



République du Sénégal
.....
Un Peuple - Un But - Une Foi

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE,
DU PÉTROLE ET DES MINES

*« Elaboration d'un Plan
d'investissement de la Transition
énergétique juste (JET) au Sénégal »*

Livrable L4
Plan d'Investissement de la Transition
Energétique du Sénégal – V.1.

**LIVRABLE 4 « Plan d'Investissement de la Transition énergétique juste
V.1.»**

Date	Statut	Auteur	Description	Vérifié par	Approuvé par
05/02/2025	Version initiale	ENERCAP	Pour revue du Client	François BESSON	Alexandre VIAL
21/03/2025	Version révisée – v2	ENERCAP	Pour revue du Client	François BESSON	Alexandre VIAL
04/04/2025	Version révisée – v3	ENERCAP	Pour revue du Client	François BESSON	Alexandre VIAL
09/05/2025	Version révisée – v4	ENERCAP	Pour revue du Client	François BESSON	Alexandre VIAL
28/05/2024	Version révisée – v5	ENERCAP	Pour revue du Client	François BESSON	Alexandre VIAL



SOMMAIRE

SOMMAIRE	4
GLOSSAIRE	16
0. SYNTHÈSE	18
0.1. OBJECTIFS DU PLAN D'INVESTISSEMENT ET APPROCHE METHODOLOGIQUE	18
0.1.1. Les 4 piliers du rapport L4	18
0.1.2. L'approche méthodologique :	19
0.1.3. Le partenariat JETP	21
0.1.4. La Stratégie Nationale de Développement	21
0.2. ETAT DES LIEUX DU SECTEUR ENERGETIQUE AU SENEGAL.....	22
0.3. ETAT DES LIEUX DU CADRE REGLEMENTAIRE DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE	23
0.3.1. Liste des principaux textes applicables au secteur de l'électricité	23
0.3.2. Réformes en cours	25
0.4. APERÇU DE LA STRATEGIE ET DES PROGRAMMES.....	27
0.4.1. Les axes d'orientation stratégique de la transition énergétique	27
0.4.2. Synthèse des objectifs et de la stratégie par axe d'orientation stratégique	28
0.5. CHRONOGRAMME DES BESOINS EN INVESTISSEMENT	33
0.5.1. Priorisation des axes d'orientation stratégique	33
0.5.2. Priorisation des programmes et projets	33
0.5.3. Identification des Projets « Quick Win »	33
0.5.4. Chronogramme des investissements par programme	35
0.5.5. Détail des sources des programmes et des besoins en investissement	38
0.5.6. Projets évalués par Axe d'orientation Stratégique	41
0.5.7. Allocation prospective des ressources – Projets « Quick Wins »	45
0.6. IDENTIFICATION ET PROPOSITION DE MITIGATION DES RISQUES PRINCIPAUX DE LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN D'INVESTISSEMENT	47
0.7. FOCUS AXE STRATEGIQUE 1 : OBJECTIF DE 40% DE PUISSANCE INSTALLEE RENOUVELABLE EN 2030	49
0.7.1. Trajectoire du mix énergétique	49
0.7.2. QW1 /QW2 / QW3 – 3 projets solaires PV avec une structuration différente.....	50
0.7.2.1. Une approche optimisée pour réduire les coûts, maximiser le made in Sénégal et créer des emplois ...	51
0.7.2.2. QW1 : Le Projet : EPC F (JETP1 / JETP2) 100 MW PV+ BESS 60 MW /180 MWh	53
0.7.2.3. QW2 : Le Projet IPP « Champions Nationaux » 100 MW PV + BESS 60 MW /180 MWh.....	53
0.7.2.4. QW3 : Le Projet IPP « Leral » 100 MW PV + BESS 60MW/180MWh.....	54
0.7.2.5. Synthèse comparative des 3 solutions solaires.....	55
0.7.3. Coût du kWh projeté.....	56
0.7.4. QW8 – Etude de Stabilité du réseau et des besoins en stockage	56
0.8. FOCUS SUR AXE STRATEGIQUE 2 - ACCES UNIVERSEL ET DURABLE A L'ELECTRICITE.....	57
0.8.1. Enjeux, objectifs et trajectoire pour l'accès universel à l'électricité	57
0.8.2. QW4 : Quick Win Axe Stratégique 2	57
0.9. FOCUS SUR AXE STRATEGIQUE 3 - ACCELERATION DE LA DIFFUSION DE COMBUSTIBLES DOMESTIQUES MODERNES	58
0.9.1. Enjeux, objectifs et stratégie pour la diffusion de modes de cuisson propre	58
0.9.2. QW6 : Quick Win Axe Stratégique 3	58
0.10. FOCUS SUR AXE STRATEGIQUE 4 - MAITRISE DE LA DEMANDE DES SECTEURS PUBLIC ET RESIDENTIEL	59
0.10.1. QW5 : Quick Win Axe Stratégique 4.....	59
0.11. FOCUS SUR AXE STRATEGIQUE 5 - : EFFICACITE ENERGETIQUE DES INDUSTRIES MINIERES ET AUTRES INDUSTRIES.....	60
0.12. FOCUS SUR AXE STRATEGIQUE 6 – DEVELOPPEMENT DE LA MOBILITE VERTE	60
0.12.1. Enjeux, objectifs et stratégie pour la diffusion de modes de cuisson propre.....	60

0.12.2. QW7 : Quick Win Axe Stratégique 6.....	60
0.13. FOCUS SUR AXE STRATEGIQUE 7 - DEVELOPPEMENT DE NOUVELLES INDUSTRIES VERTES.....	61
0.14. FOCUS SUR AXE STRATEGIQUE 8 - ENERGIE COMME LEVIER DE DEVELOPPEMENT DURABLE - NEXUS EAU-ENERGIE- AGRICULTURE.....	61
0.14.1. QW7 : Quick Win Axe Stratégique 8.....	61
0.15. MOBILISATION DU SECTEUR PRIVE SENEGALAIS.....	62
0.16. LA DIMENSION EQUITE – JUSTICE.....	63
0.17. APERÇU ET PRIORISATION DES PROJETS REÇUS.....	65
1. INTRODUCTION.....	67
1.1. LA TRANSITION ENERGETIQUE JUSTE DU SENEGAL.....	67
1.2. OBJET ET FINALITE DU PRESENT RAPPORT L4.....	68
1.3. L’APPROCHE METHODOLOGIQUE.....	69
1.4. SOURCES DES DONNEES.....	71
1.5. CONTENU DU RAPPORT L4.....	72
2. PLAN D’INVESTISSEMENT ET CHRONOGRAMMES.....	74
2.1. PRIORISATION DES INVESTISSEMENTS.....	75
2.1.1. Priorisation des axes d’orientation stratégique.....	75
2.1.2. Priorisation des programmes.....	75
2.1.3. Identification des Quick Wins.....	78
2.2. IDENTIFICATION ET PROPOSITION DE MITIGATION DES RISQUES PRINCIPAUX DE LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN D’INVESTISSEMENT.....	79
2.3. CHRONOGRAMME ET CALENDRIER D’INVESTISSEMENT DES PROJETS « QUICK WINS ».....	81
2.3.1. Chronogramme d’investissement – Projets « Quick Wins ».....	81
2.3.2. Allocation prospective des ressources – Projets « Quick Wins ».....	83
2.4. CHRONOGRAMME GENERAL DU PLAN D’INVESTISSEMENT.....	85
2.5. DETAIL DES SOURCES DES PROGRAMMES ET DES BESOINS EN INVESTISSEMENT.....	88
2.6. PROJETS EVALUES PAR AXE D’ORIENTATION STRATEGIQUE.....	91
2.7. ALLOCATION PROSPECTIVE DES RESSOURCES.....	95
3. ETAT DES LIEUX ET ANALYSE DU CADRE ECONOMIQUE, POLITIQUE ET REGLEMENTAIRE DU SECTEUR DE L’ENERGIE.....	98
3.1. CADRE POLITIQUE.....	99
3.1.1. Agenda national de transformation Sénégal 2050 – Stratégie Nationale de Développement 2025- 2029 (SND).....	100
3.1.2. Lettre de Politique du Développement du Secteur de l’Energie (LPDSE).....	102
3.1.3. Electrification Rurale : PUELEC.....	103
3.1.4. Contribution Déterminée au niveau National (CDN).....	103
3.1.5. Le Pacte National pour l’Énergie du Sénégal.....	104
3.1.6. Coopération régionale et internationale.....	104
3.1.7. Un cadre politique clair et ambitieux en cours d’actualisation.....	105
3.2. CADRE ECONOMIQUE.....	106
3.2.1. Principaux indicateurs.....	108
3.2.2. Un pays dépendant de l’importation de combustibles fossiles.....	112
3.2.2.1. Produits pétroliers raffinés.....	112
3.2.2.2. Charbon.....	114
3.2.3. Mais qui devient un producteur d’hydrocarbures.....	115
3.2.4. Les coûts de l’énergie représentent un fardeau pour le budget de l’état.....	115
3.2.5. L’endettement public est un paramètre important du financement de la transition énergétique.....	118

3.3. REVUE DU CADRE REGLEMENTAIRE EXISTANT DU SECTEUR DE L'ENERGIE	120
3.3.1. <i>La réglementation du secteur de l'énergie au Sénégal</i>	124
3.3.1.1. Encadrement juridique des activités dans le secteur de l'électricité.....	124
3.3.1.2. Le secteur de l'électrification rurale	131
3.3.1.3. Les secteurs pétroliers et gaziers.....	133
3.3.2. <i>Les recommandations pour le renforcement du dispositif légal et réglementaire</i>	138
3.3.3. <i>Un environnement favorable aux investisseurs privé mais des pistes d'amélioration possibles</i> .	139
3.3.4. <i>Autres pistes pour la participation du secteur privé</i>	143
3.4. POINTS SAILLANTS ET SPECIFICITES DE LA SITUATION ENERGETIQUE DU SENEGAL.....	144
3.4.1. <i>Une prédominances des combustibles fossiles dans le bilan énergétique du Sénégal</i>	145
3.4.2. <i>Le secteur de l'électricité</i>	147
3.4.2.1. Le mix électrique reflète la prédominance des hydrocarbures.....	148
3.4.2.2. L'électricité au Sénégal a un contenu carbone élevé.....	150
3.4.2.3. Un taux de pénétration des ENR déjà significatif	153
3.4.2.4. Un contexte de forte hausse de la demande en électricité qui va nécessiter la mise en service de nouveaux moyens de production	155
3.4.2.5. Une hausse de la demande en électricité supérieure à la hausse projetée du PIB.....	156
3.4.2.6. Un taux de pertes sur le réseau de Transport et Distribution en amélioration	157
3.4.3. <i>Un accès à l'électricité rurale qui augmente lentement mais fait face à des difficultés spécifiques</i>	159
3.4.3.1. Bref historique de l'électrification rurale	159
3.4.3.2. Paysage institutionnel	160
3.4.3.3. Le découpage territorial	161
3.4.3.4. Estimation du nombre de localités restant à électrifier et stratégie d'électrification	162
3.4.3.5. Un cadre favorable pour atteindre l'accès universel.....	163
3.4.3.6. Mais des défis importants devront être relevés	164
3.4.3.7. Le Pacte National pour l'Energie rappelle les engagement de l'Etat du Sénégal à répondre à ces défis	166
3.4.4. <i>Une inégalité d'accès à la cuisson propre</i>	166
3.4.5. <i>Un secteur primaire en zones rurales qui a peu accès aux énergies modernes</i>	168
3.4.6. <i>Un fort potentiel en EnR</i>	169
3.4.6.1. Géothermie.....	170
3.4.6.2. Hydroélectricité	170
3.4.6.3. Biomasse	170
3.4.6.4. Eolien	172
3.4.6.5. Solaire	173
3.4.6.6. Les EnR nécessiteront des investissements importants.....	176
3.4.6.7. Coûts comparés des technologies de production d'électricité renouvelables	176
3.4.7. <i>Une hausse des émissions de GES dans le secteur du transport</i>	177
3.4.8. <i>Le secteur industriel voit également ses émissions augmenter</i>	180
4. ENJEUX, OBJECTIFS, STRATEGIE ET PROGRAMMES DU PLAN D'INVESTISSEMENT PAR AXE D'ORIENTATION STRATEGIQUE	184
4.1. LES AXES D'ORIENTATION STRATEGIQUE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE	185
4.1.1. <i>Liste des axes d'orientation stratégique</i>	185
4.2. SYNTHESE DES OBJECTIFS ET DE LA STRATEGIE PAR AXE D'ORIENTATION STRATEGIQUE.....	186
4.3. SYNTHESE DES BESOINS EN INVESTISSEMENT	191
4.3.1. <i>Synthèse des besoins en investissement montant totaux et par Axe</i>	191
4.3.2. <i>Détails des besoins en investissement par programmes de la stratégie pour chaque axe d'orientation stratégique</i>	192
4.4. AXE STRATEGIQUE 1 - AUGMENTATION DE LA PART ENR DANS UN RESEAU MODERNISE ET INTERCONNECTE	196
4.4.1. <i>Résumé synthétique – Axe Stratégique 1</i>	196

4.4.2. <i>Situation actuelle</i>	201
4.4.2.1. Situation actuelle du secteur de l'électricité	201
4.4.3. <i>Rappel des sources des données et hypothèses</i>	202
4.4.4. <i>Eléments sur la trajectoire du mix électrique à horizon 2030</i>	202
4.4.4.1. Revue du rapport de modélisation produit dans le cadre de la collaboration entre le Ministère en charge de l'énergie du Sénégal, le Programme Energie Durable de la GIZ et l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables.....	202
4.4.4.2. Eléments contextuels sur les trajectoires prises en compte pour le plan d'investissement	206
4.4.5. <i>Objectifs de l'Axe Stratégique 1 à horizon 2030</i>	206
4.4.6. <i>Consensus et hypothèses de base</i>	207
4.4.7. <i>Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	208
4.4.7.1. Programme 1.1 : Déployer 700 MWc de puissance solaire PV additionnelle aux projets déjà planifiés.	209
4.4.7.2. Programme 1.2 : Renforcer et moderniser le réseau électrique	218
4.4.7.3. Programme 1.3 : Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	219
4.4.8. <i>Emissions de gaz à effet de serre et facteur d'émission projeté en 2030</i>	220
4.4.8.1. Emissions de GES et facteur d'émission électrique projeté 2030.....	220
4.4.8.2. Comparaison avec la moyenne mondiale et évolution du facteur d'émission	220
4.4.8.3. Calcul de différents scénarios d'émissions de GES en 2030.....	221
4.4.8.4. Comparaison de différents scénarios d'émissions de GES en 2030.....	223
4.4.9. <i>Besoins en investissement identifiés – Axe 1</i>	224
4.4.10. <i>Chronogramme de décaissement des projets « Quick Wins » de l'Axe 1</i>	225
4.4.11. <i>Allocation prospective des ressources – Projets « Quick Wins » de l'Axe 1</i>	226
4.4.12. <i>Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 1</i>	227
4.5. AXE STRATEGIQUE 1 BIS : ELIMINATION DU CHARBON DU MIX ELECTRIQUE DU SENEGAL	228
4.5.1. <i>Situation Actuelle</i>	228
4.5.2. <i>Objectifs</i>	229
4.5.3. <i>Stratégie</i>	230
4.5.3.1. Etape 1 : Valider le coût total de fermeture	230
4.5.3.2. Etape 2 : Identifier une source de financement par subvention complète pour la fermeture	231
4.5.3.3. Etape 3 : Mobilisation des fonds et processus de fermeture anticipée de la centrale charbon.....	231
4.5.3.4. Etape 4 : Assurer la pérennité en période post-fermeture	231
4.5.4. <i>Besoins en investissement</i>	232
4.6. AXE STRATEGIQUE 2 : ACCES UNIVERSEL ET DURABLE A L'ELECTRICITE	233
4.6.1. <i>Objectifs et stratégie de l'Axe Stratégique 2</i>	233
4.6.2. <i>Défis à relever pour le secteur de l'électrification rurale</i>	234
4.6.3. <i>Programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	236
4.6.3.1. Programme 2.1 : Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	236
4.6.3.2. Programme 2.2 : PUELEC	237
4.6.3.3. Promotion des énergies renouvelables pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	237
4.6.3.4. Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	237
4.6.4. <i>Besoins en investissement identifiés</i>	238
4.6.5. <i>Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #5 – PUELEC</i>	239
4.6.6. <i>Allocation Prospective des Ressources – Projet « Quick Win » #5 – PUELEC</i>	239
4.6.7. <i>Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 2</i>	240
4.7. AXE STRATEGIQUE 3 : ACCELERATION DE LA DIFFUSION DE COMBUSTIBLES DOMESTIQUES MODERNES	241
4.7.1. <i>Situation actuelle</i>	241
4.7.2. <i>Objectifs de l'Axe Stratégique 3</i>	241
4.7.3. <i>Trajectoire pour l'amélioration de l'accès à la cuisson propre</i>	242
4.7.3.1. Fours à foyers améliorés (FA).....	242
4.7.3.2. Biogaz	242
4.7.3.3. Ethanol	242

4.7.3.4. Développement des autres combustibles propres alternatifs	242
4.7.4. <i>Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	243
4.7.4.1. Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre	244
4.7.4.2. Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	245
4.7.5. <i>Besoins en investissement identifiés</i>	245
4.7.6. <i>Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #6 – Installation de 27 000 biodigesteurs</i>	246
4.7.7. <i>Allocation Prospective des Ressources – Projet « Quick Win » #6 – Installation de 27 000 biodigesteurs</i>	246
4.7.8. <i>Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 3</i>	247
4.8. AXE STRATEGIQUE 4 : MAITRISE DE LA DEMANDE DES SECTEURS PUBLIC ET RESIDENTIEL.....	248
4.8.1. <i>Situation actuelle</i>	248
4.8.2. <i>Objectifs de l'Axe Stratégique 4</i>	248
4.8.3. <i>Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	250
4.8.3.1. Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique.....	251
4.8.3.2. Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l'efficacité énergétique	252
4.8.3.3. Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	253
4.8.4. <i>Besoins en investissement identifiés</i>	254
4.8.5. <i>Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #7</i>	255
4.8.6. <i>Allocation Prospective des ressources – Projet « Quick Win » #7</i>	255
4.8.7. <i>Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 4</i>	256
4.9. AXE STRATEGIQUE 5 : EFFICACITE ENERGETIQUE DES INDUSTRIES MINIERES ET AUTRES INDUSTRIES.....	257
4.9.1. <i>Situation actuelle</i>	257
4.9.2. <i>Objectifs de l'Axe Stratégique 5</i>	257
4.9.3. <i>Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	258
4.9.3.1. Poursuivre les efforts de réduction d'émissions de GES du secteur du ciment	259
4.9.3.2. Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES.....	259
4.9.3.3. Mettre en place des mécanismes de financement de l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	260
4.9.3.4. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	260
4.9.4. <i>Besoins en investissement identifiés</i>	261
4.10. AXE STRATEGIQUE 6 : DEVELOPPEMENT DE LA MOBILITE VERTE	262
4.10.1. <i>Situation actuelle</i>	262
4.10.2. <i>Objectifs de l'Axe Stratégique 6</i>	262
4.10.3. <i>Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	263
4.10.3.1. Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal	264
4.10.3.2. Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	265
4.10.3.3. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	269
4.10.4. <i>Besoins en investissement identifiés</i>	270
4.10.5. <i>Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #8</i>	271
4.10.6. <i>Allocation Prospective des ressources – Projet « Quick Win » #8</i>	271
4.10.7. <i>Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 6</i>	272
4.11. AXE STRATEGIQUE 7 : DEVELOPPEMENT DE NOUVELLES INDUSTRIES VERTES	273
4.11.1. <i>Situation actuelle</i>	273
4.11.2. <i>Objectif de l'Axe Stratégique 7</i>	273
4.11.3. <i>Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	273
4.11.3.1. Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW.....	274

4.11.3.2. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	274
4.11.3.3. Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles.....	274
4.11.4. <i>Besoins en investissement identifiés</i>	274
4.11.5. <i>Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 7</i>	275
4.12. AXE STRATEGIQUE 8 : ENERGIE COMME LEVIER DE DEVELOPPEMENT DURABLE - NEXUS EAU-ENERGIE-AGRICULTURE	
.....	276
4.12.1. <i>Situation actuelle</i>	276
4.12.2. <i>Objectifs de l'Axe Stratégique 8</i>	276
4.12.3. <i>Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs</i>	276
4.12.3.1. Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	277
4.12.3.2. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	277
4.12.4. <i>Besoins en investissement identifiés</i>	277
4.12.5. <i>Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 8</i>	278
5. FORMATION ET RENFORCEMENT DES CAPACITES, R&D, TRANSFERT DE TECHNOLOGIE ET PROMOTION DU CONTENU LOCAL	279
5.1. OBJECTIFS.....	280
5.2. RESULTATS ATTENDUS	281
5.3. PROPOSITION DE STRUCTURATION DE L'OFFRE DE FORMATION	282
5.4. PROPOSITION DE PROGRAMMES DE FORMATION POUR LES ACTEURS GOUVERNEMENTAUX EN CHARGE DE PROBLEMATIQUES ENERGETIQUES	284
5.4.1. <i>Programme 1 : Acculturation à la Transition Énergétique (Niveau 1)</i>	284
5.4.2. <i>Programme 2 : Approfondissement des Connaissances de la Transition Énergétique (Niveau 2)</i>	284
5.4.3. <i>Programme 3 : Expertise de la Transition Énergétique (Niveau 3)</i>	285
5.5. PROPOSITION DE PROGRAMMES DE DEVELOPPEMENT DE CAPACITE	286
5.5.1. <i>Les métiers du développement photovoltaïques + batteries</i>	286
5.5.2. <i>Les compétences des métiers du PV</i>	287
5.5.3. <i>Les compétences des métiers des batteries réseau</i>	288
5.5.4. <i>Les formations en lien avec ces compétences</i>	289
6. LA DIMENSION EQUITE – JUSTICE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE	290
6.1. AMELIORATION DES CONDITIONS DE VIE DE LA POPULATION	292
6.1.1. <i>Diminuer le tarif de l'électricité</i>	292
6.1.2. <i>Atteindre l'accès universel à l'électricité</i>	292
6.2. AMELIORER LE CADRE MACROECONOMIQUE	293
6.2.1. <i>Limiter l'impact sur la dette de l'état</i>	293
6.2.2. <i>Création de champions nationaux et densification du tissu économique</i>	293
6.2.3. <i>Développement des PME locales</i> :	293
6.3. CONTENU LOCAL ET CREATION D'OPPORTUNITES D'EMPLOIS POUR LA POPULATION	294
6.3.1. <i>Création d'emplois</i>	294
6.3.2. <i>Opportunités pour des emplois qualifiés</i>	296
6.4. ÉVALUATION ET PRIORISATION DES INVESTISSEMENTS.....	297
6.4.1. <i>Inclusion et équité</i>	297
6.4.2. <i>Participation de la société civile</i>	297
6.5. METHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES PROJETS INTEGRANT LA DIMENSION EQUITE JUSTICE	298
7. SOURCES DE FINANCEMENT MOBILISABLES POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE	299
7.1. SOURCES DE FINANCEMENT PROGRAMMES EXISTANTS DE COOPERATION	300
7.1.1. <i>JETP</i>	300

