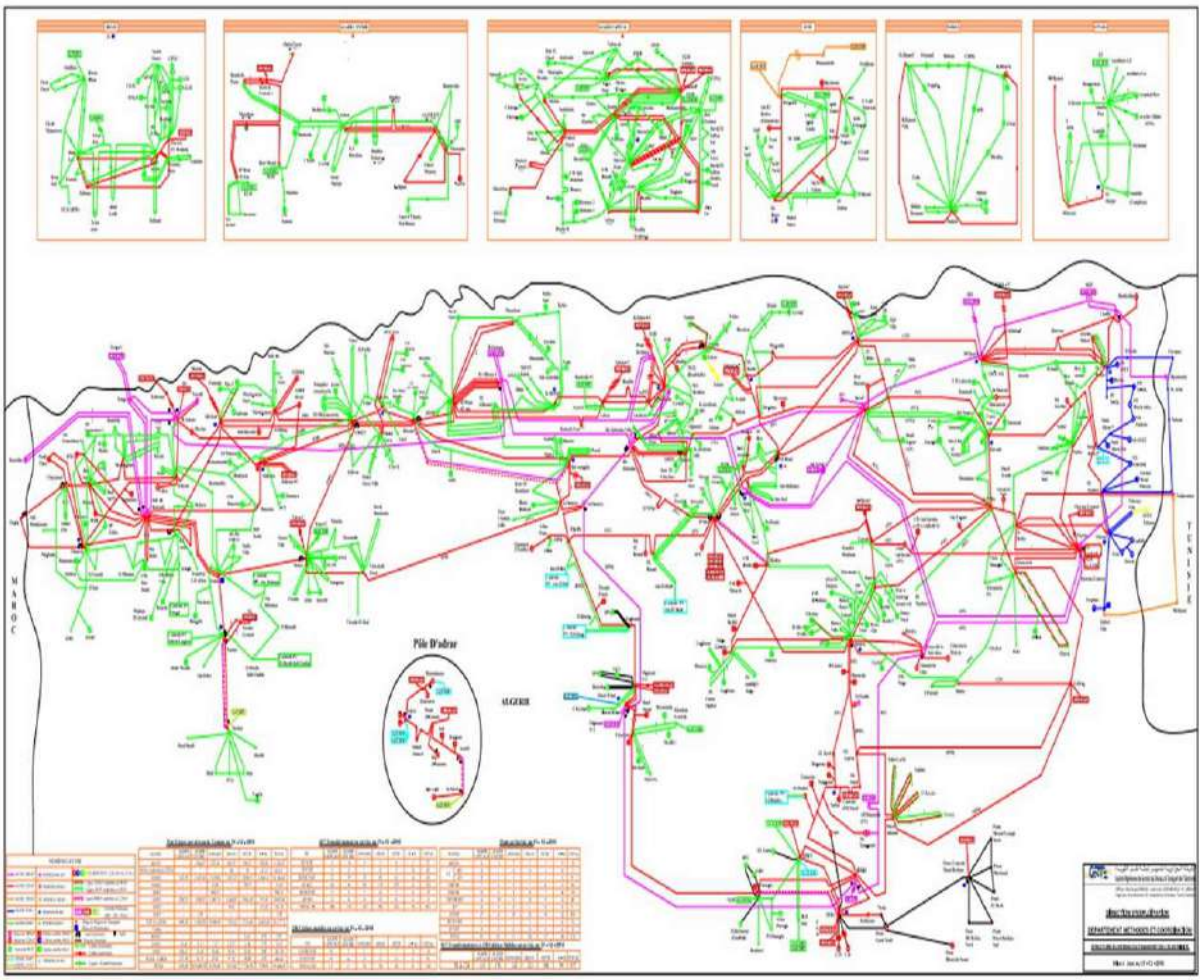

**Figure 2-4** Carte du réseau de transport de l'électricité mis à jour le 31/12/2018 [37]

### *2.2.6.1 Réseau de transport THT*

Le réseau de transport à Très Haute Tension (THT) constitue l'infrastructure permettant le transfert de l'énergie électrique sur de longues distances, depuis les centres de production éloignés vers les zones de consommation. Ce réseau accueille principalement les centrales de forte puissance.

Sur le plan architectural, les réseaux de transport forment une grille étendue couvrant l'ensemble du territoire, interconnectant les sources de production et les points d'utilisation via des postes de transformation. Chaque jeu de barre (Jdb) représente un poste d'interconnexion

nodal. Ces postes sont structurés autour d'un collecteur principal sur lequel se connectent les lignes de transmission par l'intermédiaire d'appareillages spécifiques.

Les caractéristiques techniques principales du réseaux THT sont :

- Tensions nominales : 220 kV et , plus récemment, 420 kV ;
- Configuration : réseau maillé sans neutre, lignes aériennes à simple ou double circuit ;
- Infrastructure : majorité aérienne avec pylônes supportant généralement deux ternes (2 × 3 phases), pouvant atteindre quatre à six ternes ;
- Dimensionnement : conçu pour un transit correspondant à la limite thermique des lignes.

Aspects opérationnels critiques :

- Contraintes techniques : la nécessité de maîtriser l'effet couronne, source de pertes énergétiques significatives variables selon les conditions climatiques et l'altitude
- Protections : systèmes de protection avancés requis pour garantir la sécurité et la fiabilité
- Exploitation : gestion centralisée au niveau national par des centres de conduite (dispatching) assurant la surveillance et le contrôle permanent des flux énergétiques.

Ce réseau maillé hautement interconnecté représente l'épine dorsale du système électrique national, nécessitant un engineering rigoureux et des technologies de contrôle sophistiquées pour maintenir la stabilité du système.

Pour le cas algérien, le réseau de transport d'électricité est actuellement organisé selon une dualité structurelle : un réseau interconnecté nord alimentant les régions nord et nord-sud du pays, et un réseau du pôle In Salah-Adrar-Timimoune (PIAT) dédié au Grand Sud. Face à l'essor économique et industriel des wilayas méridionales, cette segmentation est en cours de résorption via un projet d'interconnexion majeur visant à intégrer le pôle PIAT au réseau national. Ce chantier, confié à douze entreprises nationales, constitue un défi technique en raison des distances considérables à couvrir [38].

Les réalisations prévues incluent [38]:

- Une double ligne THT 400 kV de 700 km entre Hassi R'mel et Timimoune, traversant les wilayas de Laghouat, Ghardaïa, El Menea et Timimoune ;

- La construction de trois postes de transformation 400/220 kV à Timimoune, El Menea et Adrar ;
- L'intégration de la tension 60 kV via l'installation de postes de transformation 220/60 kV et d'un réseau associé.

Dans une vision à plus long terme, les pouvoirs publics algériens planifient la réalisation d'un « pont électrique » de 1300 km entre Ghardaïa et Tamanrasset. Cette ligne, qualifiée de « projet du siècle », positionnera l'Algérie comme un acteur énergétique majeur sur la scène africaine, en faisant potentiellement l'une des plus grandes infrastructures de transport d'électricité terrestres au monde [38].

#### *2.2.6.2 Réseau de répartition HT*

Les réseaux de répartition Haute Tension (HT) assurent la fonction de distribution régionale de l'énergie électrique issue du réseau de transport THT. Ces infrastructures permettent la répartition des flux énergétiques à l'échelle territoriale.

Les caractéristiques techniques et structurelles du réseau de répartition sont :

- Tensions nominales : 90 kV ou 60 kV ;
- Configuration du neutre : mise à la terre par réactance ou transformateur de point neutre ;
- Limitations de courant :
  - 1500 A maximum pour le niveau 90 kV ;
  - 1000 A maximum pour le niveau 63 kV .
- Topologie : réseaux fonctionnant en boucle ouverte ou fermée.

Ces réseaux sont majoritairement constitués de lignes aériennes, avec des sections souterraines à proximité des zones urbaines. Chaque ligne peut transiter des puissances supérieures à 60 MVA sur des distances de plusieurs dizaines de kilomètres.

Les réseaux HT alimentent :

- Les réseaux de distribution via des postes de transformation HT/MT ;
- Les grands utilisateurs industriels nécessitant un raccordement à ces niveaux de tension (supérieurs à 60 kV).

Cette architecture intermédiaire joue un rôle crucial dans l'adaptation des niveaux de tension entre le transport longue distance et la distribution locale, tout en assurant une répartition optimale des charges à l'échelle régionale. La gestion du point neutre et des courants de défaut représente un aspect technique essentiel pour la sécurité et la stabilité de ces réseaux.

### 2.2.7 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution à moyenne tension (HTA), généralement exploités entre 1 kV et 30 kV, constituent l'interface finale entre le système électrique et les consommateurs. Positionnés en aval des réseaux de transport et de répartition, ils représentent le dernier maillon de la chaîne de réseau électrique avant la distribution basse tension.

Ces réseaux sont alimentés par des postes de répartition (HTB/HTA) qui reçoivent l'énergie électrique après son transit par le réseau de transport. La topologie varie considérablement selon la densité d'habitation :

- En zone urbaine dense : structure maillée ou bouclée pour une meilleure sécurité d'alimentation ;
- En zone rurale : configuration arborescente pour optimiser les coûts ;
- En zone périurbaine : hybridation des deux approches.

Des lignes de distribution HTA rayonnent depuis ces postes pour alimenter des postes de transformation HTA/BTA répartis stratégiquement. Ces postes, qui peuvent être aériens, pavillonnaires ou enterrés, abaissent la tension aux valeurs standardisées de distribution BT (400/230 V en Algérie et UE, 220/127 V dans certains pays).

Les caractéristiques techniques distinctives de ces réseaux sont :

- Adaptation topologique aux contraintes géographiques et démographiques ;
- Schémas de liaison à la terre variables (neutre isolé, compensé ou mis à la terre) ;
- Dispositifs de protection adaptés aux configurations radiales ou maillées ;
- Intégration de systèmes de téléconduite et de supervision.

Pour des raisons économiques et techniques, la majorité des réseaux MT adoptent une structure arborescente. Cette configuration simplifie considérablement :

- La localisation et l'élimination rapide des défauts ;
- La mesure centralisée de l'énergie au niveau des postes sources ;
- La gestion unidirectionnelle des flux d'énergie ;
- Les systèmes de protection (défauts directionnels, sectionneurs automatiques).

Cette structure, historiquement adaptée aux systèmes verticalement intégrés, doit désormais composer avec :

- L'intégration croissante de la production décentralisée (photovoltaïque, éolien) ;
- Le déploiement des smart grids et des compteurs intelligents ;
- Les nouvelles contraintes réglementaires sur la qualité de service ;

- L'évolution des profils de consommation (véhicules électriques, autoconsommation).

## 2.3 Production décentralisée

### 2.3.1 Définition

Plusieurs définitions académiques et institutionnelles de la production décentralisée ou Génération d'Energie Dispersée (GED) , aussi appelée « Distributed Generation (DG)» ou « Distributed Energy Resources (DER) » :

Selon la norme IEEE Std. 1547-2018, une GED désigne « une source d'électricité pouvant injecter de l'énergie dans le réseau électrique, sans être connectée directement au système de production centralisé de grande échelle ». Cela inclut les systèmes de production (solaire, éolien, cogénération, etc.), mais aussi le stockage d'énergie et d'autres technologies raccordées aux réseaux de distribution locaux [39].

Pour la North American Electric Reliability Corporation (NERC), une GED est « toute ressource installée sur le réseau de distribution produisant de l'électricité, qui n'est pas considérée comme faisant partie du système de transport principal (Bulk Electric System) ». Les définitions officielles excluent généralement les charges flexibles mais incluent différentes technologies de production ou de stockage [39].

La Commission fédérale américaine de régulation de l'énergie (FERC, Order 2222) élargit la définition : une GED est « toute ressource située sur un réseau de distribution, un sous-système ou en aval d'un compteur client », intégrant ainsi stockage, production distribuée, réponse à la demande, efficacité énergétique, stockage thermique, véhicules électriques et leurs équipements de recharge [39].

Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) : « Les GED couvrent un ensemble de technologies et de services, dont la production distribuée, les systèmes derrière le compteur (PV sur le toit, batteries connectées, véhicules électriques, etc.), la réponse à la demande et le stockage thermique ». Ces ressources sont potentiellement contrôlées localement ou agrégées via des réseaux intelligents [39].

De façon synthétique, la littérature décrit la production décentralisée comme « toute ressource de production d'électricité (ou stockage) connectée au niveau du réseau local (distribution) ou derrière le compteur d'un client, contrôlable ou non, susceptible d'être agrégée et pilotée à distance en interaction avec le réseau ».

Chaque définition met l'accent sur la petite ou moyenne échelle, l'absence de connexion directe au réseau de transport, et la proximité avec l'utilisateur final (usagers, industries ou communautés), ainsi que la diversité des technologies intégrées.

### 2.3.2 Technologies de la production décentralisée

La production décentralisée englobe un ensemble diversifié de technologies énergétiques permettant de générer l'électricité au niveau de la distribution, près des lieux de consommation, se distinguant par leur échelle modulaire et leur capacité à contribuer aux services système [39].

#### *2.3.2.1 Technologies conventionnelles*

Les microturbines (0,5 kW à plusieurs centaines de kW) intègrent compresseur, générateur à aimants permanents et turbine sur un seul arbre, fonctionnant au gaz naturel, biogaz ou propane avec récupération thermique pour applications de cogénération, atteignant des rendements de 25-30% électriques et jusqu'à 85% en mode cogénération[39].

Les moteurs à combustion interne (0,5 à 6500 kW) constituent une solution éprouvée utilisant pistons et générateurs AC synchrones, alimentés par gaz naturel, propane ou biocarburants, avec un rendement électrique de 40% et particulièrement adaptés aux applications de cogénération industrielle [39].

Les moteurs Stirling (jusqu'à 25 kW) offrent un fonctionnement silencieux et écologique avec combustion externe continue, particulièrement adaptés aux applications solaires concentrées malgré un rendement limité à 30% [39].

#### *2.3.2.2 Technologies renouvelables*

L'énergie photovoltaïque domine les déploiements mondiaux de GED avec plus de 90% des installations, convertissant directement le rayonnement solaire via l'effet photovoltaïque, nécessitant des onduleurs pour la conversion DC/AC et des systèmes de stockage pour les applications autonomes [40].

Les turbines éoliennes décentralisées (quelques kW à 100 kW) exploitent l'énergie cinétique du vent avec des caractéristiques intermittentes nécessitant souvent l'intégration de systèmes de stockage et de gestion avancée pour la stabilité du réseau [40].

La biomasse permet la production d'électricité par combustion thermique (vapeur/turbine/alternateur) ou cogénération utilisant déchets forestiers, agricoles et résidus organiques, avec possibilité d'intégration de cycles ORC (Organic Rankine Cycle) pour optimiser les rendements des installations de moyenne puissance [39].

Les systèmes géothermiques de petite échelle exploitent la chaleur souterraine pour la production électrique via cycles thermodynamiques adaptés aux ressources locales [39].

#### *2.3.2.3 Technologies émergentes et stockage*

Les piles à combustible convertissent l'hydrogène en électricité par processus électrochimique, ne produisant que de l'eau comme sous-produit, avec applications stationnaires et mobiles offrant des rendements électriques de 40-60% et possibilités de cogénération [40].

Les systèmes de stockage (batteries lithium-ion, supercondensateurs, stockage thermique) assurent la gestion des intermittences, le lissage de production et la fourniture de services auxiliaires (régulation fréquence-tension, réserve tournante) essentiels à l'équilibrage réseau [40].

Cette diversité technologique permet d'adapter la production décentralisée aux ressources énergétiques locales, aux contraintes techniques spécifiques et aux besoins de services système, contribuant ainsi à la flexibilité, à la résilience et à la décarbonation des systèmes électriques modernes.

#### *2.3.2.4 Classification technologique et fonctionnelle*

Les technologies de production décentralisée se classifient selon leur capacité de fourniture énergétique [31], [40] :

- **Type 1** : Injecte uniquement de la puissance active (P). Ex: Photovoltaïque, microturbines via onduleurs. Modélisé comme une charge négative ;
- **Type 2** : Injecte à la fois de la puissance active (P) et réactive (Q). Ex: Unités avec générateurs synchrones (micro-hydroélectrique, géothermie). Peut être contrôlé en tension (nœud PV) ou en facteur de puissance (nœud PQ) ;
- **Type 3** : Injecte uniquement de la puissance réactive (Q). Ex: Compensateurs synchrones ;
- **Type 4** : Injecte de la puissance active (P) mais consomme de la puissance réactive (Q). Ex: Générateur asynchrone à cage d'écureuil utilisé dans certaines éoliennes.

### 2.3.3 Bénéfices potentiels des générations d'énergie dispersés

Les GED offrent de nombreux bénéfices potentiels dans les dimensions technique, économique, environnementale et opérationnelle, bien que certains défis subsistent pour leur pleine intégration [39].

#### *2.3.3.1 Avantages techniques*

La GED améliore significativement les performances techniques du système électrique en réduisant les pertes de transport grâce à la proximité entre production et consommation. Cette configuration permet une amélioration du profil de tension du réseau et contribue à la stabilité

locale par la fourniture de services auxiliaires (régulation de fréquence, compensation réactive, réserve tournante) [31], [40].

Les GED renforcent la résilience du système en offrant des capacités d'îlotage et de fonctionnement en autonome lors de perturbations majeures, réduisant ainsi les risques de pannes généralisées. La modularité des installations facilite leur intégration progressive et leur adaptation aux besoins évolutifs de la charge [31], [40].

#### *2.3.3.2 Bénéfices économiques*

D'un point de vue économique, la production décentralisée présente des délais de déploiement considérablement réduits (moins de 6 mois contre 7 à 10 ans pour les centrales conventionnelles) et nécessite des investissements initiaux plus faibles accessibles aux petites entreprises. Cette approche stimule la concurrence sur le marché de l'électricité et diversifie les acteurs de la production [41].

Les économies sur les coûts de transport et de distribution résultent de la réduction des transits sur les réseaux, tandis que les technologies renouvelables bénéficient de la gratuité des sources primaires (soleil, vent) une fois l'installation amortie [41].

#### *2.3.3.3 Avantages environnementaux*

Les GED contribuent significativement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre par l'intégration massive d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, biomasse, géothermie). Cette transition énergétique permet de diminuer la dépendance aux combustibles fossiles et de réduire l'empreinte carbone du secteur électrique. La production décentralisée facilite également la valorisation des ressources locales (biomasse, géothermie) et optimise leur utilisation énergétique [39], [41].

#### *2.3.3.4 Bénéfices opérationnels et sociétaux*

La GED renforce l'autonomie énergétique locale et facilite l'électrification de zones reculées difficilement raccordables au réseau principal. Elle permet une participation citoyenne accrue à la transition énergétique par l'autoproduction et les projets communautaires. Les systèmes de cogénération intégrés atteignent des rendements énergétiques supérieurs à 80-90% par la valorisation simultanée de l'électricité et de la chaleur. [39], [41]

### 2.3.4 Difficultés liées à l'intégration des GED

L'intégration de GED dans les réseaux électriques existants présente de nombreux défis techniques, économiques et opérationnels qui nécessitent des solutions innovantes et une adaptation des infrastructures.

#### *2.3.4.1 Défis techniques majeurs*

Modifications des flux de puissance : L'intégration massive de GED transforme les réseaux de distribution traditionnellement unidirectionnels en réseaux bidirectionnels, créant des flux de puissance de la distribution vers le transport, nécessitant une révision complète des équipements et protections. Cette inversion de flux peut provoquer des congestions locales à long terme lorsque le taux de pénétration augmente significativement [41], [42].

Problèmes de stabilité et protection : L'insertion de générateurs synchrones ou asynchrones modifie les temps critiques d'élimination de défaut et influence directement les limites de stabilité dynamique du système. Les systèmes de protection doivent être reconfigurés pour éviter les phénomènes d'aveuglement, de déclenchements intempestifs et assurer une sélectivité appropriée face aux nouvelles configurations de court-circuit [41] [42].

Intermittence et prévisibilité : Les technologies renouvelables (solaire, éolien) présentent une production intermittente et peu prévisible, compliquant l'estimation de la puissance disponible et la planification opérationnelle, limitant leur participation aux services système. Cette caractéristique peut occasionner des ruptures d'alimentation par manque de puissance lorsque le système les sollicite [39] [41] [42].

#### *2.3.4.2 Enjeux de qualité de service et stabilité*

Dégradation de la qualité électrique : Les générateurs asynchrones consomment de la puissance réactive pour leur magnétisation et peuvent provoquer des creux de tension lors de leur connexion. Les interfaces d'électronique de puissance associées aux technologies DC (photovoltaïque, piles à combustible) injectent des harmoniques nuisant à la qualité de tension [41].

Problèmes de tension et régulation : L'injection de puissance par les GED peut causer des élévations de tension problématiques dans les réseaux faiblement chargés, particulièrement en bout de ligne, nécessitant des dispositifs de régulation avancés. Les régleurs en charge traditionnels basés sur la mesure du courant absorbé voient leur fonctionnement perturbé par la présence de GED en aval [39] [41].

#### *2.3.4.3 Défis économiques et réglementaires*

Coûts d'investissement élevés : Les technologies décentralisées présentent généralement des coûts de capital par kW installé plus élevés que les centrales conventionnelles, avec des variations significatives selon les technologies. Les économies d'échelle restent limitées comparativement aux installations centralisées [39].

Complexité réglementaire : L'intégration de nombreux petits producteurs disséminés nécessite une adaptation des cadres réglementaires et des mécanismes de marché, particulièrement pour la gestion des services auxiliaires et la rémunération des services rendus au réseau [39].

## 2.4 Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution

La dérégulation des marchés et les préoccupations environnementales favorisent l'insertion de GED dans les réseaux moyenne et basse tension. Cette intégration a des impacts techniques significatifs.

### 2.4.1 Impacts sur le sens du transit de puissance

L'intégration de la production décentralisée dans les réseaux de distribution constitue une transformation majeure qui remet en question les principes fondamentaux du fonctionnement des systèmes électriques traditionnels. L'un des impacts les plus significatifs concerne le changement du sens du transit de puissance, qui passe d'un modèle unidirectionnel historique à un système bidirectionnel complexe.

Les réseaux électriques conventionnels ont été conçus selon une architecture hiérarchisée et centralisée, caractérisée par un flux d'énergie unidirectionnel allant des grandes unités de production vers les consommateurs finaux [31], [41]. Cette structure repose sur quatre niveaux fonctionnels distincts : Production centralisée, Réseau de transport, Réseau de distribution et Consommateurs passifs.

Ce paradigme unidirectionnel offrait l'avantage de flux de puissance prévisibles et linéaires, permettant une gestion simplifiée des dispositifs de protection, une régulation optimisée de la tension et de la fréquence, et une planification fiable des investissements infrastructurels. La conception des équipements et les stratégies de contrôle étaient entièrement calibrées pour cette configuration radiale descendante, garantissant une stabilité opérationnelle robuste dans des conditions normales de fonctionnement [31], [41].

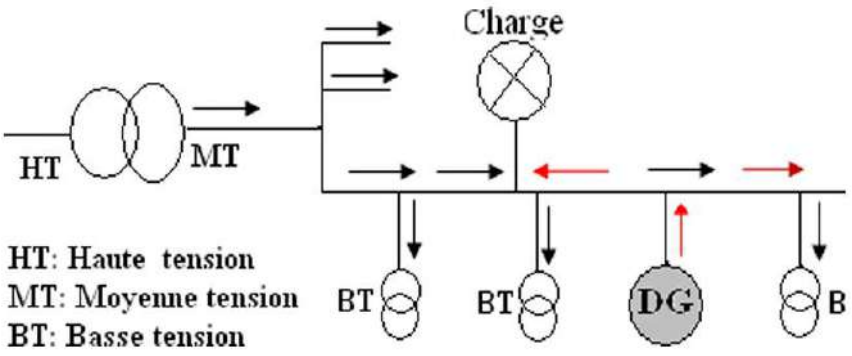


**Figure 2-5** Transit de puissance en présence d'une production décentralisée[31]

L'intégration massive des GED dans les réseaux de distribution bouleverse le paradigme historique des flux unidirectionnels [31], [41].

Ce phénomène de flux bidirectionnels émerge lorsque la production décentralisée dépasse les besoins locaux de consommation, entraînant un reflux de l'énergie excédentaire vers les niveaux de tension supérieurs [41].

Les situations typiques de flux inverses incluent :

- Les périodes de forte production solaire coïncidant avec une faible demande locale, particulièrement en milieu de journée ;
- Les zones rurales bénéficiant d'un important potentiel éolien ou solaire mais présentant une densité de consommation réduite ;
- Les périodes de faible activité comme les weekends et les vacances, où la consommation diminue significativement.

Cette nouvelle dynamique des flux énergétiques se caractérise par plusieurs spécificités [43]:

- Variabilité temporelle accrue : Les flux peuvent s'inverser plusieurs fois au cours d'une même journée, suivant les patterns de production et de consommation ;
- Imprévisibilité marquée : La forte dépendance aux conditions météorologiques introduit une incertitude significative dans la prévision des flux ;
- Concentration géographique : La production tend à se concentrer dans des zones spécifiques privilégiées pour leur potentiel renouvelable, créant des déséquilibres territoriaux.

Cette transformation fondamentale remet en cause les principes traditionnels de planification et d'exploitation des réseaux électriques, nécessitant le développement de nouvelles approches techniques et de gestion pour maintenir la stabilité et la sécurité du système.

La bidirectionnalité des flux nécessite une révision complète des systèmes de protection [41], [44]:

- Protections directionnelles : Les équipements doivent pouvoir détecter le sens du courant de défaut ;
- Recalibrage des seuils : Adaptation des réglages aux nouveaux niveaux de courants de court-circuit ;
- Coordination des protections : Maintien de la sélectivité malgré les sources multiples.

Les flux remontants modifient les profils de tension sur les réseaux de distribution [44]:

- Risques de surtension : Élévation de tension en bout de ligne lors de forte injection ;
- Fluctuations rapides : Variations de tension liées à l'intermittence des sources renouvelables ;
- Déréglage des régleurs en charge : Perturbation du fonctionnement des transformateurs à réglage automatique.

L'augmentation des transits de puissance peut provoquer [44]:

- Surcharges locales : Dépassement de la capacité nominale des équipements ;
- Congestions sur le réseau de transport : Coûts importants de redispatching (exemple : plus d'un milliard d'euros annuels en Allemagne) ;
- Nécessité de renforcements : Investissements considérables (60 milliards d'euros prévus en Allemagne d'ici 2030).

La transformation du sens du transit de puissance représente ainsi un défi technique majeur qui nécessite une approche systémique, combinant innovations technologiques, évolutions réglementaires et nouveaux modèles économiques pour assurer la transition énergétique tout en maintenant la sécurité et la qualité d'approvisionnement électrique.

### 2.4.2 Impacts de GED sur la qualité de l'énergie

L'intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques a des conséquences significatives sur la qualité de l'énergie, qui se définit par la conformité des caractéristiques électriques (tension, fréquence, forme d'onde) aux normes établies. Cette problématique est devenue cruciale avec le développement massif des énergies renouvelables et des systèmes à interface électronique.

#### *2.4.2.1 Définition et mesures de la qualité de l'énergie*

La qualité de l'énergie électrique englobe plusieurs paramètres [41]:

- Stabilité de la tension : maintien de l'amplitude dans les limites normatives (±5% à ±10%) ;
- Stabilité de la fréquence : maintien autour de 50 Hz (±0,2 Hz) ;
- Distorsion harmonique : limitation des composantes harmoniques ;
- Équilibre des phases : symétrie des tensions triphasées ;
- Continuité de service : absence d'interruptions non programmées.

### *2.4.2.2 Principales dégradations induites par la production décentralisée*

**a) Distorsions harmoniques**

Les installations de production décentralisée utilisant des convertisseurs électroniques (photovoltaïque, piles à combustible, certaines éoliennes) injectent des harmoniques dans le réseau [41], [45] :

Les sources principales de ces harmoniques **:**

- Onduleurs photovoltaïques générant des harmoniques impaires (3e, 5e, 7e) ;
- Convertisseurs de fréquence des éoliennes ;
- Systèmes de stockage par batteries.

Les conséquences de ces harmoniques **:**

- Échauffement des transformateurs et câbles ;
- Dysfonctionnement d'équipements sensibles ;
- Déformation de la tension réseau ;
- Résonances avec les capacités du réseau.

Le taux de distorsion harmonique totale (THD) peut dépasser les limites normatives de 5% à 8% selon les niveaux de tension.

**b) Fluctuations et papillotement (Flicker)**

L'intermittence inhérente aux sources d'énergie renouvelables provoque des variations rapides de tension, identifiées comme particulièrement problématiques pour la qualité de l'électricité [46], [47]. Ces fluctuations se manifestent par plusieurs mécanismes :

Causes principales :

- Variations rapides de l'irradiation solaire dues au passage des nuages, générant des baisses et des pics de production imprévisibles ;
- Fluctuations aérodynamiques du vent, notamment l'effet de "masque de tour" des éoliennes, qui crée des oscillations périodiques de la puissance mécanique ;
- Démarrages et arrêts fréquents des groupes de production décentralisée, entraînant des transitions brutales de puissance.

Impacts observés :

- Papillotement des éclairages (flicker), se traduisant par des variations perceptibles de l'intensité lumineuse ;
- Inconfort visuel et irritations pour les usagers résidentiels et commerciaux ;
- Perturbations du fonctionnement des équipements industriels sensibles aux variations de tension.

Des études démontrent que l'intégration de la production décentralisée, lorsqu'elle est correctement dimensionnée et localisée, peut significativement atténuer le papillotement. Une planification optimale permet de réduire l'amplitude des fluctuations de tension, faisant passer le niveau de papillotement de ±4% à ±1%, transformant ainsi un problème potentiel en une solution d'amélioration de la qualité du réseau [46], [47].

**c) Déséquilibres de tension**

L'expansion des installations décentralisées, particulièrement photovoltaïques, introduit des déséquilibres de tension croissants dans les réseaux de distribution. Ces déséquilibres résultent principalement de trois phénomènes [41]:

- Intégration asymétrique de générateurs photovoltaïques : La connexion préférentielle de systèmes monophasés sur des réseaux triphasés crée des inégalités de charge entre les phases ;
- Répartition inégale des charges et générateurs : Une distribution déséquilibrée des installations entre les trois phases dans les systèmes triphasés amplifie les asymétries ;
- Variations de production asynchrones : Les ombrages partiels affectant différemment les panneaux photovoltaïques répartis sur des phases distinctes génèrent des déséquilibres dynamiques.

**d) Problèmes de tension**

L'intégration de GED introduit des défis significatifs concernant la stabilité de la tension dans les réseaux de distribution. Ces problèmes se manifestent principalement sous deux formes distinctes [41] :

***1. Surtensions par injection de puissance active***

L'injection de puissance active par les GED peut provoquer des élévations de tension critiques :

- Localisation caractéristique : Phénomène particulièrement prononcé en bout de ligne radial faiblement chargée, où l'effet de soulèvement de tension est maximal ;
- Variabilité temporelle : Situation aggravée pendant les heures creuses (nuit, weekends) lorsque la consommation est minimale et l'injection relative maximale ;
- Enjeu réglementaire : Risque accru de dépassement des limites réglementaires de +10% par rapport à la tension nominale, compromettant la conformité du réseau.

***2. Creux de tension lors de la connexion de générateurs asynchrones***

Les générateurs asynchrones, notamment utilisés dans certaines technologies éoliennes, présentent un comportement spécifique :

- Appel de courant important : Au moment de leur connexion au réseau, ces machines appellent un courant d'appel substantiel nécessaire à leur magnétisation ;
- Effet dipolaire : Cet appel de courant brutal provoque une chute de tension temporaire mais significative dans le réseau d'alimentation ;
- Impact système : Ces creux de tension peuvent affecter le fonctionnement des équipements sensibles connectés au même point de couplage.

Ces phénomènes opposés (surtensions chroniques et creux transitoires) illustrent la complexité de la gestion de la tension dans les réseaux modernes accueillant une production décentralisée, nécessitant des solutions de régulation adaptées pour maintenir la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs.

### 2.4.3 Impacts sur l'exploitation et la gestion du réseau

#### *2.4.3.1 Impacts sur l'observabilité*

L'arrivée massive des GED a profondément transformé les exigences et les capacités d'observabilité des réseaux électriques. Traditionnellement, la visibilité des gestionnaires de réseau s'arrêtait largement au niveau de la distribution moyenne tension. Avec les GED, le réseau basse tension et les installations "derrière le compteur" deviennent des zones critiques nécessitant une surveillance accrue. Cette pénétration distribué crée un besoin impératif d'observabilité granulaire pour détecter les congestions, les problèmes de tension et assurer la stabilité, là où le réseau était auparavant considéré comme passif [39].

Pour répondre à ce défi, les systèmes modernes déploient une approche hiérarchisée de l'observabilité. Comme le décrit l'article [39], les systèmes de gestion de GED (DERMS (DER Management System)) agissent comme des concentrateurs de données, collectant des informations depuis les niveaux les plus bas (les GED individuels) pour fournir une vision agrégée aux gestionnaires de réseau. Cette architecture permet de transformer une multitude de points de données en une information exploitable pour le contrôle du réseau. Cependant, cette observabilité reste souvent partielle et conditionnelle, dépendant des capacités de communication des GED et des accords contractuels avec les consommateurs.

Les protocoles de communication standardisés (IEEE 2030.5, OpenADR, SunSpec Modbus) jouent un rôle crucial dans cette nouvelle donne. Ils servent de langage commun pour remonter des données essentielles comme l'état de charge, la puissance disponible ou les contraintes locales. Sans cette interopérabilité, l'observabilité reste fragmentée, comme l'ont montré plusieurs projets pilotes confrontés à l'intégration de ressources hétérogènes [39].

Enfin, cette nouvelle observabilité permet des applications avancées jusque-là impossibles. La combinaison des données des GED avec des outils de simulation ou les plateformes de Co-simulation permet désormais aux gestionnaires de prévoir les flux de puissance, d'anticiper les congestions et d'optimiser le réseau en temps quasi-réel. Ainsi, les GED transforment l'observabilité d'un simple outil de surveillance en une fonction stratégique active, essentielle pour maintenir la fiabilité et la stabilité des réseaux électriques modernes [39].

#### *2.4.3.2 Impacts sur la contrôlabilité*

L'intégration des GED transforme fondamentalement la contrôlabilité des réseaux électriques en créant à la fois des défis complexes et des opportunités innovantes. Traditionnellement conçu pour des flux unidirectionnels et prévisibles, le réseau électrique doit désormais faire face à l'incertitude et la variabilité introduites par les DER, ainsi qu'à la complexité de gérer des milliers de ressources dispersées et souvent invisibles derrière les compteurs des consommateurs [39].

Face à ces défis, des solutions d'agrégation sophistiquées émergent pour restaurer et même améliorer la contrôlabilité du réseau. Les systèmes de gestion de GED (DERMS), les centrales virtuelles (VPP) et les micro-réseaux permettent de regrouper de multiples DER en ressources uniques et dispatchables, transformant ainsi une contrainte en opportunité. Ces technologies permettent non seulement de maintenir la stabilité du réseau, mais aussi d'offrir de nouveaux services comme la régulation de tension, la réduction des pointes de consommation et diverses services ancillaires [39].

Cette évolution représente un changement de paradigme profond : le contrôle centralisé cède progressivement la place à une architecture hiérarchique et distribuée, où la flexibilité des DER devient un atout stratégique. Le réseau passif d'hier se transforme ainsi en un écosystème énergétique actif et participatif, où une gestion optimisée des ressources décentralisées permet d'atteindre une contrôlabilité plus fine, plus résiliente et plus efficiente que jamais auparavant [39].

#### *2.4.3.3 Impacts sur la fiabilité*

L'intégration des GED transforme profondément le paradigme de la fiabilité du réseau électrique, créant une dynamique complexe entre nouveaux risques et opportunités d'amélioration.

La pénétration massive des GED introduit des facteurs d'incertitude et de variabilité qui compliquent la planification et l'exploitation du réseau. L'intermittence de la production solaire

et éolienne décentralisée peut créer des déséquilibres locaux entre production et consommation, potentiellement sources de coupures ciblées. Les flux de puissance bidirectionnels, non prévus dans la conception traditionnelle des réseaux de distribution, peuvent entraîner des surtensions, des congestions et des déclenchements intempestifs des systèmes de protection. De plus, la faible inertie rotative des onduleurs connectant les GED réduit la résilience du réseau face aux variations de fréquence.

Cependant, les GED offrent des leviers remarquables pour renforcer la fiabilité lorsqu'ils sont correctement orchestrés. Les micro-réseaux permettent une continuité de service locale lors de pannes du réseau principal, comme démontré dans le projet Bronzeville à Chicago. Les systèmes de stockage (BESS) fournissent une réponse ultra-rapide pour stabiliser la fréquence et la tension. L'agrégation des GED via les VPP crée une réserve de flexibilité distribuée que les gestionnaires de réseau peuvent mobiliser pour résoudre des congestions localisées et éviter des délestages. Enfin, la diversification des sources de production accroît la robustesse du système face aux aléas affectant les infrastructures centralisées [39].

Les GED transforment ainsi la fiabilité d'un modèle centralisé et réactif vers une approche distribuée et proactive. La fiabilité ne dépend plus seulement de la robustesse des grandes infrastructures, mais aussi de l'intelligence des systèmes de gestion (DERMS) capables de coordonner la multitude de ressources distribuées. Cette évolution nécessite toutefois le déploiement de protocoles de communication standardisés (IEEE 2030.5, OpenADR) et d'architectures de contrôle hiérarchisées pour garantir que le potentiel de fiabilité des GED soit pleinement exploité [39].

À terme, les GED permettent de passer d'une fiabilité basée sur la redondance des infrastructures à une fiabilité fondée sur l'intelligence et la flexibilité distribuée, ouvrant la voie à un réseau plus résilient, mais aussi plus complexe à opérer.

### 2.4.4 Impacts sur le plan de protection

L'intégration des GED bouleverse les schémas de protection traditionnels des réseaux électriques, créant des défis techniques majeurs tout en ouvrant la voie à des approches innovantes.

Les GED remettent en cause les principes fondamentaux de la protection conçue pour des réseaux à flux unidirectionnels. L'injection de courant de défaut par les GED peut maintenir une tension résiduelle qui inhibe le déclenchement des protections, créant des risques pour le personnel et le matériel. Les flux de puissance bidirectionnels brouillent la détection des défauts et peuvent causer des déclenchements intempestifs ou au contraire un manque de

déclenchement. La variabilité de la production des GED modifie constamment les niveaux de court-circuit, rendant obsolètes les réglages de protection fixes. Enfin, les modes d'îlotage non intentionnels créent des risques d'électrocution pour les équipes d'intervention [39].

Face à ces défis, les plans de protection doivent évoluer vers une approche adaptative et communicante. Les protections directionnelles deviennent essentielles pour discriminer correctement la direction des défauts dans un réseau à flux bidirectionnels. Les systèmes de protection doivent désormais s'adapter dynamiquement aux changements de topologie et de génération introduits par les GED. L'intégration des informations des GED (état, capacité de court-circuit) dans les systèmes de protection permet des réglages plus précis et fiables [39].

Les technologies modernes permettent de développer des systèmes de protection résilients capables de gérer la présence des GED. Les protections différentières numériques utilisant les communications IEC 61850 offrent une grande précision dans les réseaux complexes. Les micro-réseaux intègrent des contrôleurs capables de reconfigurer automatiquement leur protection lors des transitions réseau/îlot. Les DERMS peuvent coordonner les réglages de protection avec l'état du réseau en temps réel [39].