7.1.2. <i>Autres bailleurs régionaux ou multilatéraux</i>	302
7.1.3. <i>Sources de financement bancaires potentiels</i>	302
7.1.3.1. <i>Sources de financement local</i>	302
7.1.4. <i>FONSIS comme potentiel véhicule dans l'exécution du financement JETP</i>	307
7.1.5. <i>Autres sources de financement</i>	308
7.1.5.1. <i>Fonds Vert pour le Climat</i>	308
7.1.5.2. <i>Global Green Bonds</i>	309
7.1.5.3. <i>Marchés de carbone</i>	310
7.1.5.4. <i>Autres mécanismes</i>	313
7.1.6. <i>Mécanismes innovants d'effet de levier de mise en œuvre</i>	314
7.2. <i>MOBILISATION DU SECTEUR PRIVE Y COMPRIS LOCAL POUR LE FINANCEMENT DE LA TRANSITION ENERGETIQUE</i>	315
8. CONTRIBUTION DU JETP A LA REDUCTION DU COUT DE L'ELECTRICITE, A LA BAISSSE DE LA DETTE NATIONALE ET AU DEVELOPPEMENT DE CHAMPIONS NATIONAUX	319
8.1. <i>POURQUOI LE JETP PEUT AVOIR UN IMPACT MAJEUR SUR LA REDUCTION DU COUT DE L'ELECTRICITE, LA BAISSSE DE LA DETTE NATIONALE, ET LE DEVELOPPEMENT DE CHAMPIONS NATIONAUX</i>	320
8.2. <i>LES LEVIERS DE REDUCTION DES COUTS DE L'ENERGIE</i>	320
8.2.1. <i>Les leviers techniques</i>	320
8.2.2. <i>Les leviers subventions</i>	321
8.2.3. <i>Les leviers financiers</i>	321
8.2.4. <i>Les leviers actionnariaux</i>	321
8.3. <i>RAPPEL DES FACTEURS DE COUTS DANS LA GENERATION D'ELECTRICITE SOLAIRE</i>	321
8.3.1. <i>Les fondamentaux du coût de l'électricité</i>	322
8.3.2. <i>Coût EnR vs coût thermique</i>	322
8.3.3. <i>Hypothèses de travail Solaire PV et BESS (investissement)</i>	323
8.3.4. <i>Coût annualisé de l'investissement</i>	324
8.3.5. <i>Coût de l'investissement / productible</i>	325
8.3.6. <i>Coût Opération et Maintenance / productible</i>	325
8.3.7. <i>Coût du CAPEX + O&M, dans le coût du kWh Solaire</i>	326
8.4. <i>COMMENT LE JETP PEUT CONTRIBUER A REDUIRE LE COUT DE L'ELECTRICITE, REDUIRE LA DETTE NATIONALE ET FAVORISER LE DEVELOPPEMENT DE CHAMPIONS NATIONAUX</i>	327
8.4.1. <i>Les 3 Projets Solaires de l'Axe Stratégique 1</i>	327
8.4.2. <i>Contribution générale du JETP sur les leviers techniques</i>	328
8.4.2.1. <i>Impact du Coût EPC dans le coût de l'électricité</i>	328
8.4.2.2. <i>Impact du facteur de charge dans le coût de l'électricité</i>	329
8.4.2.3. <i>Impact de la durée de vie du BESS dans le coût de l'électricité</i>	330
8.4.2.4. <i>Renforcement du contenu local et 'made in Sénégal'</i>	331
8.4.3. <i>Contribution du JETP pour le modèle EPC + F</i>	332
8.4.3.1. <i>Plan de financement d'un projet solaire EPC + F</i>	332
8.4.3.2. <i>Coût de l'électricité du projet solaire EPC + F, en fonction du taux d'intérêt et du montant de la subvention</i>	334
8.4.4. <i>Contribution du JETP pour les centrales IPP champions nationaux</i>	335
8.4.4.1. <i>Plan de financement d'un projet solaire IPP</i>	336
8.4.5. <i>Synthèse des modélisations</i>	337
8.4.6. <i>Coût de référence optimisé de l'électricité avec hypothèses favorables</i>	338
8.5. <i>CONDITIONS DU FINANCEMENT DE L'ACCES UNIVERSEL A L'ELECTRICITE</i>	339
8.6. <i>STRATEGIE DE FINANCEMENT ET OPTIMISATION DE LA CONTRIBUTION JETP</i>	339
8.6.1. <i>Blended finance</i>	339
8.6.2. <i>Optimisation de la stratégie de financement de l'axe 1</i>	340
8.6.2.1. <i>LEVIER 1 : maximiser le volume de subvention disponible</i>	341

8.6.2.2. LEVIER 2 : Accélérer la mise à disposition du financement concessionnel.....	342
8.6.2.3. LEVIER 3 : Apporter des mécanismes d’optimisation pour augmenter le volume de financement privé disponible	342
8.6.2.4. LEVIER 4 : Apporter une garantie pour faciliter des instruments de derisking pour baisser le coût de financement.....	343
8.6.2.5. LEVIER 5 : Apporter des mécanismes innovants pour augmenter la part d’investissement de locaux/les retombées locales.....	343
8.7. FOCUS SUR LE PLAN SOLAIRE DU SENEGAL (PSDS)	346
8.7.1. Les points clés du PSDS	346
8.7.2. Les objectifs du PSDS.....	346
8.7.3. Les raisons du succès	347
8.7.4. Comment le mettre en œuvre concrètement avec l’aide du JETP:	347
9. FEUILLE DE ROUTE OPERATIONNELLE	348
9.1. CREATION ET MISE EN PLACE D’UNE UNITE DE SUIVI DU PLAN D’INVESTISSEMENT	349
9.1.1. Objectifs de l’unité dédiée	350
9.1.2. Principales tâches de l’unité dédiée	350
9.1.3. Ressources à mobiliser et mettre en œuvre	351
9.1.4. Visibilité, communication, événements pour forger une identité.....	353
9.2. PLAN D’ACTIONS ET PROCHAINES ETAPES COURT-TERME.....	353
9.2.1. Mettre en place l’unité	353
9.2.1.1. Définir et valider le format de l’unité	353
9.2.2. « Déployer les Quick Wins ».....	353
9.2.3. Réviser sur une base régulière les priorités	354
9.2.4. Préparer le post-2030.....	354

LISTE DES ANNEXES

- ANNEXE 1 – Méthodologie d'évaluation des projets
- ANNEXE 2 – Liste des Projets reçus
- ANNEXE 3 - Tableau des acteurs du secteur bancaire sénégalais
- ANNEXE 4 - Tableau des crédits clients du secteur bancaire sénégalais
- ANNEXE 5 – Priorisation des Axes d'Orientation Stratégique au regard des critères définis par l'UCS
- ANNEXE 6 – Compensation tarifaire des 4 CER privés
- ANNEXE 7 – Estimation de la population à électrifier d'ici 2030
- ANNEXE 8 – Evaluation et priorisation des projets reçus
- ANNEXE 9 – Estimation des coûts du programme 2.2
- ANNEXE 10 – Liste des projets Solaires PV planifiés par SENELEC
- ANNEXE 11 – Liste des initiatives en cours – Electrification rurale
- ANNEXE 12 – Résultats des forages géothermiques
- ANNEXE 13 – Potentiel de l'énergie éolienne
- ANNEXE 14 – Projection des coûts CAPEX et LCOE éolien
- ANNEXE 15 – Potentiel du solaire photovoltaïque
- ANNEXE 16 – Consommation d'eau des filières de production d'électricité
- ANNEXE 17 – Comparaison CSP – PV
- ANNEXE 18 – Projection des coûts CAPEX Comparés Eolien & PV
- ANNEXE 19 – Projection des coûts LCOE Comparés Eolien & PV

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : Méthodologie d'élaboration du Plan d'Investissement de la transition énergétique	19
Figure 2 : Mix électrique 2024 (Source : SENELEC)	22
Figure 3 : Méthodologie d'élaboration du Plan d'Investissement de la transition énergétique	69
Figure 4 : Nombre d'entreprises formelles pour 10 000 habitants au Sénégal, Maroc et Singapour	102
Figure 5- Cartographie des pays selon la classification de revenus de la Banque Mondiale (Banque Mondiale 2022)	107
Figure 6- Evolution du taux de fécondité au Sénégal (1960 – 2022) – Banque Mondiale 2022	108
Figure 7 - Evolution du PIB du Sénégal 2000 – 2023 (Banque Mondiale 2024 – en USD constants 2015))	110
Figure 8 - PIB/Habitant au Sénégal (Banque Mondiale 2024 - en USD constants 2015)	110
Figure 9 - Part des secteurs primaire et secondaire dans le PIB du Sénégal 2014 – 2023 (ANSD 2024)	111
Figure 10 – Importations de produits pétroliers (en kt) (ANSD – Note d'Analyse du Commerce extérieur 2022)	112
Figure 11 – Estimations du potentiel théorique de conversion des centrales thermiques au gaz naturel	113
Figure 12 – Importations de charbon (en kt) – Source SIE du Sénégal	114
Figure 13 – Répartition des importations de charbon (en kt) – Source SIE du Sénégal	114
Figure 14 : Evolution de la compensation pour gel de tarif (milliards de F CFA) – Source CRSE	116
Figure 15 : Tarifs comparés de l'électricité quelques pays de la sous-région – 1 ^{ère} tranche ou équivalent	117
Figure 16 : Tarifs comparés des prix à la pompe dans plusieurs pays de la sous-région (source BCEAO et FMI 2024)	118
Figure 17 : visualisation du secteur de l'électricité du Sénégal	140
Figure 18 : Emissions de CO ₂ eq. issus des combustibles fossiles (MtCO ₂ eq.) (AIE 2024)	146
Figure 19 – Répartition de la production d'électricité 2024 par source (SENELEC – CRSE - 2024) ..	148
Figure 20 – Mix électrique réseau interconnecté à fin 2024 (Source : SENELEC)	149
Figure 21 : Facteurs d'émission électrique des différentes technologies de production d'électricité (source NREL)	150
Figure 22 : Calcul des facteurs d'émissions du mix électrique du Sénégal	151
Figure 23 : Comparaison des facteurs d'émission électrique (calculs ENERCAP sur chiffres SENELEC et AIE)	152
Figure 24 – Facteur de charge des principales filières EnR (SENELEC – Rapports Annuels)	153
Figure 25 – Courbe de charge électricité type (Source : données SENELEC)	153
Figure 26 : Prévision de l'évolution de la courbe de charge en France (Source RTE 2024)	154
Figure 27 : Evolution de la demande en électricité – horizon 2035 (SENELEC - Stratégie de mise en œuvre de l'engagement JETP)	155
Figure 28 : Evolution de la demande en électricité et de la pointe d'ici 2030 (SENELEC : Plan de Production 2024 – 2030)	156
Figure 29 : Projection d'évolution du taux de perte sur le réseau de T&D	157
Figure 30 : Pertes d'électricité de sociétés de distribution de la sous-région (WAPP 2021)	158
Figure 31 - Paysage institutionnel de l'électrification rurale	160

Figure 32 - Carte des Concessions d'Electrification Rurale	161
Figure 33 : Part de chaque option pour assurer l'accès universel à l'électricité (en % de la population)	163
Figure 34 : Evolution du montant de la compensation tarifaire des 4 CER privés (EUR) 2019 – 2023 (Source CRSE)	164
Figure 35 : Taux d'accès à l'électricité et aux modes de cuisson propre au Sénégal en 2022 (TBI 2024)	166
Figure 36 : Pourcentage d'irrigation des différentes cultures du Sénégal (International Food Policy Research Institute).....	168
Figure 37 : Aperçu des principales filières d'énergies renouvelables	169
Figure 38 : Potentiel énergétique de la biomasse par type de ressource	171
Figure 39 : Aperçu des ressources éoliennes du Sénégal – Vitesse moyenne du vent (en m/s) (World Wind Atlas 2024).....	172
Figure 40 : Aperçu des ressources éoliennes du Sénégal – zone de Dakar et Grande Côte (en m/s)	172
Figure 41 : Comparaison du productible et des ressources annuelles (IRENA 2022)	173
Figure 42 : Irradiation solaire du Sénégal (Global Solar Atlas 2024).....	173
Figure 43 : visualisation d'une centrale théorique de 2500 MW au Sénégal.....	174
Figure 44 : Coûts CAPEX médians comparés des technologies renouvelables (AIE 2021).....	176
Figure 45 : Projections BaU des émissions de GES du secteur des transports (valeur 2021 AIE 2023)	177
Figure 46 : Répartition des déplacements dans la région de Dakar (CETUD 2024)	178
Figure 47 : Répartition de la part modales des différents modes de mobilité en zone urbaine en France (FNAUT 2022).....	178
Figure 48 : Age moyen des véhicules au Sénégal par catégorie.....	179
Figure 49 : Projection des émissions de GES de l'Industrie.....	180
Figure 50 : Consommations spécifiques moyennes de l'industrie minière du cuivre	181
Figure 51 : Quantités d'énergie nécessaire à la production de métal vierge	182
Figure 52 : Prix de l'électricité des différents scénarios IRENA.....	205
Figure 53 : Axe Stratégique 1 – Détails de la puissance incrémentale du mix électrique sénégalais 2024 – 2030	213
Figure 54 : Axe Stratégique 1 – Visualisation de l'évolution du mix électrique sénégalais 2024 – 2030 – détail des filières EnR.....	214
Figure 57 : visualisation des capacités BESS installées (2025 – 2030) – Source SENELEC.....	218
Figure 58 : Projection des émissions de GES du secteur de la production électrique 2030	220
Figure 59 : Projection d'évolution des facteurs d'émission électrique du Sénégal et du Monde	220
Figure 60 : Comparaison émission	221
Figure 61 : Facteurs d'émission électrique des différentes technologies de production d'électricité (source NREL).....	228
Figure 62 – Aperçu des objectifs de l'axe stratégique 3	241
Figure 63 : Composition du parc automobile sénégalais (en nombre de sièges)[Tchanche 2019].	265
Figure 64 : Calcul de la production électrique nécessaire pour la recharge d'un véhicule électrique au Sénégal en 2024	266

Figure 65 : Calcul de la production électrique nécessaire pour la recharge d'un véhicule électrique au Sénégal en 2030	267
Figure 66 : Comparaison des facteurs d'émission des principales filières de véhicules individuels au Sénégal	267
Figure 67 : Calcul du facteur d'émission 2024 et 2030 de véhicules électriques au Sénégal	267
Figure 68 : Simulation des impacts en termes de réductions d'émissions de GES par filière	268
Figure 69 : Taxonomie verte – Climate Bonds Certified	310
Figure 70 : Liste des projets MDP enregistrés au Sénégal (source UNFCCC)	311
Figure 71 : Coûts estimés 2025 PV et BESS 3h (Source – NREL)	323
Figure 72 : Coûts estimés de la centrale 100 MW + BESS 60MW/180 MWh (Source – NREL)	324
Figure 73 : Coûts estimés annualisés de l'investissement PV + BESS	324
Figure 74 : Impact du coût de financement sur le prix de l'électricité	334

GLOSSAIRE

AIE	Agence Internationale de l'Energie
ANSD	Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie du Sénégal
BESS	Battery Energy Storage System - Système de stockage d'énergie par batterie
BTU	British Thermal Unit - Unité de mesure énergétique du gaz naturel
CAE	Contrat d'Achat d'Energie
CAPEX	Capital Expenditures
CCG	Cycle Combiné Gaz
CCNUCC	Voir UNFCCC
CCS	Carbon Capture & Storage - Capture et Stockage de Carbone
CCUS	Carbon Capture Use & Storage - Capture, utilisation et stockage de carbone
CDN	Contribution Déterminée au niveau National, plan d'action climatique visant à réduire les émissions et à s'adapter aux effets des changements
CNSCL	Comité national de suivi du contenu local
CO2	Dioxyde de Carbone
CO2eq.	Equivalent dioxyde de carbone
COP	Conférence des Parties
CSP	Concentrating Solar Power - Solaire Thermique à Concentration
DDO	Diesel Distillate Oil
DO	Diesel Oil
EnR	Energies Renouvelables
FC	Facteur de charge
FE	Facteur d'émission - mesure le contenu carbone
FO	Fuel Oil
GES	Gaz à effet de serre
GNC	Gaz Naturel Comprimé
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GNV	Gaz Naturel Véhicule
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GTA	Grand Tortue Ahmeyim - Gisement offshore de gaz non associé situé dans les eaux territoriales mauritaniennes et sénégalaises
GTB	Gestion Technique du Bâtiment
GW	Gigawatt
Ha	Hectare
HFO	Heavy Fuel Oil - Fioul Lourd, utilisé notamment dans les centrales

HMS	Sables Minéraux Lourds – Heavy Mineral Sands
IPG	International Partners Group - Bailleurs de Fonds et partenaires
IPP	Independent Power Producer
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized cost of electricity
MACF	Mécanisme d’Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM – Carbon Border
MDP	Mécanisme de Développement Propre
MEPM	Ministère des Energies du Pétrole et des Mines
MGV	Minéral lourd de grande valeur
MMSCFD	Millions de pieds cubes standards par jour - unité de mesure de volume de
MTPA	Millions de Tonnes par An
MWc	Mégawatt Crête, unité de puissance nominale qui s'applique au
MWh	Mégawattheure
MWhe	Mégawattheure électrique
MWht	Mégawattheure thermique
NEET	Not in Education, Employment or Training
NREL	National Renewable Energy Laboratory, principal laboratoire national du département de l'Énergie des États-Unis
O&M	Opération & Maintenance
OCDE	Organisation Pour la Coopération et le Développement Economiques
OPEX	Operation Expenditures
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PIB	Produit Intérieur Brut
PPA	Parité de Pouvoir d'Achat
PV	Photovoltaïque
SAR	Société Africaine de Raffinage
SND	Stratégie Nationale de Développement 2028 - 2029
SPV	Special Purpose Vehicle – Société de Projet
STEP	Stations de transfert d'énergie par pompage ou stations de turbinage
T&D	Transport et Distribution d'électricité
TWh	Térawattheure
UNFCCC	<i>United Framework Convention on Climate Change</i> – Convention Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique CCNUCC

0. Synthèse

0.1. Objectifs du Plan d'Investissement et approche méthodologique

Le Plan d'Investissement définit **la stratégie, les programmes, les projets et les besoins en investissement associés**, de la **Transition Energétique Juste du Sénégal**.

Il a pour but de :

- Construire et déployer une stratégie, des programmes et des projets qui **créent de la valeur pour les Sénégalais**
- Utiliser au mieux les ressources (2,5 Mds EUR) et les avantages du financement JETP

Il a vocation à être :

- Dynamique et évolutif dans le temps : une révision régulière devra être réalisée par l'organe en charge du pilotage du Plan d'Investissement
- Quantifiable : sur la base d'indicateurs pouvant mesurer l'impact et le suivi
- Pragmatique : des projets réalistes, avec des solutions applicables rapidement (Projets Quick Win)

Avec des objectifs structurants :

- Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 40% du mix électrique d'ici 2030 (principalement avec des projets solaires PV)
- Accès universel à l'électricité passer de 84% à 100% (8 523 localités à électrifier)
- Importance de l'intégration de la dimension juste

0.1.1. Les 4 piliers du rapport L4

Sur la base des Termes de Référence et des attentes du Client, nous avons construit ce Rapport L4 qui s'appuie sur 4 piliers :

• Une approche méthodologique

- Consensuelle : nous nous sommes attachés à recueillir et faire émerger le consensus
- Pragmatique : à la demande expresse du Client, il convient de mettre en avant des solutions applicables, concrètes, avec des résultats impactants
- Inclusive : plus de 200 Parties Prenantes ont été impliquées, plus de 130 réunions de travail et d'échanges ont été tenues avec l'ensemble des parties-prenantes concernées
- Bottom-up et top-down : qui en prend en compte les attentes du terrain et de l'Etat du Sénégal

• **Des objectifs**

- A horizon 2030
- Mesurables
- Clairs et partagés

• **Une stratégie**

- Qui permet d’atteindre les objectifs identifiés
- Par Axe d’orientation stratégique

• **Des programmes**

- Qui mettent en application la stratégie
- Qui intègrent une double démarche Bottom-up et top-down

0.1.2. L’approche méthodologique :

Le Plan d’Investissement est le résultat d’un travail qui a impliqué l’ensemble **des parties prenantes sénégalaises concernées par la transition énergétique** et qui résulte de l’application d’une approche méthodologique précise, qui prend notamment en **compte les objectifs de la SND.**

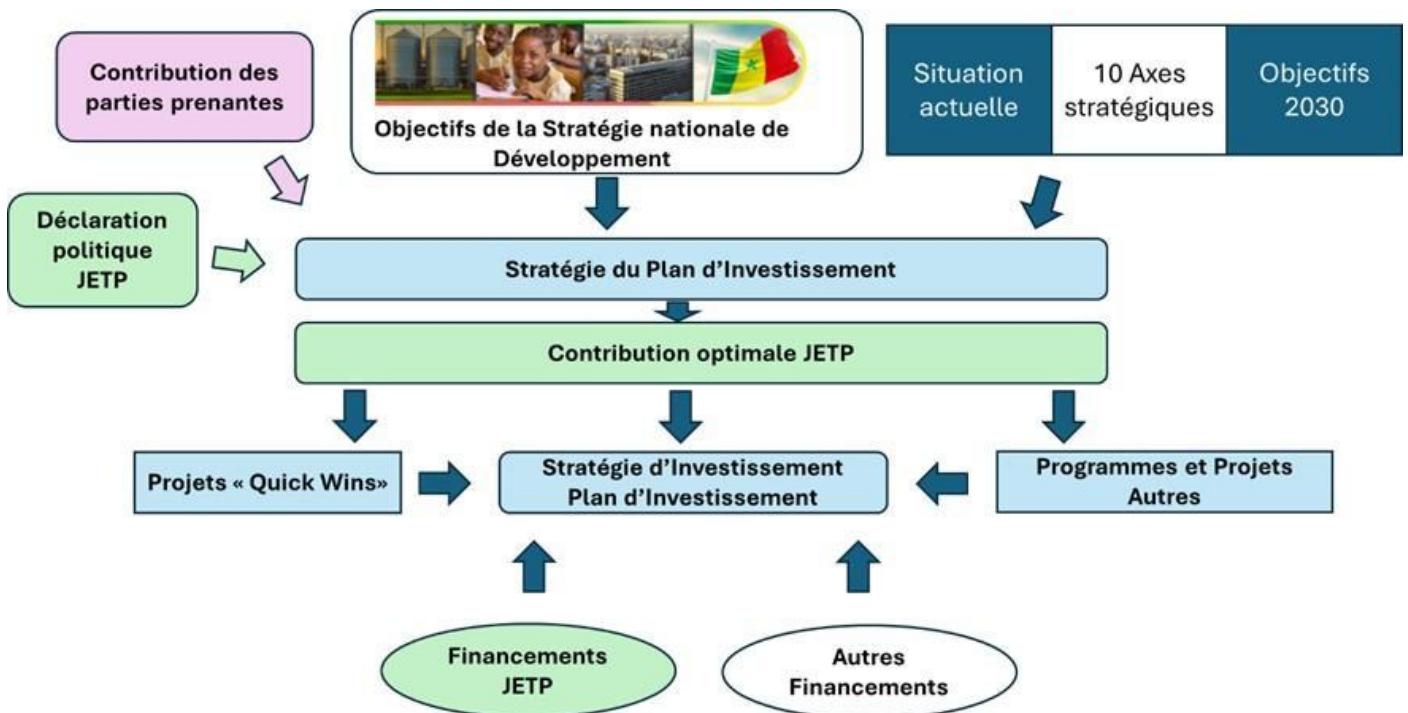
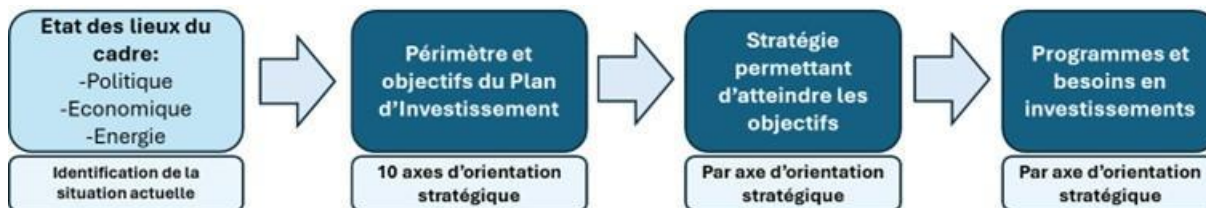


Figure 1 : Méthodologie d’élaboration du Plan d’Investissement de la transition énergétique

Cette méthodologie se traduit par la démarche suivante, autour de laquelle est construit le Plan d'Investissement.



La **stratégie** est définie par axe d'orientation stratégique, et est élaborée de manière à répondre aux objectifs.

Les **programmes** permettent de décliner la stratégie pour chacun des axes d'orientation stratégique. L'identification de ces programmes qui traduisent la dimension stratégique permet de définir des besoins en investissement.

Les **projets**, qui ont été soumis et qui pourront continuer d'être soumis, s'intègrent dans les programmes de chaque axe d'orientation stratégique.

L'implication des parties-prenantes dans les questions de transition énergétique ont donné lieu à de très nombreux échanges

- Plus de **130 réunions** et sessions d'échanges
- 2 réunions de consultations publiques avec plus de **200 parties prenantes** distinctes
- Des interactions régulières avec le groupe des partenaires internationaux (IPG) et l'UCS

Les échanges avec les parties prenantes sénégalaises ont été riches et fructueux. On notera que la Transition Énergétique est un enjeu important pour chacune des parties-prenantes, et que de nombreuses attentes de financement pour des projets ou des besoins qu'elles ont-elles-mêmes déjà identifiés ont été exprimés. **34 projets ont été recueillis (voir Annexe 8).**

D'une manière plus transversale, le Plan d'Investissement identifie les possibilités de **contribution optimale du JETP :**

- Il s'agit de définir des points de différentiation et création de valeur maximale où le JETP va apporter une contribution majeure

Les Projets « Quick Wins » :

- Sont les projets / programmes pour lesquels **le JETP peut apporter une contribution permettant une mise en œuvre rapide et impactante**

0.1.3. Le partenariat JETP

La déclaration politique conclue par le gouvernement sénégalais et *les gouvernements de la France, de l'Allemagne, du Royaume-Uni, du Canada, et l'Union européenne (le Groupe des partenaires internationaux (IPG))*, le **22 juin 2023**, a donné lieu à la création du **Partenariat pour une transition énergétique juste (JETP) du Sénégal**.

Le Sénégal a pour objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la capacité installée de son mix électrique à 40% d'ici 2030. Grâce au soutien du JETP, il élaborera et mettra en œuvre une stratégie visant à remplacer les combustibles les plus émissifs par des énergies renouvelables afin de réduire les émissions du secteur de l'énergie.

Les membres de l'IPG et les banques multilatérales de développement, conscients de la nécessité d'une coopération et d'un partenariat à long terme, mobiliseront, pour une période initiale de 3 à 5 ans à partir de 2023, 2,5 milliards d'euros de financements nouveaux et additionnels.