La protection évolue ainsi d'une logique statique et localisée vers une approche dynamique et systémique. Le futur de la protection réside dans des systèmes adaptatifs utilisant les communications numériques et l'intelligence artificielle pour maintenir la sécurité dans un réseau de plus en plus décentralisé et variable. Cette évolution nécessite une coordination renforcée entre les protections traditionnelles, les contrôleurs de GED et les systèmes de gestion du réseau, faisant de la protection une fonction distribuée et intelligente plutôt que centralisée et fixe.

### 2.4.5 Impacts spécifiques par type de technologie

#### *2.4.5.1 Systèmes photovoltaïques*

L'intégration massive de l'énergie photovoltaïque dans les réseaux électriques soulève plusieurs défis techniques majeurs.

Premièrement, les onduleurs, essentiels à la conversion du courant continu en courant alternatif, sont susceptibles d'injecter des harmoniques dans le réseau, pouvant entraîner un taux de distorsion harmonique (THD) atteignant 5 à 8%, ce qui dégrade la qualité de l'onde et peut endommager les équipements connectés.

Deuxièmement, la production photovoltaïque est intrinsèquement variable et imprévisible, sujette à des variations rapides de puissance causées par le passage des nuages, ce qui challenge la stabilité et la régulation fine de la fréquence du réseau.

Enfin, un phénomène structurel connu sous le nom de « courbe en canard » (« duck curve ») apparaît : une surproduction massive en milieu de journée, lorsque l'ensoleillement est maximum mais que la demande est faible, créant un creux de charge net profond, suivi d'une remontée extrêmement rapide de la demande en soirée lorsque le soleil disparaît.

#### *2.4.5.2 Systèmes éoliens*

L'intégration des systèmes éoliens au réseau électrique présente des caractéristiques techniques spécifiques qui influencent directement la stabilité et la qualité de l'énergie. Ces caractéristiques incluent :

- Les fluctuations de puissance générées par les variations spatio-temporelles du vent, notamment l'effet de « masque de tour » (« tower shadow effect »), qui induit des oscillations périodiques de la puissance mécanique et par conséquent de la puissance électrique injectée ;
- L'appel de puissance réactive, particulièrement pour les éoliennes à base de machines asynchrones (génératrices à induction), qui nécessitent une source de magnétisation externe et consomment donc de la puissance réactive, pouvant affecter le profil de tension du réseau ;
- L'émission d'harmoniques due au fonctionnement des convertisseurs électroniques de puissance utilisés dans les éoliennes à vitesse variable. Bien que ces convertisseurs permettent un contrôle avancé, ils sont susceptibles d'injecter des courants harmoniques dans le réseau, dégradant la qualité de l'onde.

#### *2.4.5.3 Systèmes de stockage*

L'intégration des systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries (BESS), via des convertisseurs bidirectionnels, est essentielle pour la flexibilité du réseau, mais elle présente des défis techniques spécifiques qui impactent la stabilité et la qualité de l'énergie. Ces impacts incluent :

- L'injection d'harmoniques provenant des convertisseurs bidirectionnels, qui, en raison de leur commutation à haute fréquence, peuvent générer des courants harmoniques dans le réseau, dégradant la qualité de l'onde électrique et pouvant entraîner des résonances ;
- Des variations de puissance rapides et brutales lors des transitions entre les phases de charge et de décharge. Ces changements de mode, dictés par les besoins du réseau, peuvent provoquer des transitoires de tension et de fréquence, sollicitant fortement les dispositifs de régulation ;

- Des risques d'instabilité lors des transitions entre les différents modes de fonctionnement (par exemple, du mode veille au mode actif, ou de la charge à la décharge). Ces transitions peuvent engendrer des oscillations ou des discontinuités de puissance si les algorithmes de contrôle ne sont pas parfaitement calibrés.

### 2.4.6 Solutions et technologies de mitigation

#### *2.4.6.1 Solutions de gouvernance et de déploiement*

Les opérateurs doivent adopter une approche progressive, pilotée et coordonnée pour maximiser l'apport des GED tout en préservant la stabilité du réseau. D'abord, la planification intégrée entre gestionnaires de réseau de transport et de distribution permet d'anticiper les impacts locaux et globaux et d'optimiser l'emplacement et la taille des installations. Ensuite, un déploiement par phases -de la validation en environnement simulé via des tests Hardware-in-the-Loop (HIL) à la mise en service restreinte, puis à une extension graduelle- assure la correction systématique des dysfonctionnements avant passage à grande échelle. Enfin, une formation technique spécialisée des ingénieurs et techniciens garantit le développement des compétences en modélisation, prévision et contrôle de systèmes distribués complexes.[48]

#### *2.4.6.2 Technologies de mitigation (ou d'atténuation)*

L'intégration de GED contribue à la décarbonation du mix énergétique mais entraîne des défis techniques liés à leur caractère intermittent et décentralisé. Ces défis affectent la stabilité, la qualité de puissance et la fiabilité du réseau.

Pour y remédier, des technologies de mitigation (incluant les smart grids, les systèmes de stockage, les compensateurs dynamiques et les plateformes DERMS) sont essentielles afin d'assurer une intégration optimale des GED. Elles permettent de maintenir la performance, la flexibilité et la résilience du système électrique tout en soutenant la transition vers un réseau bas carbone.

**DERMS:** plateformes logicielles centralisées pour superviser, optimiser et contrôler en temps réel l'ensemble des GED, incluant la prévision de la production, la gestion des congestions et l'orchestration des services système (régulation de fréquence, soutiens de tension) [39].

**Smart grids et IoT :** déploiement de compteurs et capteurs communicants (IoT) associés à des algorithmes d'apprentissage automatique pour la détection précoce des anomalies et l'ajustement dynamique des opérations réseau [48].

**FACTS - STATCOM/SVC PLUS® :** dispositifs de compensation dynamique de puissance réactive offrant une régulation de tension ultra-rapide (< 2 cycles), un filtrage actif des harmoniques et une atténuation du flicker [49].

**Systèmes de stockage d'énergie (BESS) :** batteries et supercondensateurs pour lisser les variations de production renouvelable, fournir des services de réserve tournante et soutenir localement la tension [39], [50].

**Centrales virtuelles VPP:** agrégation de GED hétérogènes (PV, éolien, batteries, véhicules électriques) pour participer aux marchés de l'électricité et fournir des services de flexibilité, tout en assurant un pilotage centralisé grâce aux DERMS [39].

## 2.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de dresser un panorama complet des réseaux électriques et des enjeux associés à l'intégration de la production décentralisée. Les réseaux électriques, structurés en plusieurs niveaux de tension (du transport très haute tension à la distribution basse tension), ont historiquement évolué vers une architecture centralisée, optimisée pour des flux unidirectionnels. Toutefois, l'émergence des générations décentralisées, portée par des technologies modulaires et renouvelables, remet en cause ce paradigme et introduit une complexité nouvelle : flux bidirectionnels, variabilité de la production, défis de protection et de régulation.

Les bénéfices des GED sont multiples (réduction des pertes, amélioration de la résilience, diversification du mix énergétique, participation citoyenne), mais leur déploiement à grande échelle s'accompagne de défis techniques et réglementaires significatifs. Ceux-ci concernent notamment la stabilité des tensions, la qualité de l'onde, l'observabilité et la contrôlabilité des réseaux, ainsi que l'adaptation des systèmes de protection. Des solutions technologiques et de gouvernance (telles que les DERMS, les stockages avancés, les FACTS et les micro-réseaux) sont aujourd'hui déployées pour mitiger ces impacts et valoriser le potentiel des GED.

La transition vers un système électrique plus décentralisé, intelligent et durable exige une approche systémique, alliant innovation technologique, évolution des cadres réglementaires et renforcement des compétences. Les réseaux électriques de demain devront ainsi concilier performance technique, sécurité d'approvisionnement et intégration harmonieuse des ressources énergétiques distribuées, afin de répondre aux impératifs socio-économiques et environnementaux du XXI$^{e}$ siècle.

L'analyse des impacts techniques de la production décentralisée présentée dans ce chapitre révèle la complexité de son intégration dans les réseaux de distribution : effets sur le

profil de tension, augmentation ou réduction des pertes selon l'emplacement, risques d'instabilité, perturbations de la qualité de l'énergie et défis pour les systèmes de protection.

Ces impacts, à la fois bénéfiques et potentiellement problématiques, soulignent l'importance cruciale de l'emplacement et du dimensionnement optimal des unités de GED. Le chapitre suivant propose une revue exhaustive des méthodologies d'optimisation disponibles dans la littérature scientifique, ainsi qu'une première application pratique au réseau de distribution de N'Goussa, permettant d'évaluer leur efficacité et d'identifier leurs limitations dans le contexte algérien.

# CHAPITRE 3. MÉTHODES D'OPTIMISATION ET DE PLANIFICATION DE GED

## 3.1 Introduction

L'intégration optimale des unités de génération d42nergie dispersée (GED) constitue un enjeu stratégique pour la modernisation des réseaux de distribution électrique dans un contexte de transition énergétique mondiale. Ce chapitre s'attache à résoudre la problématique fondamentale du positionnement et du dimensionnement optimal des GED, qui conditionne à la fois l'efficacité technique du réseau et la viabilité économique des investissements.

Dans un premier temps, nous présentons une revue exhaustive des méthodologies d'optimisation développées pour adresser cette problématique. Cette analyse couvre les différentes fonctions objectifs (qu'elles soient mono ou multi-objectifs ) ainsi que les contraintes opérationnelles qui régissent l'intégration des GED. Nous examinons également la riche diversité des algorithmes d'optimisation disponibles, des approches classiques aux métaheuristiques les plus récentes, en soulignant leurs avantages respectifs et leurs domaines d'application privilégiés.

La seconde partie de ce chapitre est consacrée à une étude de cas concrète portant sur le réseau de distribution de N'Goussa, situé dans le sud algérien. Cette région, caractérisée par un fort ensoleillement et un important potentiel solaire, représente un terrain d'application idéal pour l'intégration de GED photovoltaïques. Nous y développons et comparons trois scénarios d'optimisation distincts, combinant des indicateurs de sensibilité (LSF et VSI) avec l'optimisation par essaims particulaires (PSO), afin d'identifier la stratégie la plus performante pour améliorer le profil de tension et réduire les pertes actives du réseau.

Enfin, nous confrontons les résultats obtenus aux limitations inhérentes aux approches purement électriques, en ouvrant des perspectives vers des méthodologies intégrées associant optimisation technique et analyse spatiale multicritère. Cette réflexion vise à poser les bases d'une planification énergétique territoriale durable, conciliant performance du réseau et développement des territoires

## 3.2 Revue de littérature

### 3.2.1 Objectifs d'optimisation des GED

La classification de fonctions objectifs en optimisation distingue principalement les approches mono-objectif et multi-objectifs. Les fonctions mono-objectif se concentrent sur l'optimisation d'un critère unique, comme la minimisation des pertes ou la réduction des coûts, offrant ainsi une solution claire et directe mais pouvant négliger d'autres aspects importants.

En revanche, les approches multi-objectifs visent simultanément plusieurs buts, souvent contradictoires, tels que l'amélioration de la stabilité du réseau tout en minimisant les

investissements et les impacts environnementaux. Cette dernière approche génère un ensemble de solutions optimales au sens de Pareto, permettant aux décideurs de choisir le meilleur compromis selon leurs priorités spécifiques. Le choix entre ces deux paradigmes dépend donc de la complexité du problème et de la nécessité d'équilibrer différents enjeux techniques, économiques et environnementaux [51].

Le Tableau 3.1 propose une classification des fonctions mono objectif pour l'optimisation de la GED selon trois axes fondamentaux [51].

Sur le plan technique, les objectifs prioritaires incluent la réduction des pertes d'énergie, l'amélioration du profil de tension, le renforcement de la stabilité et de la fiabilité, ainsi que l'optimisation de la qualité et de la capacité du réseau. Ces critères visent à assurer l'efficacité opérationnelle et la sécurité du système électrique.

Sur le plan économique, l'accent est mis sur la minimisation des coûts (investissement, exploitation, achat d'énergie) et sur l'amélioration d'indicateurs de rentabilité tels que le ratio bénéfice-coût et la valeur actuelle nette, essentiels pour évaluer la viabilité financière des projets.

Enfin, la dimension environnementale privilégie la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la limitation de l'impact écologique, reflétant l'intégration croissante des principes de durabilité dans la conception des systèmes énergétiques.

Ce tableau souligne ainsi la diversité et la complémentarité des objectifs, adaptés à différents contextes opérationnels et réglementaires.

**Tableau 3-1** Fonctions mono-objectif utilisées pour l'optimisation de GED [51]

| **Catégorie** | **Objectif** | **Description** | **Bénéfices principaux** | **Contexte d'application** |
|---|---|---|---|---|
| Techniques | Minimisation des pertes de puissance | Réduction des pertes actives et réactives | Amélioration de l'efficacité énergétique | Tous types de réseaux |
| | Amélioration du profil de tension | Maintenir les tensions dans des limites | Qualité de tension accrue | Réseaux avec problèmes de tension |
| | Stabilité de tension | Prévention de l'effondrement de tension | Marges de sécurité accrues | Réseaux fortement chargés |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Amélioration de la fiabilité | Réduction des interruptions de service | Continuité de service améliorée | Zones critiques |
| | Qualité de l'énergie | Réduction des distorsions harmoniques | Fourniture électrique plus stable | Charges sensibles |
| | Capacité du réseau | Maximisation de la capacité de transfert | Utilisation optimale de l'infrastructure | Réseaux contraints |
| Économiques | Minimisation des coûts d'investissement | Coûts de construction, exploitation, maintenance | Optimisation économique | Planification long terme |
| | Maximisation ratio bénéfice-coût | Rapport bénéfices / coûts | Rentabilité maximale | Évaluation de projets |
| | Minimisation du coût d'achat d'énergie | Réduction des coûts d'achat au fournisseur | Réduction de la facture énergétique | Marchés déréglementés |
| | Maximisation de la valeur actuelle nette | Bénéfices actualisés à long terme | Viabilité économique long terme | Investissements stratégiques |
| Environnementaux | Réduction des émissions de GES | Minimiser $CO_2$ et polluants | Impact environnemental réduit | Politiques vertes |
| | Minimisation de l'impact environnemental | Considération des effets écologiques globaux | Développement durable | Évaluations environnementales |

Le Tableau 3.2 présente les principales fonctions multi-objectifs utilisées pour l'optimisation de GED. Il décrit trois approches couramment employées pour concilier des objectifs multiples et souvent contradictoires.

La méthode de la somme pondérée consiste à agréger plusieurs objectifs en une fonction unique en leur attribuant des coefficients de pondération, offrant ainsi une simplicité de mise en œuvre adaptée aux problèmes d'optimisation classique.

L'approche par Pareto-optimalité identifie un ensemble de solutions non dominées, où aucune amélioration sur un critère n'est possible sans dégrader un autre, fournissant ainsi un large éventail de choix pour une aide à la décision multicritère.

Enfin, la fonction composite intègre simultanément des critères techniques et économiques dans un cadre d'optimisation unifié, permettant une approche holistique particulièrement utile pour la planification intégrée des systèmes énergétiques.

Ces méthodes offrent une flexibilité stratégique pour équilibrer performance technique, viabilité économique et objectifs opérationnels dans des contextes variés.

**Tableau 3-2** Fonctions multi objectifs utilisées pour l'optimisation de GED [51]

| **Objectif** | **Description** | **Bénéfices principaux** | **Contexte d'application** |
|---|---|---|---|
| Somme pondérée | Combiner objectifs avec poids | Simplicité d'implémentation | Optimisation classique |
| Pareto-optimalité | Solutions non dominées | Large choix de solutions | Décision multicritère |
| Fonction composite | Intégration critères techniques et économiques | Optimisation holistique | Planification intégrée |

### 3.2.2 Contraintes d'optimisation des GED

La figure 3-1 illustre de manière structurée les différentes contraintes prises en compte lors de l'optimisation de l'allocation de GED. Ces contraintes sont organisées en cinq catégories principales (les contraintes de puissance, les contraintes de tension, les contraintes de courant, les contraintes des transformateurs et les contraintes spécifiques aux GED).

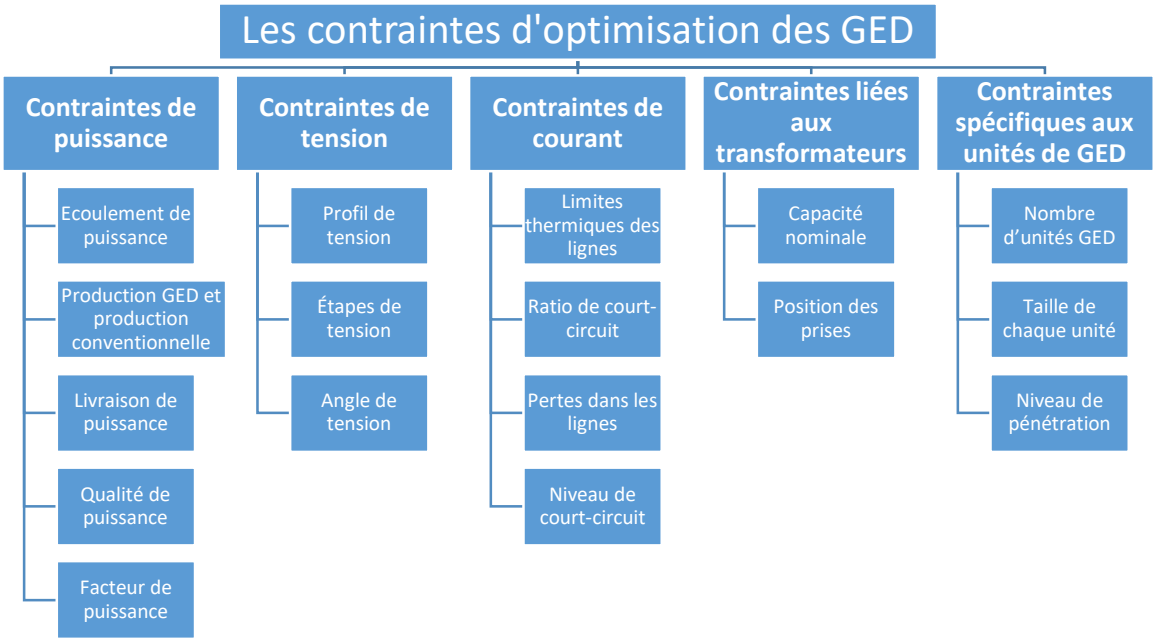


**Figure 3-1** Contraintes d'optimisation des GED [51]

Ces contraintes structurent les bornes techniques et opérationnelles à respecter lors du dimensionnement et du placement optimal des sources distribuées dans le réseau de distribution.

### 3.2.3 Classification des algorithmes d'optimisation

La Figure 3-2 présente une classification complète des algorithmes d'optimisation utilisés pour l'allocation de GED. Ces méthodes sont organisées en cinq grandes catégories selon leur approche fondamentale.

Les approches classiques comprennent les algorithmes analytiques, la programmation linéaire et non-linéaire et les méthodes de programmation dynamique.

Les méthodes de recherche de base regroupent des techniques systématiques comme la recherche exhaustive et l'écoulement de puissance optimal.

Les algorithmes inspirés par la physique ou la société incluent le recuit simulé, la recherche harmonique et les algorithmes basés sur les ensembles flous.

Les techniques inspirées de la nature représentent la catégorie la plus vaste, avec des métaheuristiques populaires comme les algorithmes évolutionnaires, l'optimisation par essaim particulaire, la colonie de fourmis artificielles et les méthodes des lucioles ou du coucou.

Enfin, les algorithmes hybrides intelligents combinent les forces de différentes approches, notamment l'intégration des algorithmes génétiques avec d'autres méthodes comme le recuit simulé ou la recherche tabou.

Cette classification démontre la richesse des outils disponibles pour résoudre le problème complexe de l'allocation optimale de GED. Chaque catégorie offrant des compromis distincts entre précision, vitesse de convergence et complexité de mise en œuvre.

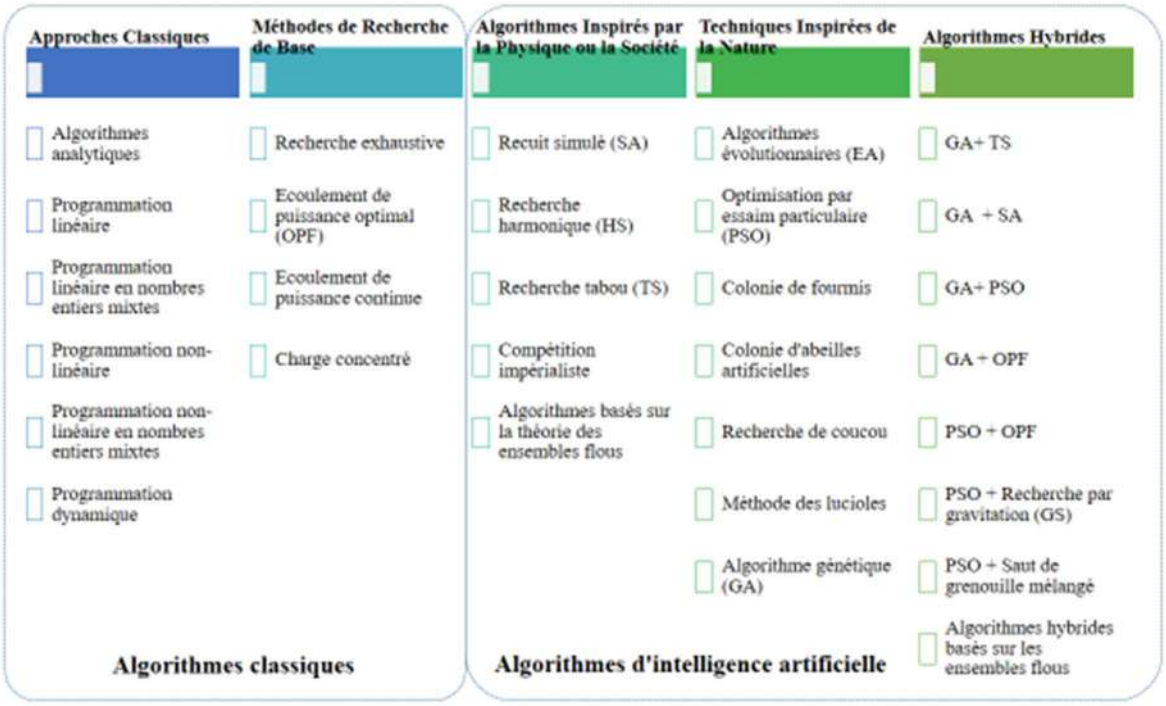


**Figure 3-2** Algorithmes d'optimisation utilisée pour l'emplacement et la taille optimaux de GED [51]

### 3.2.4 Synthèse des travaux antérieurs

L'optimisation du positionnement et de la dimension des unités de génération distribuée (GED) est un enjeu crucial pour améliorer l'efficacité des réseaux de distribution, réduire les pertes d'énergie et renforcer la stabilité de la tension [52], [53]. Les systèmes de GED, tels que les installations photovoltaïques (PV) et les éoliennes (WT), permettent de décentraliser la production d'électricité, de diminuer les pertes en transmission et d'accroître la résilience du réseau [52], [54]. Toutefois, un positionnement ou un dimensionnement inadéquat des unités de GED peut entraîner des problèmes opérationnels, tels que des flux de puissance inverses, une instabilité de tension et une augmentation des pertes du système [55], [56]. Ces problématiques soulignent l'importance de stratégies d'optimisation rigoureuses pour une intégration efficace de la GED.

Une approche multi-objectifs est essentielle pour optimiser l'implantation et la taille des unités de GED, car elle prend en compte des considérations techniques, économiques et environnementales. Parmi les objectifs principaux figurent la réduction des coûts

d'exploitation, l'amélioration des profils de tension et la diminution des pertes de puissances active et réactive [52] [54].

Une large gamme de méthodes d'optimisation a été appliquée aux systèmes de GED afin d'atteindre un placement et un dimensionnement optimaux. Ces stratégies incluent des algorithmes métaheuristiques inspirés de la nature, tels que l'optimisation par essaims de particules (PSO), l'optimisation par algorithme des fourmis-lions (Ant Lion Optimizer ) (ALO), l'algorithme des lucioles (Firefly Algorithm) (FA) et l'algorithme d'optimisation baleinier multi-objectifs (MOWOA), ainsi que des approches mathématiques comme la programmation non linéaire (NLP). Ces méthodes sont évaluées en fonction de leur capacité à satisfaire divers objectifs, tels que la réduction des pertes de puissance, l'amélioration des profils de tension, la minimisation des coûts globaux et l'accroissement de la stabilité du réseau de distribution. Ces études portent sur différentes ressources énergétiques décentralisées, incluant les systèmes PV, les éoliennes, les systèmes de stockage par batterie (BESS) et les bancs de condensateurs. Les études de cas concernent à la fois des systèmes tests IEEE classiques (tels que les réseaux 33, 69 et 98 nœuds) et des micro-réseaux réels (Tableau de l'annexe A1). Le tableau présente une synthèse détaillée, mettant en évidence la pertinence des méthodologies d'optimisation et des technologies de GED pour atteindre des objectifs techniques, économiques et environnementaux spécifiques.

La démarche d'optimisation doit également prendre en compte des contraintes non linéaires, telles que les limites de tension aux nœuds, les limites de courant dans les branches, la capacité du GED et les exigences d'équilibre du réseau [56]. Ces défis sont accentués par les incertitudes liées à la variabilité des charges et des conditions environnementales. Les stratégies d'optimisation hybrides, combinant des approches analytiques et heuristiques, constituent des solutions prometteuses pour résoudre ces problèmes. De tels modèles produisent des résultats plus cohérents en équilibrant performance technique et impact environnemental [54], [57].

Lors des phases initiales de planification, les outils analytiques fournissent des indications précieuses qui viennent compléter les solutions algorithmiques. Des indicateurs tels que l'Indice de Stabilité de Tension (VSI) et le Facteur de Sensibilité des Pertes (LSF) aident les opérateurs à sélectionner les nœuds les plus appropriés pour l'intégration de GED, garantissant ainsi la stabilité de tension et minimisant les pertes d'énergie [55], [57]. Ces outils analytiques viennent en appui aux algorithmes d'optimisation en réduisant l'espace de recherche et en clarifiant les interactions entre les unités de GED et le réseau dans différentes conditions de fonctionnement [57].

La revue bibliographique précédente a mis en évidence la diversité des approches d'optimisation déployées pour déterminer l'emplacement et la taille optimaux des unités de génération décentralisée. Si ces travaux démontrent l'efficacité des méthodes métaheuristiques comme le PSO et l'utilité des indicateurs de sensibilité (LSF, VSI) sur des réseaux tests standardisés, leur application à des réseaux réels présente des défis spécifiques liés à la complexité opérationnelle et aux contraintes locales.

Afin d'évaluer la transférabilité de ces méthodes dans un contexte opérationnel, cette étude se concentre désormais sur le réseau de distribution réel de N'Goussa en Algérie. Ce cas d'étude concret permettra de tester la robustesse des approches d'optimisation précédemment examinées, tout en identifiant les adaptations nécessaires pour répondre aux spécificités techniques et géographiques d'un réseau désertique à fort potentiel solaire

## 3.3 Étude de cas : réseau de distribution de N'Goussa

### 3.3.1 Représentation du réseau de distribution de N'Goussa

Cette étude se concentre sur la région de N'goussa, vaste commune de la wilaya d'Ouargla, située dans le sud-est algérien en zone désertique. Couvrant une superficie totale d'environ 3 866 km², cette région se distingue par son étendue et son potentiel en matière de développement des énergies renouvelables.

Le réseau électrique local de N'goussa se compose d'un système de distribution radial comprenant 464 jeux de barres, alimentant une charge totale de (4,4708 + 3,2332i) MVA, avec une tension nominale de 30 kV.

Le schéma unifilaire de ce réseau à 464 jeux de barres, représenté à la Figure 3-3, illustre la configuration détaillée du réseau de distribution de N'Goussa qui comporte 5 zones d'agrégation (Bour-Haicha, H.Miloud, N'goussa, H.Khefif et El-bour). La largeur et les paramètres techniques de ce réseau soulignent son importance stratégique pour l'intégration de sources d'énergie renouvelable, telles que le photovoltaïque, au sein de l'infrastructure existante.

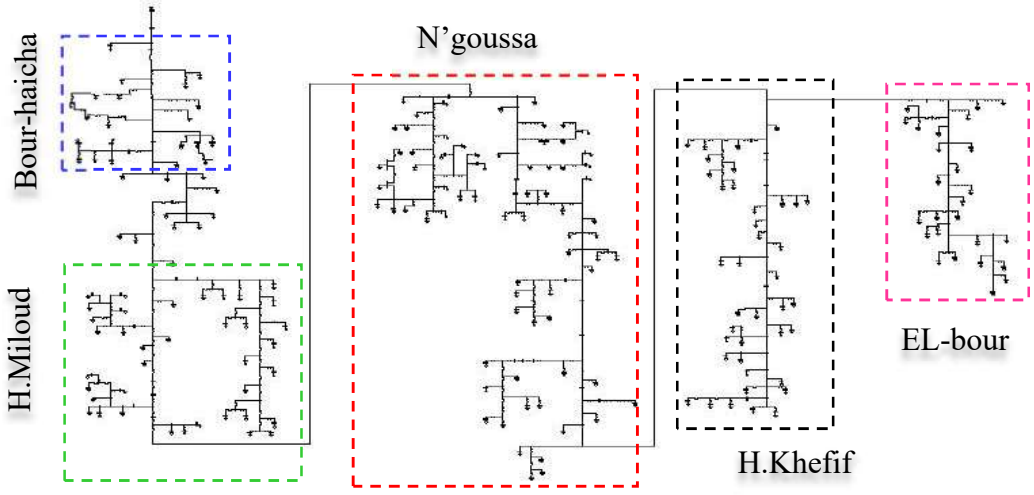


**Figure 3-3** Schéma unifilaire du réseau électrique de la zone d'étude (N'goussa)

### 3.3.2 Modélisation des réseaux de distribution

La modélisation adoptée pour le réseau de distribution repose sur des hypothèses simplificatrices reflétant ses spécificités physiques et opérationnelles. Caractérisé par un rapport X/R élevé, le réseau voit son profil de tension fortement influencé par les flux de puissance réactive, ce qui souligne l'importance du positionnement et du dimensionnement des GED.

Les lignes et transformateurs sont représentés par leurs impédances série, les éléments shunt étant négligés pour alléger les calculs sans altérer significativement la précision des études d'écoulement de puissance.

Les charges sont modélisées sous forme de puissances constantes (modèle PQ), tandis que les GED, fonctionnant avec un facteur de puissance unitaire, sont traitées comme des charges négatives.

Cette approche, bien que simplifiée, permet une intégration aisée dans les algorithmes d'optimisation et une analyse fiable des performances du réseau en matière de stabilité de tension et de réduction des pertes actives.

### 3.3.3 Méthodologie d'analyse

#### *3.3.3.1 Ecoulement de puissance par la méthode BFS*

Cette méthode comprend deux étapes : le balayage vers l'arrière et le balayage vers l'avant. Dans le balayage vers l'arrière, les courants sont calculés en utilisant la loi de Kirchhoff de courant à partir du nœud (ou jeu de barre Jdb) le plus éloigné du nœud source. Dans le balayage vers l'avant, la tension aval est calculée à partir du nœud source en utilisant la loi de Kirchhoff de tension.

**a) Formulation de la matrice BIBC**

Le réseau de distribution radial simple (de 6 jeux de barres et 5 branches) représenté sur la figure 3.4 constitue un exemple typique pour l'analyse des courants. Les puissances injectées aux différents nœuds peuvent être transformées en courants équivalents à l'aide de la relation suivante :

$$I_i^k = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k}\right)^* \tag{3.1}$$

Cette équation permet de calculer le courant injecté au nœud i lors de l'itération k, où $P_i$ et $Q_i$ représentent respectivement les puissances active et réactive au nœud *i*, et $V_i^k$ la tension au nœud i à l'itération k.

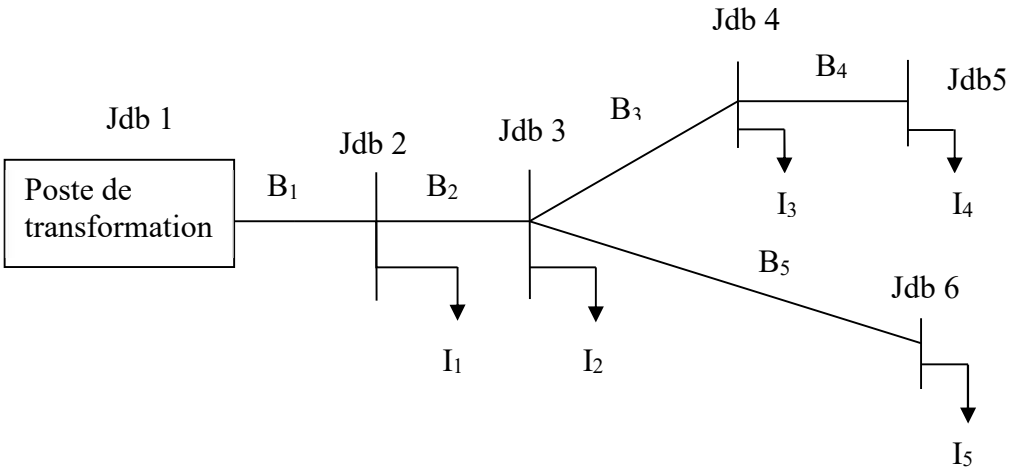


**Figure 3-4** Réseau de distribution simple de 6 jeux de barres et 5 branches

Un ensemble d'équations peut être écrit en appliquant la loi de Kirchhoff à ce réseau de distribution. Ainsi, les courants de branche peuvent être formulés en fonction des courants équivalents injectés. Les courants de branche $B_1$, $B_3$ et $B_5$, peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{aligned} B_5 &= I_5 \\ B_4 &= I_4 \\ B_3 &= I_3 + I_4 \\ B_2 &= I_2 + I_3 + I_4 + I_5 \\ B_1 &= I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5 \end{aligned} \tag{3.2}$$

En outre, la matrice BIBC peut être obtenue comme :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

**b) Algorithme pour la formation de la matrice BIBC**

**Étape [1]** - Créer une matrice nulle de dimension *m * (N-1)*

Où,

m = nombre de branches.

*N* = nombre de Jdb.

**Étape [2]** - Si une section de ligne *($B_k$)* est située entre le Jdb *i* et le Jdb *j*, copiez le $'i^{éme}$ de la matrice BIBC à la $j^{éme}$ colonne et remplasser la position de la $k^{iéme}$ ligne et de la $j^{iéme}$ colonne de Jdb par 1.

Étape [3] - Répéter l'étape (2) jusqu'à ce que toutes les sections de ligne soient incluses dans la matrice BIBC.

**c) Formulation de la matrice BCBV :**

La matrice BCBV caractérise la relations entre les courants de branche et les tensions des Jdb. La variation correspondante des tensions de Jdb, qui est générés par la variation des courants de branche, peuvent être trouvés directement en utilisant la matrice BCBV.

$$V_2 = V_1 - B_1 Z_{12} \tag{3.4}$$

$$V_3 = V_2 - B_2 Z_{23} \tag{3.5}$$

$$V_4 = V_3 - B_3 Z_{34} \tag{3.6}$$

En utilisant l'équation (3.4) et l'équation (3.5), la tension du Jdb 4 peut être réécrite comme :

$$V_4 = V_1 - B_1 Z_{12} - B_2 Z_{23} - B_3 Z_{34} \tag{3.7}$$

À partir de l'équation (3.7), on peut voir que la tension du Jdb peut être exprimée en fonction des courants de branche, des paramètres de ligne et de la tension de la sous-station. De la même manier, les procédures peuvent être utilisées pour les autres Jdb, et la matrice BCBV peut être donnée comme:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \tag{3.8}$$

**d) Algorithme pour la formation de la matrice BCBV**

**Étape (1)**- Créer une matrice nulle de dimension (N-1) * m

m = nombre de branches

N = nombre de Jdb

**Étape (2)** - Si une section de ligne ($B_k$) est située entre le Jdb i et le Jdb j, copiez l'$i^{éme}$ ligne de la matrice BCBV à la $j^{iéme}$ ligne et remplissez la $j^{iéme}$ ligne et de la $k^{iéme}$ colonne par l'impédance de ligne ($Z_{ij}$).

**Étape (3)** - Répéter l'étape (2) jusqu'à ce que toutes les sections de ligne soient incluses dans la matrice BCBV.

Réécrit l'équation (3.8) dans sa forme :

$$[\Delta V]=[BCBV]\,[B] \tag{3.9}$$

**e) Algorithme de BFS modifieé**

**1ère Etape** : Lire les données du réseau

**2ème Etape :** Modifier la puissance du $L^{iéme}$ Jdb (Jdb candidat) comme suit :

S(L) =S'(L) – $S_{GED}$(L) ×( $FP$+j$\sqrt{1-FP^2}$ )

S(L) : Nouvelle puissance du $L^{iéme}$ Jdb

S'(L): Ancienne puissance du $L^{iéme}$ Jdb

$S_{GED}$(L) : Puissance de GED au $L^{iéme}$ Jdb

$FP$ : Facteur de puissance de GED.

avec $j=\sqrt{-1}$

**3ème Etape :** Initialiser la tension de tous les jeux de barres à 1 pu

**4ème Etape :** Détermination des matrices [$BIBC$] et [$BCBV$]

**5ème Etape :** Calculer les courants injectés $\left[I^{(k)}\right]$ en appliquant l'équation (3.1)

**6ème Etape :** Calculer les courants traversant les branches en appliquant l'équation (3.3)

**7ème Etape :** Calculer les nouvelles tensions (modules et phases) au niveau de tous les jeux de barres en appliquant l'équation (3.8).

**8ème Etape :** Une fois le test de convergence est vérifié, les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues.

Sinon retourner à l'étape 5.

### *3.3.3.2 Fonction objective*

Dans le cadre de cette application, la fonction objective retenue pour l'optimisation de l'allocation de la GED se concentre sur la minimisation des pertes actives du réseau. Cette approche vise à améliorer l'efficacité énergétique globale du système en réduisant les dissipations d'énergie le long des lignes de distribution. La formulation du problème intègre deux contraintes opérationnelles essentielles : le maintien des niveaux de tension dans des plages admissibles, généralement entre 0.9 et 1.1 pu, pour garantir la qualité de l'alimentation et la stabilité du réseau, ainsi qu'une limitation de la taille maximale de la GED afin de prévenir

les problèmes techniques liés à une pénétration excessive. Cette combinaison permet d'équilibrer performance énergétique et contraintes techniques, tout en assurant une intégration harmonieuse des sources décentralisées dans l'infrastructure existante.

$$PT\ (S_{GED}, L) = \sum_{i=1}^{N} \text{real}\ ((Z \times\ (B\ \times B^{*})) \times S_b \qquad (3.10)$$

Où :

- $PT$ : les pertes actives en fonction de puissance GEDs
- $S_{GED}$ : Vecteur de puissance de GED
- L : Jdb candidat
- $N$ : nombre de jeux de barre
- $Z$ : Impédance de branches
- $B$ : Courant de branche.
- $B^{*}$ : Courant de branches conjugué.
- $S_b$ : Puissance de base réseau.

### *3.3.3.3 Calcul du LSF et de VSI*

Dans le problème d'implantation de la production décentralisée (GED), l'analyse de sensibilité est couramment employée [58], [59], [60]. Les emplacements candidats des unités de GED sont identifiés en calculant le Facteur de Sensibilité aux Pertes (LSF) et l'Indice de Stabilité de Tension (VSI) à chaque Jdb. Cette approche permet de réduire efficacement l'espace de recherche pour l'optimisation, rendant le processus plus efficient. Une illustration de schéma équivalent d'un réseau de distribution à deux Jdb est présentée dans la Figure 3-5.

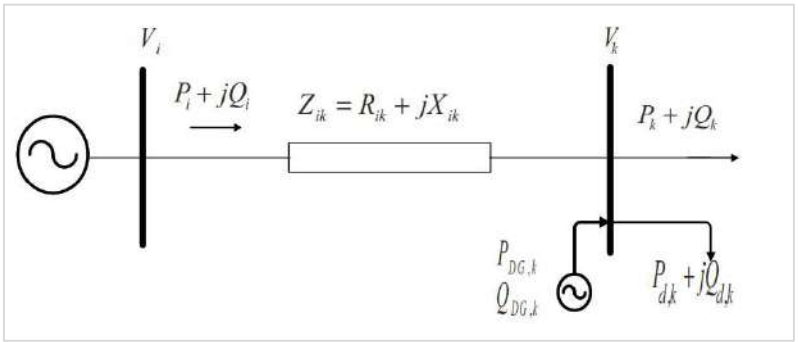


**Figure 3-5** Schéma de réseau de distribution radiale

**f) Facteur de sensibilité aux pertes**

Le Facteur de Sensibilité aux Pertes (LSF) quantifie l'impact de l'implantation de la Production Décentralisée (GED) sur les pertes de puissance active dans un réseau de distribution. Il identifie les jeux de barres candidats pour l'intégration de GED en calculant la sensibilité des pertes aux variations de charge ou de génération à des jeux de barres spécifiques.

Le LSF est dérivé de la formule des pertes de puissance dans une ligne de distribution entre deux jeux de barres *i* et *k* :

$$P_{ik-loss} = \frac{(P_k^2+Q_k^2)\times R_{ik}}{|V_k^2|} \quad (3.16)$$

Où :

- $P_k$,$Q_k$: Puissance active et réactive au Jdb *k*
- $R_{ik}$ : Résistance de la ligne entre les jeux de barres *i* et *k*
- $|V_k^2|$ : Module de la tension au Jdb *k*

Le LSF est calculé comme la dérivée de la perte de puissance par rapport à la charge réactive :

$$LSF_k = \frac{\partial P_{ik-loss}}{\partial Q_k} = \frac{2Q_k\times R_{ik}}{|V_i|^2} \quad (3.17)$$

Les jeux de barres présentant les valeurs de LSF les plus faibles sont prioritaires pour l'intégration de GED afin de maximiser la réduction des pertes [59], [60].

**g) Indice de stabilité de tension**

L'Indice de Stabilité de Tension (VSI) mesure la proximité d'un système électrique à l'effondrement de tension. Il identifie les jeux de barres faibles dans un réseau de distribution, les plus sensibles à l'instabilité de tension. Une valeur de VSI plus faible indique un risque plus élevé d'effondrement de tension. Le VSI pour un Jdb k est calculé comme suit :

$$VSI_k = |V_i|^4 - 4\times(P_k\times X_{ik} - Q_k\times R_{ik})^2 - 4\times(P_k\times R_{ik} - Q_k\times X_{ik})|V_i|^2 \quad (3.18)$$

Où :

- $|V_i|$: Module de la tension au Jdb d'envoi *i*
- $P_kQ_k$: Puissance active et réactive au Jdb de réception *k*
- $R_{ik}$, $X_{ik}$: Résistance et réactance de la ligne entre les Jdb *i* et *k*

Un réseau stable nécessite VSI>0 pour tous les jeux de barres. Le Jdb avec le VSI minimum est considéré comme le plus critique et un candidat prioritaire pour l'implantation de GED afin d'améliorer la stabilité de tension.

### *3.3.3.4 Optimisation par essaims particulaires*

Les méta-heuristiques sont des méthodes d'optimisation permettant d'obtenir une valeur approchée de la solution optimale en un temps raisonnable. Elles ont pour objectif la résolution d'un ensemble de problèmes dans différents domaines sans avoir à modifier le principe de base de l'algorithme de la méthode. Un intérêt particulier est apporté à la méthode d'optimisation approchée PSO. Elle est basée sur les « interactions sociales » entres des « agents » appelés « particules », dans le but d'atteindre un objectif donné dans un espace de recherche commun où

chaque particule a une certaine capacité de mémorisation et de traitement de l'information. Cette méta-heuristique d'optimisation stochastique a été proposée en 1995 par James Kennedy socio-psychologue et Russell Eberhart ingénieur électricien [61].

**a) Principe de la méthode**

Dans PSO le comportement social est modélisé par une équation mathématique permettant de guider les particules durant leur processus de déplacement. Le déplacement d'une particule est influencé par trois composantes : la composante d'inertie, la composante cognitive et la composante sociale. Chacune de ces composantes reflète une partie de l'équation [61], (Figure 3.6) :

**1) La composante d'inertie** : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;

**2) La composante cognitive** : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;

**3) La composante sociale** : la particule tend à se diriger vers le meilleur site atteint par ses voisines.

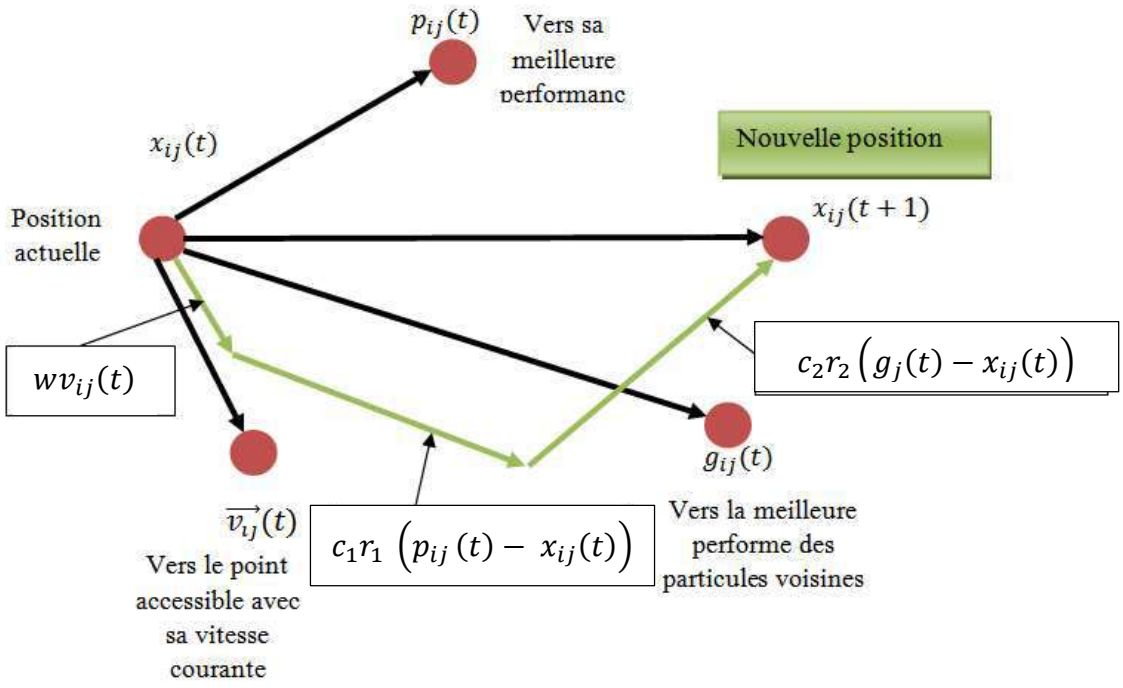


**Figure 3-6** Déplacement d'une particule

**b) . Formalisation**

La position à l'itération $(t+1)$ de la particule *i* est alors définie par l'équation :

$$x_{ij}(t+1) = x_{ij}(t) + v_{ij}(t+1) \tag{3.19}$$

$$v_{ij}(t+1) = wv_{ij}(t) + c_1 r_1 \left(p_{ij}(t) - x_{ij}(t)\right) + c_2 r_2 \left(g_j(t) - x_{ij}(t)\right) \quad (3.20)$$

$$i = 1,2,3 \ldots N_p \qquad j = 1,2,3 \ldots N_d \qquad t = 1,2,3 \ldots t_{max}\,.$$

Avec *:*

- $\boldsymbol{N_p}$ est le nombre de particules de l'essaim
- $\boldsymbol{N_d}$ est le nombre de variables du problème (c-à-d dimension d'une particule).
- $\boldsymbol{t_{max}}$ est le nombre maximal d'itération.
- $\boldsymbol{v_{ij}(t)}$ est la vitesse de la $j^{iéme}$ composante de la $i^{iéme}$ perticule à la $t^{iéme}$ itération.
- $\boldsymbol{p_{ij}}$ est la $j^{iéme}$ composante de la meilleure position occupée par la $i^{iéme}$ particule de l'essaim enregistrée dans les itérations précédentes (local best).
- $\boldsymbol{g_j}$ est la $j^{iéme}$ composante de la meilleure position occupée par l'essaim (global best).
- $\boldsymbol{x_{ij}}^{(t)}$ est la $j^{iéme}$ coordonnée de la position actuelle de la particule $i$, à la $t^{iéme}$ itération.

$\boldsymbol{w}$ est en général une constante appelée coefficient d'inertie, $c_1\, et\ c_2$ sont deux constantes appelées coefficients d'accélération, $r_1\ et\ r_2$ sont deux nombres aléatoires tirés uniformément dans [0,1] à chaque itération et pour chaque dimension.

$\boldsymbol{wv_{ij}(t)}$ correspond à la composante d'inertie du déplacement. Le paramètre $w$ contrôle l'influence de la direction de déplacement sur le déplacement futur. Il est à noter que, dans certaines applications, le paramètre $w$ peut-être variable [62].

$c_1 r_1 \left(p_{ij}(t) - x_{ij}(t)\right)$ correspond à la composante cognitive du déplacement où $c_1$ contrôle le comportement cognitif de la particule.

$c_2 r_2 \left(g_j(t) - x_{ij}(t)\right)$ correspond à la composante sociale du déplacement, où $c_2$ contrôle l'aptitude sociale de la particule.

Les gammes appropriées de valeur pour $c_1$ et $c_2$ sont de 1 à 2.

Le coefficient d'inertie peut être variable selon notre calcul

$$c_1 = \varphi 1 * w \quad (3.21)$$

$$c_2 = \varphi 2 * w \quad (3.22)$$

Le coefficient d'inertie peut être variable selon notre calcul

$$w = \frac{2k}{\left|2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}\right|} \quad (3.23)$$

**Coefficients de constriction**

- $k$ =1
- $\varphi 1 = 2{,}05$
- $\varphi 2 = 2{,}05$
- $\varphi = \varphi 1 + \varphi 2$

Tableau 3-3 Coefficients de PSO *w, $c_1$ et $c_2$* calculés

| **coefficient d'inertie** $w$ | **coefficients d'accélération** $c_1$ | **coefficients d'accélération** $c_2$ |
|---|---|---|
| 0,7298 | 1,4962 | 1,4962 |

### 3.3.4 Scénarios d'application

Cette étude compare trois scénarios d'optimisation pour l'allocation de GED de type PV avec un facteur de puissance unitaire.

Le premier scénario combine la méthode LSF pour la présélection des nœuds candidats suivie d'une optimisation par essaim particulaire (PSO) du dimensionnement.

Le deuxième scénario utilise l'indice de stabilité de tension (VSI) pour identifier les nœuds critiques avant optimisation PSO, privilégiant ainsi l'amélioration du profil de tension.

Le troisième scénario applique une optimisation PSO globale simultanée sur la position et la puissance des GED, permettant une exploration complète de l'espace de solution au prix d'un temps de calcul élevé.

Cette approche comparative permet d'évaluer les compromis entre efficacité computationnelle, réduction des pertes et stabilité de tension, tout en identifiant la stratégie la plus adaptée aux contraintes opérationnelles du réseau.

### 3.3.5 Résultats et discussions

Après l'exécution du programme de l'écoulement de puissance BFS sur le réseau de N'Goussa, on trouve les résultats des Figures 3-7, 3-8 et 3-9 qui représentent respectivement le profil de tension, LFS et VSI de ce réseau :

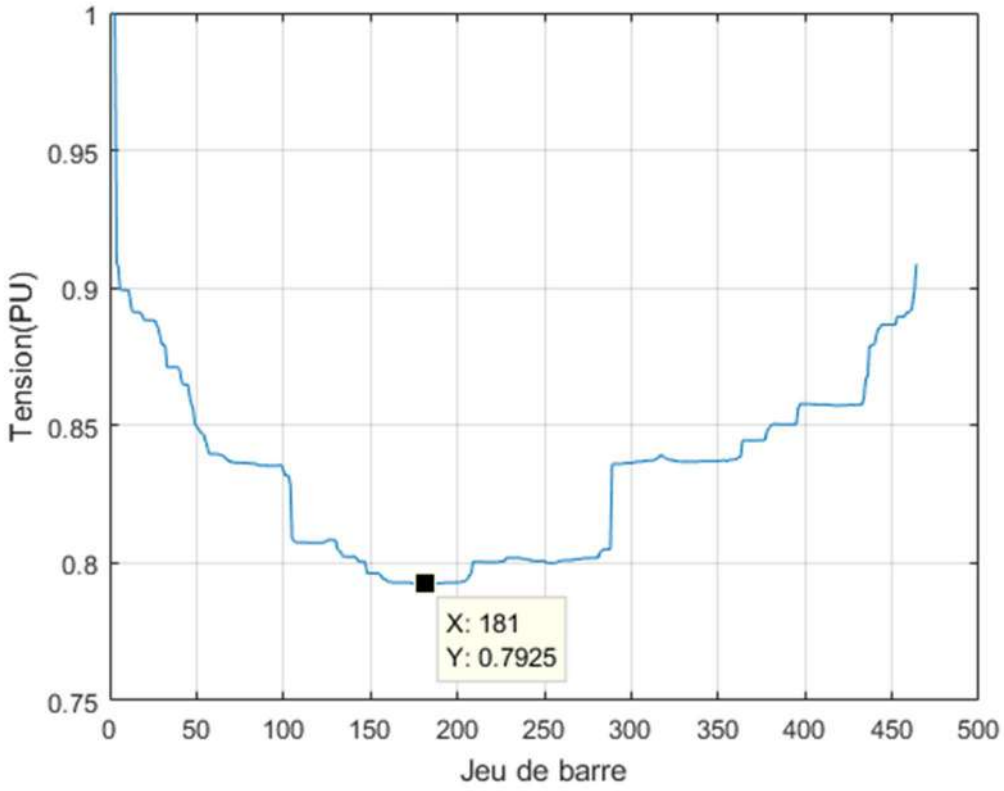


**Figure 3-7** Profil de tension sans intégration de GED

Le profil de tension du réseau étudié révèle des écarts significatifs par rapport à la valeur nominale de 1.0 pu, indiquant des problématiques opérationnelles nécessitant une attention particulière. On observe une décroissance progressive des tensions le long du réseau, avec des valeurs comprises entre 0,75 et 0,90 pu, témoignant d'une chute de tension généralisée caractéristique des réseaux radiaux fortement chargés. Le point critique identifié au jeu de barre 181, affichant une tension de 0,7925 pu, représente une situation préoccupante qui dépasse les limites habituellement acceptées (généralement ±10% de la tension nominale). Cette chute de tension prononcée suggère une impédance de ligne élevée, une charge concentrée importante, ou un défaut de compensation d'énergie réactive dans cette section du réseau.

La distribution des tensions, montrant une dégradation progressive depuis la source vers les extrémités, confirme le caractère radial du réseau et met en évidence la nécessité d'optimiser l'allocation des ressources de production décentralisée. Ces écarts des tensions peuvent entraîner des dysfonctionnements des équipements, une augmentation des pertes actives et dans les cas extrêmes un risque d'instabilité de tension.

Une analyse plus approfondie s'impose pour identifier les causes racines et mettre en œuvre des solutions correctives, telles que l'installation de condensateurs, le rééquilibrage des charges ou l'introduction stratégique de génération distribuée aux points critiques.

Le graphique 3-8 présente l'évolution du Facteur de Sensibilité aux Pertes (LSF) du réseau de distribution de N'Goussa.

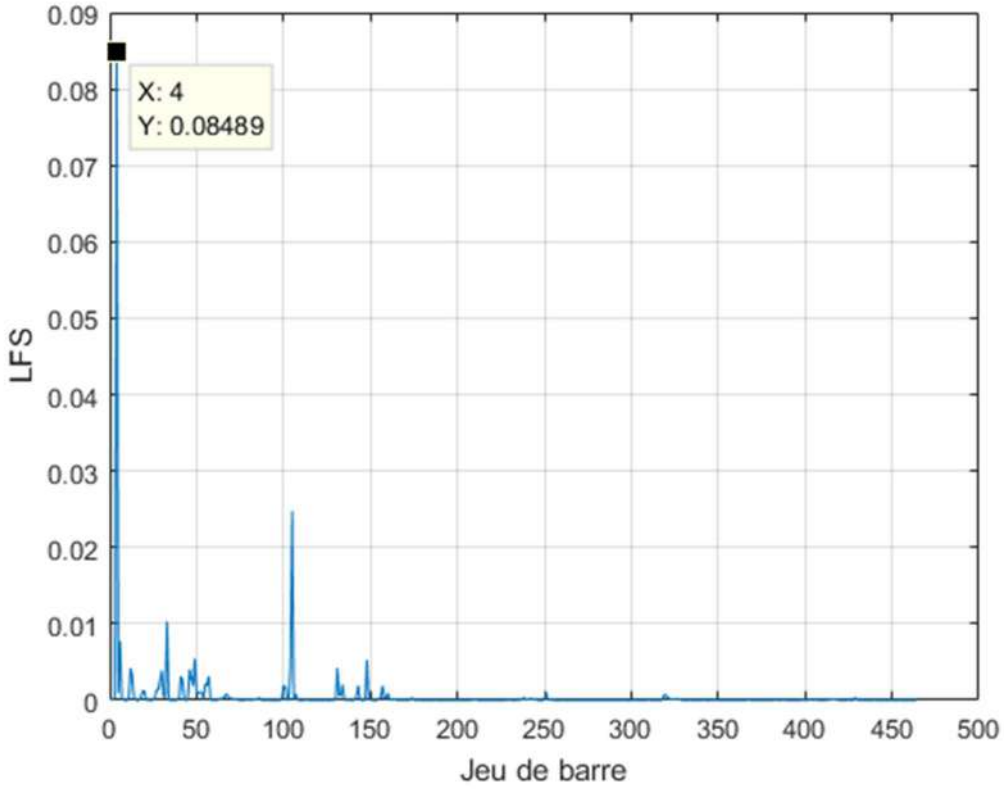


**Figure 3-8** Facteur de Sensibilité aux Pertes

La valeur du LSF varie entre 0,01 et 0,09, avec un pic significatif de 0,08489 observé au Jdb n°4. Cette valeur élevée identifie le Jdb 4 comme le point le plus sensible aux pertes d'énergie dans l'ensemble du réseau (Jdb candidat pour l'intégration de GED dans le premier scénario).

La courbe montre une décroissance rapide du LSF après le Jdb 4, suivie d'une stabilisation à des valeurs faibles (inférieures à 0,03) sur la majorité des jeux de barres. Ce profil indique que les pertes d'énergie sont principalement concentrées dans la partie initiale du réseau.

Le figure 3-8 présente la variation de l'Indice de Stabilité de Tension (VSI) le long d'un réseau de distribution de N'Goussa. La plus grande valeur est observée au Jdb 181 où le VSI est de 0,3945. Donc, le Jdb 181est choisi comme un Jdb candidat pour le deuxième scénario.

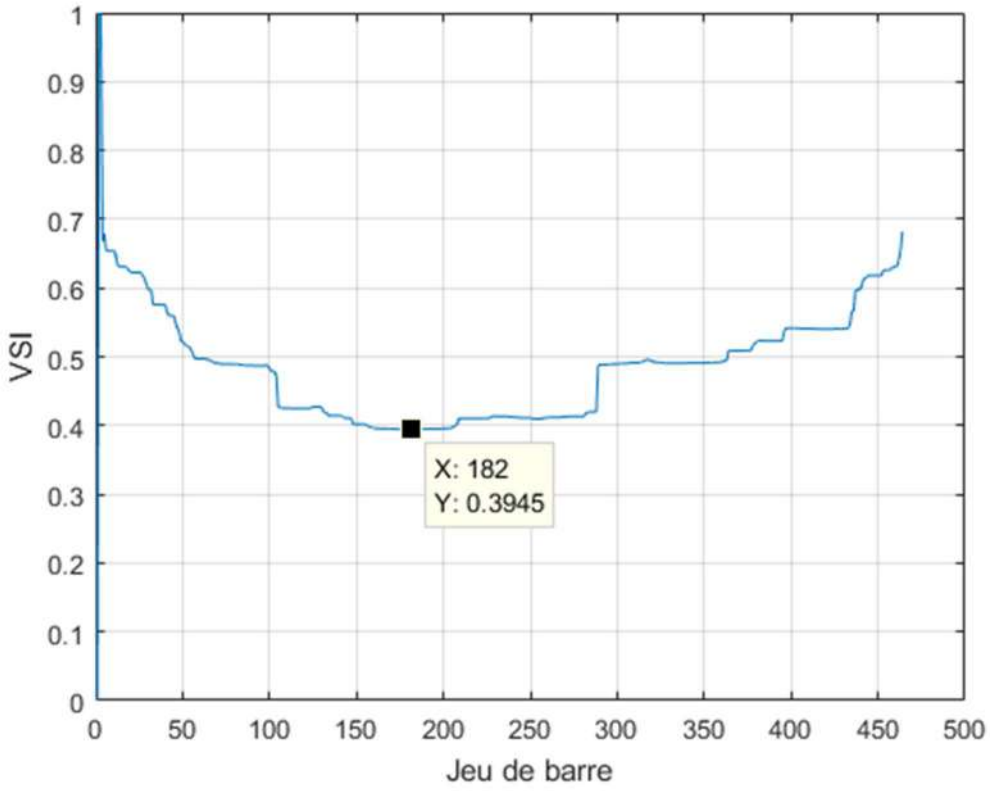


**Figure 3-9** Index de stabilité de tension du réseau de N'Goussa

### *3.3.5.1 Scénario 1 : LSF+ PSO*

Suite à la présélection des jeux de barres candidats (Jdb 4) par LSF, un algorithme d'optimisation par essaim particulaire (PSO) est déployé afin de déterminer la taille optimale de la production décentralisée. Le processus de convergence de cette méthode, illustré par la Figure 3.10, met en évidence une minimisation efficace et stable des pertes actives.

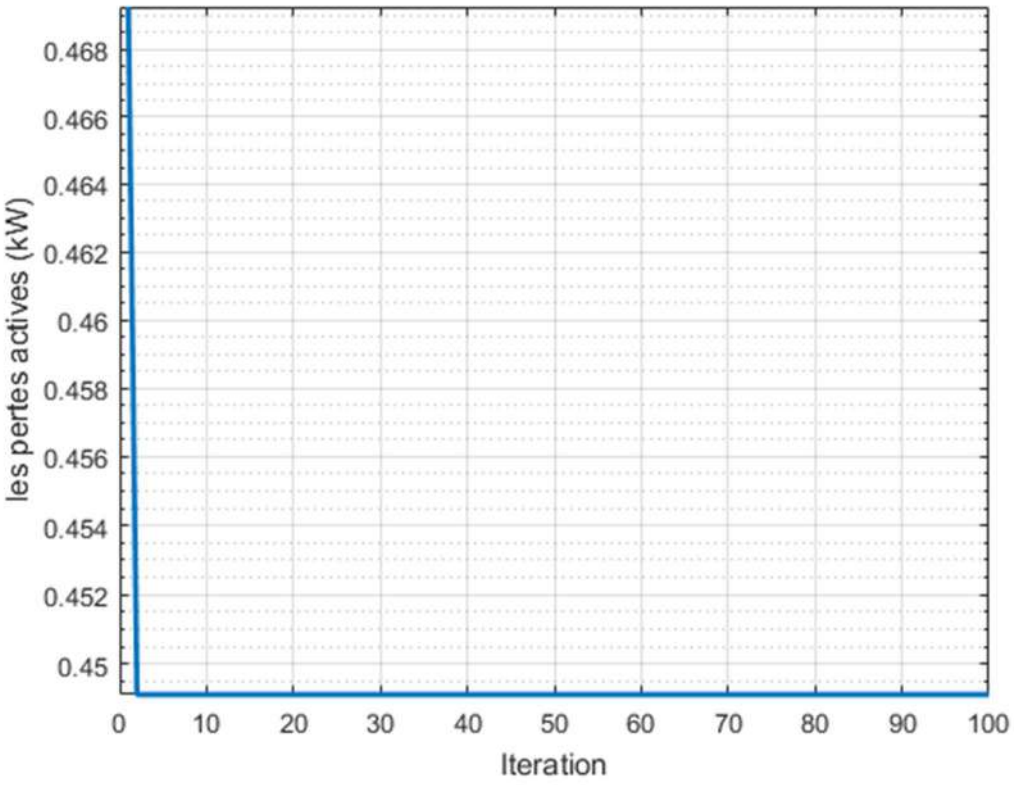


**Figure 3-10** Convergence de la méthode PSO

L'analyse du profil de tension du réseau de N'Goussa de scénario 1, présentée dans la Figure 3.11, met en évidence l'impact significatif de l'intégration de la génération décentralisée (GED) sur le profil de tension du réseau. En l'absence de GED, on observe une dégradation progressive de la tension le long des jeux de barres, atteignant des valeurs critiques avoisinant 0,75 pu, ce qui reflète les limitations traditionnelles des réseaux radiaux fortement chargés. L'insertion stratégique de GED permet toutefois de corriger efficacement ce phénomène, en maintenant plusieurs tensions au-dessus de 0,9 pu. Cette amélioration notable démontre la capacité des sources décentralisées à compenser les chutes de tension en fournissant une injection de puissance locale, optimisant ainsi la qualité de l'énergie et renforçant la robustesse opérationnelle du système de distribution.

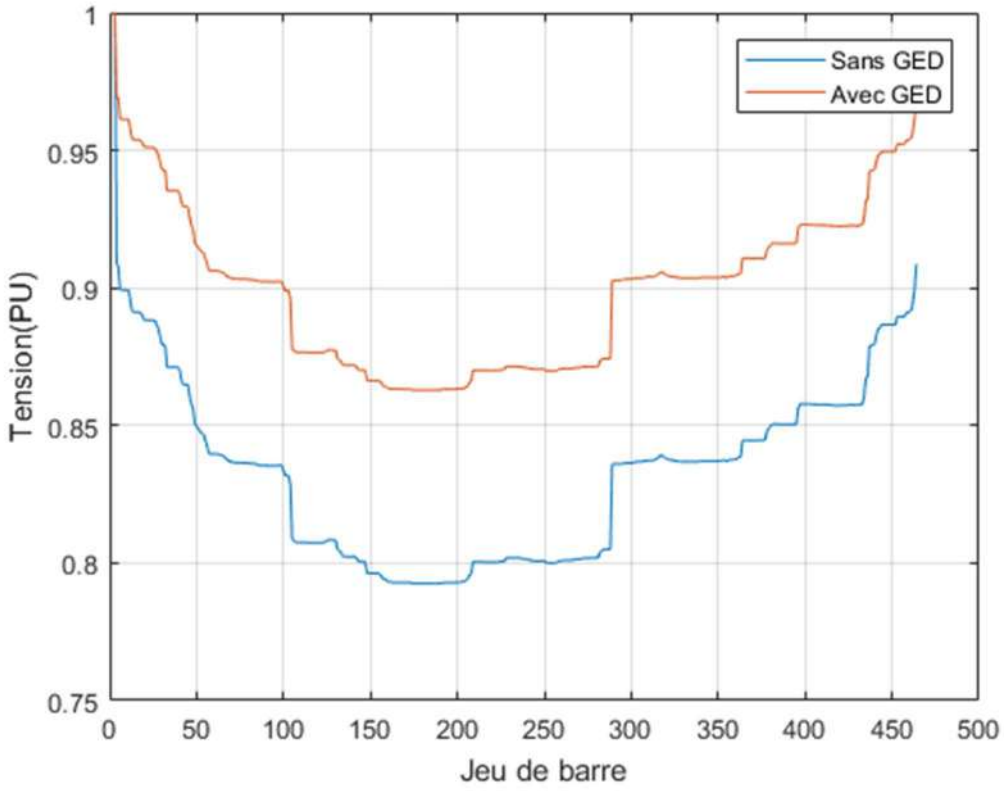


**Figure 3-11** Profil de tension du réseau de N'Goussa pour scénario 1

### *3.3.5.2 Scénario 2 : VSI et PSO*

Après la sélection du Jdb candidat (Jdb 181) par VSI, on exécute le programme PSO pour trouver la taille optimale duGED

La comparaison des profils de tension avec et sans GED dans le scénario 2 démontre l'efficacité de la méthodologie combinant indice de stabilité de tension (VSI) et optimisation par essaim particulaire (PSO). Après avoir identifié le Jdb 181 comme point critique via le VSI, le PSO a permis de déterminer la taille optimale du GED à déployer.

Les résultats mettent en évidence une amélioration notable de la tension sur l'ensemble du réseau, avec une valeur maintenue au-dessus de 0,88 pu, même au Jdb 255 où elle atteint 0,8809 pu. Cette approche ciblée garantit une meilleure stabilité de tension locale.

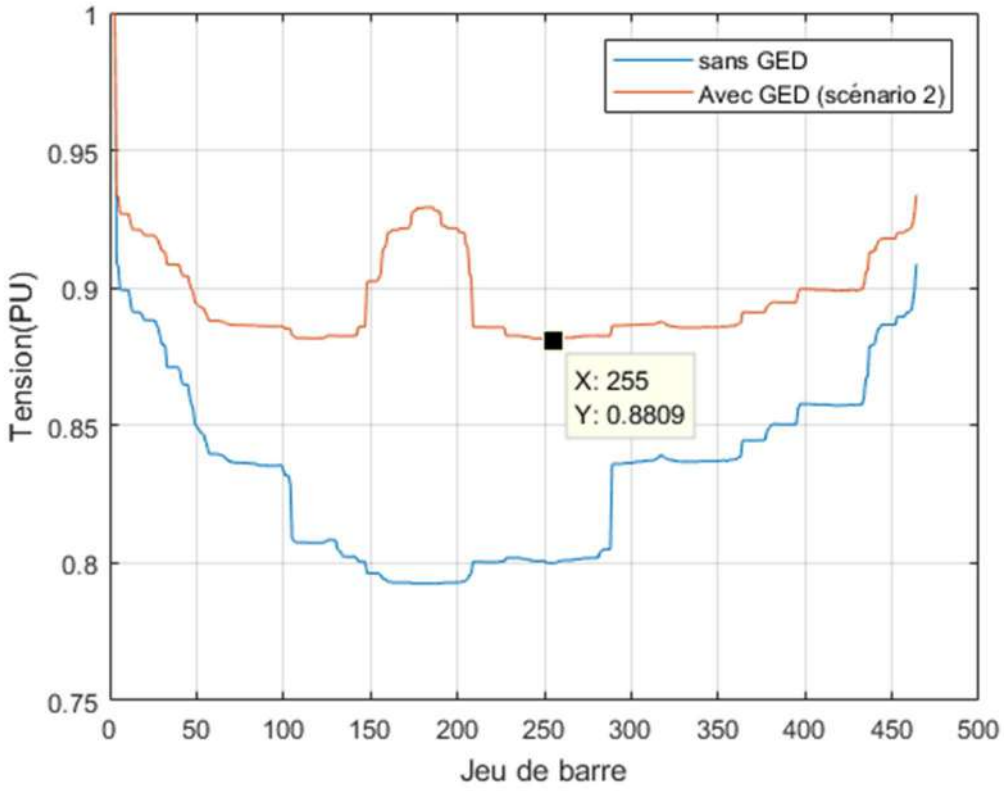


**Figure 3-12** Profil de tension du réseau de N'Goussa pour scénario 2

#### *3.3.5.3 Scénario 3 : PSO*

La Figure 3.13 illustre le profil de tension du réseau de N'Goussa pour le scénario 3, dans lequel l'emplacement et la taille de la GED sont déterminés directement par l'algorithme de PSO, sans présélection préalable des jeux de barres. La comparaison avec le scénario sans GED révèle une amélioration remarquable de la stabilité de tension sur l'ensemble du réseau.

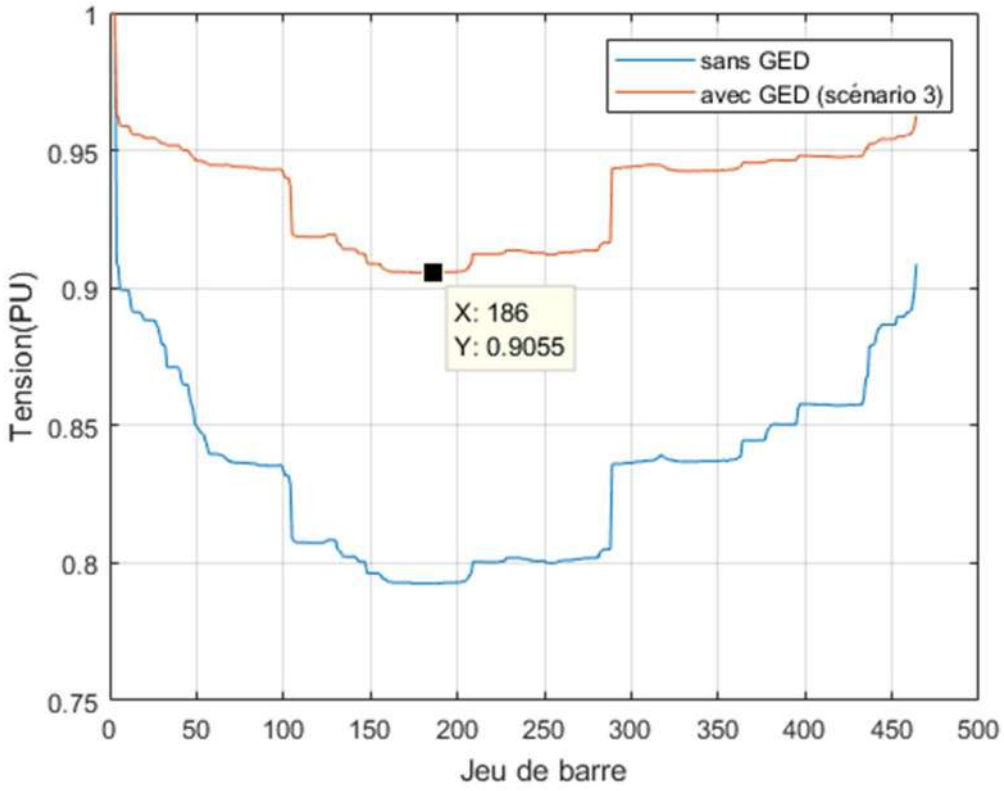


**Figure 3-13** Profil de tension du réseau de N'Goussa pour scénario 3

Le scénario 3, où l'algorithme PSO détermine simultanément l'emplacement et la taille de la GED, démontre une amélioration significative du profil de tension du réseau de N'Goussa. Comparé au cas sans GED, où la tension chute jusqu'à 0,75 pu dans les zones éloignées, l'insertion optimisée de la GED permet de maintenir une tension supérieure à 0,90 pu sur la totalité du réseau. Au Jdb 186, par exemple, la tension atteint 0,9055 pu (tension minimale), illustrant l'efficacité de cette approche pour corriger les chutes de tension même dans les sections les plus sensibles.

Cette stratégie d'optimisation globale, sans présélection des jeux de barres, valide la capacité du PSO à identifier des configurations de GED qui améliorent durablement la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique.

Le Tableau 34 présente une synthèse des performances des trois scénarios d'optimisation de l'intégration de la productions décentralisée dans le réseau de N'Goussa, comparés au cas de référence sans GED.

**Tableau 3-4** Synthèse des résultats

| Scénario | Jdb optimale | $V_{min}$ (pu) | $P_{GED}$ optimale (MW) | Pertes active (MW) | Pertes réactive (MVAr) | Réduction des pertes | Taux de pénétration |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sans GED | - | 0,7925 | - | 0,8092 | 0,7268 | - | - |
| Scénario 1 | 4 | 0,8629 | 5,3191 | 0,4491 | 0,3840 | 44,50% | 96,14% |
| Scénario 2 | 181 | 0,8809 | 1,8923 | 0,4867 | 0,4094 | 39,85% | 34,30% |
| Scénario 3 | 67 | 0,9055 | 4,3380 | 0,2656 | 0,2293 | 67,18% | 78,63% |

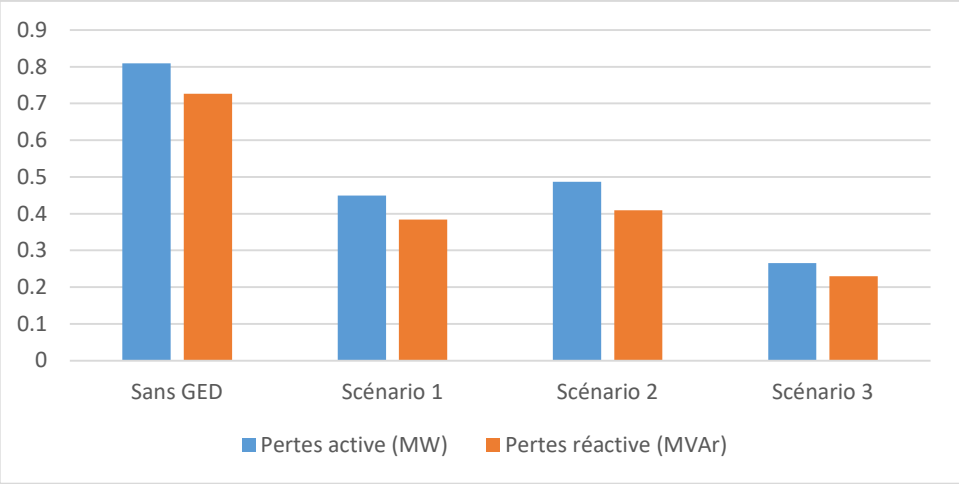


**Figure 3-14** les pertes active et réactive pour les quatre scénarios

Scénario sans GED : Le réseau présente une tension minimale critique de 0,7925 pu, avec des pertes actives et réactives élevées, respectivement de 0,8092 MW et 0,7268 MVAr.

**Scénario 1 (sélection LSF + optimisation PSO) :**

L'implantation de la GED au Jdb 4, d'une puissance de 5,3191 MW, permet une réduction drastique des pertes actives à 0,4491 MW et un relèvement de la tension minimale à 0,8629 pu. Le taux de pénétration atteint 96,14 %, ce qui traduit une intégration massive et très efficace.