Cette transition énergétique doit ainsi contribuer au développement économique du pays sans augmenter significativement les émissions de carbone, grâce à la promotion des énergies propres et aux actions de maîtrise de la demande en énergie.

Elle doit également stimuler le développement de compétences et la création d'emplois formels à travers le pays, notamment pour les jeunes et pour les femmes, et contribuer à améliorer les conditions de vie de l'ensemble de la population, en concourant aux objectifs de lutte contre la pauvreté et de réduction des inégalités sociales et territoriales.

0.1.4. La Stratégie Nationale de Développement

Les objectifs de développement national, rappelés dans la Stratégie Nationale de Développement 2025 – 2029, **applicables à la transition énergétique** couvrent les thématiques suivantes :

- **Accès universel à l'énergie**
- **Création d'emplois**
- **Diminution du coût de l'électricité**
- **« Made in Senegal » et création de champions nationaux**
- **Minimiser l'impact sur l'endettement public**

Ces thématiques de la SND constituent le fil rouge de notre rapport, et nous avons recherché, chaque fois que possible, à les maximiser.

La transition énergétique du Sénégal est ainsi une opportunité de développement économique et social en contribuant à la lutte contre le changement climatique.

Le Sénégal a fait preuve d'un leadership climatique et d'un engagement politique fort en faveur du développement rapide des énergies renouvelables suite à la publication de sa contribution déterminée au niveau national (CDN) en 2020, qu'il est en train de mettre à jour.

Le GPI (Groupe des Partenaires Internationaux) aidera le Sénégal à assurer un développement à faible émission de carbone et résilient au changement climatique, conduisant à une réduction significative des émissions par rapport au scénario de référence (BAU) du secteur de l'énergie tel que défini dans la CDN de 2020.

0.2. Etat des lieux du secteur énergétique au Sénégal

Le Sénégal dispose déjà d'une très bonne expérience du solaire photovoltaïque. Ce sont **250 MWc** PV qui sont en opération dans le pays. Le PV représente déjà 12% de la capacité installée du mix électrique et les premières centrales sont en opération depuis 2016. Dans un mix énergétique et un mix électrique fortement carboné et dépendant des combustibles fossiles, le **PV s'impose comme la deuxième source de production d'électricité en puissance installée** et devrait conforter sa place et renforcer son rôle au cours des années à venir et constituer l'un des principaux piliers du mix électrique. Dans le cadre de sa stratégie JETP, le Sénégal entend utiliser ses ressources en gaz naturel comme « énergie de transition » tout en développant de manière significative les sources d'énergie renouvelables, avec un abandon progressif des fiouls lourds. Les projets gaziers ne pourront pas être financés dans le cadre du JETP.

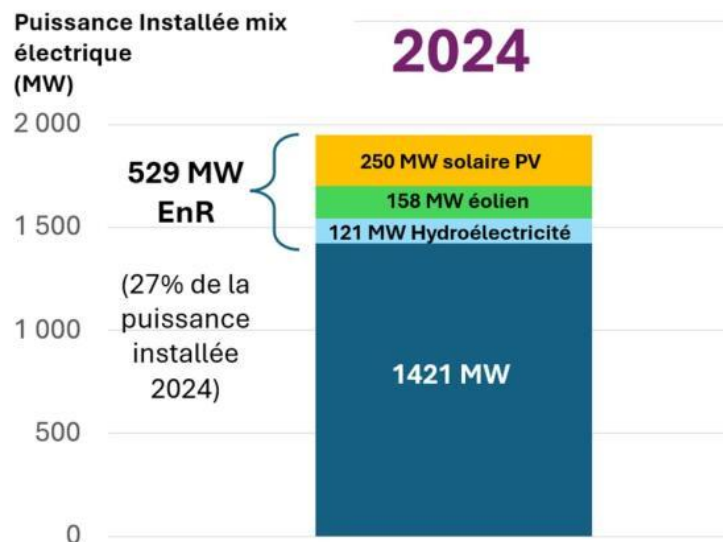


Figure 2 : Mix électrique 2024 (Source : SENELEC)

- Le coût de l'électricité est un enjeu majeur et les choix technologiques ainsi que **les conditions de financement** jouent un rôle essentiel dans le coût de revient de l'électricité.
- Le transfert du **HFO vers le gaz va réduire significativement le coût du combustible et les émissions de CO2.**

- Le **solaire PV a été identifié comme la technologie la plus adaptée** au contexte sénégalais et capable de répondre aux objectifs à horizon 2030, aussi bien en termes de rapidité de mise en œuvre, de coût de revient de l'électricité, de capacité à générer de la valeur ajoutée locale, et il participe aux efforts de décarbonation du pays.
- La problématique de l'accès universel est également une priorité. **16% de la population sénégalaise n'a pas accès à l'électricité, principalement en zone rurale : et 34,4% de la population rurale n'ont pas accès à l'électricité** et des efforts substantiels sont nécessaires pour assurer à toutes et à tous un accès au réseau ou à l'électricité décentralisée.
- La montée en puissance des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique représente une opportunité pour l'économie et la société sénégalaise, et pour capter la majeure partie des bénéfices sociaux et économiques **un effort important de renforcement des capacités est essentiel.**

0.3. Etat des lieux du cadre réglementaire du secteur de l'électricité

0.3.1. Liste des principaux textes applicables au secteur de l'électricité

Texte	Descriptif synthétique
Loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité et ses textes d'application	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer la viabilité financière et la bonne gouvernance pour une électricité en quantité, qualité et à moindre coût ; • Disposer d'un cadre référentiel unique intégrant l'économie d'énergie, l'électrification rurale et les énergies renouvelables pour l'atteinte de l'accès universel à l'électricité en 2025 ; • Assurer un approvisionnement en énergie électrique du pays en qualité, en quantité et au moindre coût.

Liste des textes d'application de la Loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité

Texte	
Décret 2023-286 relatif à l'activité d'autoproduction d'énergie électrique	Encadre l'activité d'autoproduction d'énergie électrique au Sénégal. Il vise à réglementer la production d'électricité par des entreprises ou des personnes physiques pour leur propre consommation, tout en garantissant une certaine régulation dans le secteur de l'énergie
Décret n° 2023-269 du 28 février 2023	Fixe les conditions et les modalités de délivrance, de modification, de renouvellement et de retrait des titres d'exercice dans le secteur de l'électricité. Encadre l'accès aux activités de production, de transport, de distribution, et de commercialisation d'électricité, et pour garantir une gestion transparente et réglementée du secteur de l'électricité

<p>Décret n° 2023-285 du 28 février 2023 relatif aux projets d'électrification rurale décentralisée</p>	<p>Facilite le développement de projets d'électrification rurale en encourageant l'utilisation de solutions adaptées aux besoins spécifiques des zones rurales.</p> <p>Visé à promouvoir l'accès à l'électricité dans les zones rurales par des solutions décentralisées, permettant une meilleure couverture du territoire national, même dans les régions isolées pour garantir un accès à l'électricité pour les communautés rurales, en soutenant des projets qui utilisent des sources d'énergie renouvelable.</p>
<p>Arrêté ministériel n° 010158 du 28 mai 2020</p>	<p>Fixe les conditions et modalités techniques relatives à la gestion des réseaux électriques et à l'accès au réseau. Il précise les normes techniques et les exigences nécessaires pour garantir la sécurité et la qualité des services dans le secteur de l'électricité, en particulier en ce qui concerne les installations électriques de production, de transport, de distribution et d'autoproduction.</p>
<p>Décret 2024-33 du 27 Mars 2024</p>	<p>Fixant les conditions de vente et les modalités d'achat d'énergie électrique entre les producteurs, les producteurs indépendants ou les fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution, les détaillants indépendants, les clients éligibles.</p>
<p>Arrêté 000811 du 12 Janvier 2024</p>	<p>Fixant les seuils des unités de production en dehors du champ d'application du code de l'électricité.</p>
<p>Arrêté 06242 du 29 Mars 2024</p>	<p>Fixant le seuil et les modalités de mise en œuvre de l'éligibilité du client à l'accès au réseau.</p>
<p>Arrêté n° 027819 du 05 novembre abrogeant et remplaçant l'arrêté n° 06242 du 29 Mars 2024</p>	
<p>Décret n° 2024-1631 du 12 août 2024 fixant les conditions d'élaboration et de mise à jour du Plan intégré à moindre coût dans le secteur de l'électricité.</p>	

0.3.2. Réformes en cours

Texte - Réforme	Descriptif synthétique
<p>Filialisation de Senelec</p> <p>Art 8</p>	<p>La filialisation est une exigence de ladite loi qui en son article 8 dispose : « La société d'électricité nationale est organisée en holding avec des filiales chargées des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.</p> <p>Les modalités d'organisation ainsi que les statuts de la société d'électricité nationale et des différentes filiales sont définies par la loi.</p> <p>Ce processus en cours vise à réorganiser le secteur de l'électricité afin de le rendre plus compétitif, de promouvoir la transparence et de favoriser les investissements dans les infrastructures énergétiques.</p> <p>De ce point de vue, la mise en œuvre de la filialisation telle que conçue par le code préfigure la réalisation de la séparation comptable et celle de la séparation fonctionnelle :</p> <p>Séparation Comptable :</p> <p>La séparation comptable est effective depuis la décision n° 2022-45 du 4 novembre 2022 de la CRSE sur la base d'un système d'information comptable permettant de générer des états financiers dissociés, par activité, outre l'existence de protocoles exhaustifs et pertinents définissant les relations techniques et financières entre activités séparées.</p> <p>Séparation Fonctionnelle</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les périmètres des futures filiales Production, Transport, Distribution-Vente ; - Le modèle de gouvernance de la future holding et des trois filiales ; - La répartition de l'ensemble des actifs de l'entreprise entre les trois filiales ; - Les statuts des filiales et de la holding ; <p>Constituent la dernière phase pour le parachèvement de la filialisation.</p>

<p>Accès des Tiers aux Réseaux Art 16 à 19</p>	<p>Il s’agit principalement de la possibilité pour certains consommateurs dits éligibles d’acheter tout ou partie de leurs besoins auprès des fournisseurs de leurs choix ; c’est une résultante de la fin du monopole d’achat en gros de Senelec ; il s’agit donc d’une exigence du code pour réaliser l’ouverture du marché de l’électricité en garantissant un fonctionnement transparent, efficace et compétitif du secteur.</p> <p>C’est dans le cadre de l’ATR qu’a été mis en place le BART ou Bureau d’Accès des Tiers au Réseau.</p> <p>Le BART est responsable du guichet unique pour l'accès des tiers au réseau de transport ainsi que le raccordement des clients éligibles. Il est notamment chargé du suivi des flux sur le réseau (injection/soutirage), de la gestion des transactions commerciales pour réconcilier flux physiques et flux commerciaux, l'application des dispositions relatives au marché de l'électricité.</p> <p>Modèle de marché de l’électricité : à adopter par arrêté ministériel ou par décision du Ministre</p> <p>Règles du marché de l’électricité : consultation publique terminée en novembre 2024 – travail en cours au niveau de la CRSE avant adoption</p> <p>Tarifs des services de transport : travail en cours au niveau de la CRSE avant adoption</p> <p>Code de réseau : arrêté d’approbation déjà publié mais à mettre en conformité avec le modèle et les règles du marché</p>
<p>Le PIMC Art 33</p>	<p>Ce plan participe du renforcement du Ministère de l’Energie pour une pleine application de la réforme du sous-secteur de l’électricité.</p> <p>Il met en œuvre un cadre permanent de planification de la demande à long terme notamment d’un plan de production actualisé annuellement, en conformité avec la stratégie Gas to power.</p>

0.4. Aperçu de la stratégie et des programmes

0.4.1. Les axes d'orientation stratégique de la transition énergétique

#	Axe d'Orientation Stratégique
1	Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté
1 bis	Elimination du charbon, combustible fossile le plus polluant, du mix électrique du Sénégal
2	Accès universel et durable à l'électricité
3	Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes (foyers améliorés, biodigesteurs, biogaz)
4	Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel
5	Efficacité énergétique des industries minières et autres industries (cimenteries, agroalimentaire, métallurgie...)
6	Développement de la mobilité verte
7	Développement de nouvelles industries vertes (hydrogène vert, phosphate...)
8	Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture
9	Promotion du contenu local : formation – transfert de technologie – R&D – qualité – accès au financement
10	Inclusivité, intégration du genre et engagement des populations

Ces 11 thèmes ont été retenus comme les axes d'orientation stratégique du plan d'investissement.

Le plan d'investissement s'articule donc autour de ces 10 axes. Parmi ces axes, les axes 9 et 10 ont une dimension plus transversales et interviennent dans l'ensemble des 8 autres axes.

En ce qui concerne les besoins en investissement des programmes liés à ces axes transversaux, les budgets estimés pour les activités de renforcement des capacités sont notamment amenés à être affinés et à être révisés dans les prochaines étapes

0.4.2. Synthèse des objectifs et de la stratégie par axe d'orientation stratégique

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes		Projets Quick Wins
Axe stratégique 1 Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	Objectifs JETP : <ul style="list-style-type: none"> • Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 40% du mix électrique d'ici 2030 • Réaliser une transition du mix électrique des combustibles très polluants vers des énergies renouvelables dans une logique de baisse des émissions du secteur Objectif SND : <ul style="list-style-type: none"> • Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 36.1% du mix électrique en 2029 • Minimiser les coûts de production pour assurer le tarif le plus compétitif possible pour les utilisateurs • Créer des champions nationaux et accroître la souveraineté énergétique du Sénégal • Développer le 'made in Senegal' 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Déployer la capacité additionnelle renouvelable pour atteindre 40% de puissance renouvelable en 2030 ○ Renforcer et moderniser le réseau ○ Mettre en place un programme de renforcement des compétences ○ Maximiser la valeur créée au Sénégal ○ Créer un ou des champions nationaux des énergies renouvelables en optimisant les conditions de financement 	1.1	Développement, déploiement et mise en service de 300 MW solaire PV (qui complètent le portefeuille de projets déjà décidés / intégrés par SENELEC)	3 projets Solaire PV <ul style="list-style-type: none"> - Projet QW 1 : 100 MW + BESS 60 MW x 3h / EPCF (JETP 1 & JETP 2) - Projet QW 2 : 100 MW + BESS 60 MW x 3h / IPP « champions nationaux - Projet QW 3 : 100 MW + BESS 60 MW x 3h / IPP Leral
			1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique et améliorer la capacité de stockage	Projet QW 8 : Etude de stabilité du réseau et des besoins en stockage Projet QW 10 : Batterie de stockage de Diass
			1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes		Projets Quick Wins
Axe stratégique 1Bis Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	Fermer la centrale charbon et éliminer le charbon du mix énergétique du Sénégal	<ul style="list-style-type: none"> ○ Valider le coût de fermeture de la Centrale CES de Sendou ○ Identifier une source de financement par subvention ○ Mobilisation des fonds et processus de fermeture anticipée de la centrale charbon ○ Assurer la pérennité en période post-fermeture 	1.4	Eliminer le charbon du mix énergétique du Sénégal	
Axe Stratégique 2 Accès universel et durable à l'électricité	<ul style="list-style-type: none"> • Assurer un accès universel durable à l'électricité • Réaliser l'électrification en minimisant le coût de production de l'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Accélérer l'électrification des localités et ménages restants ○ Minimiser les coûts de production pour assurer le tarif le plus compétitif possible pour les utilisateurs ○ Assurer la durabilité des ouvrages hors réseau 	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	
			2.2	PUELEC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Projet QW 4 : PUELEC ▪ Projet QW 9 : Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum
			2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	
			2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	

Axe Stratégique	Objectifs	○ Stratégie	Programmes		Projets Quick Wins
Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer l'accès à la cuisson propre • Développer un mix énergétique pour la cuisson avec des combustibles propres 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre ○ Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur 	3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre	Projet QW 6 : Installation de 27 000 biodigesteurs
			3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	
Axe Stratégique 4 Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Réaliser des économies d'énergie • Ecrêter la demande en pointe • Réduire la facture publique d'électricité • Sensibiliser sur les enjeux de l'efficacité énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Exploiter le potentiel d'économies d'énergies et d'écêtement de puissance identifié ○ Créer un cadre favorable au développement de la pratique et de projets de MDE ○ S'assurer de l'adhésion du public aux problématiques et au potentiel de la MDE 	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique	
			4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs	Projet QW 5 : Programme de réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique
			4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes		Projets Quick Wins
Axe Stratégique 5 Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	<ul style="list-style-type: none"> • Accompagner la transition vers des sources d'énergie durables et l'adoption de technologies plus efficaces • Réduire les émissions de CO2 • Améliorer l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Poursuivre les efforts de réduction des émissions de CO2 du secteur du ciment ○ Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES ○ Améliorer l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie ○ Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur 	5.1	Réduire les émissions de CO2 du secteur du ciment	
			5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	
			5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	
			5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	
Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	<ul style="list-style-type: none"> • Limiter la hausse des émissions du secteur des transports • Développer une offre de mobilité propre qui répondre aux besoins de la population • Développer des filières bas carbone locales 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains ○ Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles ○ Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur 	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal	Projet QW 7: Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar
			6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	
			6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes		Projets Quick Wins
Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	<ul style="list-style-type: none"> • Développer des nouvelles filières industrielles bas carbone et exploiter les relais de croissance potentiels de ces filières 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Explorer le potentiel et préparer le Sénégal au possible développement de l'économie de l'hydrogène vert ○ Exploiter le potentiel des énergies renouvelables dans le secteur industriel 	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	
			7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	
			7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	
Axe Stratégique 8 Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture	<ul style="list-style-type: none"> • Assurer l'accompagnement bas carbone du développement du secteur primaire • Améliorer les conditions de vie des populations actives du secteur primaire • Améliorer l'accès à l'eau via des énergies renouvelables 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Développement des EnR pour l'accès à l'Eau ○ Développement des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche 	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	Projet QW 11 : Hybridation de 2000 forages en milieu rural
			8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	

0.5. Chronogramme des besoins en investissement

0.5.1. Priorisation des axes d'orientation stratégique

Les axes d'orientation stratégique ont été priorisés¹ :

#	Axe d'Orientation Stratégique	Ordre de priorité
1	Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1
2	Accès universel et durable à l'électricité	2
4	Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	3
3	Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	4
6	Développement de la mobilité verte	5
8	Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture	6
1 bis	Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	7
5	Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	8
7	Développement de nouvelles industries vertes	9

0.5.2. Priorisation des programmes et projets²

L'ordre de priorité est le suivant :

- Plus haut degré de priorité : Projet Quick Win
- Plus faible degré de priorité : niveau 3






Quick Win	1	2	3
-----------	---	---	---

0.5.3. Identification des Projets « Quick Win »

#	Projet Quick Win	Axe Stratégique
QW1	Projet Quick Win 1: 100 MWc + BESS 60 MW x 3h EPCF (JETP1 & JETP2)	1
QW2	Projet Quick Win 2: 100 MWc + BESS 60 MW x 3h IPP "Champions nationaux"	1
QW3	Projet Quick Win 3: 100 MWc + BESS 60 MW x 3h IPP IPP "Leral"	1
QW4	PUELEC	2
QW5	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	4
QW6	Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs	3
QW7	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	6
QW8	Etude de stabilité du réseau et des besoins en stockage	1
QW9	Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum	2
QW10	Intégration des énergies renouvelables (BESS de Diass)	1
QW11	Hybridation de 2000 forages en milieu rural	8

¹ Détails de la priorisation des axes d'orientation stratégique : voir Annexe 5

² Voir détails en Annexe 8

QW1	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)		+ 300 MW EnR (permet d'atteindre les 40 % d'ici 2030)	- 430 000 tCO2eq. par an (Par rapport à une électricité issue du HFO)
QW2	Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"			
QW3	Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"			
QW8	Etude de stabilité du réseau et des besoins en stockage			
QW10	Intégration des énergies renouvelables (Batterie de stockage de Diass)			
QW4	PUELEC		+ 8 523 localités avec électricité	Accès universel à l'électricité
QW9	Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum			
QW5	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique		2,5 M EUR économisés par an	
QW6	Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs		+ 310 GWh de biogaz	270 000 personnes avec accès à la cuisson durable
QW7	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar		22 000 t de déchets transformés en 32 GWh de biocarburants	- 116 000 tCO2eq. au total

0.5.4. Chronogramme des investissements par programme

Le Plan d'Investissement est le plan de la transition énergétique juste du Sénégal et les financements JETP apportés par IPG ne constituent qu'une partie de la réponse aux besoins d'investissement. D'autres sources pourront contribuer, y compris le secteur privé national. Le plan d'investissement a pour objectif de recenser les besoins en investissements sectoriels pour le Sénégal

Axe Stratégique	Programmes			ordre de priorité	Besoins en Investissement annuels (M EUR)								
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL		
Axe stratégique 1 Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1.1	1.1a	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	Quick Win	6,9	195,7						202,6	
			Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	Quick Win		10,5	205,4					215,9	
			Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	Quick Win		10,5	205,4					215,9	
	1.1b	400 MWc + BESS - Projets solaires PV		1					420	420		840	
	1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique		1		15	15					30	
	1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables		1		2	2	2	2	2	2	10	
	TOTAL					6,9	233,8	427,8	2	2	2	1 514,4	
Axe stratégique 1Bis Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	1.4	1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de fermeture	2	5							5	
		1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée			2						2	
		1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée				200						200
		1.4.4	Accompagnement de la Recherche-Développement & l'Innovation dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique					5					5
	TOTAL					5	2	200	5			212	

Axe Stratégique	Programmes		ordre de priorité	Besoins en Investissement annuels (M EUR)						
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Axe Stratégique 2 Accès universel et durable à l'électricité	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	20
	2.2	PUELEC	Quick Win	179	179	179	179	179	179	1074
	2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1	285	288	288	288	288	288	1725
	2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	1	71	73	73	73	73	73	436
	TOTAL			538,0	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4
Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	3.1	Développer un mix énergétique pour la cuisson propre								
	3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	1	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	38
		Déploiement de 27 000 biodigesteurs	Quick Win	10	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	62
	3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d'une unité par région	1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,5
		Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,7
	3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	12,4
TOTAL			19,2	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	117,6
Axe Stratégique 4 Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de MDE et au développement du marché de l'EE	1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	16,9
	4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs	1	95	95	95	95	95	95,2	570,2
	4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	16,0
	TOTAL			100,5	100,5	100,5	100,5	100,5	100,5	100,7

Axe Stratégique	Programmes		ordre de priorité	Besoins en Investissement annuels (M EUR)						
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Axe Stratégique 5 Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment	2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	7,5
	5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	2	1,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	11
	5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	2	4	4	4	4	4	4	24
	5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	7
	TOTAL			7,9	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1	530,6	530,6	530,6	530,6	530,6	530,6	3 183,3
	6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	1	18,4	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	111,1
	6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	77,5
	TOTAL			561,9	562,0	562,0	562,0	562,0	562,0	562,0
Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	5
	7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	2
	7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,9	35
	TOTAL			6,9	7	7	7	7	7	7
Axe Stratégique 8 Nexus Eau-Energie-Agriculture	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	350
	8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	15
	TOTAL			44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2
GRAND TOTAL (M EUR)				1,307	1,537	1,929	1,309	1,724	1,724	9,531

0.5.5. Détail des sources des programmes et des besoins en investissement

Axe Stratégique	Programmes		Ordre de priorité	Source et détails des programmes / Projets
Axe stratégique 1 : Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1.1 a	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	Quick Win	Plan d'Investissement
		Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	Quick Win	Plan d'Investissement
		Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	Quick Win	Plan d'Investissement
	1.1 b	400 MWc + BESS - Projets solaires PV		Remplacement de la production électrique de Souapiti et Kaleta
	1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique	1	Projet SENELEC – Financement KfW
	1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	1	Estimation du Plan d'Investissement à confirmer
Axe stratégique 1Bis : Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	1.4	1.4.1 Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de fermeture	2	Plan d'Investissement
		1.4.2 Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée		Plan d'Investissement
		1.4.3 Indemnité de fermeture anticipée		Plan d'Investissement
		1.4.4 Accompagnement de la Recherche-Développement & l'Innovation dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique		Plan d'Investissement
Axe Stratégique 2 Accès universel et durable à l'électricité	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	PSD ASER – Janvier 2025
	2.2	PUELEC	Quick Win	PSD ASER et Compact M300
	2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1	Projet #23 : « Autoconsommation solaire dans 300.000 ménages urbains et périurbains »
	2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	1	PSD ANER – Janvier 2025

Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	3.1	Développer un mix énergétique pour la cuisson propre		Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025	
	3.1	3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
		3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs	Quick Win	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
		3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées - une unité par région	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
		3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
	3.2		Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
Axe Stratégique 4 Maîtrise de la demande des secteurs public et résidentiel	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de MDE et au développement du marché de l'EE		1	PSD AEME – Janvier 2025
	4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs		1	PSD AEME – Janvier 2025
	4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique		1	PSD AEME – Janvier 2025
Axe Stratégique 5 : Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment		2	Plan d'Investissement
	5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES		2	Plan d'Investissement
	5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie		2	Plan d'Investissement
	5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur		2	Estimation du Plan d'Investissement à confirmer

Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1	PSD CETUD – Janvier 2025
	6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	1	PSD CETUD – Janvier 2025
	6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	PSD CETUD – Janvier 2025
Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3	Plan d'Investissement
	7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2	Estimation du Plan d'Investissement à confirmer
	7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2	Projet ministère de l'Industrie – APROSI – février 2025
Axe Stratégique 8 Nexus Eau-Energie-Agriculture	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1	PSD ANER – Janvier 2025
	8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	PSD ANER – Janvier 2025

La mise à jour des PSD des différentes entités doit permettre la mise à jour du Plan d'Investissement.

0.5.6. Projets évalués par Axe d'orientation Stratégique

Les projets évalués s'inscriraient dans les Programmes suivants

Axe Stratégique	Programmes		ordre de priorité	Projets évalués	Montant (M EUR)
Axe stratégique 1 : Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1.1	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC + 60MW x 3h (JETP1 & JETP2)	Quick Win		202
		Projet Quick Win 2: 100 MWc + 60MW x 3h IPP "Champions nationaux"	Quick Win		215
		Projet Quick Win 3: 100 MWc + 60MW x 3h IPP "Leral"	Quick Win		215
	1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique	1	Projet #29 : Infrastructures de réseaux modernes	30
	1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	1	Projet #30 : Village Ecole Vert (VEV)	ND
Axe stratégique 1Bis : Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	1.4	1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de fermeture	2	
		1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée		
		1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée		
		1.4.4	Accompagnement de la R&D & l'Innovation dans le secteur des EnR et de l'efficacité énergétique		

Axe Stratégique 2 Accès universel et durable à l'électricité	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	Projet #21 : Renforcement de l'Infrastructure Qualité pour des services énergétiques innovateurs	7.6	
				Projet #22 : Renforcement de capacités des agents de l'ANER et de ses partenaires	0,4	
	2.2	PUELEC	Quick Win	Projet #3 : Electrification de 350 Villages Par Mini-Centrales Solaires	114,3	
				Projet #4 : Electrification de Villages Par Mini-Centrales Solaires	100,6	
				Projet #5 : Projet d'intégration de centrales solaires au réseau dans 600 villages par injection	114,3	
		Projet #14 : Construction de centrales Hybrides PV + BESS dans 18 îles du Saloum	30			
2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1	Projet #23 : « Autoconsommation solaire dans 300.000 ménages urbains et périurbains »	1 724,5		
2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	1	Projet #20 : Autonomisation en énergie électrique des universités, hôpitaux et bâtiments abritant des institutions, ministères et autres services de l'administration	92		
Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	3.1	3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an	1		
		3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs	Quick Win	Projet #15 : Projet d'installation de biodigesteurs pour une transition énergétique et une résilience des populations rurales et péri-urbaines face aux effets du changement climatique	62
		3.1.3	Développement du combustible éthanol - création de 14 unités de production de réchauds à éthanol	1		
		3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1	Projet #2 : Installation d'unités pilote de briquetage, pour la production de briquettes de charbon alternatives au charbon de bois comme solution de lutte contre la déforestation, à proximité des forêts classées de la Casamance	0,3
	3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance	1			

Axe Stratégique 4 Maîtrise de la demande des secteurs public et résidentiel	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de MDE et au développement du marché de l'EE	1	Projet # 11 : Extension des points d'information territorialisés (PIT) sur la maîtrise de l'énergie	2,9
	4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs	1	Projet #12 : Programme SARDEL de réduction de la facture publique d'électricité par l'optimisation de la facturation et des installations électriques sur 9 000 polices d'abonnement	2,6
				Projet #6 : Eclairage général efficace	25,3
				Projet #7 : Eclairage public efficace	44,6
			Projet #8 : Ecofridges	9,8	
			Quick Win	Projet #9 : Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	132
	1	Projet #28 : Projet d'installation de 100 000 lampadaires solaires autonomes	175		
1	Projet #10 : Projet d'amélioration des Performances énergétiques des Stades du Sénégal (PAPES)	0,9			
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	1			
Axe Stratégique 5 : Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	5.1	Réduire les émissions de GES du ciment	2		
	5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	2		
	5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	2		
	5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance	2		
Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1		
			Quick Win	Projet #16 : Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	19,8
	6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	1		
6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance	1			

Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3		
	7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2		
	7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2	Projet #18 : Promotion des énergies renouvelables dans les pôles de développement économique du Sénégal	45,3
Axe Stratégique 8 Nexus Eau-Energie-Agriculture	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1	Projet #26 : Diffusion à grande échelle de pompes solaires pour des usages productifs au Sénégal	62
			1	Projet #32 : SUNU Agri-Solaire 2025 – 2027 Agrivoltaïsme	3,2
			1	Projet #25 : Projet d'installation d'unités de dessalement de l'eau saumâtre fonctionnant à l'énergie solaire photovoltaïque	64,7
			1	Projet #19 : Utilisation du stockage froid solaire pour la conservation des produits agricoles, halieutiques et laitiers	53,3
			1	Projet #24 : Energie solaire pour l'autonomisation et le renforcement économique des femmes en milieu rural au Sénégal (ESAREF)	17.5
			Quick Win	Projet #17 : Hybridation de 2000 forages en milieu rural	78,8
			1	Projet #33 : Forages solarisés	64
	8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1		

0.5.7. Allocation prospective des ressources – Projets « Quick Wins »

QW #	Projet	Allocation ressources (M EUR)						
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation	Secteur privé	Assistance Technique
1	100 MW solaire PV + BESS 60MW x 3h - EPC F (JETP 1 - JETP 2)							
	Etudes / Conseil							5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					
	EPC	190						
	TOTAL	195,7	1,9					5
2	100 MW solaire PV + BESS 60MW x 3h - "Champions Nationaux) + BESS							
	Etudes / Conseil / AT							5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					
	Equity						3,63	
	TOTAL	205,37	1,9				3,63	5
3	100 MW solaire PV + BESS 60MW x 3h - IPP "Leral" + BESS							
	Etudes / Conseil / AT							5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					
	Equity						3,63	
	TOTAL	205,37	1,9				3,63	5
4	PUELEC							
	Extension du réseau de transport & distribution (MT - BT)	598						
	Electrification par Mini-réseaux	269					139	
	TOTAL	901					173	

QW #	Projet	Allocation ressources						
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation	Secteur privé	Assistance Technique
Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs								
5	installation de 27 000 biodigesteurs	49,6					6,2	6,2
	TOTAL	49,6					6,2	6,2
Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique								
6	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	132						
	TOTAL	132						
Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar								
7	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	19,82						
	TOTAL	19,82						
Réalisation d'une étude de stabilité du réseau et des besoins en stockage								
8	Réalisation d'une étude de stabilité du réseau et des besoins en stockage		1					
	TOTAL		1					
Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum								
9	Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum	20,0						
	TOTAL	20						
Intégration des énergies renouvelables (Batterie de stockage de Diass)								
10	Intégration des énergies renouvelables (BESS de Diass)	10,00						
	TOTAL	10,00					0,0	0,0
Hybridation de 2000 forages en milieu rural								
11	Hybridation de 2000 forages en milieu rural	77,2	1,6					
	TOTAL	77,2	1,6					
GRAND TOTAL		1816,06	8,3				186,46	21,20

0.6. Identification et proposition de mitigation des risques principaux de la mise en œuvre du Plan d'Investissement

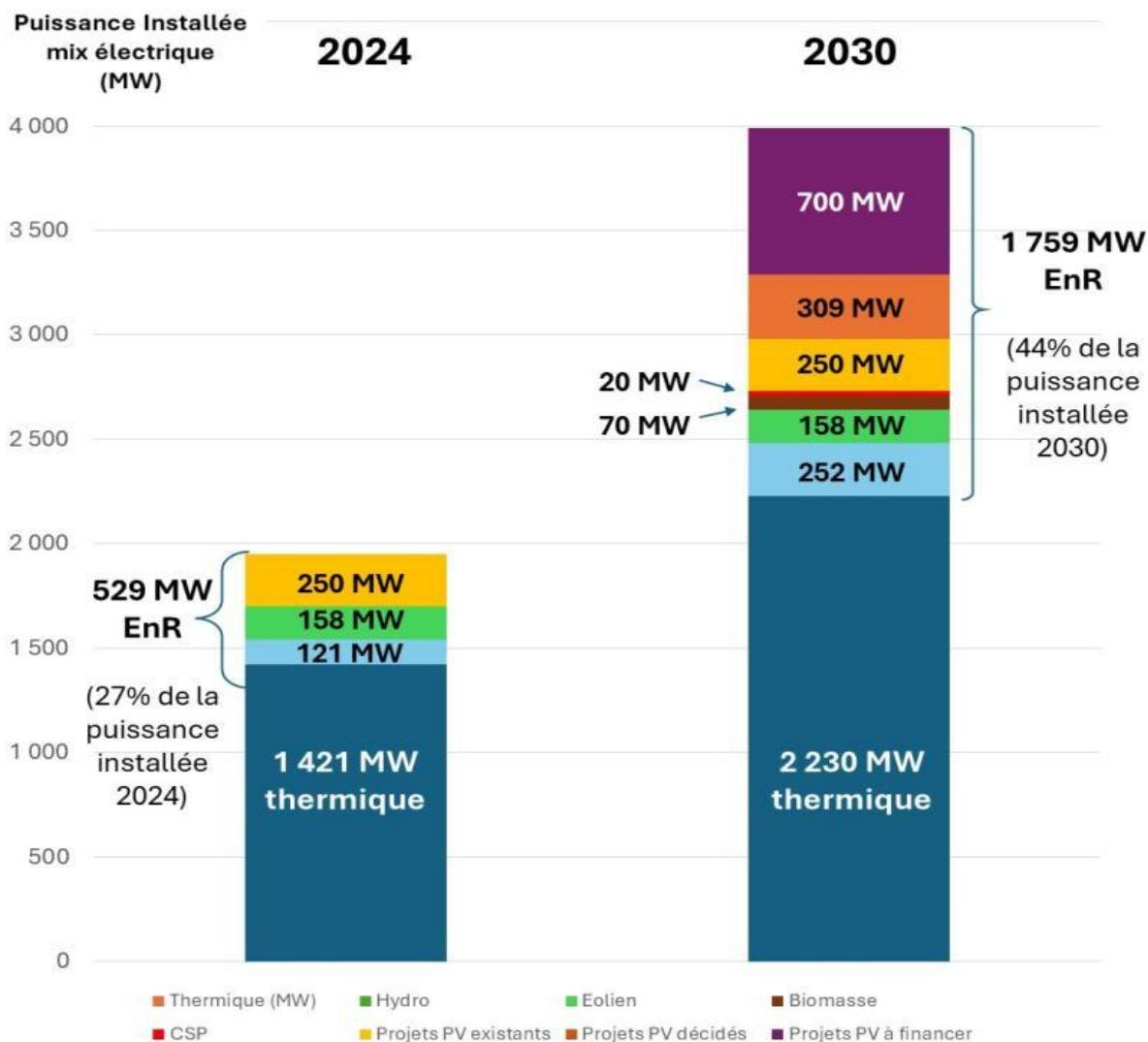
Risque	Mitigation potentielle		
	Action	Responsable	Délai
Non atteinte du taux de 40% d'EnR en 2030	Action 1 : Mise à jour régulière du Plan Directeur de production et ajustement de la trajectoire de déploiement des projets EnR sur une base annuelle	SENELEC	Moyen terme (1ère itération en 2026)
	Action 2 : Remplacement de puissance non disponible (pour cause de retard trop important ou d'annulation de projet) par une puissance renouvelable permettant de produire l'énergie électrique non disponible	SENELEC	Long terme
Non atteinte de l'accès universel à l'électricité	Action 1: Améliorer la planification et assurer un suivi et une mise à jour régulière et en quasi-temps réel. Cette amélioration de la planification peut être effectuée notamment via: <ul style="list-style-type: none"> ○ Création d'outils et d'une base de données permettant de mieux planifier les programmes d'accès à l'électricité ○ Mettre à jour les données des localités ○ Intégrer les données démographiques les plus récentes 	ASER	Moyen terme (2025)
	Action 2 : Améliorer le cadre de la tarification pour assurer une accessibilité et une équité tarifaire en zone rurale	MEPM	Moyen terme (2025 - 2026)
	Action 3: Concevoir et mettre en œuvre un mécanisme pérenne pour payer régulièrement la compensation tarifaire pour harmonisation des tarifs tant que les contrats de ces CER ne sont pas mués en contrats d'affermage.	MEPM	Moyen terme (2025)
	Action 4: Améliorer le cadre permettant d'assurer la rentabilité des ERD , notamment via la mise en place d'un programme d'appui aux ménages pour le préfinancement des frais de raccordement	MEPM	Moyen terme (2026)
	Action 5: Standardiser les équipements électriques des installations intérieures	MEPM COSSUEL SENELEC	Long terme

Non disponibilité des fonds identifiés comme source de financement JETP	Action 1: Identification de sources de financement alternatives potentielles	MEPM MFB	Court terme
	Action 2: Priorisation des projets et programmes les plus impactés par l'absence ou la diminution de subvention	MEPM UCS	Court terme
	Action 3: Elaboration d'un calendrier alternatif avec les partenaires financiers	MEPM UCS	Court terme
Non-respect des critères d'équité justice	Action 1: Création d'une commission équité justice qui participerait à : - L'évaluation des projets reçus et qui pourrait demander des amendements et des modifications préalables au financement - La mise à jour régulière du plan d'investissement au cours de sa durée de vie	UCS	Court terme
Non concordance ou manque de compétences locales pour la mise en œuvre de la transition énergétique	Action 1: Identification de besoin en renforcement des capacités des pouvoirs publics et organisation de sessions de formations	UCS	Court terme
	Action 2: Identification des besoins en formation et en renforcement des capacités et des compétences du secteur privé pour les axes prioritaires	UCS	Court terme
	Action 3: Rationalisation et structuration de l'offre de formation autour des besoins identifiés	MEPM MESRI MFPAl	Moyen terme

0.7. Focus Axe Stratégique 1 : Objectif de 40% de puissance installée renouvelable en 2030

0.7.1. Trajectoire du mix énergétique

La puissance électrique installée en 2024 était de 1950 MW, dont 1421 MW Thermique (HFO + charbon) et 529 MW renouvelables (soit 27 % de la puissance installée totale)



La trajectoire de référence amène à une puissance installée totale de 3 989 MW en 2030, dont 2 230 MW thermique et 1 759 MW renouvelables, **soit 1 230 MW renouvelables additionnels** d'ici 2030.

Ces 1 230 MW renouvelables se décomposent ainsi :

- 315 MW additionnels de puissance hydroélectrique (centrales hydroélectriques régionales de *Kaleta*, *Souapiti*, *Sambangalou* et *Koukoutamba*)
- 309 MW de projets solaire PV déjà planifiés (projets *Walo*, *Kolda 1*, *Kolda 2*, *Nexentury*, *Niakhar*, *Sansolar*, *Tambasolar*, *Serengeti*)
- 70 MW de biomasse et 20 MW de CSP
- **700 MWc de projets solaires à financer : Parmi ces 700 MWc figurent les 3 projets Quick Wins**

2 projets hydroélectriques régionaux ont été intégrés à la trajectoire, sur la base du Plan Directeur de SENELEC et en ligne avec le Pilier 2 du Pacte National pour l’Energie, qui vise à tirer parti des avantages d’une intégration régionale accrue.

Néanmoins, les projets de Kaleta et Souapiti (184 MW cumulés) n’ont pas été pris en compte dans ce scénario de référence et une proposition de remplacement par du solaire PV est intégré (400 MWc de solaire PV + BESS à développer et financer) **devra être validée par l’étude Quick Win #8, qui devra réalisée le plus rapidement possible.**

Nous attirons l’attention sur le fait que ce scénario devra faire l’objet d’études de réseau détaillées de la part de SENELEC pour confirmer la viabilité de cette trajectoire, et également pour confirmer les besoins en stockage associés.

Compte tenu de ces éléments, la stratégie permettant d’atteindre les objectifs de l’Axe 1 repose sur 3 programmes :

Programmes		Ordre de priorité
1.1	1.1 a: 300 MWc de Projets Quick Wins : - Projet Quick Win 1: 100 MWc + 60 MW x3h - EPCF (JETP1 & JETP2) - Projet Quick Win 2: 100 MWc + 60 MW x3h - IPP "Champions nationaux" - Projet Quick Win 3: 100 MWc + 60 MW x3h - IPP "Leral"	Quick Win
	1.1 b: 400 MWc de puissance PV additionnelle permettant de remplacer la production de Souapiti et Kaleta	1
1.2	1.2.1 Renforcer et moderniser le réseau électrique	1
	1.2.2 Installation de BESS	1
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des EnR	1

0.7.2. QW1 /QW2 / QW3 – 3 projets solaires PV avec une structuration différente

Le Programme 1.1 : 300 MW de projets solaires à financer a été identifié comme Quick Win. Il se compose de 3 projets référence de 100 MWc chacun³ :

1. **QW1 : Projet EPC F (JETP1 / JETP2)** 100 MWc PV+ BESS 60MW/180MWh
2. **QW2 : Projet IPP « Champions Nationaux »** 100 MWc PV + BESS 60MW/180MWh
3. **QW3: Projet IPP « Leral »** 100 MWc PV + BESS 60MW/180MWh

³ Pour des raisons d’homogénéité et de standardisation, chacun des 3 projets solaires PV reprend le **même format technique et économique**. Il s’agit du format technique défini dans le Projet JETP1 et JETP2 Projet **AFD / Senelec**. Soit 100 MWc solaire PV et BESS 60 MW / 180 MWh. **Les coûts EPC** de ces projets sont les valeurs du Projet JETP1 et JETP2 **fournies par Senelec** (issues des hypothèses base **NREL**³, soit un coût EPC de ~1,12 MEUR / MWc PV et de ~1,38 MEUR / MW BESS – 3h). Il est cependant possible **que les coûts réels soient significativement plus bas.**

Les Projets sont techniquement identiques mais avec des solutions de financement différentes. Chacun de ces projets vise néanmoins à maximiser la **valeur ajoutée pour le Sénégal et pour les Sénégalais**.

Le **solaire PV apparait comme la solution technique la mieux adaptée au Sénégal**. Les BESS permettront de mieux répondre aux besoins du réseau Sénégalais. Ces futurs projets solaires devront sélectionner des zones où l'irradiation solaire est maximale et à proximité d'infrastructure réseau existantes pour optimiser le facteur de charge.

0.7.2.1. Une approche optimisée pour réduire les coûts, maximiser le made in Sénégal et créer des emplois

- **Réduction des coûts EPC:**

Dans un objectif de standardisation, les 3 projets solaires sont développés sur la **même base technique**. Le mode de contractualisation privilégié est l'**Appel d'Offre international** (en ligne avec le pilier 1 du Pacte National pour l'Energie) pour un EPC.

Idéalement, un appel d'offres de 3 x 100 MWc⁴, avec mise en œuvre de procédures digitalisées de passation des marchés pourrait apporter les meilleures conditions économiques et techniques.

- **Le Made in Sénégal**

le Plan d'Investissement vise à développer le made in Sénégal et :

- Créer un centre d'excellence du solaire et des EnR visant à former des élites nationales et régionales dans le domaine
- Construire progressivement une/des unité(s) d'assemblage pour assembler des panneaux, des composants, et des systèmes autonomes, dans le cadre d'un processus d'Appel d'Offre compétitif et structuré
- Mobiliser des structures de financement locales et régionales

- **La Souveraineté du Sénégal et réduction des coûts de l'électricité**

Au-delà du fait que la ressource énergétique renouvelable appartient au Sénégal, au-delà du fait que les EnR vont apporter de l'électricité abondante, moins chère et plus propre, le Plan d'Investissement pourra permettre aux **Sénégalais d'être seuls propriétaires** des actifs énergétiques.

Par un **montage financier innovant**, qui s'appuie sur la contribution optimale du JETP, les 'Champions Nationaux' et le 'Fonds Leral' vont supporter seulement **2% de l'investissement** des centrales solaires.

- Un gearing à 20% Fonds Propres / 80% dette senior
- Des Fonds Propres à 10% de Capital Social et 90% de dette mezzanine
- La dette senior et la dette mezzanine seraient, de façon optimale, couvertes par des prêts concessionnels⁵

⁴ Effet de standardisation, de massification, de concurrence optimisée

⁵ Si le JETP finance la dette senior et la dette mezzanine à des taux concessionnels, l'impact sur le coût de l'électricité sera considérable. Cf chapitre 8.4

De plus, ce montage financier « Project Finance » réduira au maximum :

- le coût de l'électricité, par le faible coût de la dette et la faible rémunération des actionnaires
- l'impact sur la dette nationale

- **Les Champions Nationaux et le Fonds Leral**

Aux Champions Nationaux **investisseurs** (issus du secteur public et du secteur privé) pourra être associé le **Fonds Leral**, pour assurer une meilleure appropriation et le contrôle des actifs de production d'électricité par les Sénégalais.

Le Fonds **Leral** est un fonds à créer, qui collecterait ses ressources **auprès des ménages ou entreprises sénégalaises et de certaines institutions partenaires**.

Ces ressources seront utilisées sous forme de financement « blended » destiné aux projets solaires.

L'accès à des subventions et des ressources concessionnelles des institutions partenaires permettrait au Fonds Leral d'avoir un financement blended qui serait en attente de rémunération plus faible que celles des champions nationaux ou des banques commerciales.

De plus le Plan d'Investissement, par le biais de **renforcement de compétences** vise à développer des Champions Nationaux dans le domaine des **études**, de **l'opération** et de la **maintenance** des actifs productifs.

- **L'amélioration d'un cadre favorable aux investissements privés**

Le gouvernement du Sénégal a rappelé son engagement inscrit dans le pilier 4 du Pacte National pour l'Énergie, engagement à identifier les obstacles afin de débloquer les investissements privés dans la production, le transport et la distribution d'électricité.

- **L'accès aux financements : via des véhicules comme le REEF**

Utiliser le fonds REEF du Fonsis pour accompagner le financement de projets solaires.

Dans cette optique de 'Sénégalisation' de la filière solaire, le Plan d'Investissement a défini une approche structurée (le Plan Solaire Du Sénégal⁶ – PSDS) visant à faire du Sénégal un des leaders du Solaire en Afrique Subsaharienne.

⁶ Cf : chapitre 8.7

0.7.2.2. QW1 : Le Projet : EPC F (JETP1 / JETP2) 100 MW PV+ BESS 60 MW /180 MWh

Ce sont les 2 Projets EPC, 2 X50 MW, prévus à Thiès & Touba, avec financement AFD et BAD, réunis en 1 seul projet groupé⁷.

0.7.2.3. QW2 : Le Projet IPP « Champions Nationaux » 100 MW PV + BESS 60 MW /180 MWh

Projets identifiés dans la liste des projets décidés à Koungheul & Linguère ; transformés en Projet IPP « **Champions nationaux** »

Emplois en MEUR		Structuration Financière / Ressources		Qui
EPC	190	pure equity	3,63	Fonsis / Senelec / Privés Sénégalais
Etudes / conseil	5	dette mezzanine	32,65	Prêt Concessionnel JETP
Terrain / emprises	1,9	AT	5,00	AT JETP
Coût financement	19	Subvention	1,90	Subvention JETP
	215,9	dette senior	172,72	Prêt Concessionnel JETP
			215,90	

Les principes qui guident ce modèle IPP Champions Nationaux sont :

- projet IPP avec un **actionnariat 100% Sénégalais** avec une SPV composée possiblement de Fonsis, Senelec et des actionnaires privés Sénégalais
- **effet de levier maximal**⁸ (tant sur la dette mezzanine, que sur la dette senior) pour réduire le montant à financer par les Sénégalais
- **coût minimal des 2 dettes**⁹ grâce au prêt concessionnel JETP (taux concessionnel voir simulations 8.4)

Ce modèle de financement repose sur une **contribution exceptionnelle du JETP**, tant sur les conditions de financement que sur la validation du montage financier et de son effet de levier maximal.

Ce montage financier optimisé a pour effet de réduire le coût de l'électricité et permettre de réduire le ticket d'entrée à moins de 3,3 Mds FCFA (5 MEUR) pour les acteurs Sénégalais.

⁷ Cf : 0.7.2.5 pour les données économiques sur Projet

⁸ Avec un gearing (fonds propres / dette sénior) de 20/80 et un montage de fonds propres (10% apport actionnaires / 90% dette mezzanine), l'apport en cash actionnaire ne représente que 2% du coût total du Projet (cf 0.7.2.1)

⁹ La dette sénior et la dette mezzanine étant financées par le prêt JETP à taux concessionnel

0.7.2.4. QW3 : Le Projet IPP « Leral » 100 MW PV + BESS 60MW/180MWh

Nouveaux projets de 100 MW pour atteindre 40%

Emplois en MEUR		Structuration Financière / Ressources		Qui
EPC	190	pure equity	3,63	Senelec / Fonds Leral
Etudes / conseil	5	dette mezzanine	32,65	Prêt Concessionnel JETP
Terrain / emprises	1,9	AT	5,00	AT JETP
Coût financement	19	Subvention	1,90	Subvention JETP
	215,9	dette senior	172,72	Prêt Concessionnel JETP
			215,90	

Les principes qui guident ce modèle **IPP Leral** sont :

- projet IPP avec un **actionariat 100% Sénégalais** avec une SPV composée **possiblement de Senelec, de privés Sénégalais et du Fonds Leral**
- **effet de levier maximal** (tant sur la dette mezzanine, que sur la dette senior) pour réduire le montant à financer par les Sénégalais
- **coût minimal des 2 dettes** grâce au prêt concessionnel JETP (taux concessionnel voir simulations 8.4)

Ce modèle de financement repose sur une **contribution exceptionnelle du JETP** et sur le Fonds Leral.