**Scénario 2 (sélection VSI + optimisation PSO) :**

Avec la GED positionnée au Jdb 181 et une puissance réduite à 1,8923 MW, la tension minimale est portée à 0,8809 pu. Les pertes actives sont ramenées à 0,4867 MW, et le taux de pénétration est de 34,30 %, ce qui reflète une approche plus ciblée sur la stabilité de tension.

**Scénario 3 (optimisation globale PSO) :**

Le Jdb 67 est sélectionné pour l'implantation d'une GED de 4,3380 MW. Ce scénario offre les meilleures performances avec une tension minimale de 0,9055 pu et des pertes actives

minimales de 0,2656 MW. Le taux de pénétration de 78,63 % souligne un compromis optimal entre amélioration de la tension et réduction des pertes.

En constate que le scénario 3 basé sur une optimisation globale par PSO, apparaît comme le plus performant, alliant une excellente stabilité de tension à une réduction significative des pertes. Les scénarios 1 et 2, bien que efficaces, illustrent l'impact du critère de présélection (LSF ou VSI) sur la puissance installée et le taux de pénétration de la GED.

Cette divergence entre les résultats du VSI et du LSF offre deux enseignements : les problèmes de tension sont spatialement étendus, tandis que le potentiel de réduction des pertes est localisé. Cette complexité souligne le fait que la priorisation technique seule ne peut garantir un déploiement pratique, renforçant ainsi la nécessité d'une analyse d'adéquation géospatiale, qui est abordée dans la sous-section suivante.

## 3.4 Limitations et perspectives

L'optimisation de l'intégration de la génération d'énergie dispersée repose généralement sur des critères techniques et électriques, tels que les méthodes des indicateurs (LSF ou VSI) ou les méthodes d'optimisation (comme PSO). Bien que ces indicateurs permettent d'identifier les zones critiques du réseau et de réduire les pertes énergétiques, ils ignorent les contraintes spatiales, territoriales et socio-environnementales, limitant ainsi la faisabilité et la durabilité des solutions proposées.

### 3.4.1 Problématique générale

La question centrale qui se pose est la suivante : dans quelle mesure une approche d'optimisation fondée exclusivement sur des critères électriques (tels que le LSF et le VSI) peut-elle conduire à des scénarios d'implantation de générateurs d'énergie distribuée (GED) réalistes et durables, compte tenu des enjeux spatiaux, réglementaires et socio-économiques souvent négligés ? Autrement dit, une optimisation purement électrique peut-elle, à elle seule, garantir la pertinence et la faisabilité territoriale des choix d'implantation proposés ?

#### *3.4.1.1 Adéquation entre optimalité électrique et faisabilité spatiale*

Les nœuds identifiés comme optimaux d'un point de vue électrique , par exemple les points de couplage tels que les jeux de barres (JdB) 4 ou 181 , ne sont pas nécessairement compatibles avec les contraintes du territoire. En effet, la disponibilité foncière, les règles d'urbanisme ou encore les restrictions liées à l'occupation des sols peuvent rendre ces emplacements inexploitables. Se pose alors la question de la compatibilité entre les solutions techniquement optimales et la réalité du terrain. Il devient essentiel d'éviter la génération de

propositions situées dans des zones inconstructibles, protégées, agricoles ou déjà saturées du point de vue des infrastructures.

#### *3.4.1.2 Impact de l'absence de modélisation géographique*

L'exclusion de la dimension spatiale dans les modèles d'optimisation peut entraîner une sous-optimalité économique significative. En ignorant les coûts réels d'installation , tels que ceux du foncier, du raccordement, ou les contraintes topographiques, les résultats obtenus risquent d'être théoriquement performants mais économiquement irréalistes. De plus, pour les GED renouvelables, la variabilité spatiale des ressources énergétiques (ensoleillement, vent, température, etc.) constitue un facteur déterminant. Une absence de prise en compte de ces hétérogénéités géographiques limite fortement la pertinence des scénarios produits.

#### *3.4.1.3 Acceptabilité sociale et environnementale*

Les critères purement électriques tels que le LSF ou le VSI ne tiennent pas compte des aspects sociaux, culturels et environnementaux qui influencent fortement l'acceptabilité locale des projets. Une implantation jugée optimale sur le plan technique peut engendrer des conflits d'usage ou susciter une opposition des populations locales, notamment lorsqu'elle affecte le paysage, la biodiversité ou le patrimoine. La performance électrique doit donc être conciliée avec les impératifs de préservation environnementale et de cohésion territoriale.

#### *3.4.1.4 Robustesse des scénarios dans un contexte territorial dynamique*

Les scénarios d'optimisation basés uniquement sur des paramètres électriques sont souvent statiques et peu adaptables à l'évolution du territoire. Dans un contexte marqué par des mutations démographiques, économiques et climatiques rapides, la robustesse temporelle de ces scénarios devient incertaine. Sans une vision intégrée du territoire, la planification du réseau risque de manquer de flexibilité et de cohérence face aux dynamiques locales.

### 3.4.2 Enjeux sous-jacents

L'enjeu majeur réside dans le passage d'une logique strictement « réseau » à une logique de « système », intégrant simultanément les dimensions technique, territoriale et sociétale. Cela suppose de développer des méthodologies hybrides combinant optimisation électrique et analyse spatiale (SIG, cartographie dynamique), afin d'éviter le gaspillage de ressources lié à des scénarios théoriques difficilement transposables dans la réalité.

### 3.4.3 Objectifs de résolution

Pour répondre à cette problématique, il s'avère nécessaire de construire un cadre d'analyse multicritère qui intègre les dimensions électriques, spatiales et socio-économiques. Ce cadre pourrait inclure des indices d'éligibilité spatiale permettant de pondérer les résultats

issus des algorithmes d'optimisation. Par ailleurs, une évaluation comparative entre les solutions purement électriques et les scénarios spatialement contextualisés offrirait une meilleure compréhension des écarts et des compromis à considérer.

### 3.4.4 Perspectives

En synthèse, une approche exclusivement fondée sur les critères LSF et VSI risque de produire des scénarios électriquement performants mais territorialement irréalistes, voire contre-productifs. Pour garantir la pertinence et la durabilité des projets d'implantation de GED, il est impératif d'adopter une vision intégrée qui associe l'optimisation électrique à une analyse spatiale et socio-économique approfondie, permettant ainsi de réconcilier la performance du réseau et le développement durable des territoires.

Face aux limitations d'une approche purement électrique pour l'implantation des unités de génération décentralisée, l'intégration des critères techniques (LSF, VSI) dans un système d'information géographique couplé à une aide multicritère à la décision (GIS-MCDM) offre une solution pertinente. Cette approche hybride permet de superposer les données électriques avec les contraintes spatiales, environnementales et réglementaires, transformant les indices techniques en couches d'information géoréférencées. Ainsi, les nœuds identifiés comme optimales par le LSF et le VSI peuvent être pondérés par leur faisabilité territoriale réelle, combinant performance du réseau et viabilité socio-économique dans un cadre décisionnel unifié et spatialement explicite.

## 3.5 Conclusion

Ce chapitre a démontré l'importance cruciale de l'optimisation du positionnement et du dimensionnement des GED pour améliorer les performances des réseaux de distribution électrique. À travers une revue méthodologique complète et une étude de cas concrète sur le réseau de N'Goussa, nous avons pu évaluer différentes approches d'optimisation, allant des indicateurs de sensibilité (LSF, VSI) à algorithme métaheuristique (PSO).

Les résultats obtenus confirment que l'intégration optimisée des GED permet des améliorations significatives du profil de tension et une réduction substantielle des pertes actives. Le scénario 3, combinant optimisation globale par PSO sans présélection préalable, s'est révélé particulièrement performant avec une tension minimale portée à 0,9055 pu et des pertes actives réduites à 0,2656 MW.

Cependant, cette analyse a également mis en lumière les limitations fondamentales des approches purement électrique. Les solutions optimales identifiées d'un point de vue technique - telles que les jeux de barres 4, 67 ou 181 , ne tiennent pas compte des contraintes spatiales,

environnementales et socio-économiques essentielles à la faisabilité réelle des projets. La question de l'adéquation entre optimalité électrique et viabilité territoriale reste ainsi entière.

C'est précisément pour répondre à ces limitations que le chapitre suivant s'orientera vers l'utilisation combinée des Systèmes d'Information Géographique (SIG) et des Méthodes d'Aide Multicritère à la Décision (MCDM). Cette approche intégrée permettra de superposer les critères techniques développés dans ce chapitre avec les dimensions géographiques, environnementales et socio-économiques, offrant ainsi un cadre décisionnel complet pour la sélection de sites d'implantation des GED qui soit à la fois techniquement performant et territorialement durable.

La complémentarité entre les méthodes d'optimisation électrique présentées ici et les outils d'analyse spatiale développés dans le chapitre suivant constitue la clé pour une planification énergétique véritablement intégrée, capable de concilier performance du réseau et développement territorial harmonieux.

.

# CHAPITRE 4. APPROCHE SPATIALE ET MULTICRITÈRE PAR SIG ET MCDM

## 4.1 Introduction

Ce chapitre s'articule autour d'une problématique centrale révélée par les résultats du chapitre précédent : l'inadéquation fondamentale entre l'optimalité électrique et la faisabilité territoriale dans l'implantation des centrales photovoltaïques. En effet, l'analyse a démontré que les nœuds identifiés comme électriquement optimaux par les méthodes LSF et VSI (respectivement JdB 4 et JdB 181) se sont avérés spatialement non viables , le premier situé en zone urbaine dense, le second sur des terres agricoles. Cette limitation majeure des approches purement techniques justifie pleinement l'intégration systématique des dimensions spatiale et multicritère dans le processus de planification.

Le présent chapitre propose donc d'établir les fondements théoriques et méthodologiques permettant de dépasser cette limitation. Il présente une analyse approfondie du couplage entre les Systèmes d'Information Géographique (SIG) et les méthodes d'Aide Multicritère à la Décision (MCDM), une approche intégrée qui permet d'évaluer rigoureusement l'adéquation des sites en considérant simultanément les contraintes géographiques, environnementales, socio-économiques et techniques.

La structure du chapitre s'organise autour de trois axes principaux :

- Les fondements théoriques des SIG, incluant leurs définitions, composants et modes de représentation des données ;
- Les principes méthodologiques des MCDM, avec leur classification et processus décisionnel ;
- L'analyse critique des applications pratiques du couplage SIG-MCDM dans le domaine énergétique.

L'originalité de cette démarche réside dans son articulation entre théorie et pratique, s'appuyant sur une revue exhaustive des méthodes contemporaines et de nombreuses études de cas. Cette analyse comprehensive vise à fournir un cadre méthodologique robuste pour adresser les défis complexes de la planification énergétique territoriale dans un contexte de transition énergétique accélérée, permettant ainsi de dépasser les limitations des approches purement techniques révélées au chapitre précédent.

## 4.2 Fondements des systèmes d'information géographique

Un Système d'Information Géographique (SIG) est un outil informatique permettant de collecter, analyser et interpréter des données spatiales pour en extraire des informations significatives.

L'histoire du SIG commence avec les premiers travaux de cartographie et d'analyse spatiale, mais prend un tournant décisif au XXe siècle. En 1854, l'analyse spatiale est illustrée par la carte de John Snow sur l'épidémie de choléra à Londres. C'est dans les années 1960 que la géographie quantitative et informatique émerge, notamment avec Roger Tomlinson qui lance le Canadian Geographic Information System (CGIS) en 1963, considéré comme le premier SIG informatisé. La décennie suivante voit l'essor du laboratoire de Harvard dédié à la cartographie par ordinateur (ODYSSEY), l'apparition d'Esri (Environmental Systems Research Institute) en 1969 et le développement du concept de superposition de couches thématiques. Les années 1970 et 1980 se caractérisent par le traitement de données spatiales grâce aux premiers satellites d'observation (Landsat), au GPS et à la généralisation du SIG commercial (ARCINFO, GRASS). Dans les années 1990, le SIG devient incontournable grâce à la numérisation des cartes nationales et à la démocratisation des logiciels, culminant avec un marché de plusieurs milliards. Depuis 2000, le SIG s'intègre dans le web, le cloud computing, la mobilité digitale et l'intelligence artificielle, devenant une technologie centrale pour l'analyse spatiale dans tous les domaines de la société contemporaine.

### 4.2.1 Définition d'un système d'information géographique

Le SIG se définit comme une plateforme technologique dédiée à la gestion, la manipulation, l'analyse et la visualisation de données géoréférencées. Son architecture repose sur un modèle de représentation en couches superposables, où chaque couche correspond à une thématique spécifique (ex. : réseau routier, occupation du sol, points d'intérêt) et est constituée d'entités géométriques distinctes (ponctuelles, linéaires ou polygonales).

Si la production cartographique constitue une fonctionnalité emblématique des SIG, il serait réducteur de limiter leur portée à cette seule finalité. En effet, ces systèmes jouent un rôle fondamental dans la gestion patrimoniale des données spatialisées, s'imposant comme de véritables systèmes de gestion de bases de données à part entière.

Dans une perspective systémique, un SIG intègre de manière cohérente plusieurs composantes interdépendantes [63]:

- La composante logicielle, comprenant les applications dédiées (telles qu'ArcGIS, QGIS, MapInfo ou GvSIG) ;
- La composante données, qui regroupe l'ensemble des informations géographiques et attributaires traitées (données urbaines, réseaux, infrastructures, etc.) ;
- La composante matérielle, incluant l'infrastructure informatique nécessaire au traitement des données (capacité de calcul, stockage, systèmes d'exploitation) ;

- La composante humaine et expertise, essentielle pour orienter les analyses et l'interprétation des résultats, laquelle dépend directement des compétences théoriques et pratiques de l'utilisateur.

Ainsi, le SIG se conçoit moins comme un simple outil de cartographie que comme un écosystème informationnel complexe, intégrant des technologies, des données et des compétences humaines pour appuyer la prise de décision spatiale.

### 4.2.2 Composants du SIG

Un SIG repose sur cinq composantes fondamentales qui interagissent pour collecter, stocker, analyser et diffuser des informations géospatiales de manière efficace [64](Figure 4.1):

**Figure 4-1** Composant du SIG

#### *4.2.2.1 Matériel*

Le matériel regroupe tous les équipements physiques nécessaires au fonctionnement d'un SIG :

- Stations de travail et serveurs pour le traitement et le stockage des données ;
- Dispositifs de capture (GPS, scanners, drones) pour la collecte sur le terrain ;
- Périphériques d'affichage et d'impression (écrans, traceurs) pour la restitution cartographique.

#### *4.2.2.2 Logiciel*

Le logiciel constitue l'environnement applicatif permettant de gérer et d'analyser les données géospatiales :

- Solutions bureautiques (ArcGIS, QGIS, GRASS GIS) ;
- Systèmes de gestion de bases de données spatiales (PostGIS, Oracle Spatial) ;

- Modules spécialisés pour la géocodification, l'analyse de réseau ou la modélisation spatiale.

#### *4.2.2.3 Données*

Les données sont le « carburant » du SIG :

- Données géoréférencées vectorielles (points, lignes, polygones) et matricielles (raster, imagerie satellite) ;
- Métadonnées décrivant la qualité, la source et la date de chaque jeu de données ;
- Données attributaires liées à la dimension spatiale pour l'analyse thématique.

#### *4.2.2.4 Méthodes*

Les méthodes correspondent aux procédures et algorithmes utilisés pour transformer les données brutes en informations exploitables :

- Techniques d'analyse spatiale (interpolation, géostatistique, analyse de réseau) ;
- Modélisation (réseaux hydrographiques, simulations d'écoulement, modélisation urbaine) ;
- Processus de validation, de mise à jour et de gestion des flux de travaux SIG.

#### *4.2.2.5 Personnes (utilisateurs et gestionnaires)*

Le SIG mobilise des compétences pluridisciplinaires :

- Géomaticiens, cartographes et analystes SIG qui définissent les traitements et développent les outils ;
- Gestionnaires de données assurant la qualité et la maintenance des bases ;
- Utilisateurs finaux (urbanistes, ingénieurs, techniciens) exploitant les cartes et analyses pour la prise de décision.

Ces cinq composantes forment l'ossature d'un SIG performant, permettant de répondre à une grande diversité de problématiques spatiales, de l'aménagement du territoire à la gestion des ressources naturelles, en passant par la logistique et la prévention des risques.

### 4.2.3 Mode de présentation des données dans un SIG

Les données géospatiales dans un SIG sont organisées selon deux modes de représentation fondamentaux qui déterminent leur structure, leur traitement et leur visualisation. Ces modes répondent à des besoins spécifiques d'analyse et de modélisation spatiale.

#### *4.2.3.1 Mode vectoriel*

**a) Principes fondamentaux**

Le mode vectoriel représente la réalité géographique par des primitives géométriques définies par des coordonnées précises. Cette approche privilégie la représentation exacte des contours et des formes des objets géographiques.

**b) Types de primitives vectorielles**

Points : entités ponctuelles représentées par des coordonnées (x,y) uniques, utilisées pour localiser des phénomènes discrets comme les villes, les équipements ou les stations de mesure.

Lignes (polylignes) : succession ordonnée de coordonnées formant des segments connectés, adaptées pour représenter les réseaux (routes, cours d'eau, lignes électriques) et les limites linéaires.

Polygones : surfaces fermées délimitées par une succession de coordonnées, permettant de représenter des zones homogènes (parcelles, communes, zones d'occupation du sol).

**c) Structure topologique**

Le mode vectoriel intègre des relations topologiques explicites qui décrivent les connexions spatiales entre entités :

Connectivité : relations de jonction entre éléments linéaires (intersections routières, confluences).

Adjacence : relations de voisinage entre polygones partageant une frontière commune.

Inclusion : relations hiérarchiques entre entités emboîtées (parcelles dans communes).

Ces relations sont gérées par des structures arc-nœud où les nœuds représentent les points de jonction et les arcs les segments entre nœuds, garantissant l'intégrité géométrique et facilitant les analyses de réseau.

#### *4.2.3.2 Mode raster (Matriciel)*

**a) Principe de discrétisation spatiale**

Le mode raster subdivise l'espace géographique en une grille régulière de cellules (pixels) de taille identique. Chaque cellule stocke une valeur représentant un attribut du phénomène étudié sur cette portion d'espace.

**b) Caractéristiques structurelles**

- Résolution spatiale : déterminée par la taille des pixels, elle conditionne le niveau de détail et la précision de l'information.
- Géoréférencement : position définie par les coordonnées du pixel supérieur gauche, la taille unitaire des pixels et l'orientation de la grille.

- Types de valeurs : entières pour les données catégorielles (occupation du sol), réelles pour les phénomènes continus (altitude, température), valeurs nulles pour les zones sans données.

**c) Applications privilégiées**

Le mode raster excelle dans la représentation de phénomènes continus et de surfaces :

- Données de télédétection (images satellites, photographies aériennes) ;
- Modèles numériques de terrain et de surface ;
- Cartes de température, précipitations, pollution ;
- Analyses de visibilité et de propagation.

#### *4.2.3.3 Modélisation hybride et complémentarité*

**a) Avantages de l'approche hybride**

Les SIG modernes permettent l'intégration simultanée des deux modes de représentation au sein d'un même projet. Cette approche hybride exploite les avantages respectifs de chaque mode :

- Superposition de couches vectorielles (réseaux, limites administratives) sur des fonds raster (orthophotos, MNT) ;
- Utilisation des rasters comme toile de fond contextuelle pour enrichir l'interprétation des données vectorielles ;
- Conversion bidirectionnelle entre modes selon les besoins d'analyse.

**b) Critères de choix du mode de représentation**

Le choix entre vectoriel et raster dépend de plusieurs facteurs :

1. Privilégier le vectoriel pour :
    - Cartographie de précision nécessitant une haute-fidélité géométrique ;
    - Analyses de réseaux et de connectivité spatiale ;
    - Gestion cadastrale et applications nécessitant des limites exactes ;
    - Données discrètes avec des contours nets et bien définis.
2. Privilégier le raster pour :
    - Modélisation de phénomènes continus et surfaces ;
    - Traitement d'images de télédétection ;
    - Analyses d'algèbre cartographique et de superposition ;
    - Applications de modélisation spatiale et de simulation.

## 4.3 Applications des SIG en planification énergétique

Les Systèmes d'Information Géographique constituent un outil fondamental pour la planification et la mise en œuvre des politiques énergétiques territoriales. Ils permettent d'analyser, de modéliser et d'optimiser les ressources énergétiques dans l'espace, favorisant ainsi une transition énergétique éclairée et durable.

### 4.3.1 Cartographie et évaluation du potentiel énergétique

Les SIG permettent d'identifier et de cartographier les ressources énergétiques renouvelables disponibles sur un territoire donné. Cette approche spatiale facilite l'évaluation du potentiel solaire, éolien, hydroélectrique, géothermique et de biomasse en intégrant des données météorologiques, topographiques et géographiques [63], [65], [66], [67]. Les analyses multi-critères basées sur les SIG permettent d'optimiser la localisation des installations énergétiques en considérant simultanément les contraintes techniques, environnementales et économiques [68], [69].

#### *4.3.1.1 Zonage et planification territoriale*

Les SIG supportent la définition de zones d'accélération pour les énergies renouvelables, conformément à la législation française récente qui place les collectivités locales au cœur de la planification énergétique. Cette approche permet aux territoires de mieux maîtriser leur développement énergétique en identifiant les zones les plus appropriées pour l'implantation d'infrastructures de production d'énergie renouvelable [70].

#### *4.3.1.2 Intégration multi-sources et analyse de complémentarité*

Les SIG facilitent l'analyse des synergies et de la complémentarité entre différentes sources d'énergie renouvelable. Cette approche intégrée permet d'optimiser le mix énergétique territorial en exploitant les variations spatiales et temporelles des ressources. Par exemple, les analyses peuvent révéler comment combiner l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité pour maximiser la production énergétique tout en minimisant l'intermittence [71], [72].

### 4.3.2 Outils et méthodologies des SIG spécialisés

#### *4.3.2.1 Plateformes et logiciels dédiés*

Plusieurs outils SIG spécialisés ont été développés pour l'évaluation énergétique :

- MapRE (Multi-criteria Analysis for Planning Renewable Energy) : développé par IRENA et le Lawrence Berkeley National Laboratory pour l'analyse de zonage des énergies renouvelables[73]
- GOMap : outil Python développé spécifiquement pour la cartographie d'opportunités énergétiques renouvelables [74]

- PlanEter : système d'information géographique suisse dédié à la planification énergétique territoriale [75]

#### *4.3.2.2 Données et sources d'information*

Les SIG énergétiques s'appuient sur diverses sources de données géospatiales :

- Données de télédétection satellitaire pour l'évaluation du rayonnement solaire et des ressources éoliennes [76] ;
- Modèles météorologiques de réanalyse (MERRA-2 (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2), ERA5 (European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) Reanalysis v5)) pour l'analyse des ressources climatiques [77] ;
- Données topographiques et d'occupation du sol pour l'analyse des contraintes territoriales.

### 4.3.3 Impact sur les politiques publiques

#### *4.3.3.1 Support à la décision politique*

Les SIG fournissent aux décideurs politiques des outils d'aide à la décision basés sur des analyses spatiales objectives. Ils permettent d'évaluer les impacts économiques, environnementaux et sociaux des différentes stratégies énergétiques. Cette approche géospatiale aide à territorialiser les politiques énergétiques en adaptant les stratégies aux spécificités locales [78].

#### *4.3.3.2 Planification multi-échelle*

Les SIG permettent une approche de planification énergétique à différentes échelles territoriales, depuis l'échelle locale (commune, intercommunalité) jusqu'aux échelles régionale et nationale. Cette approche multi-scalaire facilite la coordination entre les différents niveaux de gouvernance énergétique et assure une cohérence territoriale des politiques [75].

#### *4.3.3.3 Participation citoyenne et acceptabilité*

Les outils de visualisation SIG facilitent la participation citoyenne dans les processus de planification énergétique. La cartographie interactive permet aux habitants de mieux comprendre les enjeux énergétiques territoriaux et de participer aux choix d'aménagement, renforçant ainsi l'acceptabilité sociale des projets d'énergies renouvelables [79].

### 4.3.4 Logiciels SIG utilisées dans les domaines énergétiques

Le tableau 4.1 synthétise les principales solutions SIG utilisées dans le domaine énergétique, classées selon leur type (propriétaire, open source, cloud) et leurs spécificités.

Points clés à retenir :

- Les solutions propriétaires (ArcGIS, ERDAS IMAGINE) offrent des fonctionnalités avancées mais nécessitent des investissements importants ;
- Les logiciels open source (QGIS, GRASS, SAGA) proposent des alternatives gratuites avec des capacités d'extension via plugins ;
- Les plateformes cloud (Google Earth Engine, ArcGIS Online) révolutionnent l'analyse énergétique par leur capacité de traitement de big data ;
- Les outils spécialisés (MapRE, GOMap) sont développés spécifiquement pour les applications énergétiques.

Le choix du logiciel dépend principalement du budget disponible, des fonctionnalités requises, de l'expertise technique de l'équipe et de l'échelle du projet (local, régional, global).

**Tableau 4.1** Logiciels SIG utilisés dans les domaines énergétiques

| Logiciel | Type | Fonctionnalités Énergétiques | Applications | Avantages | Coût/Licence |
|---|---|---|---|---|---|
| ArcGIS (Esri) | Logiciel propriétaire | Outil de rayonnement solaire, analyse du chemin optimal, analyse de faisabilité, évaluation de l'impact visuel | Cartographie du potentiel photovoltaïque, sélection de sites éoliens, planification de réseaux de chauffage urbain | Écosystème complet, interface intuitive, outils avancés | Coût élevé (licences commerciales) |
| ERDAS IMAGINE | Logiciel propriétaire | Traitement d'images satellites, analyse spectrale, correction atmosphérique | Cartographie des installations solaires, identification de zones favorables pour l'éolien | Spécialisé en télédétection, haute précision | Coût élevé (licence spécialisée) |
| QGIS | Open Source | Plugin pour panneaux solaires, Plugin énergie urbaine, RQGIS | Identification de zones constructibles pour le solaire, simulation énergétique urbaine | Gratuit, extensible, plugins spécialisés | Gratuit (licence GNU GPL) |
| GRASS GIS | Open Source | Analyses hydrologiques, modélisation du terrain, traitement d'images | Évaluation du potentiel hydroélectrique, optimisation de l'implantation éolienne | Analyses spatiales avancées, modulaire | Gratuit (licence GNU GPL) |
| SAGA GIS | Open Source | Analyse d'images basée objet, modélisation hydrologique, analyses de terrain | Segmentation automatique des installations, optimisation des infrastructures | Algorithmes géocomputationnels, intégration IA | Gratuit (licence GNU GPL) |
| Google Earth Engine | Plateforme cloud | Cartographie automatisée, modélisation hybride, analyses temporelles | Détection de parcs éoliens offshore, cartographie des panneaux solaires à grande échelle | Traitement Big Data, automatisation par IA, données globales | Gratuit (recherche/éducation), Payant (usage commercial) |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ArcGIS Online | Plateforme cloud | Applications web interactives, tableaux de bord temps réel, planification collaborative | Évaluation de sites pour énergies renouvelables, surveillance des installations | Collaboration, accessibilité web, aucune maintenance requise | Abonnement SaaS |
| PostGIS | Open Source | Stockage de données spatiales, analyses haute performance, requêtes complexes | Bases de données énergétiques, intégration de systèmes de surveillance | Haute performance, bonne intégration, standard SQL | Gratuit (extension PostgreSQL) |
| MapRE (IRENA) | Logiciel spécialisé | Analyse de zonage énergétique, évaluation multicritère | Planification territoriale des énergies renouvelables | Développé spécifiquement pour l'énergie, méthodologie validée | Gratuit (développement international) |

## 4.4 Aide multicritère à la décision

### 4.4.1 Définition

L'aide multicritère à la décision (AMCD ou MCDM en anglais pour Multi-Criteria Decision Making) constitue un ensemble de méthodes et d'outils conçus pour assister les décideurs dans des situations complexes impliquant plusieurs critères conflictuels. Cette discipline s'est développée pour répondre aux limitations des approches traditionnelles de prise de décision qui ne considèrent qu'un seul objectif ou critère [80], [81].

Les méthodes MCDM permettent d'évaluer et de comparer des alternatives selon plusieurs critères simultanément, en tenant compte des préférences du décideur et des contraintes du problème. Elles trouvent leurs applications dans de nombreux domaines tels que l'ingénierie, la finance, l'environnement, la gestion urbaine et les systèmes énergétiques [80], [81].

### 4.4.2 Présentation générale des méthodes d'aide multicritère à la décision

Les méthodes MCDM sont utilisées pour aider les gens à prendre leur décision en fonction de leurs préférences, dans les cas où il y a plus d'un critère contradictoire, en trouvant le choix optimal parmi les alternatives, mais les méthodes elles-mêmes ne peuvent pas prendre les décisions finales.

#### *4.4.2.1 Étapes du processus de MCDM*

Il s'agit d'une méthodologie structurée pour l'aide à la décision multicritère. Le processus commence par la construction d'une matrice alternatives-critères, suivie de la normalisation des valeurs et de l'attribution de poids aux critères. On applique ensuite des méthodes d'analyse pour classer les alternatives. Le processus peut s'achever après l'examen des résultats ou se poursuivre par une analyse de sensibilité, où des paramètres sont modifiés pour tester la robustesse des conclusions avant de répéter les étapes si nécessaire (figure 4-2).

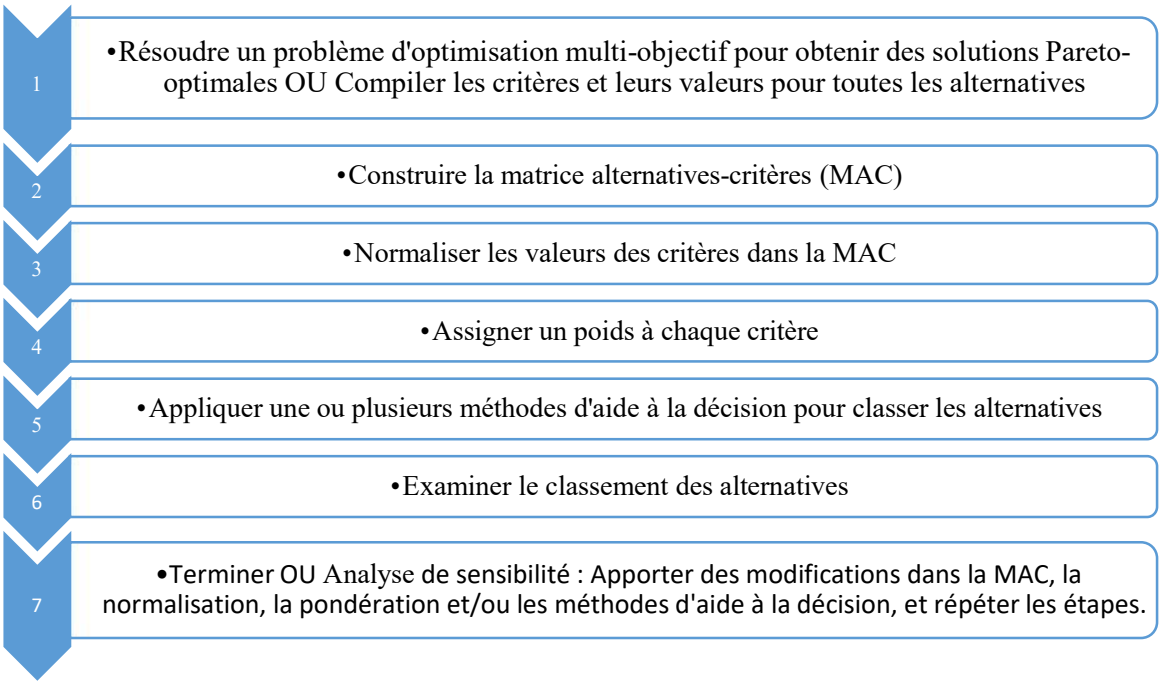


**Figure 4-2** Étapes générales dans les processus de MCDM [81]

#### *4.4.2.2 Méthodes de normalisation*

Dans le cadre de l'analyse multicritère présentée, la matrice de décision (MAC) structure le problème d'évaluation à l'aide de m alternatives et de n critères. Chaque critère $j$ est associé à un poids $\omega_j$ reflétant son importance relative et est catégorisé soit comme un critère de maximisation (bénéfice), où une valeur plus élevée est préférable, soit comme un critère de minimisation (coût), où une valeur plus faible est souhaitable. Les valeurs brutes $f_{ij}$ et $f_{kj}$, représentant respectivement les performances des alternatives $i$ et $k$ selon le critère $j$, sont normalisées pour obtenir les valeurs , permettant ainsi des comparaisons équitables entre les différents critères. Cette normalisation est une étape préliminaire essentielle pour toute méthode d'aide à la décision visant à classer les alternatives de manière robuste.

Le tableau 4.2 présente diverses méthodes de normalisation utilisées pour ramener les valeurs des critères, qui sont de magnitudes différentes, à une échelle commune. Chaque méthode est accompagnée de deux formules : une formule de normalisation directe applicable aux critères de maximisation (plus c'est grand, mieux c'est), et une formule de normalisation inverse pour les critères de minimisation (plus c'est petit, mieux c'est).

Comme son nom l'indique, la formule de normalisation inverse efficacement la direction de l'optimisation. Cela signifie que si le $j^{ième}$ critère $f_{ij}$ est à l'origine de type minimisation, sa valeur normalisée $F_{ij}$ sera transformée en un type maximisation, grâce à l'introduction d'un signe négatif devant $f_{ij}$ ou à l'utilisation de son inverse.

Tableau 4-2 Méthodes de normalisation utilisées par MCDM [81]

| **Méthode de Normalisation** | **Normalisation Directe (pour critères de maximisation)** | **Normalisation Inverse (pour critères de minimisation)** |
|---|---|---|
| Normalisation par somme | $F_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sum_{k=1}^{m} f_{kj}}$ | $F_{ij} = \frac{(1/f_{ij})}{\sum_{k=1}^{m}(1/f_{kj})}$ |
| Normalisation vectorielle | $F_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{m} {f_{kj}}^2}}$ | $F_{ij} = 1 - \frac{f_{ij}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{m} {f_{kj}}^2}}$ |
| Normalisation Max-Min | $F_{ij} = \frac{f_{ij} - min_k(f_{kj})}{max_k(f_{kj}) - min_k(f_{kj})}$ | $F_{ij} = \frac{max_k(f_{kj}) - f_{ij}}{max_k(f_{kj}) - min_k(f_{kj})}$ |
| Normalisation par le Max | $F_{ij} = \frac{f_{ij}}{max_k(f_{kj})}$ | $F_{ij} = \frac{min_k(f_{kj})}{f_{ij}}$ |
| Normalisation logarithmique | $F_{ij} = \frac{\ln(f_{ij})}{\ln(\prod_{k=1}^{m} f_{kj})}$ | $F_{ij} = \frac{1 - \frac{\ln(f_{ij})}{\ln(\prod_{k=1}^{m} f_{kj})}}{m-1}$ |
| Normalisation non-linéaire de Peldschus | $F_{ij} = \left(\frac{f_{ij}}{max_k(f_{kj})}\right)^2$ | $F_{ij} = \left(\frac{min_k(f_{kj})}{f_{ij}}\right)^3$ |

#### *4.4.2.3 Les méthodes de pondération des critères*

Les méthodes de pondération des critères jouent un rôle fondamental dans les processus décisionnels multicritères, car elles permettent de quantifier l'importance relative de chaque critère dans l'évaluation des alternatives.

On distingue principalement deux catégories : les méthodes objectives, qui s'appuient exclusivement sur les données de la matrice décisionnelle pour calculer les poids, comme l'entropie, le coefficient de Gini ou la méthode CRITIC, et les méthodes subjectives, qui intègrent les préférences et l'expertise des décideurs via des comparaisons par paires, comme dans les méthodes AHP, BWM ou SWARA [81].

Le choix entre ces approches dépend du contexte, de la nature des critères et du niveau de participation souhaité des parties prenantes. L'objectif étant toujours de refléter au mieux les priorités réelles dans la prise de décision finale.

**a) Méthodes objectives**

Basées sur les données de la matrice alternatives-critères, sans intervention des décideurs, idéales lorsque les données sont fiables et qu'on souhaite éviter les biais subjectifs.

**Tableau 4-3** Méthodes objectives [81]

| Méthode | Principe | Caractéristiques |
|---|---|---|
| CRITIC | Utilise les corrélations entre critères + écart-type | Capture la diversité et les interdépendances |
| Entropie | Mesure l'incertitude de l'information via la théorie des probabilités | Critère avec grande variation = poids élevé |
| Coefficient de Gini | Applique le concept d'inégalité de Gini aux données | Utilise la variabilité entre les valeurs des critères |
| Moyenne | Pondération égale pour tous les critères | Méthode la plus simple, hypothèse d'égale importance |
| MEREC | Effet de la suppression d'un critère sur la performance | Poids élevé si suppression affecte significativement les résultats |
| Écart-type (StDev) | Basé sur les écarts-types des critères | Grande dispersion = poids élevé |
| Variance statistique | Similaire à StDev mais utilise la variance | Faible variance = faible poids (peut distinguer les alternatives) |

**b) Méthodes subjectives**

Basées sur les préférences et jugements des décideurs, appropriées lorsque l'expertise du domaine et les préférences des parties prenantes sont cruciales.

**Tableau 4-4** Méthodes subjectives [81]

| Méthode | Principe | Caractéristiques |
|---|---|---|
| AHP | Comparaisons par paires sur l'échelle de Saaty (1-9) | Méthode la plus répandue, hiérarchie structurée |
| BWM | Identifie critères "meilleur" et "pire" comme références | Plus efficace que AHP, moins de comparaisons |
| SWARA | Classement des critères par importance décroissante | Assignation de valeurs d'importance relative (0-1) |
| FUCOM | Comparaisons par paires avec recherche de cohérence totale | Nouvelle approche, vérification de la cohérence |
| RANCOM, KEMIRA | Approches novatrices | Méthodes récentes pour la pondération subjective |

Le choix de la méthode dépend du contexte décisionnel, de la disponibilité des données et du besoin de participation des parties prenantes.

### 4.4.3 Classification des méthodes MCDM

Il y a plus de 200 méthodes MCDM dans les littératures. Les méthodes MCDM peuvent être classées selon plusieurs approches. La classification la plus répandue distingue quatre Catégorie (tableau 4.5) [81].

Tableau 4-5 Classification des méthodes MCDM [81]

| Catégorie de MCDM | Méthodes | Description / Objectif |
|---|---|---|
| Méthodes basées sur l'utilité | AHP, ANP, MAUT, ARAS, CPP, DEX, IFPPSI, MOOSRA, SWARA, TODIM, VF | Attribuer un score d'utilité à chaque alternative en agrégeant les performances selon plusieurs critères. |
| Méthodes de compromis | TOPSIS, VIKOR, COPRAS, EDAS, SAW, BMW, CODAS, ISWM, MABAC, WSM | Identifier la solution la plus proche de l'idéal et la plus éloignée de l'anti-idéal. |
| Méthodes multi-objectifs | DEA, GP, HSMAA, MOLP, NMOP, BOD-MCDM | Optimiser simultanément plusieurs fonctions objectifs via des modèles mathématiques. |
| Méthodes de surclassement | PROMETHEE, ELECTRE, SMAA | Établir un ordre de préférence entre les alternatives en comparant leurs performances deux à deux. |
| Autres méthodes MCDM | DEMATEL, WASPAS, LBWA, MA, MAV, SMART, UTAUT | Méthodes discrètes complexes ne relevant pas des catégories précédentes. |

Les méthodes MCDM sont largement utilisées pour aborder des problèmes décisionnels complexes liés aux objectifs de développement durable, avec une prédominance des méthodes basées sur l'utilité (AHP en tête). Les approches hybrides (intégration de méthodes MCDM entre elles ou avec des outils externes) sont de plus en plus courantes pour améliorer la précision et la flexibilité des décisions.