Le Fonds Leral¹⁰ : « un Fonds Leral » collecterait ses ressources **auprès des ménages ou entreprises sénégalaises et de certaines institutions partenaires**. Ces ressources seront utilisées sous forme de financement « blended » destiné aux projets solaires. L'accès à des subventions et des ressources concessionnelles des institutions partenaires permettra au Fonds Leral d'avoir un financement blended qui sera en attente de rémunération plus faible que celles des champions nationaux ou des banques commerciales.

Le Fonds Leral, qui est, in fine, une source ce financement, pourrait le cas échéant être **utilisé dans les projets EPCF** (par exemple, en cas de contrepartie Etat ou Senelec) et dans les **projets champions nationaux** pour financer la dette.

¹⁰ Cf : 0.7.2.1

0.7.2.5. Synthèse comparative des 3 solutions solaires

	EPC + F (dette Senelec)	IPP Champions Nationaux (Project Finance)	IPP Leral (Project Finance)
Coût développement	~12 MEUR dont coût financement ~5 MEUR	~25 MEUR dont coût financement ~20 MEUR (DSRA ; IDC)	~25 MEUR dont coût financement ~20 MEUR (DSRA ; IDC)
Coût EPC total	~190 MEUR (selon hypothèses Senelec / AFD)	idem	idem
Coût total projet	~202 MEUR	~215 MEUR	~215 MEUR
Parties Prenantes	EPC / Senelec / JETP	EPC / Champions Nationaux / JETP	EPC / Champions Nationaux / Leral / JETP
		(Champions Nationaux: Senelec? / FONSI? / Privés Sénégalais?)	(Leral: fonds d'investissement national ouvert à tous les privés sénégalais)
Investissement		à minima ~5 MEUR	À minima ~5 MEUR
Dette	JETP (idéalement prêt concessionnel)	JETP (idéalement prêt concessionnel pour dette mezzanine et dette senior)	JETP (idéalement prêt concessionnel pour dette mezzanine et dette senior)
Avantages	Coût électricité très légèrement inférieur	Moins d'impact sur la dette nationale	Moins d'impact sur la dette nationale
		Création de champions nationaux	Création de champions nationaux et possibilité d'investissement pour tous les Sénégalais

Une même solution technique : (identique au projet JETP1/JETP2) AFD/BAD – Senelec

- 100 MWc de panneaux solaires (~100 à 150 ha / ~110 MEUR / 25 ans durée de vie)
- 60 MW – 3h de stockage de batterie (~80 MEUR / 10 ans durée de vie)

On recherchera le lieu avec le meilleur ensoleillement pour **maximiser le facteur de charge**. Comme évoqué dans le Plan Solaire du Sénégal (cf. 8.7), le déploiement de ces 3 projets de grosse capacité est une opportunité pour :

- Installer **une unité de montage de panneaux / batteries** locale au Sénégal (condition d'attribution du Contrat EPC)
- Renforcer **l'exigence sur le contenu local**
- Développer une **expertise technique locale** dans les études et la conception des projets solaires

0.7.3. Coût du kWh projeté

Les modélisations IRENA anticipent un coût de l'électricité d'environ 88 USD / MWh en 2030, contre environ 150 USD / MWh en 2022 (voir en 4.4.4). Ce coût du MWh est basé sur une trajectoire intégrant les centrales hydroélectriques régionales et l'intégration d'énergies renouvelables sur le réseau.

Les évolutions possibles de la trajectoire du mix électrique sénégalais vont nécessiter des études ou des modélisations additionnelles pour s'assurer de la **trajectoire du coût du kWh sur le réseau électrique**. Il peut s'agir de l'actualisation des études existantes (Plan Directeur de Production, modélisations IRENA) ou d'autres études le cas échéant.

Ces études devront notamment prendre en compte les investissements nécessaires en stockage ou en gestion de l'intermittence des moyens de production renouvelables.

Les modélisations IRENA concluent également qu'à horizon 2040, l'inclusion de renouvelables dans le mix électrique à hauteur de 55% de la puissance installée permet de réduire les coûts du kWh.

0.7.4. QW8 – Etude de Stabilité du réseau et des besoins en stockage

L'intégration de sources renouvelables intermittentes dans le réseau électrique nécessite un renforcement et une modernisation du réseau d'une part, et le déploiement de moyens de stockage pour gérer l'intermittence d'autre part.

L'Etude de stabilité (Projet QW8) doit être lancée le plus rapidement possible par le MEPM et Senelec.

Cette étude devra également être mise à jour en fonction de l'évolution du mix électrique lors des ajustements du Plan Directeur de Production. Dans l'éventualité où Senelec réviserait son plan pour remplacer une partie de la puissance hydroélectrique par une puissance renouvelable intermittente, cette modification serait de nature à avoir des impacts significatifs sur les besoins en stockage.

Cette étude est intégrée dans le plan d'Investissement comme Projet Quick Win et devrait être financée par une subvention.

0.8. Focus sur axe stratégique 2 - Accès universel et durable à l'électricité

0.8.1. Enjeux, objectifs et trajectoire pour l'accès universel à l'électricité

L'accès universel à l'électricité est également considéré comme un axe prioritaire de la transition énergétique.

La stratégie d'électrification rurale privilégie l'extension du réseau de transport et de distribution et inclut, conformément au pilier 3 du Pacte national pour l'Energie, les mini-réseaux et les kits solaires pour les localités pour lesquelles l'extension de réseau n'est pas l'optimum technicoéconomique.

Solution d'accès à l'électricité	Nombre de localités
Extension du réseau	5 231
Mini réseaux solaires	1 440
SHS	1 852

La trajectoire pour **passer de 84% d'accès à l'électricité en 2024 à 100% en 2030** nécessite **un rythme annuel d'accroissement du taux d'accès à l'électricité de la population de 2,9% par an**. Ce rythme permettra d'assurer un accès à l'électricité pour les 2,8 M de sénégalais sans accès actuellement et prend en compte l'accroissement de la population d'ici 2030 (voir Annexe 7).

La Stratégie de mise en œuvre repose sur 4 grands programmes :

Programmes		Ordre de priorité
2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur et de la planification	1
2.2	PUELEC	Quick Win
2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1
2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	1

0.8.2. QW4 : Quick Win Axe Stratégique 2

Parmi ces 4 programmes, le **PUELEC doit permettre d'atteindre l'accès universel** et a été identifié comme un projet Quick Win.

0.9. Focus sur axe stratégique 3 - Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes

0.9.1. Enjeux, objectifs et stratégie pour la diffusion de modes de cuisson propre

En 2024, le taux d'accès à la cuisson propre est de 31%. L'inégalité d'accès aux modes de cuisson propre se caractérise notamment par un impact sur les femmes et les filles.

La trajectoire de déploiement de l'accès à la cuisson propre doit suivre un rythme d'accroissement annuel de 11,3% de personnes :

Situation actuelle	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Objectifs 2030
<div style="border: 1px solid #ccc; padding: 5px; display: inline-block;"> Axe Stratégique 3 </div> <div style="display: inline-block; vertical-align: middle; margin-left: 10px;"> <div style="background-color: #e67e22; color: white; padding: 5px; display: inline-block; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">29%</div> <div style="margin-left: 5px;">Taux d'accès à la cuisson propre</div> </div> <div style="margin-top: 5px; font-size: 0.8em;">Indicateur - % de personnes avec accès à la cuisson propre</div>	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	15 M de personnes supplémentaires

La Stratégie de mise en œuvre repose sur 3 grands programmes

Programmes		ordre de priorité
3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre	
3.1	3.1.1 Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	1
	3.1.2 Déploiement de 27 000 biodigesteurs d'ici 2035	Quick Win
	3.1.3 Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées (une unité par région)	1
	3.1.4 Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1
3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1

La stratégie est issue de la Stratégie de Cuisson Propre du MEPM et pourra être révisée et mise à jour conformément.

0.9.2. QW6 : Quick Win Axe Stratégique 3

Le projet porté par le PNB, **déploiement de 27 000 biodigesteurs** dans l'ensemble des régions du Sénégal, a été identifié comme projet Quick Win.

0.10. Focus sur axe stratégique 4 - Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel

Les économies d'énergie et l'efficacité énergétique sont une dimension identifiée comme essentielle de la transition énergétique.

Les objectifs de l'Axe Stratégique 4 sont à la fois quantitatifs et qualitatifs :

- Maitriser la **demande énergétique domestique** (équipements efficaces, ...) et **économiser 315 GWh d'électricité par an**, soit près de 5% de la production annuelle totale du pays en 2024, et réduire de **98 MW la demande en pointe**.
- **Réduire la facture publique d'électricité**
 - Optimiser la facturation (adapter les puissances souscrites aux consommations réelles et ajuster la demande côté secteur public)
 - Mettre à niveau les bâtiments publics et administratifs pour réduire la consommation énergétique
 - Déployer une capacité renouvelable pour la consommation des bâtiments publics, avec une production électrique adaptée au profil de charge de la demande.
- **Meilleure prise en compte de la MDE et amélioration de la connaissance des enjeux de la MDE auprès du public**

La stratégie de mise en œuvre s'articule autour de 3 programmes :

Programmes		Ordre de priorité
4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique	1
4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs	1
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	1

Le programme 4.1 permettant d'exploiter le potentiel d'économies d'énergies et d'écrêtement de puissance identifié intègre notamment :

- La diffusion de lampes efficaces dans les bâtiments publics et résidentiels
- La diffusion d'équipements d'éclairage public efficace
- Le déploiement d'appareils électriques performants énergétiquement

0.10.1. QW5 : Quick Win Axe Stratégique 4

Le projet de « réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique » porté par l'AEME et l'ANER a été identifié comme projet Quick Win.

0.11. Focus sur axe stratégique 5 - : Efficacité énergétique des industries minières et autres industries

Les objectifs de l’Axe Stratégique 5 sont :

- Accompagner la transition vers des sources d’énergie durables et l’adoption de technologies plus efficaces
- Réduire les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES)
- Améliorer l’efficacité énergétique du secteur de l’industrie :
- Mettre en place des actions qui devront veiller à ce que les gains en efficacité énergétique ne se fassent pas au détriment des travailleurs.

La stratégie s’articule autour de 4 programmes :

Programmes		Ordre de priorité
5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment	2
5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	2
5.3	Amélioration de l’efficacité énergétique du secteur de l’industrie	2
5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2

0.12. Focus sur axe stratégique 6 – Développement de la mobilité verte

0.12.1. Enjeux, objectifs et stratégie pour la diffusion de modes de cuisson propre

Les objectifs de l’axe stratégique 6 sont :

- Limiter la hausse des émissions du secteur des transports
- Développer une offre de mobilité propre qui réponde aux besoins de la population
- Développer des filières bas carbone locales
- Garantir un accès équitable aux solutions de mobilité durable en veillant à rendre les coûts de transport accessibles aux petites bourses et le transport en commun attractif ;

La stratégie s’articule autour de 3 programmes :

Programmes		Ordre de priorité
6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1
6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	1
6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1

0.12.2. QW7 : Quick Win Axe Stratégique 6

Le projet de « Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar » s’intègre dans le programme 6.1 et a été identifié comme projet « Quick Win ».

0.13. Focus sur axe stratégique 7 - Développement de nouvelles industries vertes

L'objectif de l'Axe Stratégique 7 est de développer des nouvelles filières industrielles bas carbone et exploiter les relais de croissance potentiels de ces filières

La stratégie s'articule autour de 2 thématiques

- Explorer le potentiel et préparer le Sénégal au possible développement de l'économie de l'hydrogène vert
 - Exploiter le potentiel des énergies renouvelables dans le secteur industriel
 - Intégrer l'égalité de genre et l'inclusion sociale (GESI) de manière transversale dans la création et le développement des nouvelles industries vertes.

La stratégie de l'axe 7 se traduit donc en 3 programmes :

Programmes		Ordre de priorité
7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3
7.2	Mettre en place le cadre réglementaire et renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2
7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2

0.14. Focus sur axe stratégique 8 - Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture

Les objectifs de l'Axe Stratégique 8 sont :

- Assurer l'accompagnement bas carbone du développement du secteur primaire
- Améliorer les conditions de vie des populations actives du secteur primaire

La stratégie de l'axe 8 s'articule en 2 programmes :

Programmes		Ordre de priorité
8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et à l'irrigation, et les usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1
8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1

0.14.1. QW7 : Quick Win Axe Stratégique 8

Le projet d'hybridation de 2000 forages » s'intègre dans le programme 8.1 et a été identifié comme projet « Quick Win ».

0.15. Mobilisation du secteur privé sénégalais

Les besoins en financement identifiés dépassant largement les sources de financement mobilisables dans le JETP, la mobilisation du secteur privé est cruciale pour relever les défis et financer la transition énergétique.

Le Plan d'Investissement identifie donc :

- Les projets qui pourraient être réalisés en priorité (Projets « Quick Win »), et qui feraient intervenir des acteurs privés locaux lorsque possible
- Une priorisation des axes d'orientation stratégique et des programmes de la stratégie du Plan d'Investissement
- Des pistes pour l'amélioration de l'accès au financement du secteur privé local

Dans le même temps, le renforcement du secteur privé local est un aspect essentiel de l'appropriation de la transition énergétique par les acteurs sénégalais. Elle doit se faire en incluant et en favorisant la montée en puissance d'acteurs locaux, pour répondre aux objectifs de densification du tissu économique sénégalais. Elle doit ainsi permettre l'émergence d'entreprises ou d'acteurs de taille critique capables financièrement et techniquement de s'impliquer dans les marchés liés à la transition énergétique. Il s'agit d'un aspect essentiel de la dimension juste de la transition énergétique.

La mobilisation du secteur privé passe donc par :

- **A) L'amélioration d'un cadre favorable aux investissements privés**

Le gouvernement du Sénégal a rappelé son engagement inscrit dans le pilier 4 du Pacte National pour l'Énergie, engagement à identifier les obstacles afin de débloquent les investissements privés dans la production, le transport et la distribution d'électricité.

La création d'un environnement favorable aux investissements privés ne doit pas se limiter au secteur de l'électricité, et des mécanismes permettant de réduire les risques pour les investisseurs privés pourront être déployés.

- **B) Renforcement de l'économie sénégalaise et participation d'acteurs locaux**

La transition énergétique doit être une opportunité pour :

- Permettre aux acteurs privés locaux de capter des marchés, de croître et d'améliorer leurs compétences techniques. Ils doivent pour cela accéder à des financements compétitifs. Une réflexion sur l'adaptation du fonds REEF par le FONSIS a été initiée pour explorer les possibilités de faciliter ainsi l'accès au financement du secteur privé
- Renforcer le tissu local financier en créant les conditions d'une participation plus importante du secteur privé sénégalais au financement de la transition énergétique : les acteurs financiers locaux doivent pouvoir accroître la capacité de financer des projets d'énergies renouvelables ou d'efficacité énergétique, ou liés à la transition énergétique.

C) L'optimisation de l'allocation des fonds publics

Certains axes d'orientation stratégique et certains programmes de la stratégie sont de nature à nécessiter des financements publics, sous la forme de prêts concessionnels.

Les financements publics seront ainsi indispensables pour le financement des projets de renforcement ou d'extension du réseau électrique.

Le plan d'investissement permet de prioriser les investissements en attribuant des ordres de priorité

0.16. La dimension équité – justice

La dimension équité & justice est au cœur de la transition énergétique. Elle se traduit dans le plan d'investissement selon 4 axes :

A - Améliorer les conditions de vie de la population	
A-1	Diminuer le tarif de l'électricité
A-2	Atteindre l'accès universel à l'électricité
A-3	Equité dans l'accès à l'électricité et contribution à réduire le gap d'accès entre le milieu rural et urbain
A-4	Equité dans l'accès à la cuisson propre
A-5	Limitier les impacts sociaux environnementaux, conflits fonciers, etc.
B - Améliorer le cadre macroéconomique	
B-1	Limitier l'impact sur la dette de l'état
B-2	Création de champions nationaux et densification du tissu économique y compris l'entreprenariat social local
C - Contenu local et création d'opportunités d'emplois pour la population	
C-1	Création d'emplois
C-2	Création d'une offre de travail par la qualification technologique
C-3	Opportunités pour des emplois qualifiés
D - Evaluation et priorisation des investissements	
D-1	Inclusion et équité
D-2	Participation de la société civile, mécanismes de validation et contrôle et évaluation citoyens

La dimension équité justice se traduit notamment par une évaluation systématique des projets par une entité dédiée selon des critères d'évaluation définis.

Cette analyse nécessite la mise en place de 2 conditions :

- Un **organe** ou une commission / groupe de travail **dédié à l'équité et à la justice**.
Cette entité aura pour mission d'évaluer les projets et pourra demander des modifications ou amendements pour un meilleur respect des critères équité – justice. Il peut s'agir du groupe de travail équité – justice existant, dont les capacités seraient étendues

- L'adoption **d'outils d'évaluation**, qui pourrait s'inscrire dans un cadre défini et dans un processus de suivi et d'évaluation. La méthodologie et les outils proposés en annexe 1 intègrent notamment les critères équité – justice suivants :

9	9.1	Impacts sociaux	Emplois créés
	9.2		Contenu local : Préférence nationale et soutien au développement du secteur privé national
	9.3		Formation : intégration de la dimension formation et du renforcement des capacités
	9.4		Dialogue Social : Intégration du dialogue avec les parties prenantes et information des populations locales impactées
	9.5		Genre et droits humains : Assurer l'équité entre les genres et le respect des droits humains

Le développement de ce cadre défini est en cours.

Prise en compte de la transparence et de la communication

La mise en œuvre du Plan d'Investissement nécessitera également d'accroître la transparence et la communication.

L'organisme en charge du suivi du Plan d'Investissement devra intégrer des obligations d'information régulière auprès de la population sur la sélection des projets, leur état d'avancement, les bénéfices attendus et les impacts potentiels.

0.17. Aperçu et priorisation des projets reçus

Les projets communiqués, à date, portés par le secteur public ont été analysés (voir analyse et approche méthodologique en Annexe 8).

Les projets sont classés par axe d'orientation stratégique dans lequel ils s'inscrivent.

Les premières étapes consistent à identifier les principes/critères d'éligibilité des propositions de projet qui répondent aux objectifs du JETP et à tester les propositions en conséquence.

Le gouvernement devra convenir d'une approche pour élaborer des propositions de projet complètes, les examiner, les classer par ordre de priorité et les faire approuver par les partenaires du JETP.

Axe	Quick Win	1	2	3
1	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #13 : Construction de 2 centrales solaires 2x 50 MWc + BESS 2 x [30MW / 90 MWh] 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #29 : Infrastructures de réseaux modernes • Projet #30 : Village Ecole Vert (VEV) • Projet #34 : Projet de Station de Transfert d'Énergie (STEP) de Sambangalou 		
2		<ul style="list-style-type: none"> • Projet #3 : Electrification de 350 Villages Par Mini-Centrales Solaires • Projet #4 : Electrification de Villages Par Mini-Centrales Solaires • Projet #5 : Projet d'intégration de centrales solaires au réseau dans 600 villages par injection • Projet #14 : Construction de centrales Hybrides PV + BESS dans 18 îles du Saloum • Projet #22 : Renforcement de capacités des agents de l'ANER et de ses partenaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #20 : Autonomisation en énergie électrique des universités, hôpitaux et bâtiments abritant des institutions, ministères et autres services de l'administration • Projet #21 : Renforcement de l'Infrastructure Qualité pour des services énergétiques innovateurs • Projet #23 : Autoconsommation solaire dans 300.000 ménages urbains et périurbains 	
3	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #15 : Projet d'installation de biodigesteurs pour une transition énergétique et une résilience des 		<ul style="list-style-type: none"> • Projet #2 : Installation d'unités pilote de briquetage, pour la production de briquettes de charbon alternatives au charbon de bois 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #1 : Résilience des communautés vulnérables au changement climatique et

	populations rurales et péri-urbaines face aux effets du changement climatique		comme solution de lutte contre la déforestation, à proximité des forêts classées de la Casamance	gestion durable des ressources naturelles : Cas de l'aire marine protégée d'Abéné en Basse Casamance
4	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #9 : Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (AEME-ANER) 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #6 : Programme Éclairage Général Efficace des bâtiments avec 4,5 millions de lampes LEDs pour la baisse des factures des ménages et petits professionnels • Projet #7 : Programme Éclairage Public Efficace avec l'installation de 90 000 systèmes intégrés d'éclairage conventionnel efficace sur le réseau existant • Projet #8 : Programme ECOFRIDGES de diffusion de 20 000 réfrigérateurs et climatiseurs à haute performance énergétique et environnementale auprès des ménages 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #10 : Projet d'amélioration des performances énergétique des stades avec des systèmes d'éclairage et de gestion énergétique performants. • Projet #11 : Projet de Point d'Information Territorialisés sur la maîtrise de l'énergie avec 32 sites et 04 bâtiments éco-construits • Projet #12 : Programme SARDEL de réduction de la facture publique d'électricité par l'optimisation de la facturation et des installations électriques sur 9000 polices d'abonnements • Projet #28 : Projet d'installation de 100 000 lampadaires solaires autonomes 	
6	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #16 : Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar 			<ul style="list-style-type: none"> • Projet #31 : Déploiement de bornes publiques de recharge de Véhicules électriques
8		<ul style="list-style-type: none"> • Projet #17 : Hybridation de 2000 forages en milieu rural • Projet #26 : Diffusion à grande échelle de pompes solaires pour des usages productifs au Sénégal • Projet #32 : SUNU Agri-Solaire 2025 – 2027 • Projet #33 : Forages solarisés 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #19 : Utilisation du stockage froid solaire pour la conservation des produits agricoles, halieutiques et laitiers • Projet #24 : Energie solaire pour l'autonomisation et le renforcement économique des femmes en milieu rural au Sénégal (ESAREF) • Projet #25 : Projet d'installation d'unités de dessalement de l'eau saumâtre fonctionnant à l'énergie solaire photovoltaïque 	

1. Introduction

1.1. La transition énergétique juste du Sénégal

La déclaration politique conclue par le gouvernement sénégalais et les *gouvernements de la France, de l'Allemagne, du Royaume-Uni, du Canada, et l'Union européenne (le Groupe des partenaires internationaux (IPG))*, le 22 juin 2023, a donné lieu à la création du Partenariat pour une transition énergétique juste (JETP) du Sénégal.

Le partenariat vise « *le renforcement du développement des énergies renouvelables et de toutes les infrastructures et technologies éprouvées qui accéléreront leur déploiement et leur utilisation, y compris l'amélioration du stockage et la stabilisation du réseau* ». Il rappelle également qu'« *avec la mobilisation des financements de l'IPG, le Sénégal a l'intention de porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 40% de son mix électrique d'ici 2030* » dans un cadre de « *transition de son mix électrique des combustibles très polluants vers des énergies propres dans une logique de baisse des émissions du secteur* ».

Le partenariat rappelle également les objectifs du Sénégal d'atteinte de « *l'accès universel à l'électricité à un prix compétitif* », ainsi que la dimension juste de la transition énergétique, incluant « *création d'emplois et accessibilité financière* ».

La déclaration politique stipule, sous réserve de l'adoption d'un plan d'investissement, que l'IPG mobilisera un montant initial de 2,5 milliards d'Euros sur une période de trois à cinq ans à partir de 2023 pour poursuivre le développement accéléré des énergies renouvelables et soutenir les efforts du Sénégal en matière de transition énergétique « *juste, équitable et inclusive, afin que personne ne soit laissée pour compte, et que la population puisse bénéficier des opportunités offertes par la transition énergétique dans le cadre d'une exploitation et d'une gestion écologiquement rationnelles et durables des ressources naturelles nécessaires au développement des énergies propres, et un accès abordable et fiable à l'électricité pour tous.* »

La déclaration politique précise également que « *des financements supplémentaires pourront être mobilisés durant et au-delà de cette période pour soutenir les ambitions sénégalaises* ».

Cette transition énergétique doit ainsi **contribuer au développement économique** du pays **sans augmenter significativement les émissions** de carbone, grâce à la **promotion des énergies propres** et aux **actions de maîtrise de la demande en énergie**.

Elle doit également stimuler le **développement de compétences** et la **création d'emplois formels** à travers le pays, notamment pour les **jeunes** et pour les **femmes, et**

contribuer à **améliorer les conditions de vie de toutes les populations sénégalaises**, en concourant aux objectifs de **lutte contre la pauvreté** et de réduction des **inégalités sociales et territoriales**.