## 4.5 Intégration SIG-MCDM pour la planification énergétique

### 4.5.1 Cadre méthodologique d'intégration SIG-MCDM pour la planification énergétique

L'intégration des Systèmes d'Information Géographique (SIG) avec les méthodes d'analyse multicritère d'aide à la décision (MCDM) constitue le socle des démarches contemporaines de planification énergétique territoriale. Cette approche hybride permet de

concilier l'analyse spatiale avancée avec l'évaluation décisionnelle multicritère, offrant ainsi un cadre robuste pour la sélection optimale des sites dédiés aux énergies renouvelables.

#### *4.5.1.1 Processus méthodologique séquentiel*

- **Phase 1** : Définition des objectifs et délimitation territoriale
  - Formalisation précise de la problématique énergétique (solaire, éolien, mixte) ;
  - Délimitation géographique de la zone d'étude et contextualisation territoriale ;
  - Identification des parties prenantes et de leurs enjeux spécifiques.
- **Phase 2** : Identification et hiérarchisation des critères décisionnels
  Critères physiques et techniques : irradiation solaire, potentiel éolien, pente, altitude
  - Critères économiques : proximité des réseaux, coût foncier, accessibilité :
  - Critères environnementaux : occupation du sol, sensibilité écologique, biodiversité :
  - Critères socio-politiques : acceptabilité locale, réglementations, densité démographique.
- **Phase 3** : Acquisition et structuration des données géospatiales
  - Collecte systématique des données terrain, satellitaires et cartographiques ;
  - Standardisation et harmonisation des formats dans l'environnement SIG ;
  - Validation qualité et complétude des jeux de données.
- **Phase 4 :** Implémentation de l'analyse multicritère
  - Construction de matrices décisionnelles alternatives/critères ;
  - Application des méthodes de pondération adaptées (AHP, ANP, BWM) ;
  - Calcul des poids des critères par approche experte ou analytique.
- **Phase 5 :** Standardisation et agrégation multicritère
  - Normalisation des valeurs sur échelles comparables ;
  - Agrégation pondérée selon méthodes dédiées (WLC, OWA, ELECTRE) ;
  - Génération d'indices de pertinence spatialisée.
- **Phase 6 :** Cartographie et classification des solutions
  - Production de cartes d'aptitude territoriale thématisées ;
  - Classification hiérarchisée des sites selon leur potentiel ;
  - Développement de scénarios différenciés (technique, économique, environnemental).
- **Phase 7 :** Validation et analyse de robustesse
  - Vérification terrain et calibration des résultats ;
  - Analyse de sensibilité aux pondérations et méthodes ;
  - Concertation avec les parties prenantes pour ajustements.

- **Phase 8 :** Support décisionnel et recommandations
  - Synthèse cartographique et analytique pour décideurs ;
  - Priorisation stratégique des sites et technologies ;
  - Mise en place d'outils d'aide à la décision interactifs.

#### *4.5.1.2 Avantages stratégiques de l'intégration*

Exhaustivité : Prise en compte simultanée des dimensions spatiales, techniques, économiques et sociales.

Transparence : Processus reproductible, traçable et objectivable.

Flexibilité : Adaptation dynamique aux évolutions contextuelles et réglementaires.

Participatif : Facilitation du dialogue territorial et de l'acceptabilité sociale.

Efficacité : Optimisation des investissements et réduction des risques.

Ce cadre méthodologique structuré permet ainsi de transformer des données géospatiales complexes en informations décisionnelles stratégiques, garantissant une planification énergétique territoriale à la fois performante techniquement et légitime socialement.

### 4.5.2 Les critères utilisés pour la sélection de sites des EnR

La sélection de sites optimaux pour les installations d'énergies renouvelables constitue une décision stratégique complexe nécessitant l'évaluation simultanée de multiples critères. L'approche GIS-MCDM s'est imposée comme la méthodologie de référence pour traiter cette problématique multidimensionnelle [82].

Cette approche intégrée combine la puissance d'analyse spatiale des SIG avec les capacités d'évaluation multicritère des méthodes MCDM pour identifier les sites les plus appropriés selon les contraintes techniques, économiques, environnementales et sociales [82].

#### *4.5.2.1 Critères d'exclusion*

Les critères d'exclusion constituent une étape fondamentale dans le processus de sélection des sites pour les projets d'énergies renouvelables, permettant d'identifier et d'éliminer systématiquement les zones inappropriées avant toute analyse plus poussée. Pour les installations solaires et éoliennes terrestres, ces critères présentent de fortes similitudes, incluant notamment l'exclusion des plans d'eau, des zones protégées, des centres urbains et de leurs zones tampons, des réseaux routiers et des pentes excessives [83].

Des critères spécifiques viennent compléter cette sélection initiale : pour le solaire, on considère notamment le rayonnement solaire, les voies ferrées, la végétation et le patrimoine culturel, tandis que pour l'éolien, des contraintes supplémentaires concernent les aéroports, les zones de protection aviaire, les lignes électriques et la vitesse du vent [83].

Cette approche par exclusion permet non seulement de réduire significativement le champ d'étude et la charge de travail, mais aussi de garantir la conformité réglementaire et la viabilité technique, environnementale et sociale des projets, optimisant ainsi les chances de succès des développements ultérieurs [83].

#### *4.5.2.2 Critères techniques*

Shao et al [83] ont présenté une synthèse des principaux critères techniques retenus dans la littérature pour l'implantation des fermes solaires et éoliennes, respectivement. Pour les projets photovoltaïques, les paramètres les plus fréquemment considérés incluent le rayonnement solaire, la pente et l'orientation du terrain, la température ambiante ainsi que la durée d'ensoleillement. Concernant l'éolien terrestre, les études mettent généralement l'accent sur la vitesse du vent, la topographie et la densité de puissance éolienne.

Il ressort de cette analyse que la disponibilité de la ressource énergétique et l'efficacité de son exploitation constituent des conditions fondamentales pour les deux types de projets. Parmi les critères techniques, le rayonnement solaire, la vitesse du vent et la pente sont systématiquement considérés comme déterminants et sont fréquemment utilisés comme critères d'exclusion lors des phases préliminaires de sélection. Cette pratique permet d'éviter qu'une performance insuffisante sur un paramètre critique, telle une vitesse de vent inférieure à 5,5 m/s , ne soit compensée par des résultats favorables sur d'autres dimensions de l'analyse. Par conséquent, le choix des sous-critères techniques doit être réalisé avec rigueur, afin de garantir la cohérence et la fiabilité du processus décisionnel.

**Tableau 4.6** Les critères techniques [83]

| Critère | Unité | Excellent | Bon | Exclusion |
|---|---|---|---|---|
| Irradiation solaire (GHI) | kWh/m²/an | >2000 | 1600-2000 | <1200 |
| Vitesse du vent | m/s | >9.0 | 6.0-9.0 | <5.5 |
| Pente du terrain | degrés | 0-3° | 3-8° | >20° |
| Température ambiante | °C | 15-25 | 10-30 | <5 ou >35 |
| DNI (pour CSP) | kWh/m²/an | >2400 | 2000-2400 | <1800 |
| Orientation/Aspect | azimut | 165-195° | 135-225° | 45-135° |
| Altitude | mètres | <500 | 500-1000 | >2000 |
| Densité puissance éolienne | W/m² | >500 | 300-500 | <200 |

#### *4.5.2.3 Critères économiques*

Les critères économiques occupent une position déterminante dans l'évaluation de la faisabilité des projets d'énergie renouvelable. Selon la littérature académique, quatre paramètres

prédominent systématiquement dans l'analyse économique : la proximité des infrastructures routières, l'accessibilité aux réseaux de transport d'électricité, la distance par rapport aux zones habitées, et l'ensemble des coûts associés au projet [83].

Des spécificités sectorielles émergent cependant : les études consacrées au solaire intègrent fréquemment des considérations supplémentaires telles que l'éloignement des voies ferrées et la distance aux postes électriques, tandis que les projets éoliens accordent une attention particulière à la densité démographique comme variable économique déterminante.

**Tableau 4.7** Les critères économiques [83]

| Critère | Unité | Excellent | Bon | Exclusion |
|---|---|---|---|---|
| Distance réseau électrique | km | 0-5 | 5-10 | >20 |
| Distance aux routes | km | 0-2 | 2-5 | >10 |
| Distance zones résidentielles | km | 1,0-2,0 | 0,5-1 ou 2-5 | <0,5 |
| Distance sous-stations | km | 0-10 | 10-30 | >50 |
| Coût du terrain | €/ha | Très faible | Modéré | Prohibitif |
| Distance centres urbains | km | 20-40 | 10-20/40-60 | >100 |
| Distance chemins de fer | km | 0-2 | 2-5 | >10 |

#### *4.5.2.4 Critères environnementaux*

La finalité première des projets d'énergies renouvelables résidant dans la mise en œuvre d'actions de réduction des émissions, l'appréciation de leur durabilité exige l'établissement méthodique de critères environnementaux pertinents. L'examen du Tableau 4-8 met en évidence que les paramètres environnementaux privilégiés pour l'évaluation des fermes solaires concernent principalement l'occupation du territoire, les avantages associés à la diminution des rejets polluants et le potentiel agrologique des sols.

Le Tableau 4.8 souligne quant à lui que l'analyse environnementale des parcs éoliens s'appuie essentiellement sur l'utilisation des terres, les gains en matière de réduction d'émissions, l'éloignement des infrastructures aéroportuaires, les incidences paysagères, la distance aux espaces naturels protégés, la génération de bruit et les conséquences sur les écosystèmes.

**Tableau 4.8** Critères environnementaux [83]

| Critère | Unité | Excellent | Bon | Exclusion |
|---|---|---|---|---|
| Zones protégées | buffer km | >5 (exclusion) | 2-5 | 0 (dans zones) |
| Plans d'eau | buffer m | >1000 (exclusion) | 500-1000 | 0 (dans zones) |
| Zones urbaines | buffer km | >2 (exclusion) | 1-2 | 0 (dans zones) |
| Patrimoine culturel | buffer km | >5 (exclusion) | 3-5 | 0 (dans zones) |
| Cours d'eau | buffer m | >500 (exclusion) | 200-500 | 0 (dans zones) |
| Forêts | classification | Exclusion totale | Terres dégradées | Zones primaires |
| Zones agricoles | classification | Éviter totalement | Non productives | Terres fertiles |
| Aéroports | buffer km | >15 (exclusion) | 5-15 | 0-3 |

#### *4.5.2.5 Critères sociaux*

Les considérations sociales occupent une place croissante dans les études dédiées à l'implantation des fermes solaires et éoliennes. Le tableau 4.9 recense les principaux critères sociaux.

Pour l'énergie solaire, les trois dimensions sociales prédominantes concernent l'adhésion des populations, les retombées économiques locales et l'alignement avec les politiques énergétiques territoriales. Dans le cas de l'éolien, les études accordent une importance particulière à l'acceptabilité sociale, l'impact sur les activités économiques et touristiques et la concordance avec les cadres réglementaires [83].

**Tableau 4.9** Critères sociaux [83]

| Critère | Unité | Excellent | Bon | Exclusion |
|---|---|---|---|---|
| Acceptabilité sociale | % favorable | >70 | 50-70 | <30 |
| Emplois locaux créés | emplois/MW | >0,5 (PV), >0.3 (éolien) | 0,2-0,5 et 0,1-0,3 | 0 |
| Retombées économiques | €/projet | >2% budget local | 1-2% budget | 0 |
| Impact paysager | note 1-5 | 1-2 (faible) | 2-3 (moyen) | >4 (fort) |
| Consultation publique | % participation | >50 | 30-50 | <10 |

Une analyse comparative révèle que les critères sociaux demeurent toutefois les moins systématiquement intégrés dans les modèles décisionnels. Cette relative marginalisation s'explique principalement par la difficulté de quantification des paramètres sociaux et par leur traitement fréquent en amont via des mécanismes d'exclusion spatiale. Ainsi, de nombreuses études incorporent les sensibilités sociales dans la phase de pré-sélection des sites, plutôt que comme des variables pondérées dans l'évaluation multicritère finale [83].

### 4.5.3 Synthèse des travaux antérieurs

L'intégration du SIG avec les approches MCDM est essentielle pour identifier les sites appropriés pour les projets d'énergies renouvelables, notamment les systèmes photovoltaïques solaires. Cette technique permet de trouver un compromis entre les facteurs environnementaux, techniques et économiques, ce qui la rend particulièrement bénéfique dans les régions disposant de ressources solaires abondantes, comme l'Algérie, le Maroc et la Tunisie [69], [84], [85]. Le Processus de Hiérarchie Analytique (AHP), largement utilisé dans les cadres MCDM, permet un examen approfondi de nombreux critères, souvent conflictuels, pour établir les sites optimaux pour les fermes solaires [69], [86].

Le SIG permet l'intégration de données spatiales, telles que la proximité des zones résidentielles, des routes, des lignes de transmission, les restrictions d'utilisation des sols, la pente et le climat, dans un cadre complet. Cette superposition de données produit des cartes de faisabilité à haute résolution, essentielles pour la conception de projets solaires à grande échelle [85], [87]. De nombreuses études de cas démontrent l'efficacité de cette technique ; par exemple, la méthode SIG-MCDM a identifié des emplacements solaires adaptés au Maroc en prenant en compte la topographie, le rayonnement solaire et les zones de protection environnementale [84].

De même, en Arabie Saoudite, l'intégration de l'AHP et du SIG a permis aux parties prenantes d'évaluer les facteurs techniques et économiques, suggérant des lieux qui optimisent la production d'électricité tout en réduisant les dépenses d'infrastructure [84]. Les cadres GIS-MCDM sont adaptables, gérant à la fois les données qualitatives et quantitatives pour faciliter une prise de décision éclairée. En Algérie, le SIG-MCDM a aidé à identifier les sites de fermes photovoltaïques en garantissant une disponibilité suffisante de terres et une proximité avec les infrastructures [84], [86]. Cette double approche maximise la production d'énergie tout en réduisant les coûts opérationnels et l'impact environnemental.

Les cadres MCDM incluent souvent des analyses de sensibilité, qui permettent aux décideurs d'évaluer comment les changements dans les pondérations des critères affectent le

classement des sites. Cette fonctionnalité est particulièrement utile pour gérer l'incertitude ou équilibrer différents agendas des parties prenantes [87]. Le Fuzzy-AHP, par exemple, a été utilisé en Tunisie pour optimiser la sélection de sites en prenant en compte les risques techniques et environnementaux. Cela a garanti que les sites choisis avaient à la fois un potentiel solaire significatif et un accès facile aux infrastructures [86].

La technique SIG-MCDM permet également une analyse multi-scénarios adaptée à différents cadres politiques et objectifs des parties prenantes. Cette approche a été couronnée de succès en Équateur et à Maurice, où elle a aidé à sélectionner des sites appropriés pour les fermes solaires qui s'alignaient sur les objectifs de développement nationaux tout en prenant en compte les facteurs économiques, sociaux et environnementaux [87], [88]. La fiabilité et la transparence de la méthodologie sont encore renforcées par des tests de sensibilité dynamiques, très utiles dans la prise de décision. La composante d'évaluation économique du SIG-MCDM est très utile dans les régions arides et semi-arides.

Par exemple, le SIG -MCDM a aidé à identifier des sites appropriés pour les stations de dessalement alimentées par PV dans le bassin versant du Rheris au Maroc, permettant ainsi de concilier la disponibilité des ressources en eau avec les besoins agricoles [88]. Cela démontre la capacité d'adaptation du SIG -MCDM à promouvoir les objectifs de développement durable dans divers domaines, y compris la planification énergétique. L'approche intégrée renforce sa position en tant qu'outil essentiel pour les planificateurs et superviseurs énergétiques, garantissant que les projets d'énergies renouvelables sont optimisés pour la production, la rentabilité et la durabilité environnementale.

La demande croissante d'outils intégrant des données complexes à des compétences décisionnelles pratiques a stimulé l'utilisation des approches SIG-MCDM dans la planification des énergies renouvelables. Cette technique résout efficacement des problèmes tels que les conflits d'utilisation des sols, la protection de l'environnement et la faisabilité économique, tous essentiels pour déterminer les lieux idéaux pour les installations PV solaires [85], [86]. En Algérie, ces stratégies de planification s'alignent sur l'objectif du pays de produire 40 % de son électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030, en exploitant l'énorme potentiel solaire du pays [84], [86].

L'un des principaux avantages du SIG-MCDM est sa capacité à combiner des données qualitatives et quantitatives. Par exemple, les évaluations d'experts sur la faisabilité des terres peuvent être combinées à des facteurs comme la température, la pente et l'irradiation solaire pour augmenter la précision des décisions. À Maurice, le SIG-MCDM a été utilisé pour créer des cartes haute résolution identifiant les meilleurs sites pour les fermes solaires tout en tenant

compte de la disponibilité des terres, des contraintes infrastructurelles et des conséquences environnementales [86].

Au Maroc, la stratégie SIG-MCDM s'est avérée efficace pour augmenter la production d'énergie tout en réduisant les conflits avec les terres agricoles, démontrant la nécessité d'équilibrer les préoccupations techniques et environnementales[88]. L'AHP, une technique MCDM populaire, permet aux parties prenantes d'attribuer des pondérations à différents critères en fonction de leurs priorités. En Tanzanie, l'AHP a aidé à la sélection de sites potentiels pour des centrales solaires en créant des cartes détaillées qui classaient les lieux de « très approprié » à « peu approprié » sur la base de facteurs tels que l'irradiation solaire et la proximité des infrastructures [85], [86].

Cette méthode permet aux décideurs de prioriser les facteurs cruciaux lors du choix des sites. Les tests de sensibilité dans les technologies SIG améliorent la prise de décision en démontrant comment les changements dans le poids de critères spécifiques affectent le classement final des sites, ce qui est particulièrement utile pour équilibrer les priorités concurrentes des parties prenantes ou gérer les incertitudes [86], [89]. Les approches MCDM hybrides, telles que l'AHP associé au Fuzzy-AHP ou à l'ANP (Analytic Network Process), fournissent de meilleurs résultats en tenant compte des jugements subjectifs et des interdépendances entre les critères [90].

Dans les régions arides et semi-arides comme le sud de l'Algérie, les facteurs environnementaux sont très significatifs dans les analyses SIG-MCDM. Pour minimiser les effets néfastes sur la biodiversité, les couches d'exclusion basées sur le SIG aident à identifier les régions écologiquement sensibles, répondant aux préoccupations concernant la dégradation des terres. La région de Souss-Massa au Maroc illustre comment le SIG-MCDM peut combiner les données climatiques et d'utilisation des sols pour relier les objectifs de production d'énergie aux efforts de conservation de la biodiversité [69].

Les cadres SIG-MCDM permettent une analyse multi-scénarios et une adaptation pour satisfaire une variété de cadres politiques et d'objectifs des parties prenantes. En Algérie, une technique d'optimisation en deux étapes a identifié des sites d'installation PV faisables en utilisant le SIG, suivie d'une simulation de l'écoulement de puissance par la méthode « Backward-Forward Sweep » (BFS) pour analyser l'impact sur le réseau électrique. La recherche a révélé que seulement 1,52 % de la région étudiée était appropriée pour le déploiement PV, soulignant l'importance de la proximité infrastructurelle dans la sélection des sites [69].

En Tunisie, le Fuzzy-AHP a été utilisé pour gérer les incertitudes dans les données techniques et environnementales, améliorant ainsi la sélection des sites en maximisant le

potentiel solaire et l'accès aux infrastructures [86]. Le choix de sites près des centres urbains et des hubs de transport a facilité l'intégration des fermes solaires au réseau électrique, réduisant les coûts logistiques et augmentant la praticabilité [86]. L'analyse économique du SIG-MCDM est particulièrement utile dans les régions à ressources limitées. Par exemple, des chercheurs en Équateur ont découvert qu'une mauvaise sélection de site entraînait des parcs solaires distribués avec une production variable et des frais de fonctionnement élevés. Le SIG-MCDM aide à résoudre ces problèmes en sélectionnant des sites appropriés basés sur l'accès routier, les infrastructures et le rayonnement solaire, améliorant ainsi la rentabilité et les performances [87].

Dans les régions où les conflits d'utilisation des sols sont fréquents, les facteurs environnementaux ont un impact significatif sur les applications SIG -MCDM. Le SIG-MCDM a aidé à la sélection de sites pour les usines de dessalement solaire dans le bassin versant du Rheris au Maroc, conciliant les besoins agricoles avec les ressources en eau disponibles. Cet exemple démontre comment le GIS-MCDM peut combiner des facteurs techniques, environnementaux et économiques pour soutenir des solutions énergétiques durables [88].

Les vérifications de sensibilité dynamique et de cohérence améliorent le cadre GIS-MCDM en permettant aux planificateurs de modifier les pondérations des critères en réponse aux retours des parties prenantes. Les évaluations de sensibilité au Maroc et en Tunisie ont révélé que même des changements modestes dans les pondérations des critères peuvent avoir un impact considérable sur le classement des sites candidats. Cela souligne l'importance d'une attribution soigneuse des poids tout au long du processus décisionnel [85] [86].

Le Tableau 2 dans l'annexe fournit une synthèse complète des méthodologies MCDM utilisées dans les études de sélection de sites pour les énergies renouvelables. Il décrit la méthodologie employée, les types de sources d'énergie renouvelable étudiées, les régions géographiques examinées et le nombre de critères utilisés pour l'évaluation. Plusieurs approches MCDM, incluant l'AHP, le Fuzzy AHP, la Meilleure et Pire Méthode (BWM), la Technique de Préférence par Similarité avec la Solution Idéale (TOPSIS) et les méthodes hybrides basées sur le SIG, sont présentées, démontrant leur adaptation à diverses sources d'énergie telles que le PV, le CSP, l'éolien et les systèmes hybrides. Les études couvrent un large éventail de régions, incluant l'Afrique, l'Asie, l'Europe et l'Amérique, en se concentrant sur des facteurs tels que la faisabilité technico-économique, la durabilité environnementale et le potentiel géographique. Ce tableau constitue une ressource précieuse pour étudier l'application mondiale des approches MCDM dans l'optimisation de l'utilisation des ressources en énergies renouvelables.

### 4.5.4 Etude antérieur sur la zone de N'Goussa

Dans une étude antérieur menée sur la région de N'Goussa [69], une approche d'analyse multicritère décisionnelle (AMCD) a été déployée, combinant la méthode AHP (Analytic Hierarchy Process) à un système d'information géographique (SIG). Cette démarche reposait sur six critères principaux, soigneusement pondérés : la distance aux lignes électriques (41,74 %), la distance aux routes (28,55 %), la distance aux zones urbaines (12,57 %), la distance aux zones végétalisées (8,91 %), la pente (4,89 %) et la distance aux plans d'eau (3,34 %).

L'application de ces critères dans un environnement SIG a permis de générer une carte d'aptitude territoriale classant les zones selon leur potentiel d'accueil de centrales photovoltaïques. Les résultats ont montré que 77,95 % du territoire, soit 3 013 km², présentaient une aptitude variable, des moins aux plus appropriés, avec cinq sites optimaux identifiés, principalement situés au nord et au sud de N'Goussa, ainsi qu'autour de Bour-Aicha, EL-bour et H.miloud.

La cohérence de la méthode a été confirmée par un taux de cohérence de 3,5 %, jugé acceptable, et une vérification sur Google Earth a validé la proximité de ces sites avec les infrastructures électriques existantes. Cette étude a ainsi posé les bases spatiales nécessaires à une analyse technique ultérieure de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau local.

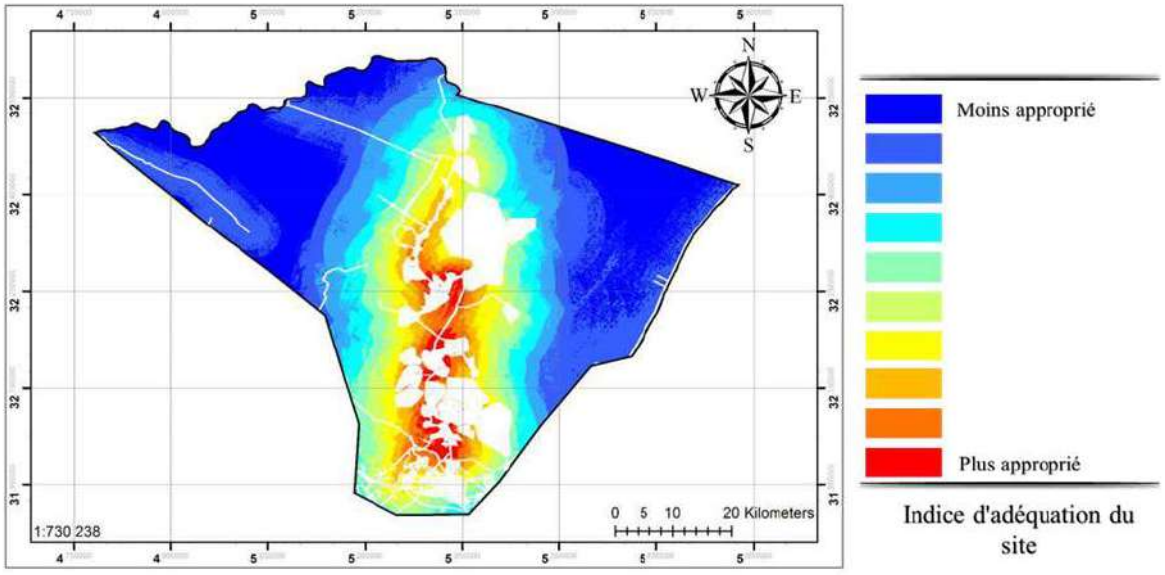


**Figure 4-3** Carte d'indice d'aptitude des terres [69]

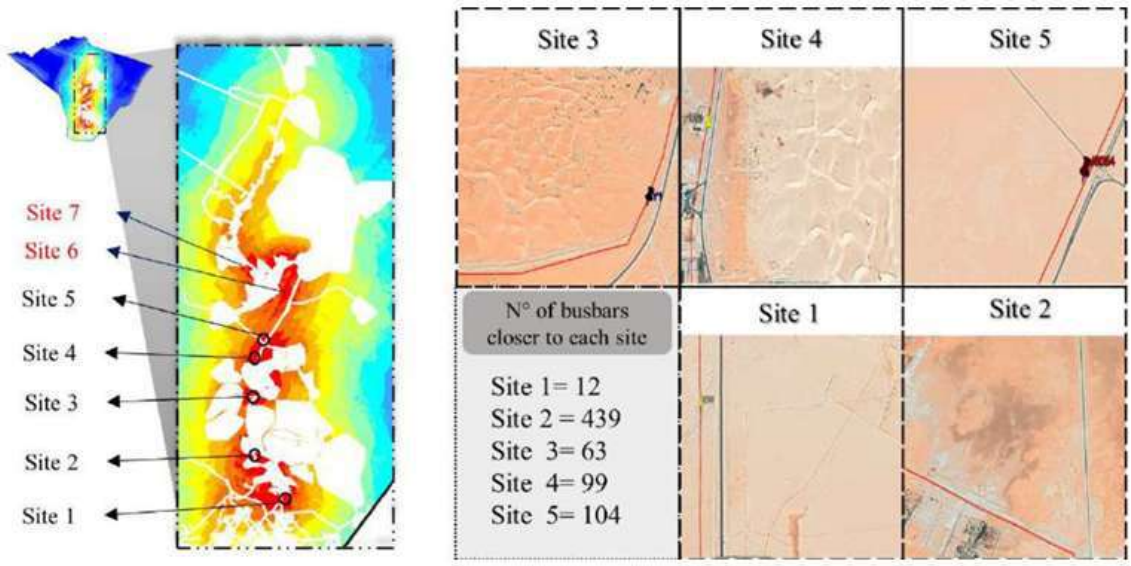


**Figure 4-4** Vérification de la précision de l'adéquation à l'aide de Google Earth par sites et par jeux de barres. [69]

Afin de déterminer le Jdb optimal et le taux de pénétration adéquat des GED dans le système de distribution, une analyse basée sur les pertes de puissance a été réalisée à l'aide de la méthode BFS. Celle-ci a été appliquée aux cinq jeux de barres présélectionnés grâce à l'analyse spatiale, en faisant varier progressivement le taux de pénétration des GED.

Les résultats mettent en évidence que l'insertion des GED réduit généralement les pertes de puissance, mais qu'au-delà d'un certain seuil de pénétration, ces pertes recommencent à augmenter. Par exemple, pour le Jdb n°12, le minimum de pertes (0,4904 pu) est atteint à un taux de pénétration de 90 %. De même, pour les jeux de barres 439, 63 et 99, la perte minimale est observée à 80 % de pénétration. En revanche, le Jdb 104 présente un comportement différent : son optimum se situe à 60 % de pénétration, avec une perte de puissance limitée à 0,3797 pu.

Ainsi, l'efficacité de l'intégration des GED dépend à la fois de l'emplacement et du niveau de pénétration, un dimensionnement adapté permettant de minimiser les pertes et d'optimiser la performance du réseau.

## 4.6 Limitations de l'approche SIG-MCDM

La combinaison des SIG et des méthodes multicritères d'aide à la décision (MCDM) représente aujourd'hui une approche puissante et structurante pour l'optimisation territoriale des infrastructures énergétiques. Cependant, malgré ses avantages, plusieurs limites persistent :

### 4.6.1 Limitations méthodologiques générales

#### *4.6.1.1 Qualité et disponibilité des données spatiales*

L'efficacité du couplage SIG–MCDM reste tributaire de l'accès à des données géospatiales, techniques et économiques exhaustives, actualisées et fiables. Les lacunes observées dans les données ouvertes, leur résolution spatiale insuffisante ou leur faible actualité peuvent compromettre la précision des analyses territoriales et limitent significativement la reproductibilité des études.

#### *4.6.1.2 Incertitude et subjectivité des pondérations*

De nombreuses méthodes MCDM reposent sur des pondérations subjectives, généralement attribuées par des experts ou des parties prenantes. Cette subjectivité introduit des biais potentiels qui peuvent influencer de manière substantielle le classement final des alternatives. Même les méthodes objectives, telles que CRITIC ou l'entropie, n'offrent pas une protection complète contre les effets de corrélation et d'interdépendance entre critères.

#### *4.6.1.3 Difficulté d'intégration des critères sociaux*

Les dimensions sociaux, notamment l'acceptabilité locale ou les impacts communautaires, restent difficilement quantifiables et sont souvent insuffisamment intégrées. Leur traitement par des mécanismes d'exclusion spatiale, tels que des zones tampons autour des zones urbaines ou protégées, ne permet pas de leur attribuer un poids approprié dans l'évaluation multicritère finale.

#### *4.6.1.4 Gestion de l'incertitude et des conflits de critères*

Malgré le développement de méthodes floues (Fuzzy-AHP, Fuzzy-TOPSIS) ou hybrides, la prise en compte des incertitudes liées aux données, aux préférences décisionnelles et aux antagonismes entre critères demeure partielle. Les analyses de sensibilité révèlent que de légères variations dans les pondérations peuvent modifier sensiblement le classement des sites candidats.

### 4.6.2 Limitation spécifique : sous-utilisation des indicateurs techniques du réseau

#### *4.6.2.1 Problématique principale*

Une lacune importante des travaux actuels en planification énergétique via les SIG–MCDM réside dans la faible intégration des critères techniques reflétant l'état opérationnel du réseau électrique.

#### *4.6.2.2 Manques identifiés*

Pertes de puissance dans les lignes : Peu d'études incluent explicitement la minimisation des pertes actives comme critère de sélection, bien que celles-ci affectent directement le rendement global, les coûts d'exploitation et la durabilité des infrastructures.

Profil de tension du réseau : La stabilité et la régulation des tensions aux différents nœuds du réseau, après l'insertion de nouvelles capacités renouvelables, sont souvent négligées dans les analyses multicritères. Un mauvais profil de tension peut restreindre l'exploitation des sites retenus, provoquer des incidents et accroître les besoins en investissements pour des équipements de compensation.

#### *4.6.2.3 Conséquences opérationnelles*

En l'absence de ces indicateurs techniques, les solutions proposées par les approches SIG-MCDM, bien qu'optimales d'un point de vue géographique, environnemental ou économique, risquent de s'avérer inadaptées sur le plan opérationnel, voire de générer des instabilités ou des surcharges sur le réseau.

## 4.7 Perspectives de recherche

Au regard de ces limites, plusieurs axes peuvent être explorés pour renforcer l'efficacité et la pertinence des démarches SIG–MCDM :

### 4.7.1 Amélioration des données et des référentiels

Promouvoir la collaboration avec les opérateurs et institutions pour collecter, valider et diffuser des données spatiales, énergétiques, techniques et socio-économiques actualisées sous formats ouverts. Cette démarche favoriserait la reproductibilité et l'actualisation régulière des études, tout en améliorant leur fiabilité.

### 4.7.2 Intégration avancée des dimensions sociales et environnementales

Développer des approches participatives pour la pondération des critères sociaux et intégrer des indicateurs d'acceptabilité locale, d'équité territoriale et de co-bénéfices communautaires dans les modèles décisionnels. L'implication des parties prenantes via des panels citoyens ou des enquêtes de terrain permettrait d'ajuster plus finement les modèles aux réalités locales.

### 4.7.3 Hybridation méthodologique et gestion des incertitudes

Encourager l'utilisation de techniques hybrides (AHP-Flou, ANP, PROMETHEE), le recours à l'intelligence artificielle pour l'apprentissage des préférences et la compensation dynamique des incertitudes via des analyses de scénarios et de sensibilité évolutives.

### 4.7.4 Développement d'outils décisionnels interactifs

Concevoir des interfaces SIG-MCDM dynamiques et adaptables, permettant l'actualisation en temps réel des pondérations, le test de scénarios multiples et l'intégration rapide des retours des parties prenantes. Cette évolution renforcerait la transparence, l'agilité et l'acceptabilité sociale des décisions.

### 4.7.5 Approche multi-échelle et interdisciplinarité

Adapter les méthodologies SIG-MCDM aux différentes échelles territoriales (locale, régionale, nationale) en considérant la diversité des contextes environnementaux, socio-économiques et politiques. L'apport de disciplines connexes (géo-économie, sociologie de l'énergie, science des données) enrichirait la robustesse des analyses et la qualité des recommandations.

### 4.7.6 Perspective stratégique : intégration des critères techniques avancés

#### *4.7.6.1 Innovation méthodologique*

L'enrichissement des critères techniques dans les démarches SIG-MCDM représente une perspective majeure d'amélioration. L'intégration d'indicateurs avancés tels que le VSI et le LFS s'avère essentielle pour garantir la viabilité et la robustesse du réseau électrique lors de l'insertion de nouvelles capacités renouvelables.

#### *4.7.6.2 Avantages opérationnels*

Le VSI permet d'évaluer la stabilité de tension pour chaque scénario d'implantation, prévenant les situations critiques et les risques opérationnels dès la phase de planification.

Le LFS quantifie la sensibilité des flux de puissance sur les lignes, optimisant la répartition des sites pour minimiser les pertes et les congestions, tout en anticipant les impacts systémiques.

#### *4.7.6.3 Intégration méthodologique avancée*

L'utilisation de ces critères techniques dans les matrices multicritères renforce l'approche SIG-MCDM en assurant simultanément la faisabilité spatiale, économique, environnementale et la cohérence avec les exigences électriques du réseau. Le couplage entre la simulation réseau (PSO, BFS) et le processus SIG-MCDM permettrait de générer en temps réel des indicateurs techniques pertinents pour affiner la pondération des alternatives.

### 4.7.7 Vision scientifique intégrée

#### *4.7.7.1 Vers une analyse multicritère multi-niveaux*

L'approche SIG-MCDM enrichie par le VSI et le LFS témoigne d'une évolution vers l'analyse multicritère "multi-niveaux", garantissant que les sites choisis répondent simultanément aux objectifs de production, de stabilité du réseau et d'optimisation des flux.

#### *4.7.7.2 Plateformes de planification intégrée*

Cette perspective ouvre la voie à des plateformes de planification capables de modéliser spatialement et électriquement l'impact des choix territoriaux, dans une logique de Smart Grid et de transition énergétique intelligente, particulièrement pertinente pour les pays en cours de modernisation de leurs réseaux.

#### *4.7.7.3 Contribution à la transition énergétique*

L'intégration du VSI et du LFS comme critères techniques dans les méthodes SIG-MCDM permettrait d'assurer une optimisation holistique, de réduire les risques de défaillance du réseau et de favoriser une transition énergétique plus sûre et efficiente. Cette perspective méthodologique s'inscrit au cœur de la planification énergétique durable et constitue une voie d'amélioration majeure identifiée par la littérature récente.

En conclusion, l'évolution des approches SIG-MCDM repose sur la diversification des sources de données, l'intégration effective des critères sociaux, le recours à des méthodes hybrides et intelligentes, l'articulation multi-échelle, et l'intégration systématique des indicateurs techniques avancés pour répondre aux défis complexes de la transition énergétique territoriale.

## 4.8 Conclusion

Ce chapitre a permis d'explorer de manière approfondie l'approche intégrée des Systèmes d'Information Géographique (SIG) et des Méthodes d'Aide Multicritère à la Décision (MCDM) appliquée à la sélection de sites pour les énergies renouvelables. L'analyse a démontré que cette synergie méthodologique constitue un cadre décisionnel puissant et incontournable pour répondre à la complexité multidimensionnelle des projets énergétiques territoriaux.

Les SIG se sont révélés être bien plus que de simples outils de cartographie, représentant plutôt des écosystèmes informationnels complets intégrant données, logiciels, matériels, méthodes et compétences humaines. Leur capacité à gérer, analyser et visualiser des données géospatiales hétérogènes en fait des instruments essentiels pour l'évaluation du potentiel énergétique territorial et la planification spatiale stratégique.

Parallèlement, les méthodes MCDM offrent une formalisation rigoureuse des processus décisionnels complexes, permettant de pondérer et d'agréger des critères multiples et souvent conflictuels. La diversité des méthodes identifiées, des approches basées sur l'utilité aux méthodes de surclassement en passant par les techniques de compromis, témoigne de la richesse et de l'adaptabilité de ce champ méthodologique.

La revue exhaustive des applications pratiques du couplage SIG-MCDM, illustrée par de nombreuses études de cas à travers le monde, a mis en évidence l'efficacité opérationnelle de cette approche intégrée. Que ce soit pour l'implantation de fermes photovoltaïques, de parcs éoliens ou de systèmes hybrides, la méthodologie a démontré sa capacité à identifier des sites optimaux en conciliant impératifs techniques, contraintes économiques, sensibilités environnementales et considérations sociales.

Les développements récents, incluant l'intégration des analyses de sensibilité, des méthodes floues pour gérer l'incertitude et des approches hybrides combinant plusieurs méthodes MCDM renforcent encore la robustesse et la fiabilité de cette approche. Ces avancées méthodologiques permettent aux décideurs de mieux appréhender la complexité et l'incertitude inhérentes aux projets énergétiques territoriaux.

En définitive, l'approche SIG-MCDM s'impose comme un paradigme essentiel pour la planification énergétique durable, offrant aux acteurs territoriaux un cadre méthodologique à la fois rigoureux et flexible pour orienter les décisions d'implantation des infrastructures énergétiques. Son adoption généralisée contribue significativement à l'optimisation des investissements énergétiques, à la préservation des ressources environnementales et à l'acceptabilité sociale des projets, participant ainsi activement à la réussite de la transition énergétique aux échelles locale, régionale et nationale.

# Chapitre 5. Cadre méthodologique intégré pour l'optimisation technique, spatiale et économique de la génération distribuée photovoltaïque.

## 5.1 Introduction

L'intégration efficace de la production décentralisée d'électricité (GED) dans les réseaux de distribution constitue un enjeu majeur de la transition énergétique actuelle, particulièrement dans les pays disposant d'un fort potentiel renouvelable comme l'Algérie. Ce chapitre présente une méthodologie structurée et multiphasique visant à identifier les meilleurs emplacements et niveaux de pénétration pour ces unités de production, en tenant compte des contraintes locales et des exigences du réseau.

La démarche proposée combine plusieurs approches complémentaires : analyse bibliométrique, modélisation des systèmes électriques, utilisation avancée des systèmes d'information géographique (SIG), et application de méthodes multicritères d'aide à la décision. Au cœur de ce processus, la prise en compte simultanée des critères techniques (minimisation des pertes et stabilité de la tension), économiques, environnementaux et spatiaux permet d'optimiser le positionnement des centrales photovoltaïques tout en garantissant l'efficacité, la résilience et la durabilité du système électrique.

Le cas d'étude de la région de Ngoussa, dans la wilaya d'Ouargla, sert de terrain d'application pour cette méthodologie. Grâce à son gisement solaire exceptionnel et une architecture réseau complexe, cette zone illustre parfaitement les enjeux et opportunités liés à la planification territoriale des énergies renouvelables. Ce chapitre détaille les différentes phases du processus : collecte et structuration des données, criblage technique et spatial, analyse multicritère, optimisation et évaluation technico-économique, jusqu'aux projections de pénétration à long terme.

Cette approche intégrée vise à fournir aux décideurs et ingénieurs des outils d'aide à la décision robustes, adaptés à la complexité croissante des réseaux électriques modernisés et à soutenir la généralisation de la production renouvelable décentralisée dans un contexte algérien.

## 5.2 Méthodologie

### 5.2.1 Architecture générale de l'approche

La présente étude adopte une méthodologie structurée et multiphasique visant à identifier les localisations et niveaux de pénétration optimaux de la GED au sein d'un réseau de distribution électrique. Cette démarche repose sur une combinaison cohérente d'analyse bibliométrique, de modélisation des systèmes électriques, d'exploitation des SIG et de techniques MCDM.

Comme illustré à la Figure 5.1, la méthodologie proposée s'organise en quatre phases principales :

(1) la collecte et l'analyse des données ainsi que l'examen de la littérature scientifique ;

(2) l'identification des jeux de barres optimaux à l'aide de l'algorithme BFS et des indicateurs VSI et LFS ;

(3) la sélection des sites potentiels par l'intégration SIG–BWM;

(4) l'analyse de sensibilité couplée à une évaluation technico-économique approfondie.

Chaque phase s'appuie sur les résultats de la précédente, assurant ainsi une cohérence méthodologique et une prise en compte exhaustive de la faisabilité technique comme de l'adéquation spatiale.

L'approche adoptée dans ce travail est globale**,** en ce sens qu'elle appréhende le système électrique dans sa globalité. Elle intègre simultanément les dimensions techniques, spatiales, économiques et environnementales afin d'aboutir à une optimisation à la fois cohérente et durable. Cette vision d'ensemble permet de dépasser les analyses sectorielles ou fragmentées et de mieux comprendre les interactions complexes entre les différents sous-systèmes du réseau.

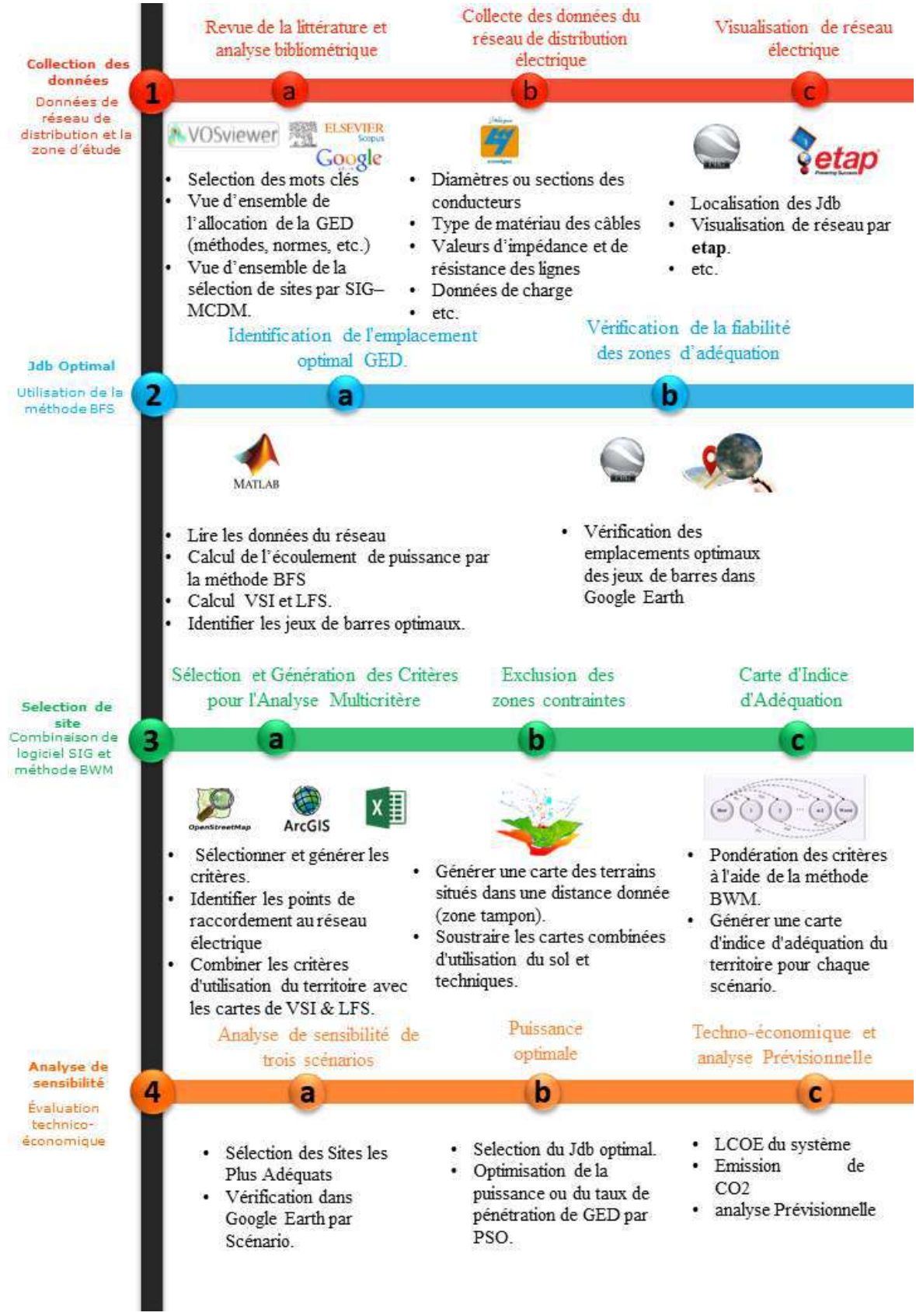


**Figure 5-1** Architecture de la méthodologie proposée

### 5.2.2 Présentation de la zone d'étude

Cette étude porte sur la région de N'Goussa, vaste commune de la wilaya d'Ouargla située dans le sud-est algérien, au cœur d'une zone désertique à fort potentiel énergétique. Couvrant une superficie d'environ 3866 km², cette région se distingue par son étendue et par des conditions naturelles particulièrement favorables au développement des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire. Son climat aride et ses conditions d'ensoleillement extrêmes en font un site privilégié pour la production d'électricité photovoltaïque. Selon la carte solaire publiée par Settou et al. [91], la wilaya d'Ouargla figure parmi les zones du territoire national présentant les plus hauts niveaux d'irradiation solaire. Dans la commune de N'Goussa, l'irradiation moyenne annuelle est estimée entre 2164 et 2192 kWh/m²/an, ce qui constitue un gisement solaire exceptionnellement stable et abondant, apte à soutenir des projets d'infrastructures solaires à grande échelle.

Comme mentionné au chapitre 3, la région de N'Goussa a l'un des principaux gestionnaires de réseaux de distribution de la wilaya d'Ouargla. Le réseau électrique local, de configuration radiale, comprend 464 jeux de barres alimentant une charge totale de (4,4708 + 3,2332i) MVA, sous une tension nominale de 30 kV.

La ligne rouge, présentée dans le schéma spatial par Google Earth de la Figure 5-2, met en évidence la complexité, l'étendue et la portée stratégique du réseau, qui représente une plateforme idéale pour l'intégration progressive des sources d'énergie renouvelable notamment photovoltaïques dans l'infrastructure électrique existante.

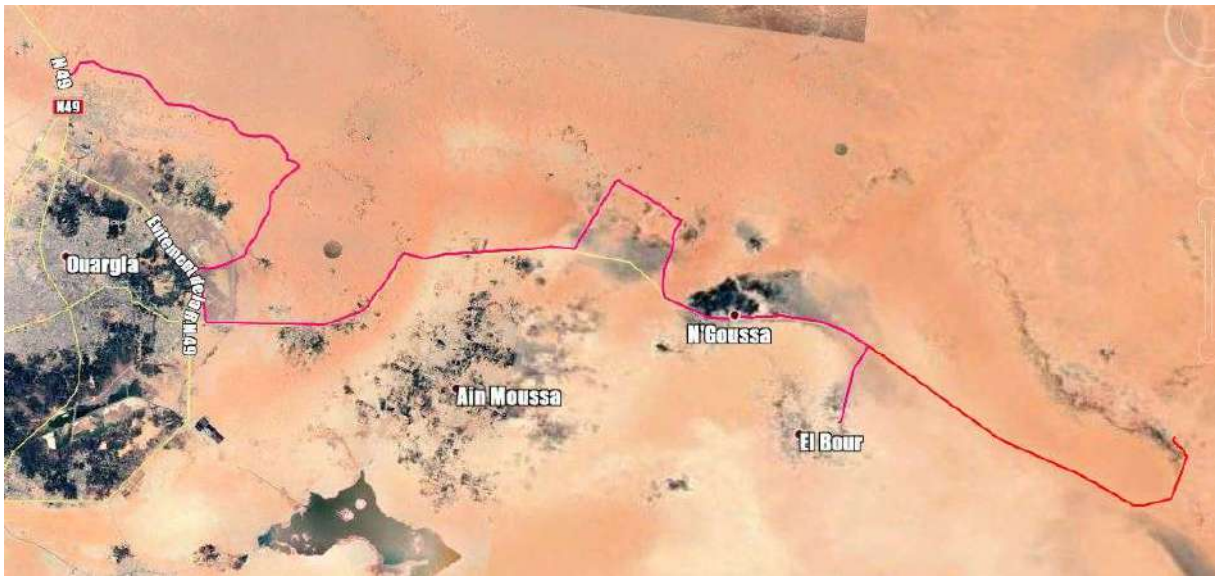


**Figure 5-2** Vue spatiale par Google Earth (altitude de vue 96km) de ligne principale du réseau électrique de N'Goussa

### 5.2.3 Développement du modèle hiérarchique décisionnel

De nombreuses études publiées ont exploré les méthodes de sélection de sites pour les centrales photovoltaïques, intégrant souvent l'avis d'experts dans le domaine des politiques énergétiques. La démarche commence généralement par la collecte de données provenant de diverses sources, telles que des organismes gouvernementaux et des bases de données ouvertes, utilisant des bases numériques haute résolution (résolution raster de 29 m × 29 m, dépassant 4 millions de pixels par carte).

Suite à cela, huit couches de données ont été développées, incluant un modèle numérique d'élévation (MNE), ainsi que des indicateurs de stabilité des terrains et de visibilité. Des contraintes ont été appliquées via des zones tampons autour des routes, des lacs, des lignes électriques, des zones urbaines, de la végétation et des zones présentant une pente supérieure à 5 %. Sept critères de sélection ont été identifiés et pondérés à l'aide de la Meilleure et Pire Méthode (BWM).

Enfin, une carte d'adéquation a été générée à l'aide d'un calculateur raster SIG. La carte résultante a classé le territoire en dix catégories, allant de « peu approprié » à « très approprié » pour le développement photovoltaïque.

#### *5.2.3.1 Analyse multicritère par la méthode BWM*

La Meilleure et Pire Méthode (BWM) est une approche d'évaluation multicritère qui consiste à définir un ensemble de critères, à identifier les critères les plus et les moins importants (meilleur et pire), puis à évaluer la préférence du meilleur critère par rapport à tous les autres

et de tous les critères par rapport au pire [92]. La méthode utilise un modèle de programmation linéaire pour déterminer des poids uniques et optimaux, reflétant efficacement l'importance relative de chaque critère dans le processus décisionnel. De plus, la BWM intègre un mécanisme de comparaison par paires conjointement à la programmation linéaire (Figure 5-3)[93].

Cette section décrit brièvement les étapes de l'application de la BWM pour obtenir les poids des critères [92], [94], [95]. Le processus de calcul des poids est résumé comme suit [95]:

Étape 1 : Identifier un ensemble de critères d'évaluation pertinents pour le processus décisionnel, en concertation avec un groupe de décideurs. Parmi ceux-ci, sélectionner le meilleur critère (le plus important) et le pire critère (le moins important).

Étape 2 : Évaluer le meilleur critère par rapport à tous les autres critères, et de même, évaluer tous les critères par rapport au pire critère. Cette évaluation est réalisée à l'aide d'une échelle numérique de 1 à 9 pour indiquer le degré d'importance.

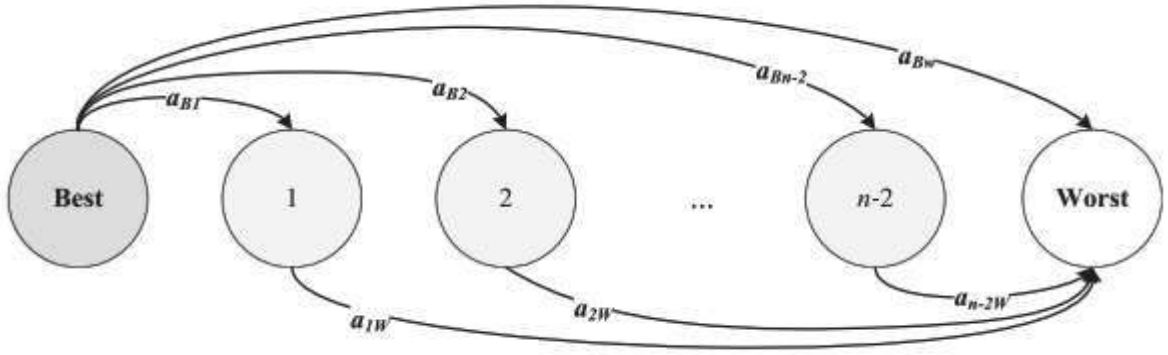


**Figure 5-3** principe de la méthode BWM.

Les matrices résultantes sont présentées dans les équations (5.1) et (5.2), avec des détails supplémentaires fournis dans le Tableau 5-1.

**Tableau 5-1** Vecteur de comparaison par paires pour le meilleur critère / vecteur pour le pire critère / et résultats des pondérations

| Vecteur de comparaison par paires pour le meilleur critère | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Meilleur vers autres | Critères techniques | Proximité des lignes électriques | Proximité des routes | Proximité des zones urbaines | Proximité des zones végétalisées | Pente | Distance aux lacs |
| Critères techniques | 1 | 2 | 3 | 5 | 6 | 7 | 9 |
| Vecteur de comparaison par paires pour le pire critère | | | | | | | |

| Tous vers le Pire | Critères techniques | Proximité des lignes électriques | Proximité des routes | Proximité des zones urbaines | Proximité des zones végétalisées | Pente | Distance aux lacs |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Distance aux lacs | 9 | 8 | 7 | 5 | 4 | 2 | 1 |
| Résultats | | | | | | | |
| Pondérations | Critères techniques | Proximité des lignes électriques | Proximité des routes | Proximité des zones urbaines | Proximité des zones végétalisées | Pente | Distance aux lacs |
| | 0,368 | 0,223 | 0,149 | 0,089 | 0,074 | 0,064 | 0,032 |
| $\zeta^* =$ 0,077 | | | | | | | |

Dans la méthode BWM, $a_{Bj}$ représente le degré d'importance du meilleur critère $B$ par rapport au critère $j$, tandis que $a_{jw}$ indique la préférence du critère $j$ par rapport au pire critère $w$.

$$a_B = (a_{B1}, a_{B2}, \dots, a_{Bn}) \tag{5.1}$$

$$a_W = (a_{1W}, a_{2W}, \dots, a_{nW}) \tag{5.2}$$

$$\begin{cases} \min \zeta^* \\ s.t \\ \left|\frac{w_B}{w_j} - a_{Bj}\right| \le \zeta^*, Pour\ tous\ j \\ \left|\frac{w_j}{w_W} - a_{jW}\right| \le \zeta^*, Pour\ tous\ j \\ \sum_j w_j = 1 \\ w_j \ge 0\,, \quad Pour\ tous\ j \end{cases} \tag{5.3}$$

Étape 3 : Calculer les pondérations optimales. Deux modèles sont utilisés à cette fin :

Modèle non linéaire : Introduit par [94], ce modèle fournit des pondérations sous forme d'intervalle, la pondération optimale pour chaque critère correspondant au point médian de cet intervalle [95].

Modèle linéaire : Ce modèle, utilisé dans la présente étude (Éq. 5.3), produit une solution unique correspondant aux pondérations optimales. Contrairement au modèle non linéaire, l'approche linéaire ne nécessite pas le calcul du ratio de cohérence [95][96].

Le modèle linéaire garantit que le problème admet une solution unique, fournissant ainsi des pondérations optimales ($w_1, w_2, \ldots, w_n$). Le paramètre $\xi^*$, obtenu dans le cadre de ce modèle, sert d'indice de cohérence. Une valeur de $\xi^*$ proche de zéro indique un haut degré de cohérence dans le calcul des pondérations.

### *5.2.3.2 Description des critères et préparation des données*

Le processus de sélection du site pour la centrale photovoltaïque a impliqué l'analyse de plusieurs variables décisionnelles clés afin de garantir une évaluation exhaustive. Ces variables incluaient les critères techniques, la distance par rapport aux zones urbaines, aux zones agricoles (végétation), aux routes, aux lacs (barrages), aux lignes de transport d'électricité, ainsi que la pente du terrain.

La carte de l'irradiation solaire de la région de N'goussa, établie par [69] et présentée dans la Figure 5-4, a été extraite et analysée séparément à l'aide d'une base de données raster dans le logiciel ArcGIS. Les résultats ont indiqué que les valeurs du Rayonnement Global Horizontal (GHI) sur la zone d'étude variaient entre 2164 et 2192 kWh/m²/an, démontrant une variabilité minimale. En raison de cette faible variabilité, l'irradiation solaire a été exclue en tant que paramètre décisionnel pour cette analyse. Il est important de noter que les paramètres décisionnels et les processus de sélection peuvent varier en fonction des conditions et du contexte locaux.

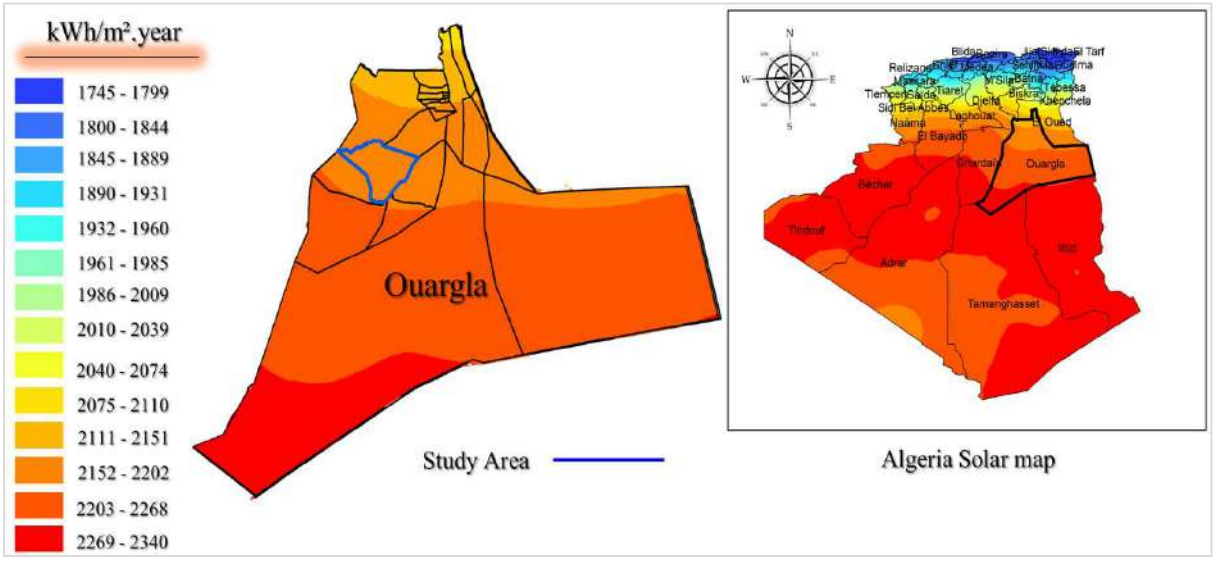


**Figure 5-4** Carte de l'irradiation solaire de l'Algérie et de la région de N'Goussa [69]

Les critères retenus ont été classés en trois catégories principales : économiques, environnementaux et spatiaux. Ci-après une description détaillée de chaque critère :

Distance par rapport aux lignes électriques (Figure 5-5a) : La proximité du réseau électrique existant est un facteur économique critique, car la construction de nouvelles infrastructures de transport entraîne des coûts significatifs. L'utilisation du réseau existant réduit les dépenses en capital et minimise les pertes d'énergie associées au transport sur de longues distances.

Facteur de Sensibilité aux Pertes (LSF) (Figure 5-5b) : Le LSF évalue l'impact des pertes d'énergie dans le réseau électrique lors du raccordement de nouvelles centrales solaires. Un LSF plus faible indique une transmission d'énergie plus efficace, ce qui rend les sites avec des pertes minimales préférables pour améliorer les performances du réseau et la viabilité économique. Le calcul des valeurs du LSF a été effectué sur la base des équations et procédures décrites au chapitre 3.

Indice de Stabilité de la Tension (VSI) (Figure 5-5c) : Le VSI mesure la stabilité des niveaux de tension dans le système électrique lors de l'intégration de l'énergie solaire. Des valeurs de VSI élevées indiquent des conditions de tension robustes, garantissant un approvisionnement fiable en électricité et réduisant le risque d'instabilité du réseau Les valeurs du VSI, obtenues selon la méthode détaillée au chapitre 3.

Pente (Figure 5-d) : Un terrain plat ou légèrement pentu est idéal pour les centrales solaires, car les pentes prononcées augmentent les coûts de nivellement. Seules les zones avec une pente inférieure à 5 % ont été considérées comme adaptées dans cette étude, afin de minimiser les dépenses de construction et d'assurer la rentabilité.

Distance par rapport à la végétation et aux zones urbaines (Figures 5-5e et 5-5f) : L'implantation de centrales solaires à proximité des zones résidentielles peut entraver le développement urbain et contribuer à la dépopulation rurale. De même, l'occupation de terres agricoles réduit l'espace cultivable, qui est crucial pour les communautés dépendantes de l'agriculture.

Distance par rapport aux routes (Figure 5-5g) : La proximité des routes est un facteur économique clé, réduisant les coûts de construction en éliminant le besoin de créer de nouveaux accès. Elle permet également d'éviter les perturbations environnementales supplémentaires causées par le développement routier.

Lacs (Figure 5-5h) : Dans la zone d'étude, les lacs sont traités comme des couches de contrainte, similaires aux zones de végétation. Ces espaces sont généralement réservés aux infrastructures ou à la conservation, les rendant inadaptés au développement de centrales solaires et en font donc un facteur limitant dans la sélection des sites.

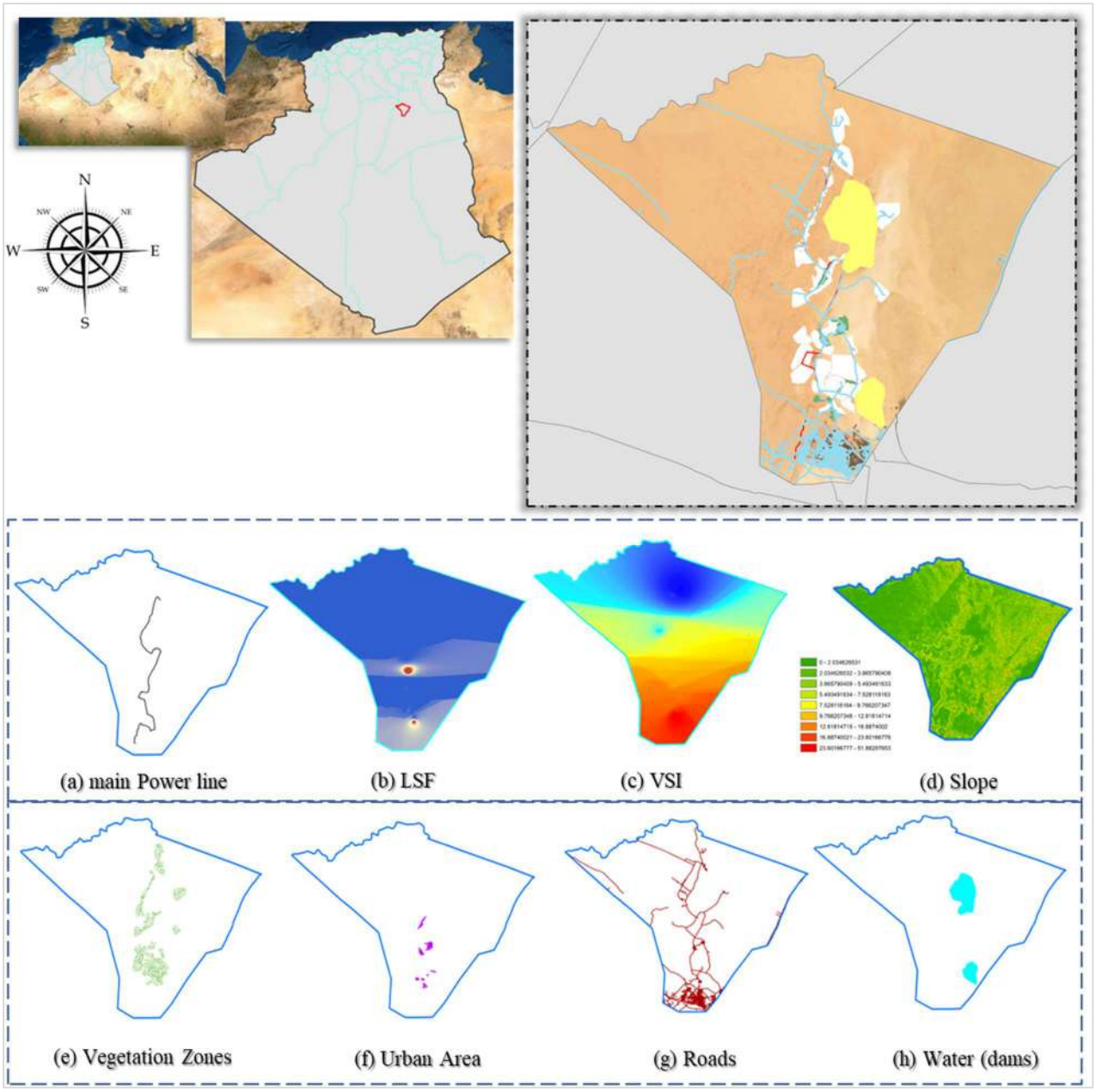


**Figure 5-5** Informations spatiales sur les critères d'évaluation incluant (a) les lignes électriques principales, (b) LSF, (c) VSI, (d) Pente, (e) zones de végétation, (f) zones urbaines, (g) routes, (h) plans d'eau (barrages).

Tous les critères d'évaluation et les contraintes ont été représentés sous forme de cartes numérisées, aux formats vectoriels et raster, à l'aide d'outils SIG, notamment le logiciel ArcGIS. Pour chaque critère de contrainte, des zones tampons ont été créées individuellement, comme détaillé dans le Tableau 5.2. Les valeurs de pondération des critères d'évaluation ont été déterminées à l'aide de la méthode BWM (Best Worst Method).

**Tableau 5-2** Couches d'information, critères, sources de données et paramètres utilisés pour l'analyse de sélection de sites

| Catégorie | Couche | Critère | Sous-critère | Source des données | Zone tampon | Logiciel utilisé / Références |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Économique** | L1 | Proximité des lignes électriques* | | Google Earth | 100 m | [97], [98], [99], [100], [101], [102], [103] |
| | L2 | Proximité des routes | | Open Street Map (OSM) | 500 m | [104] [97], [98], [99] , [100], [101], [102], [103] |
| **Environnemental** | L3 | Proximité des zones urbaines | | Open Street Map (OSM) | 500 m | [104] [97], [98], [99] , [101], [102], [103], [105] |
| | L4 | Proximité des zones de végétation* | | Google Earth | 200 m | [97], [102], [105] |
| **Spatiale** | L5 | Pente | | Earth Explorer (USGS) | < 5 % | [106] [97], [98], [99], [101], [102], [103], [105] |
| | L6 | Distance aux lacs* | | Google Earth | 750 m | [100], [107] |
| **Technique** | L7 | LSF* | | | | Matlab / * |
| | L8 | VSI* | | | | Matlab / * |

*Cette information a été développée dans le cadre de la thèse.

### 5.2.4 Analyse du coût actualisé de l'énergie pour chaque taux de pénétration photovoltaïque

L'intégration de centrales photovoltaïques (PV) dans les réseaux de distribution s'est imposée comme une stratégie clé pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans les réseaux basse tension. Une évaluation technico-économique des systèmes PV est essentielle pour évaluer leur compatibilité avec l'infrastructure de distribution existante.

Le Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE, selon l'équation 5.4) [108] est utilisé comme métrique comparative. Le LCOE pour une technologie **j** (par exemple, les centrales PV par rapport aux centrales électriques conventionnelles) agrège les coûts sur la durée de vie, incluant les dépenses en capital (*Cc*), les coûts de remplacement (*Rc*) et les frais d'exploitation et de maintenance (O&M). Ces composantes de coût sont annualisées et normalisées par la production électrique annuelle ($El_{sa}$).

Pour les systèmes photovoltaïques, le calcul du LCOE intègre le Coût Moyen Pondéré du Capital (*WACC*), actualisant l'investissement initial forfaitaire sur la durée de vie de la technologie (*N*) [108]. Cette approche garantit une évaluation économique complète, facilitant une prise de décision éclairée pour l'intégration durable de l'énergie

$$LCOE_{PV} = \frac{\frac{C_c}{\sum_{n=1}^{N} \frac{1}{(1+W)^n}} + C_{Rc}+C_{M\&O,j}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{El_{sa,j}}{(1+r)^t}} \quad (5.4)$$

Dans le cadre de la méthodologie du Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE), le coût moyen régional de l'électricité est calculé comme une valeur agrégée (Équation 5.5), où la part d'électricité reflète la proportion fournie par la technologie de production **j**. En Algérie, le prix actuel de l'électricité s'élève à 0,25 $/kWh [109], servant de référence pour les évaluations économiques comparatives de l'intégration du photovoltaïque.

$$LCOE_{sys} = \sum_j LCOE_j \times es_j \quad (5.5)$$

Où $LCOE_j$et $es_j$ représentent respectivement le Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE) de chaque sous-système (centrale solaire et réseau électrique conventionnel) et la part d'électricité produite par chacun de ces sous-systèmes.

Malgré les transformations significatives dans le secteur de l'électricité, la production mondiale d'énergie reste une source majeure d'émissions de carbone, avec une intensité carbone moyenne actuelle ($Ci_{Co_2}$) de 475 $gCO_2$/kWh [110]. Le potentiel de réduction des émissions des systèmes photovoltaïques à grande échelle peut être quantifié en substituant la production basée sur les combustibles fossiles (principalement le gaz naturel) et en appliquant le facteur

d'intensité d'émissions correspondant. La réduction annuelle de $CO_2$ obtenue grâce à l'intégration du photovoltaïque est calculée à l'aide de l'Équation 5.6, qui prend en compte la production thermique substituée et son empreinte carbone associée.

$$Annual\ CO_2\ emission\ (metric\ ton) = E_{el,PV} \times Ci_{Co_2} \quad (5.6)$$

Les avantages économiques des centrales photovoltaïques peuvent être quantifiés en comparant leur production électrique ($E_{el,PV}$) avec la consommation équivalente de combustibles fossiles nécessaire pour générer la même quantité d'électricité. Dans le contexte algérien, où la production d'électricité est dominée par le gaz naturel, chaque mètre cube de gaz naturel produit approximativement 0,246 kWh dans les centrales conventionnelles [111]. Ce facteur de conversion permet une estimation précise du remplacement des combustibles fossiles et des économies de coûts associées au déploiement du photovoltaïque. Pour cette analyse, nous utilisons les spécifications des modules photovoltaïques mesurées dans des conditions de test standard, comme détaillé dans le Tableau 5-3. Ces paramètres constituent la base pour l'évaluation de la performance du système et de sa viabilité économique dans le contexte énergétique local.

**Tableau 5-3** Caractéristiques du module photovoltaïque utilisée dans les conditions de test standard (STC).

| Paramètre | Valeur |
|---|---|
| Modèle Trina | TSM-NEG9R.25 |
| Puissance en STC | 450,0 Watts |
| Tension en circuit ouvert (Voc) | 52,9 Volts |
| Courant de court-circuit (Isc) | 10,74 Ampères |
| Tolérance de puissance | -0 / +5 W |
| Rendement du module | 22,50 % |
| Surface | 1,998 m² |
| Masse | 21,0 kg |
| Longueur | 176,2 cm |
| Largeur | 113,4 cm |

## 5.3 Résultats et discussion

Le cadre méthodologique SIG-MCDM proposé intègre des métriques de stabilité du réseau avec des analyses spatiales pour optimiser le déploiement de la production décentralisée photovoltaïque (PV-GED). En intégrant le Facteur de Sensibilité aux Pertes (LSF) et l'Indice de Stabilité de Tension (VSI) comme critères techniques centraux au sein d'une hiérarchie décisionnelle multicouche, ce cadre permet d'identifier des sites qui équilibrent résilience électrique, faisabilité économique et adéquation de l'utilisation des sols. L'approche a été validée par une étude de cas en Algérie, qui a démontré son efficacité pour atténuer les défis d'intégration au réseau tout en réduisant les coûts d'infrastructure. Pour garantir l'exactitude et la robustesse des procédures de calcul, la sous-section suivante présente la validation de la convergence des algorithmes d'optimisation et de flux de puissance avant l'analyse spatiale détaillée.

### 5.3.1 Priorisation des nœuds par analyse de sensibilité LSF et VSI

La phase technique a identifié les nœuds candidats pour l'intégration PV-GED à l'aide de PSO et deux indicateurs : l'Indice de Stabilité de Tension (VSI) et le Facteur de Sensibilité aux Pertes (LSF).

L'analyse VSI a révélé un groupe de nœuds électriquement sensibles, notamment entre les jeux de barres 180 et 220, affichant des valeurs faiblesnes (0,39 à 0,42 pu). Cette concentration de nœuds sensibles en fait des candidats prioritaires pour un soutien de tension par la production décentralisée.

À l'inverse, les résultats du LSF se sont avérés plus sélectifs. Le jeu de barres 04 est ressorti comme le seul point présentant une sensibilité aux pertes significativement élevée (~0,085 pu), contre moins de 0,03 pu pour la majorité du réseau. Cela indique que les gains potentiels en réduction des pertes sont fortement localisés sur ce nœud, plutôt que répartis sur l'ensemble du réseau.

Enfin, les résultats de l'optimisation globale par essaim de particules (PSO) ont désigné le jeu de barres 67 comme l'emplacement optimal.

Toutefois, l'emplacement de ces nœuds prioritaires a fait apparaître des conflits d'usage critiques. Le jeu de barres 04 se situe dans une zone densément urbanisée, tandis que les jeux de barres 67 et 181 sont localisés sur des terres agricoles. Ces contraintes d'occupation des sols compromettent la faisabilité d'un déploiement photovoltaïque à grande échelle sur ces sites, comme l'illustre leur localisation géographique sur la figure 5.6.

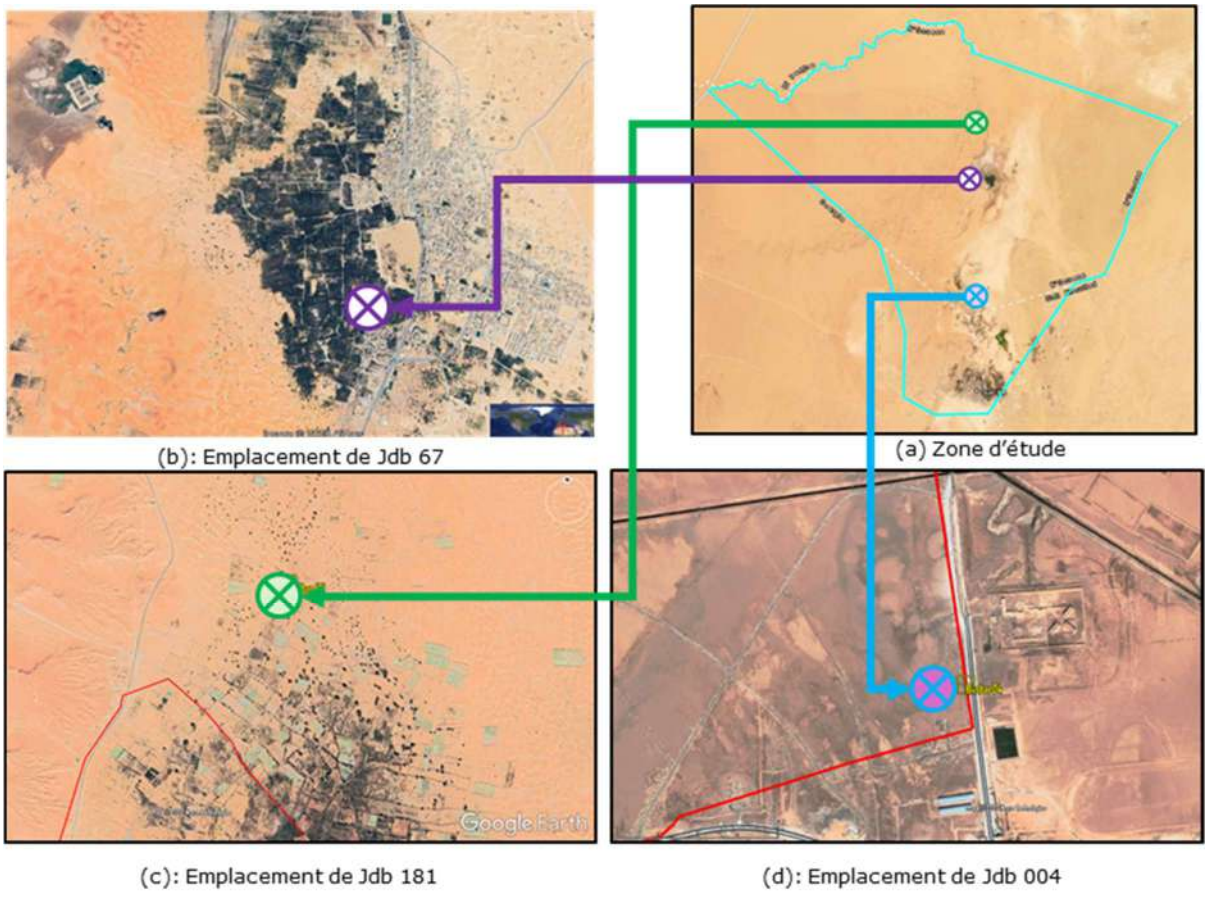


**Figure 5-6** Localisation des Jdb candidats selon les critère technique LSF, VSI et PSO

### 5.3.2 Cartographie d'adéquation géospatiale multicritère

S'appuyant sur la priorisation technique des nœuds, une analyse multicritère basée sur un SIG et la méthode BWM (Meilleure et Pire Méthode) a été appliquée pour intégrer à la fois les indicateurs électriques (VSI et LSF) et les contraintes spatiales. Cette étape était nécessaire car les résultats précédents ont révélé deux situations contrastées : (i) un groupe de nœuds sensibles à la tension (Jeux de barres 180–220) où le déploiement pourrait améliorer la stabilité, mais où la faisabilité du site doit être confirmée, et (ii) un seul nœud très sensible aux pertes (Jdb 04), qui est techniquement optimal mais situé dans une zone fortement urbanisée.