Elle doit ainsi répondre aux objectifs de développement national, rappelés dans la Stratégie Nationale de Développement 2025 – 2029, et en particulier intégrer les thématique suivantes :

- Renforcer le mix énergétique
- Baisse des coûts de l'électricité
- L'accès universel à l'électricité et à l'énergie
- Maîtriser la demande en énergie
- Réduction des émissions de GES
- Création de champions nationaux et densification du tissu économique national
- Création d'emplois et promotion du contenu local
- Inclusion
- Réduction de la dette publique

1.2. Objet et finalité du présent Rapport L4

Dans le cadre de la mission complète, qui se décline en 5 Rapports et plusieurs sessions de renforcement de capacités, ce rapport L4 (Version Finale du Plan d'investissement de la Transition énergétique) vise à :

- Définir **les termes de la Transition Energétique Juste du Sénégal**
- Caractériser **les besoins en financement** associés à cette Transition Energétique (avec le cas échéant des solutions possibles)

Sur la base des Termes de Référence et des attentes du Client, nous avons construit ce Rapport L4 qui s'appuie sur 4 piliers :

- **Une approche méthodologique**
 - Consensuelle : nous nous sommes attachés à recueillir et faire émerger le consensus
 - Pragmatique : à la demande expresse du Client, il convient de mettre en avant des solutions applicables, concrètes, avec des résultats visibles
 - Inclusive : plus de 200 Parties Prenantes ont été impliquées, plus de 130 réunions de travail et d'échanges ont été tenues avec l'ensemble des parties-prenantes concernées
 - Bottom-up et top-down : qui en prend en compte les attentes du terrain et de l'Etat du Sénégal

- **Des objectifs**
 - A horizon 2030
 - Mesurables, dans la mesure du possible
 - Clairs et partagés
- **Une stratégie**
 - Qui permet d’atteindre les objectifs identifiés
 - Par Axe d’orientation stratégique
- **Des programmes**
 - Qui mettent en application la stratégie
 - Qui intègrent une double démarche Bottom-up et top-down avec

In fine, ce Plan d’investissement est un outil de pilotage de la transition énergétique juste au Sénégal, il a vocation à être :

- Dynamique et évolutif dans le temps : Une révision régulière devra être réalisée par l’organe en charge du pilotage du Plan d’Investissement
- Quantifiable : Sur la base d’indicateurs pouvant mesurer l’état d’avancement et le suivi
- Adapté aux besoins du Sénégal et devant faciliter la contribution du JETP

1.3. L’approche méthodologique

Le Plan d’Investissement est le résultat d’un travail qui a impliqué l’ensemble des parties prenantes sénégalaises impliquées dans la transition énergétique et qui résulte de l’application d’une approche méthodologique précise.

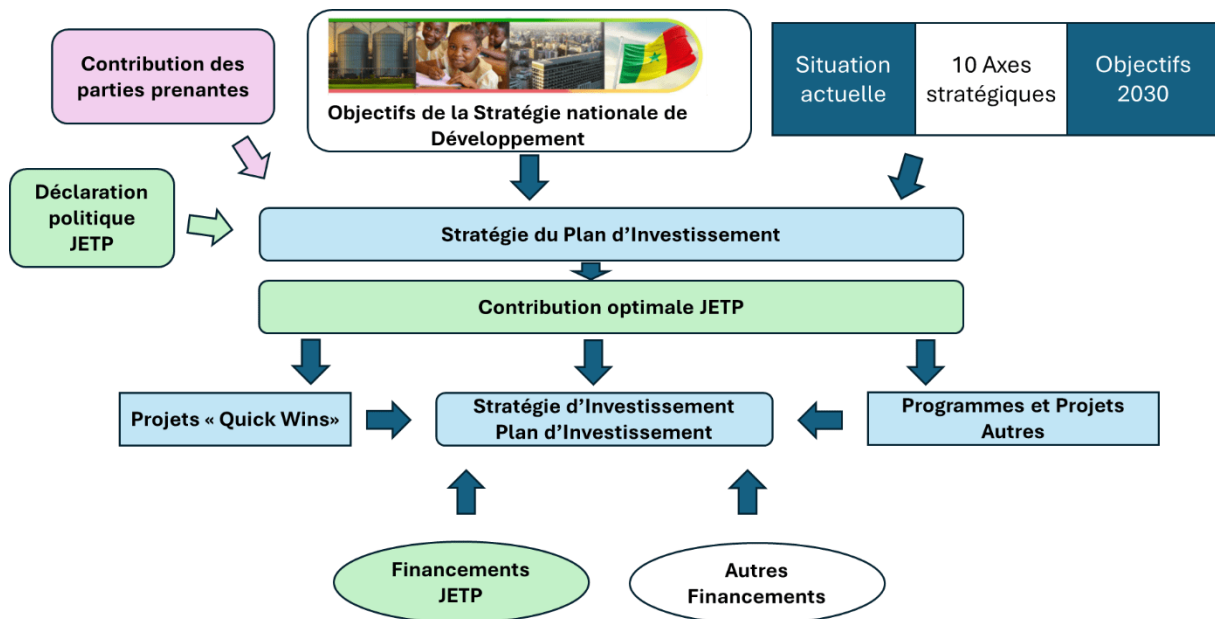
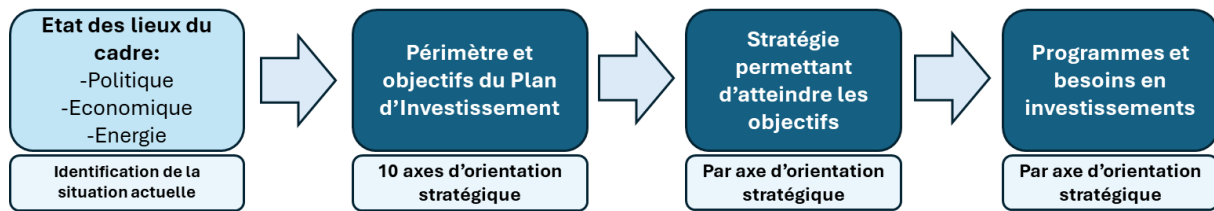


Figure 3 : Méthodologie d’élaboration du Plan d’Investissement de la transition énergétique

Cette méthodologie se traduit par la démarche suivante, autour de laquelle est construit le Plan d'Investissement.



La **stratégie** est définie par axe d'orientation stratégique, et est élaborée de manière à répondre aux objectifs.

Les **programmes** permettent de décliner la stratégie pour chacun des axes d'orientation stratégique. L'identification de ces programmes qui traduisent la dimension stratégique permet de définir des besoins en investissement.

Les **projets**, qui ont été soumis et qui pourront continuer d'être soumis, s'intègrent dans les programmes de chaque axe d'orientation stratégique.

L'implication des parties-prenantes impliquées dans les questions de transition énergétique ont donné lieu à de très nombreux échanges

- Plus de 130 réunions et sessions d'échanges
- 2 réunions de consultations publiques avec plus de 200 parties prenantes distinctes
- Des interactions régulières avec le groupe des partenaires internationaux (IPG) et l'UCS.

Les échanges avec les parties-prenantes sénégalaises ont permis des échanges intenses et fructueux. On notera que la Transition Énergétique est un enjeu important pour chacune des parties-prenantes, et que de nombreuses attentes de financement pour des projets ou des besoins qu'elles ont-elles-même déjà identifiés ont été exprimés. 34 projets ont été recueillis (voir 0.17 et Annexe 8)

D'une manière plus transversale, le Plan d'Investissement identifie les possibilités de contribution optimale du JETP :

- Il s'agit de définir des points de différenciation et création de valeur maximale où le JETP va apporter une contribution majeure

Les Projets « Quick Wins » :

- Sont les projets / programmes pour lesquels le JETP peut apporter une contribution permettant une mise en œuvre rapide et impactante

1.4. Sources des données

Les données et les besoins en investissement proviennent :

- Des parties-prenantes sénégalaises
- De sources internationalement reconnues

Elles sont issues de l'analyse des données et documents fournis par les parties prenantes, et des échanges et réunions tenues avec ces mêmes parties prenantes.

Axe Stratégique	Source des données	Source des besoins en investissement
Axe 1	Projets EnR : <ul style="list-style-type: none"> • Schéma Directeur SENELEC • Données SENELEC Projets Hydro : <ul style="list-style-type: none"> • Données SENELEC • Document et scénarios IRENA Projets thermiques / Non EnR <ul style="list-style-type: none"> • Schéma Directeur SENELEC • Données SENELEC 	Projets EnR : <ul style="list-style-type: none"> - Données SENELEC (dont 1 projet financé par JETP) - Base de données NREL Réseau : <ul style="list-style-type: none"> - Données SENELEC Batteries : <ul style="list-style-type: none"> - Données SENELEC (dont 1 projet financé par JETP) - Base de données NREL
Axe 1Bis	Documents SENELEC	Valeur estimée dans le document SENELEC
Axe 2	Documents ASER / PUELEC / ANER	<ul style="list-style-type: none"> - Documents ASER / PUELEC / ANER pour extension de réseau - Base de données NREL - Benchmark pour Mini Grids ¹¹ - Analyse des projets reçus

¹¹ Benchmark des coûts complets d'accès à l'électricité par mini-réseau solaire (AMDA 2022 - Benchmarking Africa's Minigrids Report)

Axe 3	Stratégie de cuisson propre de la Direction des Hydrocarbures	Stratégie de cuisson propre de la Direction des Hydrocarbures
Axe 4	Documents AEME / ANER	Documents AEME / ANER
Axe 5	Echanges avec le ministère de l'Industrie	Estimations du consultant
Axe 6	Documents et données CETUD	Documents et données CETUD
Axe 7	Etude Hydrogène fournie par le MPEM	Données AIE
Axe 8	Données et documents ANER	Données et documents ANER

1.5. Contenu du Rapport L4

Ce rapport se compose des 9 chapitres suivants :

- Chapitre 1 : Introduction

Permet d'appréhender le cadre dans lequel s'inscrit le Plan d'Investissement

- Chapitre 2 : Plan d'Investissement et chronogrammes

Permet de visualiser les ordres de priorités des axes stratégiques et des programmes, et les « Quick Wins » identifiés, ainsi que les chronogrammes de décaissement des « Quick Wins » et des programmes du Plan d'Investissement.

- Chapitre 3 : Etat des lieux et analyse du cadre économique, politique et réglementaire du secteur de l'énergie au Sénégal

Permet d'identifier les enjeux et l'état des lieux du cadre de la transition énergétique, et de définir une portée et des axes d'orientation stratégique

- Chapitre 4 : Enjeux, objectifs, stratégie et programmes du plan d'investissement par axe d'orientation stratégique

A partir de l'état des lieux préalablement réalisé et de la définition des objectifs pour chaque axe d'orientation stratégique, le chapitre 4 décrit la stratégie qui permet d'atteindre ces objectifs ainsi que les programmes qui mettent en application cette stratégie. .

Il permet également d'identifier quels projets existants pourraient s'inscrire dans le cadre de ces programmes

- Chapitre 5 : Formation et renforcement des capacités, R&D et promotion du contenu local

Ce chapitre souligne l'importance de la formation et du renforcement des capacités pour atteindre les objectifs de la transition énergétique

- Chapitre 6 : La dimension équité – justice de la transition énergétique

La dimension d'équité et de justice de la transition énergétique est essentielle, elle est au cœur de la déclaration politique du JETP et de la Stratégie Nationale de développement.

- Chapitre 7 : Sources de financement mobilisables pour la transition énergétique

Le chapitre 6 présente les sources de financement mobilisables pour la transition énergétique

- Chapitre 8 : Contribution du JETP à la réduction du coût de l'électricité, à la baisse de la dette nationale et au développement de champions nationaux

Le chapitre 7 explore les contributions possibles du JETP pour optimiser les sources de financement et pour développer des champions nationaux et réduire le coût de l'électricité tout en limitant l'impact sur la dette nationale.

Il identifie également dans ce cadre les « Quick wins », c'est-à-dire les projets qui pourraient être mis en œuvre rapidement, répondre aux objectifs du Sénégal et améliorer la situation du secteur de l'énergie.

- Chapitre 9 : Feuille de route opérationnelle

Le chapitre 8 identifie les prochaines étapes qui doivent permettre de déployer le Plan d'Investissement de la transition énergétique du Sénégal

Chapitre 2

Plan d'investissement et chronogrammes



2.1. Priorisation des investissements

2.1.1. Priorisation des axes d'orientation stratégique

Les axes d'orientations stratégique ont été classés selon un ordre de priorisation.

#	Axe d'Orientation Stratégique	Ordre de priorité
1	Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1
2	Accès universel et durable à l'électricité	2
4	Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	3
3	Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	4
1 bis	Élimination du charbon, combustible fossile le plus polluant, du mix électrique du Sénégal	5
6	Développement de la mobilité verte	6
8	Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture	7
5	Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	8
7	Développement de nouvelles industries vertes	9

L'Annexe 5 fournit plus de détails sur le processus de priorisation des axes d'orientation stratégique

2.1.2. Priorisation des programmes

De la même manière, les programmes permettant de décliner la stratégie pour chaque axe d'orientation stratégique et donc d'atteindre les objectifs ont été classés par ordre de priorité

L'ordre de priorité est le suivant :

- Plus haut degré de priorité : Projet Quick Win
- Plus faible degré de priorité : niveau 3

Quick Win	1	2	3
-----------	---	---	---

Axe Stratégique	Programmes			ordre de priorité
1 Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1.1	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) + BESS		Quick Win
		Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" + BESS		Quick Win
		Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral" + BESS		Quick Win
	1.2	1.2.1	Renforcer et moderniser le réseau électrique	1
		1.2.2	Installation de BESS	1
1.3		Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	1	
1Bis Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	1.4	1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de remplacement de la centrale charbon	2
		1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée	
		1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée	
		1.4.4	Accompagnement de la Recherche-Développement & l'Innovation dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique	
2 Accès universel et durable à l'électricité	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur		1
	2.2	PUELEC		Quick Win
	2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité		1
	2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé		1
3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre		
	3.1	3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	1
		3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs d'ici 2035	Quick Win
		3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d'une unité par région	1
		3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1
3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur		1	
Axe Stratégique	Programmes			ordre de priorité

4 Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique	1
	4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs	1
	4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	1
5 Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment	2
	5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	2
	5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	2
	5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2
6 Développement de la mobilité verte	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1
	6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	2
	6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1
7 Développement de nouvelles industries vertes	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3
	7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2
	7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2
8 Nexus Eau-Energie-Agriculture	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1
	8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1

2.1.3. Identification des Quick Wins

La priorisation des programmes et l'analyse et la priorisation des projets reçus (voir en Annexe 8) a permis d'identifier des projets présentant le plus haut degré de priorité pour un financement et une mise en œuvre rapide : les projets Quick Wins.

Ces projets sont au nombre de 11 et pourraient être mis en œuvre très rapidement et constituer les premières réalisations et réussites du Plan d'Investissement de la transition énergétique.

#	Projet Quick Win	Axe Stratégique
QW1	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	1
QW2	Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	1
QW3	Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	1
QW4	PUELEC	2
QW5	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	4
QW6	Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs	3
QW7	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	6
QW8	Etude de stabilité du réseau et des besoins en stockage	1
QW9	Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum	2
QW10	Intégration des énergies renouvelables (Batterie de stockage de Diass)	1
QW11	Projet de solarisation de 1000 forages	8

2.2. Identification et proposition de mitigation des risques principaux de la mise en œuvre du Plan d'Investissement

Risque	Mitigation potentielle		
	Action	Responsable	Délai
Non atteinte du taux de 40% d'EnR en 2030	Action 1 : Mise à jour régulière du Plan Directeur de production et ajustement de la trajectoire de déploiement des projets EnR sur une base annuelle	SENELEC	moyen terme (1ère itération en 2026)
	Action 2 : Remplacement de puissance non disponible (pour cause de retard trop important ou d'annulation de projet) par une puissance renouvelable permettant de produire l'énergie électrique non disponible	SENELEC	long terme
Non atteinte de l'accès universel à l'électricité	Action 1: Améliorer la planification et assurer un suivi et une mise à jour régulière et en quasi-temps réel. Cette amélioration de la planification peut être effectuée notamment via: <ul style="list-style-type: none"> ○ Création d'outils et d'une base de données permettant de mieux planifier les programmes d'accès à l'électricité ○ Mettre à jour les données des localités ○ Intégrer les données démographiques les plus récentes 	ASER	Moyen terme (2025)
	Action 2 : Améliorer le cadre de la tarification pour assurer une accessibilité et une équité tarifaire en zone rurale	MEPM	Moyen terme (2025 - 2026)
	Action 3: Concevoir et mettre en œuvre un mécanisme pérenne pour payer régulièrement la compensation tarifaire pour harmonisation des tarifs tant que les contrats de ces CER ne sont pas mués en contrats d'affermage.	MEPM	Moyen terme (2025)
	Action 4: Améliorer le cadre permettant d'assurer la rentabilité des ERD , notamment via la mise en place d'un programme d'appui aux ménages pour le préfinancement des frais de raccordement	MEPM	Moyen terme (2026)
	Action 5: Standardiser les équipements électriques des installations intérieures	MEPM COSSUEL SENELEC	long terme)

Non disponibilité des fonds identifiés comme source de financement JETP	Action 1: Identification de sources de financement alternatives potentielles	MEPM MFB	court terme
	Action 2: Priorisation des projets et programmes les plus impactés par l'absence ou la diminution de subvention	MEPM UCS	court terme
	Action 3: Elaboration d'un calendrier alternatif avec les partenaires financiers	MEPM UCS	court terme
Non-respect des critères d'équité justice	Action 1: Création d'une commission équité justice qui participerait à : <ul style="list-style-type: none"> - L'évaluation des projets reçus et qui pourrait demander des amendements et des modifications préalables au financement - La mise à jour régulière du plan d'investissement au cours de sa durée de vie 	UCS	court terme
Non concordance ou manque de compétences locales pour la mise en œuvre de la transition énergétique	Action 1: Identification de besoin en renforcement des capacités des pouvoirs publics et organisation de sessions de formations	UCS	court terme
	Action 2: Identification des besoins en formation et en renforcement des capacités et des compétences du secteur privé pour les axes prioritaires	UCS	court terme
	Action 3: Rationalisation et structuration de l'offre de formation autour des besoins identifiés	MEPM MESRI	moyen terme

2.3. Chronogramme et calendrier d'investissement des Projets « Quick Wins »

2.3.1. Chronogramme d'investissement – Projets « Quick Wins »

Projet Quick Wins			2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Axe	QW #	Projet	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)
1	1	100 MW solaire PV - EPC F (JETP 1 - JETP 2) + BESS							
		Etudes / Conseil	5						5
		Acquisition des terrains / emprise	1,9						1,9
		EPC		190					190
		Coûts de financement		5,7					5,7
		TOTAL	6,9	195,7					202,6
	2	100 MW solaire PV "Champions Nationaux) + BESS							
		Etudes / Conseil / AT		5					5
		Acquisition des terrains / emprise		1,9					1,9
		Equity		3,63					3,63
		Dette mezzanine et dette senior			205,37				205,37
		TOTAL		10,53	205,37				215,9
	3	100 MW solaire PV IPP "Leral" + BESS							
		Etudes / Conseil / AT		5					5
		Acquisition des terrains / emprise		1,9					1,9
		Equity		3,63					3,63
		Dette mezzanine et dette senior			205,37				205,37
		TOTAL		10,53	205,37				215,9
2	4	PUELEC							
		Extension du réseau de transport & distribution (MT-BT)	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6		598
		Electrification par Mini-réseaux	81,6	81,6	81,6	81,6	81,6		408
		Electrification par SHS	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6		68
		TOTAL	214,8	214,8	214,8	214,8	214,8		1074

Projet Quick Wins			2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Axe	QW #	Projet	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)	Montant (M EUR)
3	5	Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs							
		installation de 27 000 biodigesteurs	10	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40	62,00
		TOTAL	10	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40	62,00
4	6	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique							
		Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique		44	44	44			132,00
		TOTAL		44	44	44			132,00
6	7	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar							
		Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar		3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	19,82
		TOTAL		3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	19,82
1	8	Réalisation d'une étude de stabilité du réseau et des besoins en stockage							
		Réalisation d'une étude de stabilité du réseau et des besoins en stockage	1,00						1,00
		TOTAL	1,00						1,00
2	9	Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum							
		Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum		10,00	10,00				20,00
		TOTAL		10,00	10,00				20,00
1	10	Intégration des énergies renouvelables (Batterie de stockage de Diass)							
		Intégration des énergies renouvelables (BESS de Diass)		10,00					10,00
		TOTAL		10,00					10,00
8	11	Hybridation de 2000 forages en milieu rural							
		Hybridation de 2000 forages en milieu rural		15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	78,8
				15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	78,8
TOTAL			232,7	525,62	709,6	288,86	244,86	30,26	2 032

2.3.2. Allocation prospectives des ressources – Projets « Quick Wins »

QW #	Projet	Allocation ressources (M EUR)						
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation	Secteur privé	Assistance Technique
1	100 MW solaire PV + BESS 60MW x 3h - EPC F (JETP 1 - JETP 2)							
	Etudes / Conseil							5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					
	EPC	190						
	TOTAL	195,7	1,9					5
2	100 MW solaire PV + BESS 60MW x 3h - "Champions Nationaux) + BESS							
	Etudes / Conseil / AT							5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					
	Equity						3,63	
	Dette mezzanine et dette senior	205,37						
TOTAL	205,37	1,9				3,63	5	
3	100 MW solaire PV + BESS 60MW x 3h - IPP "Leral" + BESS							
	Etudes / Conseil / AT							5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					
	Equity						3,63	
	Dette mezzanine et dette senior	205,37						
TOTAL	205,37	1,9				3,63	5	
4	PUELEC							
	Extension du réseau de transport & distribution (MT - BT)	598						
	Electrification par Mini-réseaux	269					139	
	Electrification par SHS	34					34	
TOTAL	901					173		

QW #	Projet	Allocation ressources						
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation	Secteur privé	Assistance Technique
Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs								
5	installation de 27 000 biodigesteurs	49,6					6,2	6,2
	TOTAL	49,6					6,2	6,2
Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique								
6	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	132						
	TOTAL	132						
Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar								
7	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	19,82						
	TOTAL	19,82						
Réalisation d'une étude de stabilité du réseau et des besoins en stockage								
8	Réalisation d'une étude de stabilité du réseau et des besoins en stockage		1					
	TOTAL		1					
Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum								
9	Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum	20,0						
	TOTAL	20						
Intégration des énergies renouvelables (Batterie de stockage de Diass)								
10	Intégration des énergies renouvelables (BESS de Diass)	10,00						
	TOTAL	10,0					0,0	0,0
Hybridation de 2000 forages en milieu rural								
11	Hybridation de 2000 forages en milieu rural	77.2	1,6					
	TOTAL	77.2	1,6					
GRAND TOTAL		1816,06	8,3				186,46	21,20

2.4. Chronogramme général du plan d'investissement

Le Plan d'Investissement est le plan de la transition énergétique du Sénégal et les financements JETP apportés par IPG ne constituent qu'une partie de la réponse aux besoins d'investissement. D'autres sources pourront contribuer, y compris le secteur privé). Le plan d'investissement a pour objectif de recenser les besoins en investissements sectoriels pour le Sénégal.