L'analyse géospatiale a surmonté ces limitations en intégrant huit critères pondérés, regroupés en catégories économiques, environnementales et spatiale. Trois scénarios ont été testés (Figure 5-7) :

Scénario A (LSF uniquement) : A produit seulement 0,03 % de terres classées comme « très appropriées », 36,92 % appartenant à la classe la moins appropriée, confirmant que les priorités basées uniquement sur les pertes offrent des opportunités de déploiement limitées.

Scénario B (VSI uniquement) : A étendu la couverture des zones très appropriées à 1,64 % du territoire, avec une distribution spatiale plus centralisée. Cela reflète la pertinence plus large et plus pratique de la stabilité de tension pour guider l'implantation photovoltaïque.

Scénario C (LSF + VSI combinés, 50/50) : A donné un résultat conservateur, avec seulement 0,07 % des terres considérées comme « très appropriées ». Bien que restrictif, ce scénario de compromis équilibre l'efficacité (réduction des pertes) et la résilience (soutien de tension).

Dans tous les scénarios, une couche d'exclusion géospatiale a éliminé 15,07 % des terres en raison de conflits avec les zones urbaines, l'agriculture, les plans d'eau et les pentes raides. Cette étape d'exclusion est cruciale car elle résout les conflits d'utilisation des sols identifiés lors de la phase de criblage technique.

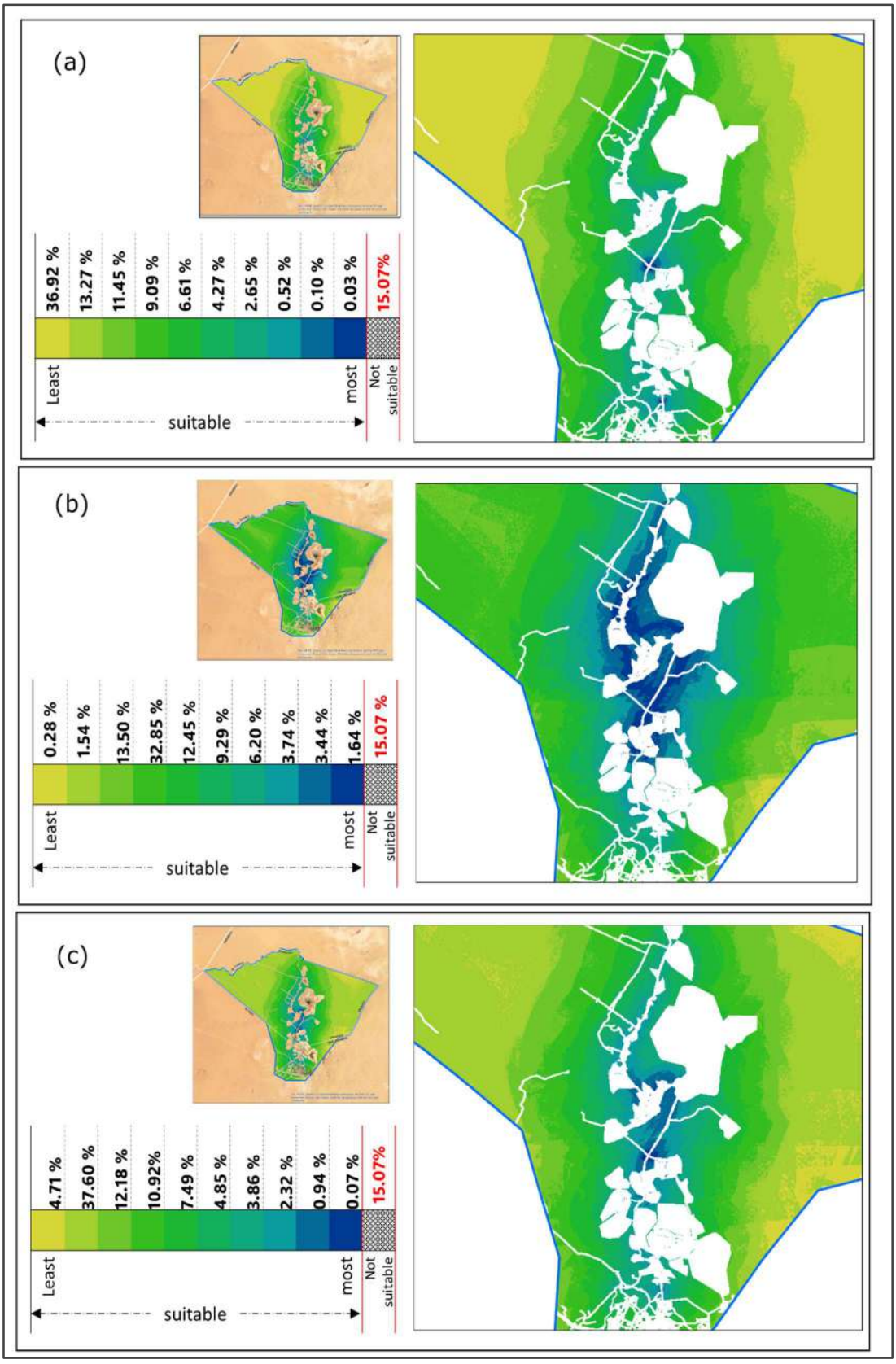


**Figure 5-7** Cartes d'adéquation issues de l'analyse multicritère GIS-BWM pour trois scénarios : (a) LSF uniquement, (b) VSI uniquement, (c) combiné 50% LSF – 50% VSI

Bien que le Scénario C ait abouti à la plus faible proportion de terres « très appropriées », il a été retenu pour l'étape suivante car il reflète simultanément la performance technique et la faisabilité spatiale. Le Jdb situé dans la zone la plus appropriée selon le Scénario C a donc été choisi comme nœud candidat pour l'optimisation de la capacité de la production décentralisée (GED) à l'aide de l'algorithme d'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO), comme présenté dans la sous-section suivante.

### 5.3.3 Optimisation de la capacité de GED par PSO

Les résultats démontrent les bénéfices significatifs de l'intégration d'un générateur décentralisé (GED) de taille optimale, déterminée à l'aide de l'algorithme d'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO). La taille optimale de GED de 3,2844 MW, allouée au Jdb 104, permet d'atteindre un taux de pénétration élevé de 59,53 %, indiquant que la GED fournit une part substantielle de la charge totale.

Cette intégration entraîne une réduction remarquable des pertes du système :

- Les pertes de puissance active diminuent d'environ 62 %, passant de 0,8092 MW à 0,3073 MW.
- Les pertes de puissance réactive diminuent de 63,7 %, passant de 0,7268 MVAr à 0,2638 MVAr.

De plus, le profil de tension du système s'améliore significativement, la tension minimale augmentant de 0,7925 pu. à 0,9196 pu., améliorant ainsi la stabilité de tension et réduisant les problèmes de chute de tension (Figure 5-8).

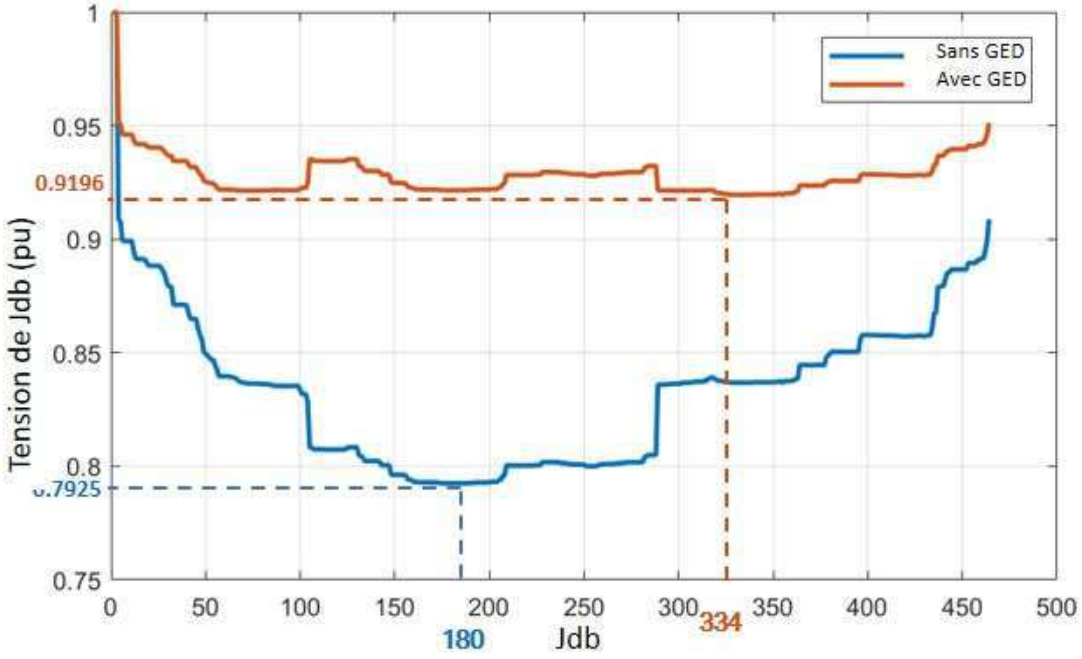


**Figure 5-8** Profil de tension du réseau de N'Gaussa sans et avec GED (GED au Jdb 104 et taux de pénétration optimale de 59,53 %)

Ces résultats mettent en évidence le double avantage de combiner un dimensionnement technique et un filtrage par accord géospatiale avant l'optimisation : l'algorithme PSO a été appliqué non pas à un Jdb arbitraire, mais à un Jdb déjà validé comme étant techniquement pertinent et spatialement faisable. Par conséquent, le dimensionnement optimisé de la GED produit des améliorations à la fois électriquement significatives et pratiquement applicables dans la réalité du réseau.

Les enseignements tirés de cette étape d'optimisation constituent la base pour des projections systémiques à long terme, où l'impact cumulatif de la pénétration PV-GED est évalué dans un contexte de croissance future de la demande et de considérations économiques. Ceci est présenté dans la sous-section suivante.

### 5.3.4 Scénarios de pénétration et projections technico-économiques

Afin d'évaluer la viabilité économique et environnementale de l'intégration du PV-GED dans le réseau algérien, un scénario de pénétration a été modélisé sur la période 2018-2050. La Figure 5-9 illustre l'évolution prévisionnelle de la demande électrique (courbe bleue), la consommation historique (ligne rouge) et les niveaux de pénétration PV-GED optimaux correspondants (barres jaunes) à des intervalles sélectionnés. Le potentiel de déploiement PV, basé sur les zones géospatiales préalablement filtrées, est représenté en vert.

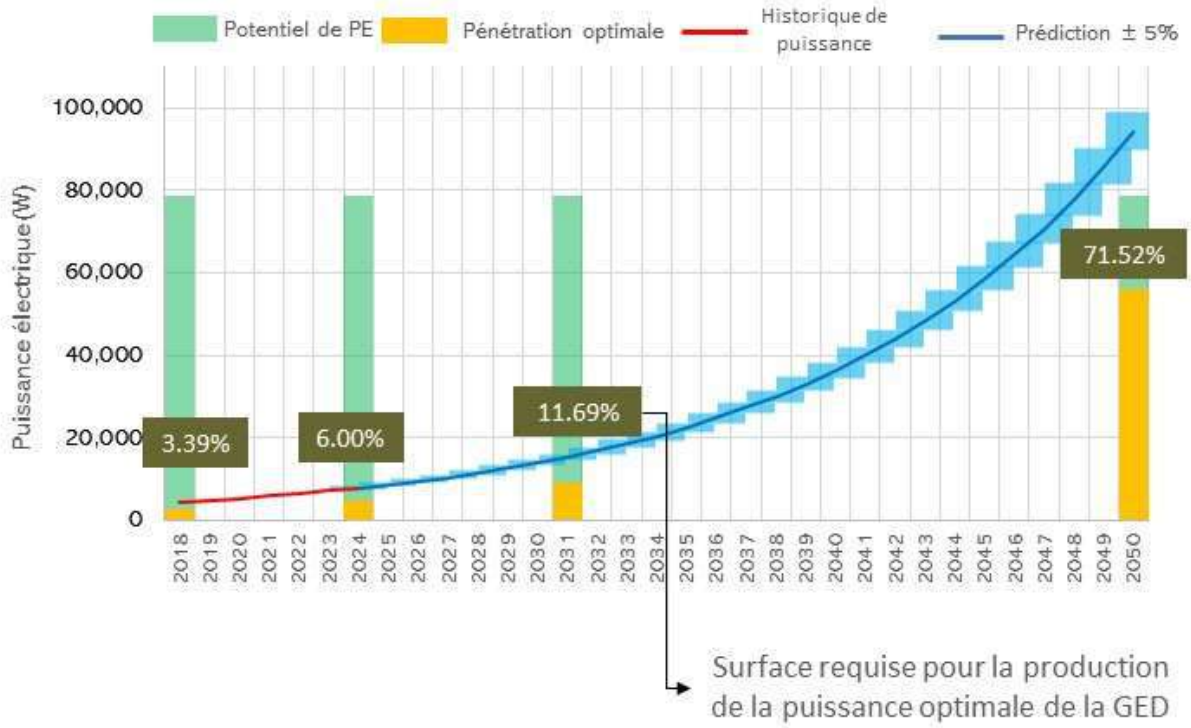


**Figure 5-9** Scénarios de pénétration PV-GED de 2018 à 2050

Les niveaux de pénétration optimaux devraient augmenter, passant de 3,39 % en 2019 à 6,00 % en 2024, 11,69 % en 2031 et jusqu'à 71,52 % d'ici 2050, sous réserve d'une utilisation complète des sites appropriés identifiés et d'un renforcement continu du réseau. Cette trajectoire progressive démontre la faisabilité technique d'une adoption substantielle du PV-GED malgré les contraintes spatiales et électriques.

Pour étayer ces projections, une évaluation technico-économique a été réalisée en utilisant les paramètres clés du système (Tableau 5-4). Les modules photovoltaïques sont supposés fonctionner avec un rendement de 22,5 %, un coût en capital de 750 $/kW et des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) de 38,54 $/kW/an. L'onduleur accompagnant le système a un rendement de conversion de 90 % et des valeurs de durée de vie et de coût en capital similaires. Le Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE) qui en résulte est estimé à 0,103 $/kWh, un tarif compétitif par rapport à la production fossile dans la région. Sur le plan environnemental, le déploiement complet de la capacité GED proposée devrait permettre d'éviter approximativement 109154 tonnes d'émissions de $CO_2$, contribuant ainsi significativement aux objectifs nationaux de durabilité de l'Algérie.

**Tableau 5-4** Spécifications technico-économiques et impact environnemental du système PV-GED utilisé dans la modélisation de la pénétration.

| Paramètre | Spécification | |
|---|---|---|
| | Onduleur (DC/AC) | Module PV |
| **Rendement** | 90% | 22,5% |
| **Coût en capital** | 800 $/kW | 750 $/kW |
| **Coût de remplacement** | 750 $/kW | 23,12 $/kW |
| **Coût O&M** | 0 $/kW | 38,54 $/kW |
| **Durée de vie** | 20 ans | 20 ans |
| **LCOE** | **0,103 $/kWh** | |
| **Émissions de $CO_2$ évitées** | **109 154,30 tonnes** | |

Dans l'ensemble, ces projections démontrent que l'approche intégrée - criblage technique, adéquation géospatiale et optimisation - offre non seulement des améliorations immédiates au niveau du système, mais aussi une feuille de route à long terme qui est techniquement faisable, économiquement compétitive et écologiquement durable.

### 5.3.5 Limitations et recherches futures

La portée de cette étude a été influencée par la disponibilité limitée de données opérationnelles détaillées dans le secteur énergétique algérien, concernant notamment l'architecture du réseau national, les profils de charge temporels et les infrastructures numériques. Par conséquent, l'analyse a été restreinte aux segments accessibles du réseau de distribution de N'goussa, qui peuvent ne pas représenter entièrement les conditions de l'ensemble du réseau national.

Une validation directe par rapport aux données opérationnelles de SONELGAZ n'a pas pu être réalisée en raison de restrictions de confidentialité. Il est néanmoins significatif que SONELGAZ ait récemment installé un régulateur de tension à l'emplacement même identifié comme optimal par notre cadre méthodologique, apportant ainsi un soutien indirect en conditions réelles aux résultats obtenus. Cette convergence renforce le potentiel de l'approche proposée, même si une validation formelle reste une priorité pour les travaux futurs.

#### *5.3.5.1 Limites et recherches futures :*

1. Acquisition de données exhaustives grâce à l'intégration de cartographies numérisées des réseaux électriques, de systèmes de monitoring avancés et de

nouvelles plateformes de villes intelligentes à travers l'Afrique afin de permettre une analyse haute résolution à l'échelle des systèmes ;

2. Mise en œuvre à l'échelle nationale de la méthodologie proposée pour évaluer les interactions spatiales, techniques et économiques et la dynamique d'intégration au réseau dans des contextes régionaux diversifiés ;
3. Extension du cadre pour inclure le stockage d'énergie basé sur l'hydrogène et les systèmes de mobilité (Partie B), permettant de convertir les excédents de production renouvelable en hydrogène vert pour des applications de transport et l'équilibrage énergétique saisonnier ;
4. Initiatives de données en accès libre pour soutenir une planification transparente et fondée sur des preuves de la transition énergétique et pour favoriser la recherche collaborative à l'échelle du continent.

## 5.4 Conclusions

Cette étude a développé et validé un cadre intégré SIG-AMCD qui incorpore le Facteur de Sensibilité aux Pertes (LSF) et l'Indice de Stabilité de Tension (VSI) au sein d'une hiérarchie utilisant la Meilleure et Pire Méthode (BWM) pour optimiser l'implantation de la production décentralisée photovoltaïque (PV-GED). En combinant des métriques de performance électrique avec des considérations spatiales et technico-économiques, le cadre garantit que les sites sélectionnés répondent aux exigences de stabilité technique tout en tenant compte des contraintes d'utilisation des sols et de la faisabilité économique.

Les résultats confirment la robustesse de la méthodologie. Les méthodes techniques ont mis en évidence des nœuds sensibles à la tension de manière étendue (valeurs VSI de 0,39–0,42 pu. entre les jeux de barres (180–220) et un nœud à pertes élevées localisé (Jdb 04 avec LSF ≈ 0,085). Après exclusion géospatiale, le Scénario C (LSF-VSI combinés) a été sélectionné comme l'option la plus équilibrée. L'optimisation au Jdb 104 a donné une taille de GED de 3,2844 MW avec un taux de pénétration de 59,53 %, réduisant les pertes de puissance active et réactive de 62 % et 63,7 % respectivement, et améliorant la tension minimale de 0,7925 à 0,9196 pu. L'évaluation technico-économique a en outre démontré un Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE) compétitif de 0,103 $/kWh et un potentiel d'émissions évitées d'environ 109154 tonnes de $CO_2$ sur une durée de vie de 20 ans. Les projections à long terme montrent une augmentation de la pénétration PV-GED jusqu'à 71,5 % d'ici 2050 dans des scénarios de déploiement réalistes.

Au-delà de l'étude de cas algérien, l'approche proposée est largement applicable à d'autres régions confrontées à des contraintes de réseau ou à une infrastructure limitée. Elle fournit aux décideurs politiques, aux planificateurs et aux utilities un outil d'aide à la décision reproductible qui équilibre les considérations techniques, spatiales et économiques, permettant ainsi une accélération de l'intégration des énergies renouvelables et une amélioration de la fiabilité des systèmes de distribution. Les recherches futures pourraient étendre ce cadre aux systèmes hybrides d'énergies renouvelables, intégrer des données opérationnelles en temps réel, ou appliquer des schémas de pondération adaptatifs alignés sur l'évolution des contextes marché et réglementaire.

# CONCLUSION GÉNÉRALE

Cette thèse répond à un enjeu central de la transition énergétique algérienne : intégrer massivement les énergies renouvelables tout en considérant les limites techniques, économiques et territoriales des réseaux existants. Pour résoudre le paradoxe d'un pays au mix énergétique quasi exclusivement gazier (97 %) mais doté d'un exceptionnel potentiel solaire (5,6 kWh/m²/jour), ce travail a développé et validé une méthodologie intégrée pour l'optimisation technique, spatiale et économique de la production photovoltaïque décentralisée.

L'apport principal de cette thèse réside dans son approche globale, articulée autour de quatre contributions majeures :

Premièrement, une innovation méthodologique par le couplage nouveau outils d'analyse technique (LSF/VSI), d'optimisation par essaims particulaires (PSO) et de systèmes d'information géographique avec méthodes multicritères (SIG-BWM). Cette intégration permet de résoudre simultanément les problèmes complexes de localisation et de dimensionnement des unités de production, surpassant les approches unimodales traditionnelles.

Deuxièmement, une validation opérationnelle sur le réseau réel de N'Goussa (464 jeux de barres, 4,47 + j3,23 MVA), démontrant la capacité de l'approche à générer des scénarios d'implantation à la fois réalisables et performants. Les résultats attestent d'améliorations techniques notables, avec une réduction de 62 % des pertes actives et une remontée de la tension minimale de 0,7925 à 0,9196 pu, maintenant le profil de tension dans les limites réglementaires.

Troisièmement, une démonstration de robustesse économique, étayée par des analyses rigoureuses incluant le coût actualisé de l'énergie (LCOE de 0,103 $/kWh) et des projections technico-économiques à l'horizon 2050. Ces éléments confirment la compétitivité croissante du photovoltaïque décentralisé en Algérie et offrent un cadre décisionnel solide pour les investissements futurs.

Finalement, une contribution environnementale quantifiée qui constitue un apport stratégique. En alignant le développement du réseau sur les objectifs de décarbonation, tout en valorisant le potentiel local. Cette étude propose une feuille de route concrète pour une transition durable, permettant un évitement cumulé de 109 154 tonnes de $CO_2$ sur 20 ans.

Au-delà de la performance technique et économique, la validation empirique s’est avérée convaincante : SONELGAZ a récemment mis en service un régulateur de tension à l’emplacement même désigné comme critique par l’approche, attestant la pertinence opérationnelle du cadre développé.

Malgré ces avancées, plusieurs limitations identifiées ouvrent des perspectives de recherche :

1. Modélisation statique unique : l'analyse repose sur un scénario de charge à régime permanent, sans prise en compte de la variabilité horaire, journalière et saisonnière. L'intégration de modèles d'optimisation multi-périodes, tenant compte des fluctuations de la demande et de la production PV en quasi-temps réel, permettrait une planification plus réaliste et adaptative.

2. Simplification des convertisseurs PV : la modélisation à facteur de puissance unitaire ne capture pas la capacité des onduleurs à fournir des services systèmes (injection de réactif, soutien de fréquence). Étendre la représentation des convertisseurs aux fonctionnalités avancées renforcerait l'évaluation de la valeur ajoutée des systèmes photovoltaïques pour la stabilité du réseau.

3. Dimension économique : bien que l'analyse LCOE établisse la compétitivité de la GED, l'intégration de scénarios de financement innovants (fonds verts, partenariats public-privé, obligations vertes) et l'évaluation systématique des externalités sociales et environnementales enrichiraient la robustesse des décisions d'investissement.

4. Échelle d'application : le passage d'une étude de cas locale à une planification nationale requiert d'adapter la méthodologie aux réseaux interconnectés, à l'hétérogénéité des contextes géographiques et à la diversité des contraintes réglementaires et territoriales.

En conclusion, cette thèse établit les fondements d'une nouvelle génération de réseaux électriques intelligents en Algérie, où la production décentralisée devient un levier stratégique de développement durable. Le cadre opérationnel proposé transforme l'exceptionnel potentiel solaire national en atout, ouvrant la voie à un système énergétique résilient, sobre en carbone et équitable pour l'ensemble des territoires

# BIBLIOGRAPHIES


[1] Energy Institute, « Energy Institute Statistical Review of World Energy », 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.energyinst.org/statistical-review/home

[2] I. Energy Agency, « Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update », 2023. [En ligne]. Disponible sur: www.iea.org/t&c/

[3] des M. et des É. R. Ministère de l'Énergie, « Bilan Energitique National 2023 », 2023.

[4] M. de l'énergie des mines et des énergies renouvlables, « programme de developpement des énergies renouvlables », https://www.energy.gov.dz/?article=programme-de-developpement-des-energies-renouvelables.

[5] G. de la banque Mondiale, « Les données ouvertes de la Banque mondiale ». Consulté le: 25 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://donnees.banquemondiale.org/

[6] I. International Energy Agency, « World Energy Balances database 2024 », 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights

[7] A. I. pour les É. IRENA (Renouvelables, « Renewable Power Generation Costs in 2024 », 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://energiaoltre.it/wp-content/uploads/2025/07/IRENA_TEC_RPGC_2024_ES_2025-embargo.pdf

[8] J. L, « Solar Surge and Wind Wins: 2024's Renewable Energy Boom Breaks All Record », https://carboncredits.com/solar-surge-and-wind-wins-2024s-renewable-energy-boom-breaks-all-record/. [En ligne]. Disponible sur: https://carboncredits.com/solar-surge-and-wind-wins-2024s-renewable-energy-boom-breaks-all-record/

[9] P. Utkarsh, T. Singha, N. Bhattacharjee, D. Jana, et R. Chowdhury, « Integrating Battery Energy Storage Systems for Enhanced Grid Reliability and Renewable Energy Management », in *2025 8th International Conference on Electronics, Materials Engineering and Nano-Technology, IEMENTech 2025*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2025. doi: 10.1109/IEMENTech65115.2025.10959388.

[10] J. E. T. Bistline, R. Bedilion, N. S. Goteti, et N. Kern, « Implications of variations in renewable cost projections for electric sector decarbonization in the United States. », *iScience*, vol. 25, p. 104392, juin 2022, doi: 10.1016/j.isci.2022.104392.

[11] N. A. de La Beaumelle *et al.*, « The Global Technical, Economic, and Feasible Potential

of Renewable Electricity », *Annu. Rev. Environ. Resour.*, vol. 48, p. 419-449, 2023, doi: doi.org/10.1146/annurev-environ-112321-091140.

[12] F. Böse et C. von Hirschhausen, « Economics of new nuclear power plants – assessment of investments into Generation III, small modular reactors and non-light-water reactors », *Saf. Nucl. Waste Dispos.*, vol. 2, p. 207-208, sept. 2023, doi: 10.5194/sand-2-207-2023.

[13] O. Bulkot, O. Liubkina, L. Anisimova, et M. Petrovsky, « INVESTING IN RENEWABLE ENERGY TRANSITION AS A KEY TREND IN THE GLOBAL ECONOMY », *Bull. Taras Shevchenko Natl. Univ. Kyiv. Econ.*, p. 10-19, 2023, doi: 10.17721/1728-2667.2023/223-2/2.

[14] Z. Chen, B. Tilt, et S. Zhang, « Epistemic Turbulence in Renewable Energy Engineering on the Chinese "Belt and Road" », *Engag. Sci. Technol. Soc.*, vol. 8, sept. 2022, doi: 10.17351/ests2022.1161.

[15] F. Yang, W. Liu, Y. Zhang, G. Yang, et T. Wala, « Money grows on green energy: Financing a sustainable power future. », *Heliyon*, vol. 10, p. e28353, avr. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e28353.

[16] I. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, « Global Methane Tracker 2024 – Analysis - IEA », 2024.

[17] I. - International Energy Agency, « CO 2 Emissions in 2023 », 2023. [En ligne]. Disponible sur: www.iea.org

[18] N. K. Arora et I. Mishra, « Progress of sustainable development goal 7: clean and green energy for all as the biggest challenge to combat climate crisis. », *Environ. Sustain.*, vol. 5, p. 395-399, 2022, doi: 10.1007/s42398-022-00257-2.

[19] E. The World Bank et E. G. Practice, « To Phase Down: A renewed approach to coal power in developing countries », 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://documents1.worldbank.org/curated/en/432011554833235823/pdf/Annex.pdf

[20] H. Wojtaszek, « Energy Transition 2024–2025: New Demand Vectors, Technology Oversupply, and Shrinking Net-Zero 2050 Premium », *energies*, nº 18, p. 16, 2025, doi: doi.org/10.3390/en18164441.

[21] I. Belkhadem et B. Senouci, « ALGERIA'S LNG EXPORTS IN THE EUROPEAN ENERGY MARKET: STRATEGIC POSITIONING AMIDST GLOBAL SHIFTS », *Econ. Law*, vol. 6, p. 40-61, déc. 2024, doi: 10.37708/el.swu.v6i2.4.

[22] Sonalgaz, « Rapport D'activite 2023 », 2023.

[23] I. Renewable Energy Agency, *Renewable Energy Statistics 2025*. 2025. [En ligne].

Disponible sur: www.irena.org

[24] D. M. E. D. E. R. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, « Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Energie ». Consulté le: 9 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie

[25] Sonalgaz, « energies-renouvelables ». Consulté le: 29 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.sonelgaz.dz/fr/790/energies-renouvelables

[26] COMMISSARIAT AUX ENERGIES RENOUVELABLES ET A L'EFFICACITE et ENRGETIQUE, « Bilan des Capacités d'Energies Renouvelables Installées en Algérie à Fin 2023 », 2023. [En ligne]. Disponible sur: https://www.cerefe.gov.dz/storage/138/Bilan-des-secteurs-jusqua-fin-2023_.pdf

[27] D. Hamiti et D. Bouzadi-daoud, « LES ENERGIES RENOUVELABLES EN ALGERIE : ASPIRATIONS ET OBSTACLES. », https://asjp.cerist.dz/en/article/153194.

[28] A. Crippa M., Guizzardi D., « GHG emissions of all world countries », Luxembourg, 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://data.europa.eu/doi/10.2760/4002897

[29] MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA QUALITE DE LA VIE, « Premier Rapport Biennal de Transparence (BTR1) », 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BTR1-Algérie-DZ.pdf

[30] Sonalgaz, « CHIFFRES CLES 2024 ». Consulté le: 28 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.sonelgaz.dz/fr#gallery

[31] D. IMENE, « Optimisation Des Performances Du Réseau Électrique de Distribution Par Des Méthodes Évolutionnaires », Université Mohamed Khider Biskra, 2023.

[32] K. Nadhir, « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée », Université de Batna, 2014.

[33] I. E. Commission, « IEC 60038: IEC Standard Voltages », Geneva, 2009.

[34] R. BADRI, « Amelioration de la stabilite des reseaux electrique par transformateurs dephaseur », UNIVERSITEBADJI MOKHTAR-ANNABA, 2016.

[35] O. Richardot, « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l ' aide de la Production Décentralisée », INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 2006.

[36] Sonalgaz, « Présentation de Sonelgaz Transport électricité et opérateur Système », 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.sonelgaz.dz/media/file/2952/presentation_de_stos_685d12364c9954.3328

1235.pdf

[37] T. Abdelhak, « Protection d'un Transformateur de Puissance », Université Mohamed Khider de Biskra, 2019.

[38] Sonalgaz, « Dossier Presse Projet d'interconnexion du réseau PIAT (Pole In Salah-Adrar-Timimoune), au RIN (Réseau Interconnecté National) », 2023. [En ligne]. Disponible sur: https://www.sonelgaz.dz/media/file/1795/dossier_presse_interconnexio_fr_64a6b2cb00b534.96641164.pdf

[39] M. Adham, S. Keene, et R. B. Bass, « Distributed Energy Resources : A Systematic Literature Review », vol. 13, nº January, p. 1980-1999, 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.01.026.

[40] S. Ademola, Y. Sun, et A. Sunday, « Heliyon Optimal placement of distributed generation to minimize power loss and improve voltage stability The International Council on Large Electric Systems », *Heliyon*, vol. 10, nº 21, p. e39298, 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e39298.

[41] N. Bakhta, « La production decentralisee », Université desSciences etde laTechnologie d'Oran-MohamedBoudiaf, 2017.

[42] C. Bono, M. Evans, E. Monnot, E. Neau, et G. Prime, « Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques », *La Rev. l'Énergie*, vol. 654, p. 49-66, 2021.

[43] Sustainability Directory, « Bidirectional Power Flow », Energy.sustainability-directory. Consulté le: 1 octobre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://energy.sustainability-directory.com/term/bidirectional-power-flow/

[44] L. Hülsmann;, T. Ackermann;, et J.-D. Schmidt, « International Good Practices in Renewable Distributed Generation », Bonn, 2023.

[45] B. Ekinci1; et A. B. Arsoy, « Power Quality Evaluation of Distributed Generation Systems », *TEPES TURKISH J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 1, nº 1, 12-18, 2021, p. 12-18, 2021, doi: 10.5152/tepes.2021.21003.

[46] A. S. Akinyem; et I. E. Davidson, « Impact of Renewable Energy Generation on Voltage Flicker with Dynamic Load Connected to Distribution Network », *Int. J. Appl. Eng. Res. ISSN*, vol. 14, nº 14, p. 3137-3145, 2019.

[47] A. Q. Al-shetwi, M. A. Hannan, K. Pin, M. Mansur, et T. M. I. Mahlia, « Grid-connected renewable energy sources : Review of the recent integration requirements and control methods », *J. Clean. Prod.*, vol. 253, p. 119831, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119831.

[48] N. Shrivastava, P. M. B. M, C. L. Reddy, M. Lavanya, et B. S. N. V Ramana, « Optimizing Smart Grids for Distributed Energy Resource Integration and Management », *J. Inf. Syst. Eng. Manag.*, vol. 10, nº 58, 2025.

[49] Siemens-energy, « SVC PLUS® (STATCOM) », Siemens-energy. Consulté le: 3 octobre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/svcplus.html

[50] M. Handa, « Modélisation, optimisation et simulation des réseaux de distribution d'électricité », Université de Picardie Jules Verne, 2021.

[51] M. Pesaran H.A, P. D. Huy, et V. K. Ramachandaramurthy, « A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, nº September 2015, p. 293-312, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.071.

[52] M. A. Abdelkader, M. A. Elshahed, et Z. H. Osman, « An analytical formula for multiple DGs allocations to reduce distribution system losses », *Alex Eng J*, vol. 58, nº 4, p. 1265-1280, déc. 2019, doi: 10.1016/j.aej.2019.10.009.

[53] S. Sannigrahi et P. Acharjee, « Maximization of system benefits with the optimal placement of DG and DSTATCOM considering load variations », *Procedia Comput. Sci.*, vol. 143, p. 694-701, 2018, doi: 10.1016/j.procs.2018.10.446.

[54] T. P. Nguyen et D. N. Vo, « A novel stochastic fractal search algorithm for optimal allocation of distributed generators in radial distribution systems », *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 70, p. 773-796, 2018, doi: 10.1016/j.asoc.2018.06.020.

[55] T. S. Tawfeek, A. H. Ahmed, et S. Hasan, « Analytical and particle swarm optimization algorithms for optimal allocation of four different distributed generation types in radial distribution networks », *Energy Procedia*, vol. 153, p. 86-94, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.10.030.

[56] Y. Wu, J. Liu, L. Wang, Y. An, et X. Zhang, « Distribution Network Reconfiguration Using Chaotic Particle Swarm Chicken Swarm Fusion Optimization Algorithm », *Energies 2023, Vol. 16, Page 7185*, vol. 16, nº 20, p. 7185, oct. 2023, doi: 10.3390/EN16207185.

[57] S. Sharma et A. R. Abhyankar, « Loss allocation of radial distribution system using Shapley value: A sequential approach », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 88, p. 33-41, 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.11.015.

[58] K. Vinothkumar et M. P. Selvan, « DG planning method for enhancement of voltage stability margin in distribution system », *PEDES 2012 - IEEE Int. Conf. Power Electron.*

*Drives Energy Syst.*, 2012, doi: 10.1109/PEDES.2012.6484414.

[59] M. R. Estabragh, M. Mohammadian, et M. Shafiee, « A novel approach for optimal allocation of distributed generations based on static voltage stability margin », *Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 20, nº SUPPL.1, p. 1044-1062, 2012, doi: 10.3906/elk-1101-1.

[60] M. Khasanov, S. Kamel, et H. Abdel-Mawgoud, « Minimizing Power Loss and Improving Voltage Stability in Distribution System Through Optimal Allocation of Distributed Generation Using Electrostatic Discharge Algorithm », *2019 21st Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2019 - Proc.*, nº December 2019, p. 354-359, 2019, doi: 10.1109/MEPCON47431.2019.9007943.

[61] A. M. M. I. N. H. Maria Zemzami Norelislam Elhami, « Application d'un modèle parallèle de la méthode PSO au problème de transport d'électricité », *Incert. fiabilité des systèmes multiphysiques*, vol. 1, nº Optimisation et Fiabilité, 2017, doi: 10.21494/ISTE.OP.2017.0127.

[62] Yann Cooren, « Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'optimisation par essaim particulaire - applications en génie médical et en électronique », UNIVERSITÉ PARIS 12 VAL DE MARNE, 2008.

[63] G. Abderrahmane, « Maîtrise et optimisation de la gestion énergétique en Algérie », Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, 2017.

[64] carmatec, « Les 5 principaux composants du SIG et leur importance ». Consulté le: 1 octobre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.carmatec.com/fr_fr/blog/les-5-principaux-composants-du-sig-et-leur-importance/#:~:text=Le matériel SIG fait référence aux appareils physiques nécessaires pour exécuter un logiciel SIG et stocker de grandes quantités de données spatiales. Cela

[65] B. Recioui, « Etude prospective de la récupération d ' énergie en Algérie », Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, 2017.

[66] S. Rahmouni, « Etude prospective de la transition énergétique et l ' impact environnemental en Algérie », Université Kasdi Merbah Ouargla, 2018.

[67] A. de l'Environnement et de la M. de l'Energie ADME, « GUIDE TECHNIQUE DE REALISATION PLANIFICATION ET PROGRAMMATION ÉNERGÉTIQUE TERRITORIALE », 2016.