Axe Stratégique	Programmes			ordre de priorité	Besoins en Investissement annuels (M EUR)								
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL		
Axe stratégique 1 Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1.1	1.1a	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	Quick Win	6,9	195,7						202,6	
			Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	Quick Win		10,5	205,4					215,9	
			Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	Quick Win		10,5	205,4					215,9	
		1.1b	400 MWc + BESS - Projets solaires PV		1					420	420	840	
	1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique		1		15	15					30	
	1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables		1		2	2	2	2	2	2	10	
	TOTAL					6,9	233,8	427,8	2	2	2	1 514,4	
Axe stratégique 1Bis Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	1.4	1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de fermeture	2	5							5	
		1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée			2						2	
		1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée				200						200
		1.4.4	Accompagnement de la Recherche-Développement & l'Innovation dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique					5					5
	TOTAL					5	2	200	5			212	

Axe Stratégique	Programmes		ordre de priorité	Besoins en Investissement annuels (M EUR)							
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	
Axe Stratégique 2 Accès universel et durable à l'électricité	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	20	
	2.2	PUELEC	Quick Win	179	179	179	179	179	179	1074	
	2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1	285	288	288	288	288	288	1725	
	2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	1	71	73	73	73	73	73	436	
	TOTAL			538,0	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	3 255,0
Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	3.1	Développer un mix énergétique pour la cuisson propre									
	3.1	3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	1	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	38
		3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs	Quick Win	10	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	62
		3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d'une unité par région	1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,5
		3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,7
	3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	12,4	
	TOTAL			19,2	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	117,6
Axe Stratégique 4 Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de MDE et au développement du marché de l'EE	1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	16,9	
	4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs	1	95	95	95	95	95	95,2	570,2	
	4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	16,0	
	TOTAL			100,5	100,5	100,5	100,5	100,5	100,5	100,7	603,2

Axe Stratégique	Programmes		ordre de priorité	Besoins en Investissement annuels (M EUR)						
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Axe Stratégique 5 Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment	2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	7,5
	5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	2	1,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	11
	5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	2	4	4	4	4	4	4	24
	5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	7
	TOTAL			7,9	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1	530,6	530,6	530,6	530,6	530,6	530,6	3 183,3
	6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	1	18,4	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	111,1
	6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	77,5
	TOTAL			561,9	562,0	562,0	562,0	562,0	562,0	562,0
Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	5
	7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	2
	7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,9	35
	TOTAL			6,9	7	7	7	7	7	7
Axe Stratégique 8 Nexus Eau-Energie-Agriculture	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	350
	8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	15
	TOTAL			44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2
GRAND TOTAL (M EUR)				1,307	1,537	1,929	1,309	1,724	1,724	9,531

2.5. Détail des sources des programmes et des besoins en investissement

Axe Stratégique	Programmes		ordre de priorité	Source et détails des programmes / Projets	
Axe stratégique 1 : Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1.1 a	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	Quick Win	Plan d'Investissement	
		Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	Quick Win	Plan d'Investissement	
		Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	Quick Win	Plan d'Investissement	
	1.1 b	400 MWc + BESS - Projets solaires PV		Remplacement de la production électrique de Souapiti et Kaleta	
	1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique	1	Projet SENELEC – Financement KfW	
	1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	1	Estimation du Plan d'Investissement à confirmer	
Axe stratégique 1Bis : Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	1.4	1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de fermeture	2	Plan d'Investissement
		1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée		Plan d'Investissement
		1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée		Plan d'Investissement
		1.4.4	Accompagnement de la Recherche-Développement & l'Innovation dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique		Plan d'Investissement
Axe Stratégique 2 Accès universel et durable à l'électricité	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	PSD ASER – Janvier 2025	
	2.2	PUELEC	Quick Win	PSD ASER et Compact M300	
	2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1	Projet #23 : « Autoconsommation solaire dans 300.000 ménages urbains et périurbains »	
	2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	1	PSD ANER – Janvier 2025	

Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	3.1	Développer un mix énergétique pour la cuisson propre		Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025	
	3.1	3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
		3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs	Quick Win	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
		3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées - une unité par région	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
		3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
	3.2		Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	Stratégie de Cuisson Propre – Janvier 2025
Axe Stratégique 4 Maîtrise de la demande des secteurs public et résidentiel	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de MDE et au développement du marché de l'EE		1	PSD AEME – Janvier 2025
	4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs		1	PSD AEME – Janvier 2025
	4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique		1	PSD AEME – Janvier 2025
Axe Stratégique 5 : Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment		2	Plan d'Investissement
	5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES		2	Plan d'Investissement
	5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie		2	Plan d'Investissement
	5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur		2	Estimation du Plan d'Investissement à confirmer

Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1	PSD CETUD – Janvier 2025
	6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	1	PSD CETUD – Janvier 2025
	6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	PSD CETUD – Janvier 2025
Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3	Plan d'Investissement
	7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2	Estimation du Plan d'Investissement à confirmer
	7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2	Projet ministère de l'Industrie – APROSI – février 2025
Axe Stratégique 8 Nexus Eau-Energie-Agriculture	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1	PSD ANER – Janvier 2025
	8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1	PSD ANER – Janvier 2025

La mise à jour des PSD des différentes entités doit permettre la mise à jour du Plan d'Investissement.

2.6. Projets évalués par Axe d'orientation Stratégique

Les projets évalués s'inscriraient dans les Programmes suivants

Axe Stratégique	Programmes		ordre de priorité	Projets évalués	Montant (M EUR)
Axe stratégique 1 : Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1.1	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	Quick Win		202
		Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	Quick Win		215
		Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	Quick Win		215
	1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique	1	Projet #29 : Infrastructures de réseaux modernes	30
	1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	1	Projet #30 : Village Ecole Vert (VEV)	ND
Axe stratégique 1Bis : Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal	1.4	1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de fermeture	2	
		1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée		
		1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée		
		1.4.4	Accompagnement de la R&D & l'Innovation dans le secteur des EnR et de l'efficacité énergétique		

Axe Stratégique 2 Accès universel et durable à l'électricité	2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	1	Projet #21 : Renforcement de l'Infrastructure Qualité pour des services énergétiques innovateurs Projet #22 : Renforcement de capacités des agents de l'ANER et de ses partenaires	7.6 0,4	
	2.2	PUELEC	Quick Win	Projet #3 : Electrification de 350 Villages Par Mini-Centrales Solaires	114,3	
				Projet #4 : Electrification de Villages Par Mini-Centrales Solaires	100,6	
				Projet #5 : Projet d'intégration de centrales solaires au réseau dans 600 villages par injection	114,3	
		Projet #14 : Construction de centrales Hybrides PV + BESS dans 18 îles du Saloum	30			
2.3	Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1	Projet #23 : « Autoconsommation solaire dans 300.000 ménages urbains et périurbains »	1 724,5		
2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	1	Projet #20 : Autonomisation en énergie électrique des universités, hôpitaux et bâtiments abritant des institutions, ministères et autres services de l'administration	92		
Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	3.1	3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an	1		
		3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs	Quick Win	Projet #15 : Projet d'installation de biodigesteurs pour une transition énergétique et une résilience des populations rurales et péri-urbaines face aux effets du changement climatique	62
		3.1.3	Développement du combustible éthanol - création de 14 unités de production de réchauds à éthanol	1		
		3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1	Projet #2 : Installation d'unités pilote de briquetage, pour la production de briquettes de charbon alternatives au charbon de bois comme solution de lutte contre la déforestation, à proximité des forêts classées de la Casamance	0,3
	3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance	1			

Axe Stratégique 4 Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de MDE et au développement du marché de l'EE	1	Projet # 11 : Extension des points d'information territorialisés (PIT) sur la maîtrise de l'énergie	2,9
	4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs	1	Projet #12 : Programme SARDEL de réduction de la facture publique d'électricité par l'optimisation de la facturation et des installations électriques sur 9 000 polices d'abonnement	2,6
				Projet #6 : Eclairage général efficace	25,3
				Projet #7 : Eclairage public efficace	44,6
			Quick Win	Projet #9 : Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	6,3
			1	Projet #28 : Projet d'installation de 100 000 lampadaires solaires autonomes	175
	1	Projet #10 : Projet d'amélioration des Performances énergétiques des Stades du Sénégal (PAPES)	0,9		
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	1			
Axe Stratégique 5 : Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	5.1	Réduire les émissions de GES du ciment	2		
	5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	2		
	5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	2		
	5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance	2		
Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains	1	Projet #16 : Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	19,8
			Quick Win		
	6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	1		
	6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance	1		

Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	3		
	7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2		
	7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	2	Projet #18 : Promotion des énergies renouvelables dans les pôles de développement économique du Sénégal	45,3
Axe Stratégique 8 Nexus Eau-Energie-Agriculture	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	1	Projet #26 : Diffusion à grande échelle de pompes solaires pour des usages productifs au Sénégal	62
			1	Projet #32 : SUNU Agri-Solaire 2025 – 2027 Agrivoltaïsme	3,2
			1	Projet #25 : Projet d'installation d'unités de dessalement de l'eau saumâtre fonctionnant à l'énergie solaire photovoltaïque	64,7
			1	Projet #19 : Utilisation du stockage froid solaire pour la conservation des produits agricoles, halieutiques et laitiers	53,3
			1	Projet #24 : Energie solaire pour l'autonomisation et le renforcement économique des femmes en milieu rural au Sénégal (ESAREF)	17,5
			Quick Win	Projet #17 : Hybridation de 2000 forages en milieu rural	78,8
			1	Projet #33 : Forages solarisés	64
	8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	1		

2.7. Allocation prospective des ressources

#	Programme	Montant (M EUR)	Instrument proposé						
			Prêt concessionnel	Subvention	Assistance Technique	Garantie	Prêt à taux de marché	Participation	Secteur privé
1	Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté								
1.1a	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	202,6	195,7	1,9	5				
	Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	215,9	205,4	1,9	5				3,6
	Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	215,9	205,4	1,9	5				3,6
1.1b	400 MWc de solaire PV + BESS à développer	840				200			640
1.2	Renforcement et modernisation du réseau électrique	30	30						
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	10		10					
Total Axe Stratégique 1		1514,4	636,5	15,7	15	200			647,2
1 bis	Elimination du charbon, combustible fossile le plus polluant, du mix électrique du Sénégal								
1.4	Elimination du charbon du mix énergétique du Sénégal	212		212					
Total Axe Stratégique 1 Bis *		212		212					
2	Accès universel et durable à l'électricité								
2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	20		20					
2.2	PUELEC	1074	901						173
2.3	Promotion de l'énergie solaire pour le hors réseau	1725				259			1466
2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	436	327		22				87,2
Total Axe Stratégique 2		3255	1228	20	21,8	258,8			1726,4

#	Programme	Montant (M EUR)	Instrument proposé						
			Prêt concessionnel	Subvention	Assistance Technique	Garantie	Prêt à taux de marché	Participation	Secteur privé
3	Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes								
3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre	105,2	42,1			10,5			63,1
3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	12,4		12,4					
Total Axe Stratégique 3		117,6	42,1	12,4	0,0	10,5	0,0	0,0	63,1
4	Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel								
4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de MDE et au développement du marché de l'efficacité énergétique	17		14				3	
4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l'efficacité énergétique	570,2	541,7	14,3	14,3				
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	16		14,7					
Total Axe Stratégique 4		603,2	541,7	43,0	14,3			3,0	
5	Efficacité énergétique des industries minières et autres industries								
5.1	Poursuivre les efforts de réduction d'émissions de GES du secteur du ciment	7,5		7,5					
5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	11				2			9
5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	24				3,6	6		14,4
5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	7		7					
Total Axe Stratégique 5		49,5		14,5		5,6	6,0		23,4

#	Programme	Montant (M EUR)	Instrument proposé						
			Prêt concessionnel	Subvention	Assistance Technique	Garantie	Prêt à taux de marché	Participation	Secteur privé
6	Développement de la mobilité verte								
6.1	Développement des transports en commun bas carbone	3183	1566,5	15	10	477,45		159,15	954,9
6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	111,1	77,77		5,555				27,775
6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	77,5	46,5	31					
Total Axe Stratégique 6		3371,6	1690,8	46,0	15,6	477,5		159,2	982,7
7	Développement de nouvelles industries vertes								
7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	5			0,5		2,5		2
7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2		2					
7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	35				5,25	7		22,75
Total Axe Stratégique 6		42		2,0	0,5	5,3	9,5		24,8
8	Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture								
8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	350	105			37,5		20	87,5
8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	15		15					
Total Axe Stratégique 8		365	105,0	15,0		37,5		20,0	87,5
TOTAL		9 531	4244,0	380,6	67,1	795,1	15,5	182,2	3555,1

* Les montants de la subvention pour l'option de remplacement / fermeture de la centrale charbon ne sont pas considérés comme des montants JETP

Chapitre 3

Etat des lieux et analyse du cadre économique, politique et réglementaire du secteur de l'énergie



3.1. Cadre Politique

Synthèse – Un cadre politique clair et ambitieux

La **Stratégie Nationale de Développement (SND) 2025 – 2029** définit les orientations et les objectifs. En matière de transition énergétique, les priorités sont clairement établies :

- Renforcer le mix énergétique
- Baisse des coûts de l'électricité
- L'accès universel à l'électricité et à l'énergie
- Maîtriser la demande en énergie
- Réduction des émissions de GES
- Création de champions nationaux et densification du tissu économique national
- Création d'emplois et promotion du contenu local
- Inclusion
- Réduction de la dette publique

Le Sénégal a également défini ses objectifs conditionnels et inconditionnels en matière de réduction d'émissions de gaz à effet de serre dans sa **Contribution Nationale Déterminée (CND) 2020**.

Objectifs de réduction par rapport à l'année 2010	2025	2030
CDN (inconditionnelle)	5,09 %	7,03%
CDN+	23,78%	29,53%

3.1.1. Agenda national de transformation Sénégal 2050 – Stratégie Nationale de Développement 2025-2029 (SND)

La politique énergétique et climatique du Sénégal fait partie intégrante de sa stratégie globale de développement durable : la Vision **Sénégal 2050** et la **Stratégie Nationale de Développement 2025 – 2029**.



Cette stratégie définit une vision, « *le Sénégal s’est engagé à mettre en œuvre une nouvelle vision afin de traduire l’aspiration des citoyens à un mieux-être. Cette vision ambitieuse de bâtir, à l’horizon 2050, un **Sénégal Souverain, Juste et Prospère*** ».

On notera notamment que cette stratégie insiste sur la participation du secteur privé à la croissance et au développement économique et social et rappelle que « le consommateur sénégalais » et « le contenu local » est une priorité stratégique

Ce document politique définit également une série d’indicateurs avec des objectifs à l’horizon 2029, sur une échelle de temps relativement similaire à celle du JETP. On notera notamment les objectifs suivants, relatifs à la transition énergétique :

Indicateurs socio-économiques	Situation initiale			Cible 2029
	Année	Valeur	Source	
Ratio de dette en % du PIB	2023	73,60%	DGPPE	60,60%
Accès à l’électricité (en %)	2022	86%	Energie	100,00%
Energie renouvelable dans le mixte (%)	2022	30%	Energie	36,10%

L’accès universel à l’électricité est inscrit dans l’objectif stratégique 2.5 du document (« *L’accès universel à l’électricité et à moindre coût* »). Celui-ci indique que les moyens d’atteindre cet objectif sont les suivants : Renforcer le réseau de transport et de distribution de l’électricité

- (i) Accélérer l’électrification rurale
- (ii) Améliorer le système de tarification et la politique de subvention à l’électricité ; et
- (iii) Renforcer le développement des sources d’énergie renouvelable et alternatives

Mais plus encore, la question de la Transition Energétique Juste est inscrite dans ce plan Vision 2050. Il s’agit de l’objectif stratégique 3.3 - **Conduire une transition énergétique juste et équitable**

Il est ainsi inscrit dans la Stratégie Nationale de Développement 2025-2029 le fait que « *La transition énergétique conduit à la transformation du système de production, de*

distribution et de consommation d'énergie effectuées dans le pays dans le but de le rendre plus écologique. Les programmes mis en place se fondent principalement sur le remplacement progressif des énergies fossiles par un mix énergétique privilégiant les énergies renouvelables, ainsi que sur le renforcement de l'efficacité dans la consommation. »

L'atteinte de cet objectif passe par 3 leviers mentionnés dans le document :

- Le renforcement du mix énergétique
 - Renforcer le développement de nouvelles sources d'énergie (solaire, éolien, biomasse) ;
 - Poursuivre la diversification avec de nouvelles centrales renouvelables ;
 - Faire la promotion des résultats de recherche et les initiatives dans les énergies renouvelables
 - Mettre en œuvre la stratégie « *gas-to-power* ».

 - La maîtrise de la demande énergétique
 - Renforcer l'éducation et la sensibilisation des acteurs sur des comportements sobres en énergies
 - Promouvoir progressivement les équipements et infrastructures écoénergétiques
 - Adapter le cadre législatif et réglementaire de la construction et des BTP.

 - L'utilisation moins carbonée des ressources énergétiques
 - Valoriser les ressources énergétiques dans les processus moins émetteurs de gaz à effet de serre (production d'engrais, pétrochimie, etc.)
 - Développer la recherche dans le domaine des énergies alternatives (hydrogène, géothermique, etc.)
 - Développer des projets d'énergies renouvelables dans le cadre des partenariats régionaux.
- **La SND met également l'accent sur l'importance de la création de champions nationaux et de la densification du tissu économique national**

Le tissu économique du Sénégal se caractérise non seulement par une part importante du secteur informel, mais également par l'absence de sociétés sénégalaises solides, de grande taille, voir du faible nombre d'entreprises formelles tout simplement. Le référentiel Sénégal 2050 et la Stratégie Nationale de Développement 2025 – 2029 rappellent notamment que le Sénégal ne dispose que de 9 entreprises formelles pour 10 000 habitants, soit 55 fois moins que le Maroc et 79 fois moins que Singapour.

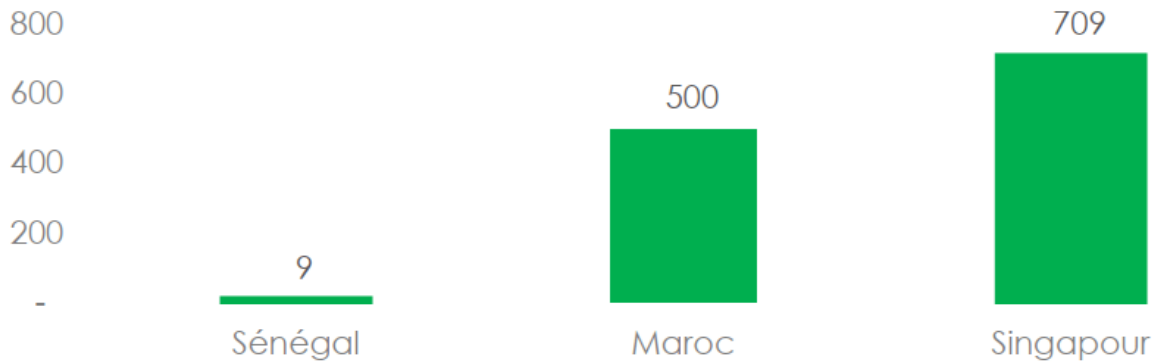


Figure 4 : Nombre d'entreprises formelles pour 10 000 habitants au Sénégal, Maroc et Singapour

L'opportunité de développement dans les énergies renouvelables doit être saisie pour densifier le tissu économique sénégalais, voire créer des champions nationaux.

• Objectifs de croissance économique

Les objectifs de la SND ambitionnent un renforcement de la croissance et une amélioration du PIB/habitant :

- 6.5 % de croissance annuelle en moyenne d'ici 2029 (SND)
- PIB par habitant de 2 286 USD/habitant en 2028

Le taux de croissance prévisionnel de la demande en électricité dépasse le taux de croissance du PIB sur cette période, ce qui traduit la hausse prévue de l'intensité énergétique du PIB.

En d'autres termes, cela signifie qu'il faudra plus d'électricité pour produire une unité de PIB, Si cette électricité est carbonée, alors l'intensité carbone du PIB va augmenter.

Pour concilier les objectifs de réductions d'émissions de gaz à effet de serre ET de croissance, une transformation des systèmes énergétiques est nécessaire. Cela se traduit notamment par une diminution de l'intensité carbone de l'électricité produite, via notamment l'inclusion massive d'énergies renouvelables dans le mix électrique, en ligne avec les objectifs de la SND et du JETP.

3.1.2. Lettre de Politique du Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE)

La LPDSE définit les objectifs et les priorités du secteur de l'énergie sur une base quinquennale. La LPDSE 2024 – 2028 n'est pas encore disponible.

3.1.3. Electrification Rurale : PUELEC

L'électrification universelle à une énergie abordable, fiable et durable d'ici 2029 est un objectif clé de la Vision Sénégal 2050 et de la Lettre de Politique de développement du secteur de l'énergie (LPDSE).

Le Programme d'Urgence d'Electrification (PUELEC) a été adopté en 2022, en remplacement du Programme national d'électrification rurale (PNER) de 2015, qui lui-même remplaçait le PASER (Plan d'action sénégalais d'électrification rurale).

3.1.4. Contribution Déterminée au niveau National (CDN)

En 2020, le Sénégal a présenté une Contribution Déterminée au niveau National (CDN) avec des objectifs ambitieux en termes de maîtrise de la trajectoire d'émissions de gaz à effet de serre du pays.

Comme rappelé dans la déclaration politique (Paragraphe 10 de la Déclaration Politique du JETP) et dans la stratégie à long terme de développement à faible émission de gaz à effet de serre (SLT), il est important de noter ici qu'un travail d'actualisation de la CDN est en cours et une nouvelle CDN prévue en 2025. L'Accord de Paris prévoit en effet la soumission par les Parties d'une nouvelle itération de leur CDN pour la période 2030 – 2035.

Comme c'est le cas pour de nombreux pays figurant à l'Annexe II de Conférence des Parties (COP) sur le Climat, la CDN du Sénégal intègre des objectifs conditionnels et des objectifs inconditionnels de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Si les objectifs inconditionnels sont financés sur une base nationale, les objectifs conditionnels (CDN+) nécessitent un financement international

Les objectifs inconditionnels du Sénégal intégrés dans la CDN 2020 sont les suivants : Le Sénégal vise une réduction de ses émissions totales, par rapport émissions projetés selon un scénario de référence BAU (Business As Usual), de 5.09 % à l'horizon 2025 et de 7.03 % à l'horizon 2030, par rapport au scénario BaU. Les objectifs de réduction des émissions liées à l'énergie s'élèvent à 8 % d'ici à 2025 et 10 % d'ici à 2030.

Les objectifs conditionnels du Sénégal intégrés dans cette même CDN 2020 sont les suivants : Objectifs de réduction des émissions de GES de 23.78 % pour 2025 et de 29.53% pour 2030.

Objectifs de réduction par rapport à l'année 2010	2025	2030
CDN (inconditionnelle)	5,09 %	7,03%
CDN+	23,78%	29,53%

La CDN intègre à la fois des mesures :

- D'adaptation au changement climatique
- D'atténuation du changement climatique

La CDN prévoyait une contribution mise en œuvre principalement par :

- o L'augmentation de la séquestration de carbone, à travers la mise en œuvre de projets liés aux secteurs de l'agriculture et de la foresterie ;
- o La transition énergétique avec l'intégration des énergies renouvelables et le renforcement de l'efficacité énergétique dans la production électrique, dans les secteurs de l'industrie, du transport et du résidentiel/tertiaire ;
- o L'amélioration de la gestion des déchets solides et liquides ;
- o L'amélioration des procédés industriels.

Selon les estimations de la CDN, les efforts d'atténuation nécessiteront 8.7 milliards USD au total, dont 5.3 milliards USD conditionnels et 3.4 milliards USD inconditionnels. Pour l'adaptation, il faut 4.3 milliards USD, dont 1.4 milliard inconditionnel et 2.9 milliards USD conditionnels.

3.1.5. Le Pacte National pour l'Énergie du Sénégal

Le Gouvernement du Sénégal s'est engagé dans le plan d'action défini dans le Pacte.

Ce plan détaille les réformes à mettre en œuvre autour de cinq axes principaux :

- a) Réhabiliter et étendre les infrastructures de production, de transport et de distribution d'énergie à des coûts compétitifs ;
- b) Tirer parti des avantages d'une intégration régionale accrue ;
- c) Adopter les solutions d'énergies renouvelables décentralisées (EnRD) et de cuisson propre pour un accès abordable au dernier kilomètre comme éléments essentiels de l'agenda d'accès à l'énergie ;
- d) Inciter la participation du secteur privé pour mobiliser des ressources supplémentaires ; et
- e) Garantir une compagnie nationale d'électricité financièrement viable qui fournit des services fiables et accessibles financièrement.

3.1.6. Coopération régionale et internationale

Au niveau régional, le Sénégal est membre du WAPP (West African Power Pool ou EEEOA en Français) de la CEDEAO. L'EEEOA est une agence spécialisée de la CEDEAO (Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest) et couvre 14 des 15 pays de la communauté économique régionale.

Le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) a été créé par Décision A/DEC.5/12/99 du 22ème Sommet de la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement de la CEDEAO.

Par Décision A/DEC.18/01/06, le 29ème Sommet des Chefs d'Etat et de Gouvernement de la CEDEAO tenu à Niamey, a adopté la Convention portant organisation et fonctionnement de l'EEEOA. Lors de ce même sommet, le statut d'Institution Spécialisée de la CEDEAO a conféré à l'EEEOA, par Décision A/DEC.20/01/06.

La mission de l'EEEOA est d'intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité en vue d'assurer, à moyen et long termes, un approvisionnement en énergie électrique régulier, fiable et à un coût compétitif aux populations des Etats membres de la CEDEAO.

Il doit permettre d'accroître les échanges d'électricité entre les différents membres de l'EEEOA. L'intégration régionale électrique et le développement de moyens d'interconnexion est nécessaire pour faciliter la transformation des systèmes électriques des Etats Membres.

Au niveau international, le Sénégal est Partie de plusieurs accords multilatéraux, notamment la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) de 1992, ratifiée en 1994, avec une entrée en vigueur un an plus tard.

Après avoir ratifié le Protocole de Kyoto de 1997 en 2001, le Sénégal a signé et ratifié l'Accord de Paris en 2016. Le Sénégal est un pays ne figurant pas à l'Annexe I et, en tant que nation en développement, peut voir ses émissions s'accroître dans un premier temps pour contribuer au développement économique et social et répondre à la demande énergétique de sa population, avant d'entamer sa transition vers le net zéro.

3.1.7. Un cadre politique clair et ambitieux en cours d'actualisation

Les objectifs politiques du Sénégal en matière d'Energie, de Climat et de Transition Energétique sont clairs et ambitieux et s'inscrivent dans un cadre temporel continu et stable. L'objectif d'accès universel à l'électricité est ainsi une constante des politiques énergétiques du Sénégal.

On notera que le Sénégal a accompli des progrès remarquables en termes d'accès à l'électricité et d'amélioration de la fourniture d'électricité, même si beaucoup reste à faire.

Les priorités stratégiques semblent tout à fait pertinentes, le coût de l'énergie et de l'électricité en particulier est un point clé qui aura des répercussions sur les choix en matière de système électrique et énergétique, mais également de développement économique et social.