[68] S. Belkhir, « Contribution à la maîtrise de la transition énergétique en Algérie Devant », Université Kasdi Merbah Ouargla Faculté, 2021.

[69] B. Settou *et al.*, « Geographic information-driven two-stage optimization model for

location decision of solar power plant: A case study of an Algerian municipality », *Sustain. Cities Soc.*, vol. 77, p. 103567, févr. 2022, doi: 10.1016/J.SCS.2021.103567.

[70] de l'aménagement et du logement Direction régionale de l'environnement, « Guide pour l ' identification des zones d ' accélération des énergies renouvelables ( ZAER ) », Préfet de la région Occitanie France, 2024.

[71] L. Zardo, M. Granceri Bradaschia, F. Musco, et D. Maragno, « Promoting an integrated planning for a sustainable upscale of renewable energy. A regional GIS-based comparison between ecosystem services tradeoff and policy constraints », *Renew. Energy*, vol. 217, nº October 2022, p. 119131, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.119131.

[72] P. D.-B. & P.-C. Díaz-Cuevas, « A. Integrating MCDM and GIS for renewable energy spatial models: assessing the individual and combined potential for wind, solar and biomass energy in Southern Spain », *Clean Techn Env. Policy*, vol. 21, p. 1855-1869, 2019, doi: https://doi.org/10.1007/s10098-019-01754-5.

[73] E. S. M. A. P. (ESMAP) Is, *Assessing and Mapping Renewable Energy*, 2e éd. Washington, 2021.

[74] R. McGhee, « GOMap: A Python-developed GIS opportunity mapping tool for renewable energy technologies », *SoftwareX*, vol. 23, p. 101511, 2023, doi: 10.1016/j.softx.2023.101511.

[75] Agence d'urbanisme développment et prospective, « PLANIFICATION ENERGETIQUE, DE QUOI PARLE-T-ON ? », Région de Reims France, 2020.

[76] A. D. Sakti *et al.*, « Spatial integration framework of solar, wind, and hydropower energy potential in Southeast Asia », *Sci. Rep.*, vol. 13, nº 1, p. 1-18, 2023, doi: 10.1038/s41598-022-25570-y.

[77] X. Zhang *et al.*, « Multiple spatial-temporal scales assessment of solar and wind resources potential integrating geospatial-technology-correlation indicators: A case study of Hunan Province », *Energy*, vol. 304, p. 132036, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132036.

[78] Energy directory, « gis in energy ». Consulté le: 1 octobre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://energy.sustainability-directory.com/term/gis-in-energy/

[79] F. Schlenker et S. Bosch, « Do citizens' perspectives matter? A comparison of formal planning and local preferences for the deployment of renewable energies », *J. Environ. Policy \& Plan.*, vol. 27, nº 3, p. 220-243, 2025, doi: 10.1080/1523908X.2024.2417001.

[80] H. Taherdoost et M. Madanchian, « Multi-Criteria Decision Making (MCDM) Methods and Concepts », *Encyclopedia*, vol. 3, nº 1, p. 77-87, 2023, doi:

10.3390/encyclopedia3010006.

[81] Z. Wang, S. R. Nabavi, et G. P. Rangaiah, « Multi-Criteria Decision Making in Chemical and Process Engineering: Methods, Progress, and Potential », *Processes*, vol. 12, nº 11, 2024, doi: 10.3390/pr12112532.

[82] N. Hashunao, B. A. Shimray, et H. Kashung, « A Review survey on MCDM Technique for usage in Site Selection of Renewable Energy », in *2024 IEEE 1st International Conference on Green Industrial Electronics and Sustainable Technologies (GIEST)*, 2024, p. 1-6. doi: 10.1109/GIEST62955.2024.10959835.

[83] M. Shao, Z. Han, J. Sun, C. Xiao, S. Zhang, et Y. Zhao, « A review of multi-criteria decision making applications for renewable energy site selection », *Renew. Energy*, vol. 157, p. 377-403, sept. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.137.

[84] B. Settou, N. Settou, A. Gouareh, B. Negrou, C. Mokhtara, et D. Messaoudi, « GIS-Based Method for Future Prospect of Energy Supply in Algerian Road Transport Sector Using Solar Roads Technology », *Energy Procedia*, vol. 162, p. 221-230, avr. 2019, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2019.04.024.

[85] M. Tahri, M. Hakdaoui, et M. Maanan, « The evaluation of solar farm locations applying Geographic Information System and Multi-Criteria Decision-Making methods: Case study in southern Morocco », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, p. 1354-1362, août 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.054.

[86] S. Rekik et S. El Alimi, « A GIS based MCDM modelling approach for evaluating large-scale solar PV installation in Tunisia », *Energy Reports*, vol. 11, p. 580-596, juin 2024, doi: 10.1016/J.EGYR.2023.12.018.

[87] G. Villacreses, J. Martínez-Gómez, D. Jijón, et M. Cordovez, « Geolocation of photovoltaic farms using Geographic Information Systems (GIS) with Multiple-criteria decision-making (MCDM) methods: Case of the Ecuadorian energy regulation », *Energy Reports*, vol. 8, p. 3526-3548, nov. 2022, doi: 10.1016/J.EGYR.2022.02.152.

[88] I. Ait Lahssaine *et al.*, « GIS-based multi-criteria approach for ranking suitable areas for the implementation of PV-Powered MCDI desalination plants in the Rheris Watershed, Southeast Morocco », *Sci. African*, vol. 26, p. e02396, déc. 2024, doi: 10.1016/J.SCIAF.2024.E02396.

[89] D. Messaoudi, N. Settou, B. Negrou, et B. Settou, « GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria », *Int. J. Hydrogen Energy*, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.10.099.

[90] M. Mokarram, M. J. Mokarram, M. Gitizadeh, T. Niknam, et J. Aghaei, « A novel

optimal placing of solar farms utilizing multi-criteria decision-making (MCDA) and feature selection », *J. Clean. Prod.*, vol. 261, p. 121098, juill. 2020, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2020.121098.

[91] B. Settou, N. Settou, A. Gouareh, B. Negrou, C. Mokhtara, et D. Messaoudi, « A high-resolution geographic information system-analytical hierarchy process-based method for solar PV power plant site selection: a case study Algeria », *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 23, nº 1, p. 219-234, janv. 2021, doi: 10.1007/S10098-020-01971-3/METRICS.

[92] C. López-Bravo, L. Mora-López, M. Sidrach-deCardona, et M. J. Márquez-Ballesteros, « A comprehensive analysis based on GIS-AHP to minimise the social and environmental impact of the installation of large-scale photovoltaic plants in south Spain », *Renew. Energy*, 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.120387.

[93] S. Wu, B. He, et X. Liu, « Improving the Best-Worst Method Based on Optimal Completion of Incomplete Pairwise Comparison Matrix », *IEEE Access*, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3224579.

[94] J. Rezaei, « Best-worst multi-criteria decision-making method », *Omega*, vol. 53, p. 49-57, 2015, doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.omega.2014.11.009.

[95] J. Rezaei, « Best-worst multi-criteria decision-making method : Some properties and a linear model $ », *Omega*, vol. 64, p. 126-130, 2016, doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.omega.2015.12.001.

[96] M. Ramezanzade, J. Saebi, H. Karimi, et A. Mostafaeipour, « A new hybrid decision-making framework to rank power supply systems for government organizations: A real case study », *Sustain. Energy Technol. Assessments*, 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100779.

[97] A. Alami Merrouni, F. Elwali Elalaoui, A. Mezrhab, A. Mezrhab, et A. Ghennioui, « Large scale PV sites selection by combining GIS and Analytical Hierarchy Process. Case study: Eastern Morocco », *Renew. Energy*, vol. 119, p. 863-873, avr. 2018, doi: 10.1016/J.RENENE.2017.10.044.

[98] A. Alami Merrouni, F. Elwali Elalaoui, A. Ghennioui, A. Mezrhab, et A. Mezrhab, « A GIS-AHP combination for the sites assessment of large-scale CSP plants with dry and wet cooling systems. Case study: Eastern Morocco », *Sol. Energy*, vol. 166, p. 2-12, mai 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.03.038.

[99] A. Maleki, F. Pourfayaz, H. Hafeznia, et M. A. Rosen, « A novel framework for optimal photovoltaic size and location in remote areas using a hybrid method: A case study of

eastern Iran », *Energy Convers. Manag.*, vol. 153, p. 129-143, déc. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.09.061.

[100] C. Perpiña Castillo, F. Batista e Silva, et C. Lavalle, « An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28 », *Energy Policy*, vol. 88, p. 86-99, janv. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.004.

[101] B. Recioui, N. Settou, A. Khalfi, A. Gouareh, S. Rahmouni, et R. Ghedamsi, « Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria », *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, 2016, doi: 10.1016/j.trd.2015.11.006.

[102] J. M. Sánchez-Lozano, M. S. García-Cascales, et M. T. Lamata, « Evaluation of suitable locations for the installation of solar thermoelectric power plants », *Comput. Ind. Eng.*, vol. 87, p. 343-355, juin 2015, doi: 10.1016/j.cie.2015.05.028.

[103] M. Tavana, F. J. Santos Arteaga, S. Mohammadi, et M. Alimohammadi, « A fuzzy multi-criteria spatial decision support system for solar farm location planning », *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, p. 93-105, déc. 2017, doi: 10.1016/j.esr.2017.09.003.

[104] OSM, « open street map ».

[105] A. Asakereh, M. Soleymani, et M. J. Sheikhdavoodi, « A GIS-based Fuzzy-AHP method for the evaluation of solar farms locations: Case study in Khuzestan province, Iran », *Sol. Energy*, vol. 155, p. 342-353, oct. 2017, doi: 10.1016/J.SOLENER.2017.05.075.

[106] USGS, « Earth Explorer », SRTM1.

[107] J. M. Sánchez-Lozano, C. Henggeler Antunes, M. S. García-Cascales, et L. C. Dias, « GIS-based photovoltaic solar farms site selection using ELECTRE-TRI: Evaluating the case for Torre Pacheco, Murcia, Southeast of Spain », *Renew. Energy*, vol. 66, p. 478-494, juin 2014, doi: 10.1016/J.RENENE.2013.12.038.

[108] S. Timmerberg, A. Sanna, M. Kaltschmitt, et M. Finkbeiner, « Renewable electricity targets in selected MENA countries – Assessment of available resources, generation costs and GHG emissions », *Energy Reports*, vol. 5, p. 1470-1487, nov. 2019, doi: 10.1016/j.egyr.2019.10.003.

[109] L. Messoudi, A. Gouareh, B. Settou, C. Mokhtara, et N. Settou, « Modeling and forecasting energy consumption in Algerian residential buildings using a bottom-up GIS approach », *Energy Build.*, vol. 317, p. 114370, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114370.

[110] IEA, « Global Energy & CO2 Status Report 2019 », Paris, 2019.

[111] Algerian Ministry of Energy, « Bilan Energétique National 2017 », 2018.

[112] A. R. Sagor *et al.*, « Optimal sizing of islanded microgrid using pelican optimization

algorithm for Kutubdia Island of Bangladesh », *Electr. Power Syst. Res.*, 2025, doi: 10.1016/j.epsr.2024.111088.

[113] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, et D. Habibi, « Optimal placement of distributed energy storage systems in distribution networks using artificial bee colony algorithm », *Appl. Energy*, vol. 232, nº April, p. 212-228, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.07.100.

[114] J. A. Sneha et K. Kumar, « Optimal Placement of Different Types of Dg Sources in Distribution Networks Using Pso Algorithm and Differential Evolution », *IOSR J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 9, nº 4, p. 41-45, 2014, doi: 10.9790/1676-09454145.

[115] E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, et A. Y. Abdelaziz, « Ant Lion Optimization Algorithm for optimal location and sizing of renewable distributed generations », *Renew. Energy*, vol. 101, p. 1311-1324, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.09.023.

[116] D. P. R. P., V. R. V.C., et G. M. T., « Ant Lion optimization algorithm for optimal sizing of renewable energy resources for loss reduction in distribution systems », *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, nº 3, p. 663-680, 2018, doi: 10.1016/j.jesit.2017.06.001.

[117] A. M. El-Zonkoly, « Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimization », *Swarm Evol. Comput.*, vol. 1, nº 1, p. 50-59, 2011, doi: 10.1016/j.swevo.2011.02.003.

[118] H. P. C, K. Subbaramaiah, et P. Sujatha, « Optimal DG unit placement in distribution networks by multi-objective whale optimization algorithm & its techno-economic analysis », *Electr. Power Syst. Res.*, 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108869.

[119] H. Gao, R. Diao, Y. Zhong, R. Zeng, Q. Wu, et S. Jin, « Optimal allocation of distributed generation in active distribution power network considering HELM-based stability index », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109508.

[120] J. J. A. Saldanha, A. Nied, R. Trentini, et R. Kutzner, « AI-based optimal allocation of BESS, EV charging station and DG in distribution network for losses reduction and peak load shaving », *Electr. Power Syst. Res.*, 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110554.

[121] A. Jalili et B. Taheri, « Optimal Sizing and Sitting of Distributed Generations in Power Distribution Networks Using Firefly Algorithm », *Technol. Econ. Smart Grids Sustain. Energy*, vol. 5, nº 1, p. 1-14, déc. 2020, doi: 10.1007/S40866-020-00081-9/FIGURES/18.

[122] M. I. Akbar, S. A. A. Kazmi, O. Alrumayh, Z. A. Khan, A. Altamimi, et M. M. Malik, « A Novel Hybrid Optimization-Based Algorithm for the Single and Multi-Objective Achievement with Optimal DG Allocations in Distribution Networks », *IEEE Access*,

vol. 10, p. 25669-25687, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3155484.

[123] S. Kumar, K. K. Mandal, et N. Chakraborty, « Optimal DG placement by multi-objective opposition based chaotic differential evolution for techno-economic analysis », *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 78, p. 70-83, 2019, doi: 10.1016/j.asoc.2019.02.013.

[124] K. M. Nitin Singh, Smarajit Ghosh, « Optimal Sizing and Placement of DG in a Radial Distribution Network using Sensitivity based methods », *Int. Electr. Eng. J.*, vol. 6, n° July, p. 1727-1734, 2015.

[125] M. P. Lalitha, V. C. V. Reddy, et V. Usha, « Optimal DG placement for minimum real power loss in radial distribution systems using PSO », *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 13, n° 2, p. 107-116, 2010.

[126] V. Ravikumar Pandi, H. H. Zeineldin, et W. Xiao, « Determining optimal location and size of distributed generation resources considering harmonic and protection coordination limits », *IEEE Trans. Power Syst.*, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2209687.

[127] M. J. Hadidian-Moghaddam, S. Arabi-Nowdeh, M. Bigdeli, et D. Azizian, « A multi-objective optimal sizing and siting of distributed generation using ant lion optimization technique », *Ain Shams Eng. J.*, vol. 9, n° 4, p. 2101-2109, 2018, doi: 10.1016/j.asej.2017.03.001.

[128] Q. Cao, H. Wang, Z. Hui, et L. Chen, « Optimal Location and Sizing of Multi-Resource Distributed Generator Based on Multi-Objective Artificial Bee Colony Algorithm », *Energy Eng. J. Assoc. Energy Eng.*, 2024, doi: 10.32604/ee.2023.042702.

[129] S. Ravindran et T. A. A. Victoire, « A bio-geography-based algorithm for optimal siting and sizing of distributed generators with an effective power factor model », *Comput. Electr. Eng.*, vol. 72, p. 482-501, 2018, doi: 10.1016/j.compeleceng.2018.10.010.

[130] S. Saravanamutthukumaran et N. Kumarappan, « Sizing and siting of Distribution Generator for different loads using firefly algorithm », *IEEE-International Conf. Adv. Eng. Sci. Manag. ICAESM-2012*, p. 800-803, 2012.

[131] S. Sultana et P. K. Roy, « Oppositional krill herd algorithm for optimal location of distributed generator in radial distribution system », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, p. 182-191, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.04.021.

[132] Y. Ghazagh Jahed, S. Y. Mousazadeh Mousavi, et S. Golestan, « Optimal sizing and siting of distributed generation systems incorporating reactive power tariffs via water flow optimization », *Electr. Power Syst. Res.*, 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110278.

[133] S. Kansal, V. Kumar, et B. Tyagi, « Optimal placement of different type of DG sources

in distribution networks », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, nº 1, p. 752-760, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.05.040.

[134] D. Rama Prabha, T. Jayabarathi, R. Umamageswari, et S. Saranya, « Optimal location and sizing of distributed generation unit using intelligent water drop algorithm », *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 11, p. 106-113, 2015, doi: 10.1016/j.seta.2015.07.003.

[135] G. Srinivasan et S. Visalakshi, « Application of AGPSO for Power loss minimization in Radial Distribution Network via DG units, Capacitors and NR », *Energy Procedia*, vol. 117, p. 190-200, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.05.122.

[136] U. Sultana, A. B. Khairuddin, M. M. Aman, A. S. Mokhtar, et N. Zareen, « A review of optimum DG placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system », 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.056.

[137] S. Rekik et S. El Alimi, « A spatial perspective on renewable energy optimization: Case study of southern Tunisia Using GIS and multicriteria decision making », *Energy Explor. Exploit.*, vol. 42, nº 1, p. 265-291, 2024, doi: 10.1177/01445987231210962.

[138] H. Z. Al Garni et A. Awasthi, « Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia », *Appl. Energy*, vol. 206, p. 1225-1240, nov. 2017, doi: 10.1016/J.APENERGY.2017.10.024.

[139] A. Aly, S. S. Jensen, et A. B. Pedersen, « Solar power potential of Tanzania: Identifying CSP and PV hot spots through a GIS multicriteria decision making analysis », *Renew. Energy*, vol. 113, p. 159-175, déc. 2017, doi: 10.1016/J.RENENE.2017.05.077.

[140] B. Haddad, A. Liazid, et P. Ferreira, « A multi-criteria approach to rank renewables for the Algerian electricity system », *Renew. Energy*, vol. 107, p. 462-472, juill. 2017, doi: 10.1016/J.RENENE.2017.01.035.

[141] J. R. S. Doorga, S. D. D. V. Rughooputh, et R. Boojhawon, « Multi-criteria GIS-based modelling technique for identifying potential solar farm sites: A case study in Mauritius », *Renew. Energy*, p. 1201-1219, avr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.08.105.

[142] O. N. Mensour, B. El Ghazzani, B. Hlimi, et A. Ihlal, « A geographical information system-based multi-criteria method for the evaluation of solar farms locations: A case study in Souss-Massa area, southern Morocco », *Energy*, vol. 182, p. 900-919, sept. 2019, doi: 10.1016/J.ENERGY.2019.06.063.

[143] S. Ozdemir et G. Sahin, « Multi-criteria decision-making in the location selection for a solar PV power plant using AHP », *Measurement*, vol. 129, p. 218-226, déc. 2018, doi:

10.1016/J.MEASUREMENT.2018.07.020.

[144] H. S. Ruiz, A. Sunarso, K. Ibrahim-Bathis, S. A. Murti, et I. Budiarto, « GIS-AHP Multi Criteria Decision Analysis for the optimal location of solar energy plants at Indonesia », *Energy Reports*, vol. 6, p. 3249-3263, nov. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.11.198.

[145] E. Clementini, R. Patrizi, M. Santic, et C. Villante, « A GeoSpatial Information System for Photovoltaic Plants Development and Monitoring », *Int. Arch. Photogramm. Remote Sens. Spat. Inf. Sci.*, vol. XLVIII-4-W, nº 4/W10-2024, p. 45-50, mai 2024, doi: 10.5194/ISPRS-ARCHIVES-XLVIII-4-W10-2024-45-2024.

[146] S. Dere, E. Elçin Günay, U. Kula, et G. E. Kremer, « Assessing agrivoltaics potential in Türkiye – A geographical information system (GIS)-based fuzzy multi-criteria decision making (MCDM) approach », *Comput. Ind. Eng.*, vol. 197, p. 110598, nov. 2024, doi: 10.1016/J.CIE.2024.110598.

[147] L. Albraheem et L. Alabdulkarim, « Geospatial analysis of solar energy in riyadh using a GIS-AHP-bASED tECHNIQUE », *ISPRS Int. J. Geo-Information*, vol. 10, nº 5, 2021, doi: 10.3390/ijgi10050291.

[148] B. Elboshy, M. Alwetaishi, R. M. H. Aly, et A. S. Zalhaf, « A suitability mapping for the PV solar farms in Egypt based on GIS-AHP to optimize multi-criteria feasibility », *Ain Shams Eng. J.*, vol. 13, nº 3, p. 101618, mai 2022, doi: 10.1016/J.ASEJ.2021.10.013.

[149] A. Almasad, G. Pavlak, T. Alquthami, et S. Kumara, « Site suitability analysis for implementing solar PV power plants using GIS and fuzzy MCDM based approach », *Sol. Energy*, vol. 249, p. 642-650, janv. 2023, doi: 10.1016/J.SOLENER.2022.11.046.

[150] A. Demir, A. E. Dinçer, et K. Yılmaz, « A novel method for the site selection of large-scale PV farms by using AHP and GIS: A case study in İzmir, Türkiye », *Sol. Energy*, vol. 259, p. 235-245, juill. 2023, doi: 10.1016/J.SOLENER.2023.05.031.

[151] S. Xie, X. Wang, C. Qu, X. Wang, et J. Guo, « Impacts of different wind speed simulation methods on conditional reliability indices », *Int. Trans. Electr. energy Syst.*, vol. 20, p. 1-6, 2013, doi: 10.1002/etep.

[152] I. Keroglou et T. Tsoutsos, « Optimal siting of solar desalination plants in Crete, Greece employing a GIS/MCDM approach », *Renew. Energy*, vol. 224, p. 120168, avr. 2024, doi: 10.1016/J.RENENE.2024.120168.

[153] J. Yifan, Z. Li, W. Jianghua, et W. Meng, « Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on parameterization and multi criteria decision-making (MCDM): A case study and new methodological approach », *Energy Sustain. Dev.*, vol. 83, p. 101585, déc. 2024, doi: 10.1016/J.ESD.2024.101585.

[154] A. Gouareh, B. Settou, et N. Settou, « A new geographical information system approach based on best worst method and analytic hierarchy process for site suitability and technical potential evaluation for large-scale CSP on-grid plant: An application for Algeria territory », *Energy Convers. Manag.*, vol. 235, p. 113963, mai 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113963.

[155] M. A. Günen, « A comprehensive framework based on GIS-AHP for the installation of solar PV farms in Kahramanmaraş, Turkey », *Renew. Energy*, vol. 178, p. 212-225, nov. 2021, doi: 10.1016/J.RENENE.2021.06.078.

[156] F. Karipoğlu, S. Ozturk, et B. Efe, « A GIS-based FAHP and FEDAS analysis framework for suitable site selection of a hybrid offshore wind and solar power plant », *Energy Sustain. Dev.*, vol. 77, nº June, 2023, doi: 10.1016/j.esd.2023.101349.

[157] O. Jbaihi, F. Z. Ouchani, A. Ghennioui, M. Ferfra, et M. Cherkaoui, « Technical potential appraisal and optimal site screening comparing AHP and fuzzy AHP methods for large-scale CSP plants: A GIS-MCDM approach in Morocco », *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 68, p. 103877, août 2024, doi: 10.1016/J.SETA.2024.103877.

[158] O. Jbaihi, F. zahra Ouchani, A. Alami Merrouni, M. Cherkaoui, A. Ghennioui, et M. Maaroufi, « An AHP-GIS based site suitability analysis for integrating large-scale hybrid CSP+PV plants in Morocco: An approach to address the intermittency of solar energy », *J. Clean. Prod.*, vol. 369, p. 133250, oct. 2022, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2022.133250.

[159] R. F. Asrami, A. Sohani, H. Sayyaadi, et M. H. Moradi, « Geographical information system as an approach for PV power plants allocation with 3E criteria », *Sol. Energy*, vol. 264, nov. 2023, doi: 10.1016/J.SOLENER.2023.111966.

[160] R. Saeidi, Y. Noorollahi, J. Aghaz, et S. Chang, « FUZZY-TOPSIS method for defining optimal parameters and finding suitable sites for PV power plants », *Energy*, vol. 282, p. 128556, nov. 2023, doi: 10.1016/J.ENERGY.2023.128556.

[161] S. K. Saraswat, A. K. Digalwar, S. S. Yadav, et G. Kumar, « MCDM and GIS based modelling technique for assessment of solar and wind farm locations in India », *Renew. Energy*, vol. 169, p. 865-884, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.01.056.

[162] Y. Halimi, S. Halimi, Z. Bouzid, et N. Ghellai, « Spatially-optimized photovoltaic site selection in Algeria: Assessing solar potential using high-resolution data, GIS, and multicriteria analysis », *Energy Convers. Manag.*, vol. 323, p. 119176, janv. 2025, doi: 10.1016/j.enconman.2024.119176.

[163] Z. N. Shehab, R. M. Faisal, et S. W. Ahmed, « Multi-criteria decision making (MCDM) approach for identifying optimal solar farm locations: A multi-technique comparative

analysis », *Renew. Energy*, vol. 237, p. 121787, déc. 2024, doi: 10.1016/J.RENENE.2024.121787.

[164] G. Rediske, J. C. M. Siluk, L. Michels, P. D. Rigo, C. B. Rosa, et G. Cugler, « Multi-criteria decision-making model for assessment of large photovoltaic farms in Brazil », *Energy*, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117167.

[165] K. Aghaloo, T. Ali, Y. R. Chiu, et A. Sharifi, « Optimal site selection for the solar-wind hybrid renewable energy systems in Bangladesh using an integrated GIS-based BWM-fuzzy logic method », *Energy Convers. Manag.*, 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.116899.

[166] A. Hashemizadeh, Y. Ju, et P. Dong, « A combined geographical information system and Best–Worst Method approach for site selection for photovoltaic power plant projects », *Int. J. Environ. Sci. Technol.*, vol. 17, nº 4, p. 2027-2042, 2020, doi: 10.1007/s13762-019-02598-8.

[167] Z. Konurhan, M. Yucesan, et M. Gul, « A GIS-Based BWM Approach for the Location Selection of Solar Power Plant in Tunceli Province (Turkey) », in *Lecture Notes in Operations Research*, vol. Part F3788, Springer Nature, 2023, p. 87-102. doi: 10.1007/978-3-031-24816-0_8.

[168] J. E. Tafula, C. D. Justo, P. Moura, J. Mendes, et A. Soares, « Multicriteria Decision-Making Approach for Optimum Site Selection for Off-Grid Solar Photovoltaic Microgrids in Mozambique », *Energies*, 2023, doi: 10.3390/en16062894.

# ANNEXES

Tableau A1 Synthèse des techniques d'optimisation pour le placement et le dimensionnement de la génération distribuée dans les réseaux électriques de distribution

| Référence | Méthode d'optimisation | Objectifs principaux | Types de GED | Réseau test |
|---|---|---|---|---|
| [53] | Algorithme d'Optimisation par Arbre Enraciné (RTO) (Rooted Tree Optimization) | Maximisation du profil de tension, réduction des pertes, réduction de la pollution | PV / Condensateurs | Système IEEE 33 nœuds |
| [52] | Formule Analytique (AF) | Réduction des pertes de puissance système | PV/Éolienne | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [56] | Optimisation Fusionnée Chaotique Essaim Particulaire-Poulet | Reconfiguration optimale des réseaux avec GED | Éolienne | Systèmes IEEE 33 et 137 nœuds |
| [57] | Méthode Séquentielle de Valeur de Shapley (SSV) | Allocation équitable des pertes de puissance | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes radiaux 17, 24 et 69 nœuds |
| [54] | Algorithme de Recherche Fractale Stochastique (SFSA) | Minimisation des pertes actives, amélioration du profil de tension, stabilité | PV/Éolienne | Systèmes IEEE 33, 69 et 118 nœuds |
| [55] | Algorithmes Analytiques et PSO | Minimisation des pertes de puissance active totale | PV/Éolienne/ Condensateurs | Système radial IEEE 41 nœuds |
| [112] | Algorithme d'Optimisation Pélican (POA) | Minimisation du coût du cycle de vie, coût de l'énergie, émissions | PV/Éolienne/ BESS | Micro-réseau de l'île Kutubdia |
| [113] | Algorithme de Colonie d'Abeilles Artificielles (ABC) | Réduction des pertes ligne, amélioration du profil de tension, minimisation du chargement | PV/Éolienne | Système IEEE-33 nœuds |
| [114] | PSO et DE | Placement optimal des GED pour la réduction des pertes | PV/Éolienne | Système IEEE-33 nœuds |
| [115] | ALO | Localisation et dimensionnement optimal des GED renouvelables | PV/Éolienne | Systèmes IEEE-33 et 69 nœuds |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| [116] | ALO | Dimensionnement optimal des GED pour réduction des pertes et amélioration de la tension | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 15, 33, 69 et 85 nœuds |
| [117] | PSO | Minimisation des pertes de puissance et amélioration des profils de tension | PV/Éolienne | Systèmes IEEE 38 nœuds radial, 30 nœuds maillé |
| [118] | MOWOA | Optimisation technico-économique pour réduction des pertes et des coûts | PV/Éolienne | Systèmes IEEE-33 et 69 nœuds |
| [119] | Méthode de l'écoulement de puissance par Embedding Holomorphe (HELM) | Optimisation de l'allocation des GED pour stabilité de tension, coût et réduction des pertes | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [120] | Algorithme Génétique à Codage Réel (IA-based) | Allocation optimale de BESS, stations de charge VE et GED pour réduction des pertes et lissage de pointe | BESS/Chargeurs VE/PV | Réseau de distribution réel |
| [121] | FA | Minimisation des pertes de puissance et amélioration de la stabilité de tension | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [122] | Optimisateur Loup Gris Amélioré et PSO (I-GWOPSO) | Minimisation des pertes de puissance et amélioration de la stabilité de tension | GED multi-types PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [123] | Évolution Différentielle Chaotique Multi-Objectifs à Base d'Opposition (MOCDE) | Minimisation des pertes de puissance, déviation de tension et perte économique annuelle | PV | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [124] | Méthodes basées sur la Sensibilité | Minimisation des pertes de puissance et déviation de tension | PV/Éolienne | Système IEEE 33 nœuds |
| [125] | PSO | Minimisation des pertes de puissance active dans les systèmes radiaux | PV | Système IEEE 33 nœuds |
| [126] | Programmation Non Linéaire (NLP) | Maximisation de la pénétration des GED | PV | Système IEEE 30 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | considérant la distorsion harmonique et coordination protection | | nœuds maillé |
| [127] | ALO | Optimisation multi-objectifs pour réduction pertes, amélioration profil tension, fiabilité | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [128] | Colonie d'Abeilles Artificielles Multi-Objectifs (MOABC) | Minimisation coûts cycle vie, réduction pertes, amélioration stabilité tension | PV/Éolienne/ Pile à combustible/ Micro-turbine gaz | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [129] | Optimisation Basée sur la Biogéographie (BBO) | Réduction pertes et amélioration profils tension avec modèle facteur puissance efficace | PV/Éolienne | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [130] | FA | Minimisation pertes puissance active/réactive et amélioration profils tension | PV/Éolienne/ Condensateurs | Système IEEE 38 nœuds |
| [131] | Algorithme du Troupeau de Krills Oppositionnel (OKHA) | Minimisation perte d'énergie annuelle | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 33, 69 et 118 nœuds |
| [132] | Optimisation par Écoulement d'Eau (WFO) | Minimisation pertes économiques annuelles, pertes puissance active/réactive, stabilité tension | Éolienne | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [133] | PSO | Minimisation pertes de puissance par placement optimal GED | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 33 et 69 nœuds |
| [134] | Algorithme des Gouttes d'Eau Intelligentes (IWD) | Minimisation pertes de puissance dans réseaux radiaux | PV/Éolienne/ Condensateurs | Systèmes IEEE 10, 33 et 69 nœuds |
| [135] | Optimisation Autonome Groupe Essaim Particulaire (AGPSO) | Minimisation pertes de puissance avec GED, condensateurs et reconfiguration réseau | PV/Éolienne/ Condensateurs | Système IEEE-69 nœuds |
| [136] | Algorithme du Troupeau de Krills | Placement optimal GED dans système radial pour minimiser pertes | PV/Éolienne | Systèmes IEEE 33, 69 et 118 nœuds |

Tableau A2 Synthèse Complète des Techniques MCDM pour la Sélection de Sites d'Énergies Renouvelables

| Référence | Technique MCDM | Type d'Énergie | Zone d'Étude | Nombre de Critères |
|---|---|---|---|---|
| [85] | AHP | PV | Sud du Maroc | 7 |
| [84] | Méthode basée SIG | Routes solaires | Route E-O, Algérie | 3 |
| [69] | MCDM, Optimisation BFS | PV | N'goussa, Algérie | 6 |
| [86] | AHP, MCDA | PV/Éolien/CSP | Turquie | 11 |
| [88] | AHP, MCDI | PV | Bassin de Rheris, Maroc | 8 |
| [137] | FAHP | PV | Tunisie | 11 |
| [87] | AHP, Méthodes MCDM variées | PV | Équateur | 9 |
| [138] | AHP | PV | Arabie Saoudite | 7 |
| [139] | AHP | CSP/PV | Tanzanie | 8 |
| [105] | Fuzzy-AHP | PV | Khuzestan, Iran | 12 |
| [140]( | AHP | PV/Éolien/Biomasse | Algérie | 13 |
| [141] | AHP | PV | Maurice | 8 |
| [142] | AHP | PV | Souss-Massa, Maroc | 9 |
| [90] | Fuzzy-AHP, Fuzzy-ANP | PV | Province de Fars, Iran | 11 |
| [143] | AHP | PV | Turquie | 5 |
| [144] | AHP | PV | Kalimantan Ouest, Indonésie | 9 |
| [145] | MCDM | PV | Italie | 4 |
| [146] | FAHP, MCDM | Agrivoltaïque | Turquie | 9 |
| [147] | AHP, MCDM | PV | Riyad, Arabie Saoudite | 8 |
| [148] | AHP, MCDM | PV | Égypte | 10 |
| [149] | FAHP, MCDM | PV | Arabie Saoudite | 12 |
| ([150] | AHP, OBSG | PV | Izmir, Turquie | 6 |
| [151] | AHP, TOPSIS, MCDM | PV | Vietnam | 8 |
| [152] | MCDM | Dessalement solaire | Crète, Grèce | 14 |
| [153] | AHP, TOPSIS, MCDM | PV | Chine | 4 |
| [154] | AHP, MCDM | PV/CSP | Ningxia, Chine | 10 |
| [155] | AHP, MCDM | PV | Kahramanmaras, Turquie | 14 |
| [156] | FAHP, FEDAS | Éolien offshore/PV | Baie d'Iskenderun, Turquie | 12 |
| [157] | AHP, Fuzzy-AHP, MCDM | CSP à grande échelle | Maroc | 8 |
| [158] | AHP | CSP/PV hybride | Maroc | 10 |
| [159] | MCDM, TOPSIS, Analyse technico-économique | PV | Iran | 10 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| [160] | Fuzzy TOPSIS, MCDM | PV | Ghiyeh Naserieh, Iran | 13 |
| [161] | AHP, MCDM | PV/Éolien | Inde | 13/12 |
| [162] | AHP, MCDM, MNE | PV | Algérie | 5 |
| [163] | AHP, MCDM | PV | Erbil, Irak | 9 |
| [164] | AHP-TOPSIS, MCDM | PV | Brésil | Non spécifié |
| [165] | BWM, Logique floue | PV/Éolien | Bangladesh | 4 |
| [166] | BWM | PV | Pékin, Chine | 7 |
| [167] | BWM | PV | Province de Tunceli, Turquie | 16 |
| [168] | AHP | PV | Mozambique | 19 |
| [154] | AHP, BWM | PV | Algérie | 7 |
| [92] | AHP, MCDM | PV | Espagne | 3 |

**ملخص**

تقدم هذه الأطروحة منهجية متكاملة لتحسين تصميم محطات الطاقة الشمسية الكهروضوئية اللامركزية في الجزائر. في مواجهة الإمكانات الاستثنائية للطاقة الشمسية في البلاد واعتمادها المستمر على المواد البيترولية، يطور هذا العمل نهجاً شاملاً يجمع بين التحليل التقني للشبكة) طرق(LSF/VSI ، والتحسين بسرب الجسيمات(PSO) ، والتحليل المكاني متعدد المعايير .(GIS-BWM) عند تطبيقها على شبكة نقوسة، تثبت المنهجية فعاليتها من خلال تحقيق انخفاض كبير في فقدان الطاقة النشطة، وتحسن ملحوظ في ملف الجهد، وتحديد مواقع التركيب المثلى. تؤكد التحليلات الاقتصادية جدوى الحلول المقترحة، والتي تساهم أيضاً في خفض انبعاثات ثاني أكسيد الكربون. يوفر هذا البحث إطاراً عملياً لاتخاذ القرارات لدعم التحول الطاقوي في الجزائر نحو نظام كهربائي أكثر مرونة واستدامة.

**الكلمات المفتاحية :**التحول الطاقوي، التوليد اللامركزي للكهرباء، شبكات التوزيع الكهربائي، نظم المعلومات الجغرافية، اتخاذ القرار متعدد المعايير، طريقة الأفضل-الأسوأ، التحسين بسرب الجسيمات، مؤشر استقرار الجهد، عامل الحساسية للفقدان، نقوسة - الجزائر، تقليل فقدان الطاقة، التخطيط الطاقوي، التنمية المستدامة

## Abstract

This thesis proposes an integrated methodology for optimizing the design of decentralized photovoltaic power stations in Algeria. Confronting the country's exceptional solar potential and its persistent dependence on hydrocarbons, this work develops a holistic approach combining technical network analysis (LSF/VSI methods), particle swarm optimization (PSO), and multicriteria spatial analysis (GIS-BWM). Applied to the N'Goussa network, the methodology demonstrates its effectiveness with a significant reduction in active power losses, a substantial improvement in the voltage profile, and the identification of optimal installation sites. Economic analyses confirm the viability of the proposed solutions, which also contribute to reducing $CO_2$ emissions. This research provides an operational decision-making framework to support Algeria's energy transition towards a more resilient and sustainable electrical system.

**Keywords:** Energy transition, DG, Electrical distribution networks, , MCDM (, BWM, PSO, VSI, LSF, N'Goussa - Algeria, Energy loss reduction, Energy planning, Sustainable development

## Résumé

Cette thèse propose une méthodologie intégrée pour optimiser la conception de stations photovoltaïques décentralisées en Algérie. Face au potentiel solaire exceptionnel du pays et à sa dépendance persistante aux hydrocarbures, ce travail développe une approche holistique combinant analyse technique du réseau (méthodes LSF/VSI), optimisation par essaims particulaires (PSO) et analyse spatiale multicritère (SIG-BWM). Appliquée au réseau de N'Goussa, la méthodologie démontre son efficacité avec une réduction significative des pertes actives, une amélioration substantielle du profil de tension et l'identification de sites d'implantation optimaux. Les analyses économiques confirment la viabilité des solutions proposées, qui contribuent également à la réduction des émissions de $CO_2$. Cette recherche fournit un cadre décisionnel opérationnel pour accompagner la transition énergétique algérienne vers un système électrique plus résilient et durable.

**Mots-clés :** Transition énergétique, GED, Réseaux de distribution électrique, SIG, MCDM, BWM, PSO, VSI, LSF, N'Goussa-Algérie, Réduction des pertes d'énergie, Planification énergétique, Développement durable