3.2. Cadre économique

Synthèse – Des progrès significatifs dans un contexte de défis à relever

- Une démographie dynamique et une jeunesse en quête d'emplois et d'opportunités économique pour contribuer à l'accélération souhaitée de la croissance économique du pays. Près de 60% de la population a moins de 25 ans.
- Une processus d'urbanisation important qui souligne les défis énergétiques dans les secteurs de l'énergie, du bâtiment, du transport et de l'agriculture.
- Une économie dépendante des hydrocarbures fossiles importés. La facture annuelle de produits pétroliers avoisine les 2 000 milliards de FCFA par an. Ces importations d'hydrocarbures représentent environ 50 000 barils de pétrole et 800 000 tonnes de charbon par an.
- Les subvention à l'énergie, compensation pour gel de tarif de l'électricité et subventions aux produits pétroliers, représentent une charge très lourde sur le budget de l'Etat, en moyenne 4% du PIB par an.

Depuis 2012, ce sont par exemple 1 388 milliards de F CFA qui ont été versés en compensation pour gel de tarif, soit 2,12 Milliards d'Euros environ, proche du montant annoncé du JETP.

- La réduction de l'endettement public est un axe important de la politique économique du Sénégal. Au cours des dernières années, le ratio dette publique sur PIB s'est accru, il dépassait 80% au troisième trimestre 2023, avant de refluer à moins de 80% au deuxième trimestre 2024. L'objectif de la Stratégie Nationale de Développement 2025-2029 est en effet de réduire la dette publique à 60 ,6% du PIB en 2029

Selon la classification de la Banque Mondiale, le Sénégal est un « pays à revenu intermédiaire inférieur ».

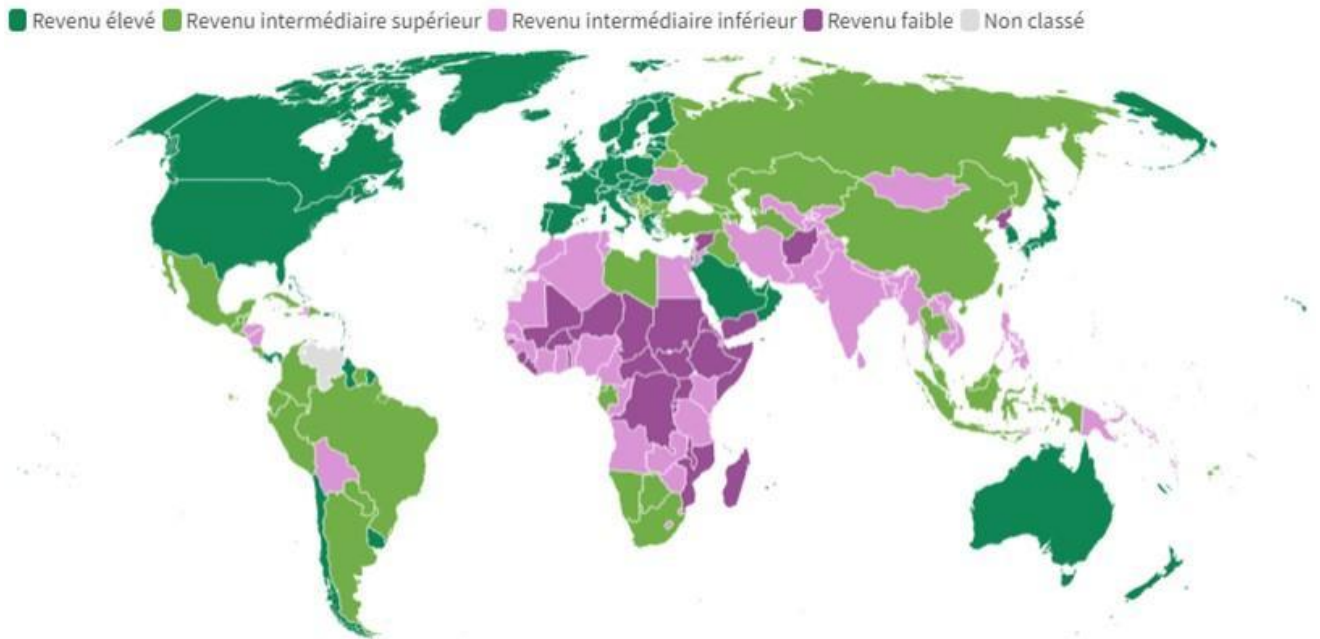


Figure 5- Cartographie des pays selon la classification de revenus de la Banque Mondiale (Banque Mondiale 2022)

Les politiques publiques et la Stratégie Nationale de Développement 2025 - 2029 visent à améliorer les conditions de vie et les revenus de la population sénégalaise.

Dans le cadre de ces politiques publiques, l'énergie, y compris l'accès à l'énergie, est identifié comme un levier prioritaire, en particulier le développement du secteur de l'électricité.

Sur le plan démographique, la population continue sa hausse, et a dépassé les 18M d'habitants en 2023 (18,126 M hab.¹²). Mais comme dans la quasi-totalité des pays, la hausse ralentit en raison notamment de la baisse continue de l'indice de fécondité.

Ce taux a ainsi un plus bas historique en 2022 à 4.3 naissances par femmes en moyenne. Néanmoins, les dynamiques démographiques ont une grande inertie, et la population sénégalaise aujourd'hui est une population jeune, à laquelle il sera essentiel d'offrir un cadre et des opportunités.

¹² Rapport RGPH-5 de l'ANSD – juillet 2024

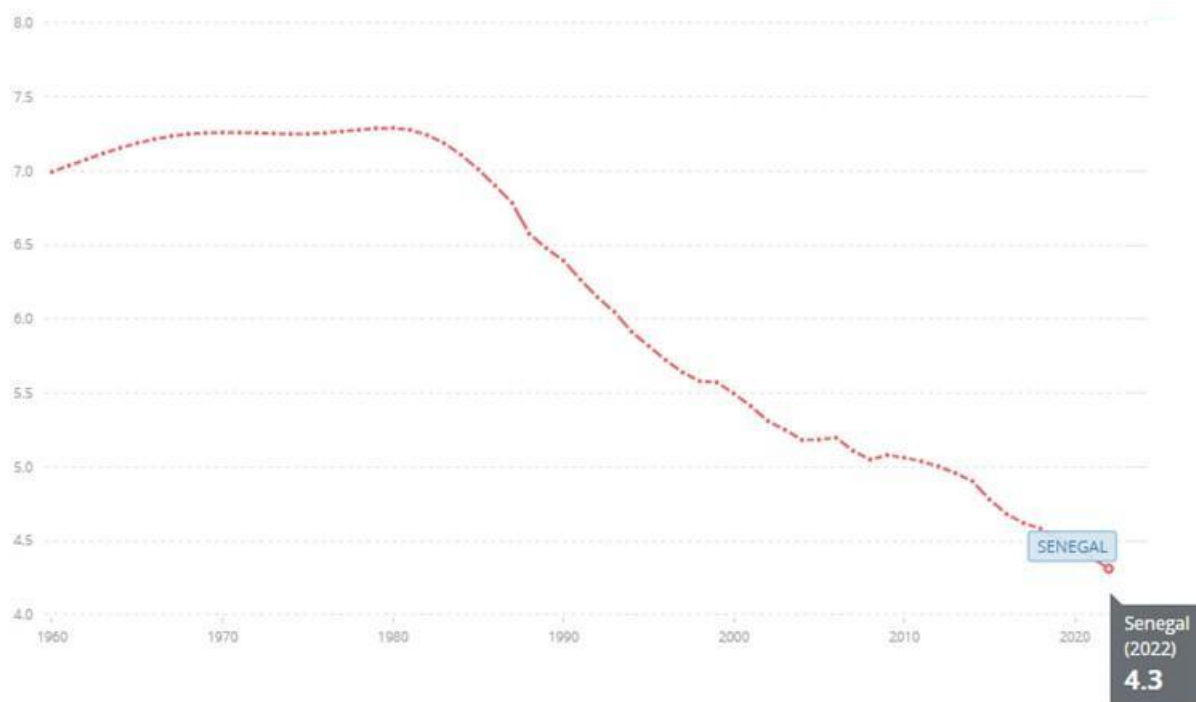


Figure 6- Evolution du taux de fécondité au Sénégal (1960 – 2022) – Banque Mondiale 2022

La population poursuit sa dynamique d’urbanisation, avec un taux de population en zone urbaine de 55% en 2023 ¹³.

État et Structure de la population	Urbain		Rural		National
	Habitants	% de la pop. Totale	Habitants	% de la pop. Totale	
Population totale	9 922 400	55%	8 203 991	45%	18 126 391

3.2.1. Principaux indicateurs

- **Taux de croissance**

L’économie croît depuis 2005 avec un taux de croissance moyen de 5,1 % de 2012 à 2022 et des taux supérieurs à 6 % de 2014 à 2018.

Comme de nombreux autres pays, l’économie sénégalaise a été affectée par les conséquences de l’épidémie de COVID-19 et par la hausse des prix mondiaux des hydrocarbures et de l’inflation. L’ANSD indique que le taux de croissance pour 2023 est de 4.3%, plus faible que la moyenne des années précédentes, mais avec une baisse de l’inflation. Celle-ci est estimée toujours par l’ANSD à 5,9% pour 2023, après un pic à plus de 9% en 2022, et ce après une longue phase de faible hausse des prix, 1% par an en moyenne jusqu’à 2019.

¹³ Rapport RGPH-5 de l’ANSD – juillet 2024

- **Taux de pauvreté**

Au sens des définitions de l'ANSD, le taux de pauvreté est estimé à 37,8% en 2018/2019¹⁴, soit une baisse du niveau de pauvreté de cinq points par rapport à 2011 (42,8%) à l'issue des travaux de raccordement.

Le taux d'extrême pauvreté a lui-aussi diminué passé de 12,2% à 6,8% sur la même période.

Ce sont avant tout les zones rurales, celles où le taux d'accès à l'électricité est le plus faible, qui ont les taux de pauvreté les plus élevés : il s'agit notamment des régions de Sédhiou (65,7%), Kédougou (61,9%), Tambacounda (61,9%), Kolda (56,6%), Kaffrine (53,0%) et Ziguinchor (51,1%).

Par rapport au milieu de résidence, la pauvreté est plus accentuée en milieu rural (53,6% contre 19,8% pour le milieu urbain) où il ressort une baisse plus importante du niveau de pauvreté par rapport à 2011 (5,2 points contre 2,1 points pour le milieu urbain).

Malgré cette baisse du taux de pauvreté, celle-ci a été inégalement répartie sur le territoire sénégalais.

En outre, l'indice de mesure des inégalités (coefficient de Gini) n'a pas montré de dynamique marquée à la baisse (35,6 en 2011 et 35,1 en 2018/19).

- **Taux de chômage**

Le taux de chômage au Sénégal est de 23% en 2023, et de 34,4% chez les jeunes âgés de 15 à 24 ans¹⁵.

Au premier trimestre de l'année 2024, les NEET représentent 34,4% de la population âgés de 15 à 24 ans. Ce taux est plus élevé en milieu rural qu'en milieu urbain. En effet, il s'établit à 43,8% en milieu rural contre 27,5% en milieu urbain.

Ce taux très élevé traduit encore une fois la nécessité pour la dynamique de transition énergétique d'offrir des opportunités à la population active et à la jeunesse en particulier, qui représente la part principale de la population active.

La création d'emplois, la montée en compétences des activités, la création de filières à plus forte valeur ajoutée est un défi que la transition énergétique devra contribuer à relever.

¹⁴ ANSD, « Enquête harmonisée sur les Conditions de Vie des Ménages (EHCVM) au Sénégal, septembre 2021

¹⁵ Enquête nationale sur l'Emploi au Sénégal Premier trimestre 2024 – Juin 2024

- **PIP / Hab. & PIB/Hab. en PPA**

Le PIB (en USD constants) a continué sa progression au Sénégal au cours des 25 dernières années, avec une multiplication par environ 2,5 depuis 2000.

En revanche, le PIB par habitant évolue lentement, et traduit le défi d'accéder à la catégorie des « *pays à revenu intermédiaire supérieur* ». Il s'élevait en 2022 à environ 1500 USD de 2015.

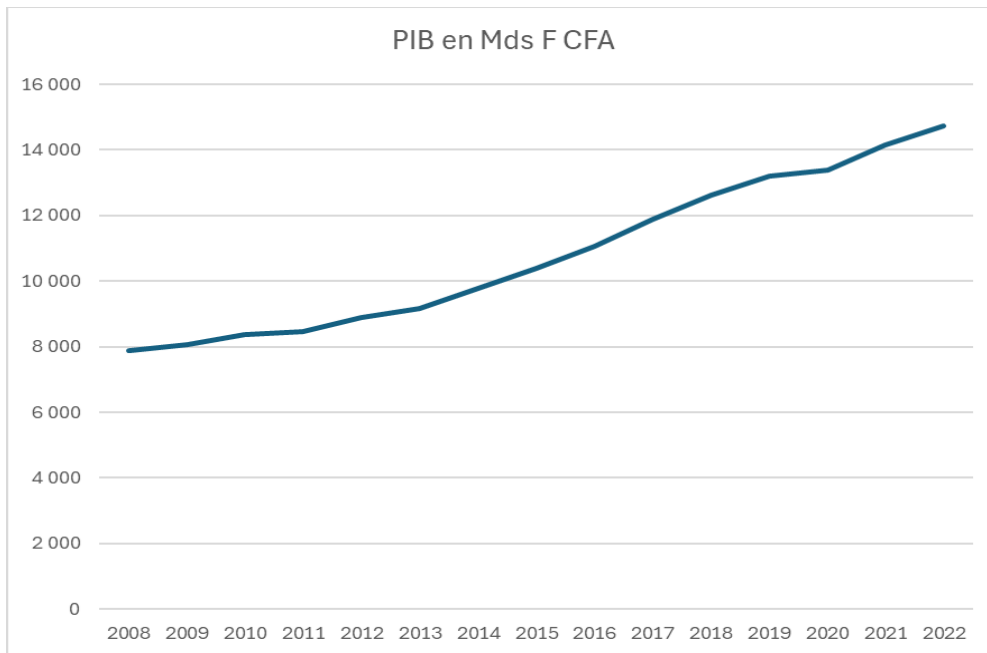


Figure 7 - Evolution du PIB du Sénégal 2000 – 2023 (Banque Mondiale 2024 – en USD constants 2015))

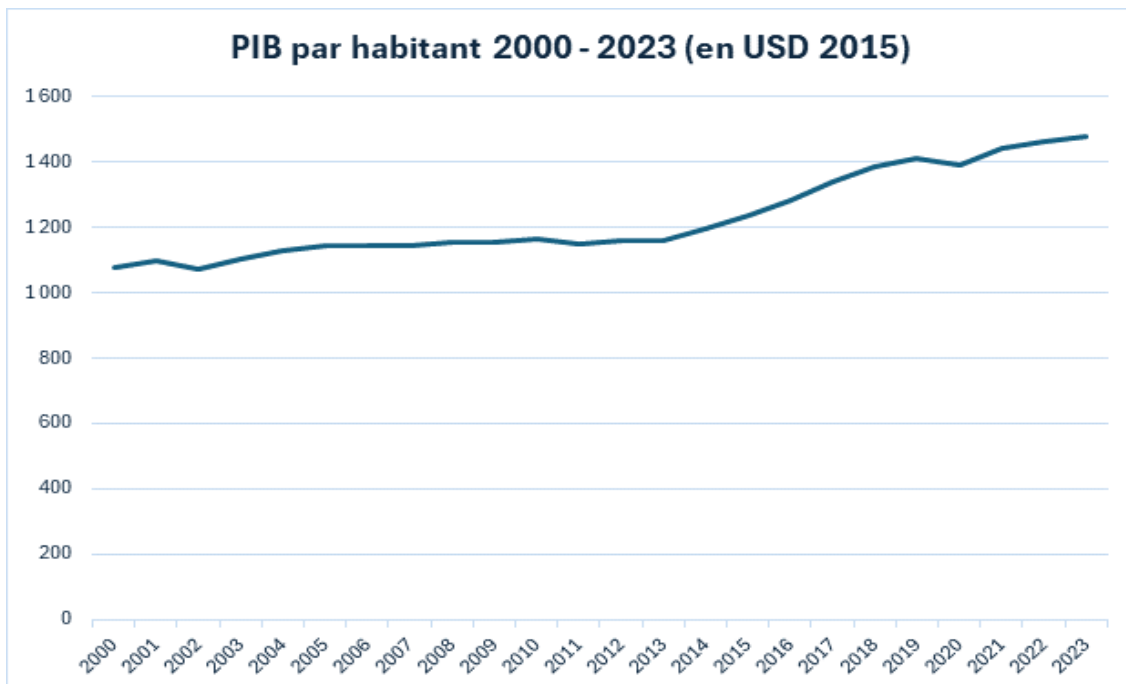


Figure 8 - PIB/Habitant au Sénégal (Banque Mondiale 2024 - en USD constants 2015)

• **Part de l'industrie et de l'agriculture dans le PIB du Sénégal**

	PIB (Mds de F CFA)	Part du secteur primaire	Part du secteur secondaire
2014	9 775,04	13%	23%
2015	10 397,42	14%	24%
2016	11 058,29	14%	23%
2017	11 877,43	14%	23%
2018	12 614,93	15%	23%
2019	13 196,93	15%	23%
2020	13 374,04	16%	23%
2021	14 249,24	15%	23%
2022	14 793,83	15%	23%
2023	15 427,09	15%	22%

Figure 9 - Part des secteurs primaire et secondaire dans le PIB du Sénégal 2014 – 2023 (ANSD 2024)

La transition énergétique représente à la fois un défi, transformer ou adapter des industries énergivores et polluantes. Le secteur du ciment, par exemple, est indispensable pour accompagner le développement de l'urbanisation, et répondre aux besoins criants en logement au Sénégal, mais est un secteur fortement émetteur de GES.

En moyenne, on rappellera que la production d'une tonne de ciment émet entre 800 kg et 1000 kg de CO₂eq., émissions engendrées par les combustibles utilisés, mais aussi et surtout par le procédé en lui-même.

Mais d'autre part, la transition énergétique représente des opportunités nouvelles pour le secteur industriel, et de nouvelles filières pourraient être développées. Pour les secteurs industriels existants, il pourrait être intéressant d'étudier les conditions d'électrification des procédés actuels, et notamment les seuils de viabilité économique.

De plus, dans le cas d'une électrification des usages dans le secteur industriel, une étude sur le potentiel d'établissement d'un marché de capacité, et notamment d'effacement de la demande en pointe de type « demand response » pourrait également être pertinent.

La part de l'agriculture, comme celle de l'industrie, reste stable. La transition énergétique pourrait permettre de moderniser le secteur agricole par des approches et des technologies bas carbone :

- Moderniser les différents secteurs (pêche, culture, ...)
- Améliorer l'accès à l'eau
- Améliorer l'accès à l'énergie pour les activités agricoles
- Valoriser les sous-produits ou les déchets agricoles non encore valorisés
- Réduire les pertes (une partie importante des productions sont perdues et non valorisées par les acteurs économiques)
- Améliorer les conditions d'exercice et de travail

Le secteur primaire occupe encore une part importante du PIB, mais il pourrait être un bénéficiaire important de la transition énergétique et des retombées économiques et sociales importantes pourraient résulter d'investissements ciblés.

Cela signifie également qu'une part importante de la population active travaille dans le secteur agricole et doit être intégrée à la transition énergétique.

3.2.2. Un pays dépendant de l'importation de combustibles fossiles

3.2.2.1. Produits pétroliers raffinés

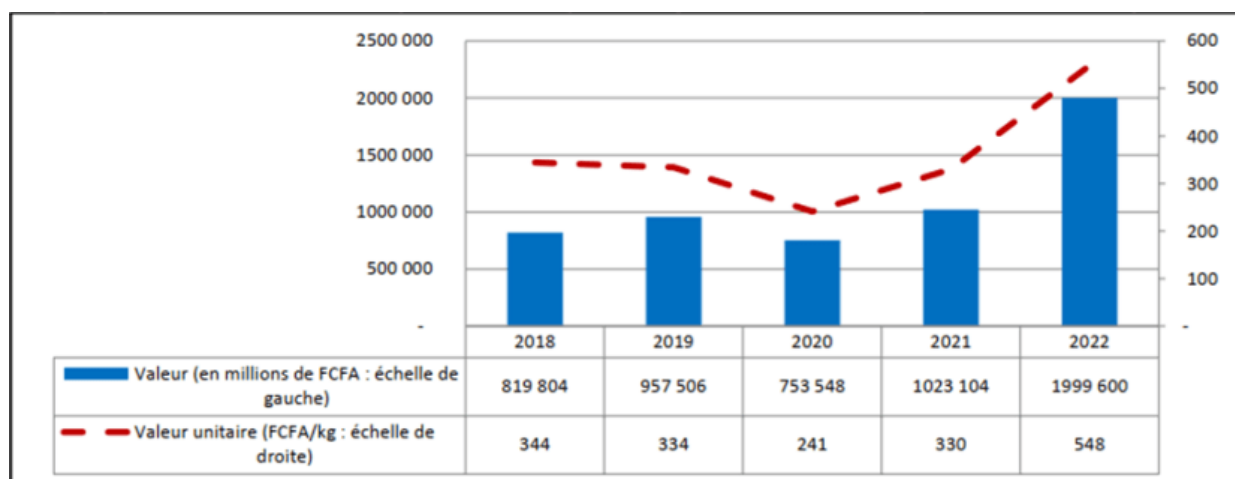


Figure 10 – Importations de produits pétroliers (en kt) (ANSD – Note d'Analyse du Commerce extérieur 2022)

La facture d'importation des produits pétroliers s'est élevée en 2022 à 2 000 milliards de FCFA environ, à comparer avec un PIB pour cette même année 2022 de 15 000 milliards de F CFA (source ANSD).

Cela représente une consommation d'environ 2.5 millions de tonnes de pétrole par an, soit environ **50 000 barils par jour**¹⁶, qui étaient jusqu'en 2024 importés à 100%.

Ces 50 000 barils par jours représentent environ 7 M de tonnes de CO₂eq. émises par an.

Les principaux usages sont :

- Le transport
- La production d'électricité
- Les consommations de produits pétroliers sont réalisées principalement par le transport routier¹⁷. En 2022, le parc automobile sénégalais se composait de 789.891 véhicules ¹⁸, dont 51% roulent au super et 49% au gasoil.

¹⁶ AIE 2021

¹⁷ 95% de la consommation d'hydrocarbures, source Analyse énergétique du secteur des transports du Sénégal, 2017 – Tchanche, Diaw

¹⁸ « Feuille de route pour la suppression des subventions dans le secteur de l'énergie à l'horizon 2025 »

Le parc automobile sénégalais s'accroît en moyenne en nombre de véhicules de 8% par an, ce qui est considérable.

Une partie de ces produits pétroliers (Fioul lourd) est utilisée pour la production d'électricité et peut être substituée dans le cadre d'une politique de transition énergétique. Une hybridation des centrales thermiques avec des centrales renouvelables peut également être explorée.

Si certaines centrales ont été conçues pour pouvoir rapidement fonctionner au gaz, et ont intégré un usage « dual fuel » dans leur conception (Malicounda par exemple), d'autres centrales nécessiteront des travaux plus importants.

Les moteurs Wärtsilä de la centrale de Bel Air par exemple nécessitent des travaux plus importants, de l'ordre de 5 M USD par moteur (soit 30 M USD pour la centrale), et on estime la durée d'intervention à environ 2 mois par moteur.

Certaines centrales sont potentiellement trop éloignées des futurs gazoducs pour rendre viable économiquement une conversion. Les centrales de Ziguinchor ou Tambacounda par exemple nécessiteraient des gazoducs dédiés probablement trop coûteux.

L'estimation des coûts et des délais et de la viabilité économique et financière des conversions nécessite des études complémentaires et des données non disponibles à ce stade.

Le tableau ci-après permet de visualiser le potentiel de conversion au gaz naturel des centrales thermiques du Sénégal

Centrale	Opérateur	Localisation	Année de mise en service	Puissance installée (MW)	Conversion ou Fonctionnement dual fuel théoriquement possible
Thermique HFO --> Gaz Naturel					
SENELEC					
Bel-Air/Hann (C1+C6+TAG4+Extension)	Senelec	Dakar	2006	133	OUI
Cap-des-Biches (Cap des Biches C3+C4+TAG2+TAG3)	Senelec	Cap des Biches	2003	200	OUI
Kahône (C5+C7) +Extension	Senelec	Kaolack	1982 - 2012	116	OUI
Tamba & Boutoute	Senelec	Tambacounda	1980 - 2024	30	-
Ziguinchor	Senelec	Ziguinchor	1980	30	-
IPP					
Kounoune Power IPP	Kounoune Power	Kounoune	2008	67,5	OUI*
CDB Contour Global	Contour Global	Cap des Biches	2016	85,9	OUI*
Tobène Power IPP	Tobène Power SA	Tobène	2016	118	OUI*
KARPOWER HFO	Karpower	Dakar	2019	120	-
Malicounda	Malicounda Power	Malicounda	2021	120	OUI*
Total théoriquement convertible ou Dual Fuel (MW)				840,4	

Figure 11 – Estimations du potentiel théorique de conversion des centrales thermiques au gaz naturel

Les énergies renouvelables peuvent également et notamment contribuer et dans un délai relativement rapide à la substitution d'une partie de ces produits pétroliers.

3.2.2.2. Charbon

Les importations de charbon ont également plus que doublé en 10 ans et atteint plus de 800 000 tonnes en 2021.



Figure 12 – Importations de charbon (en kt) – Source SIE du Sénégal

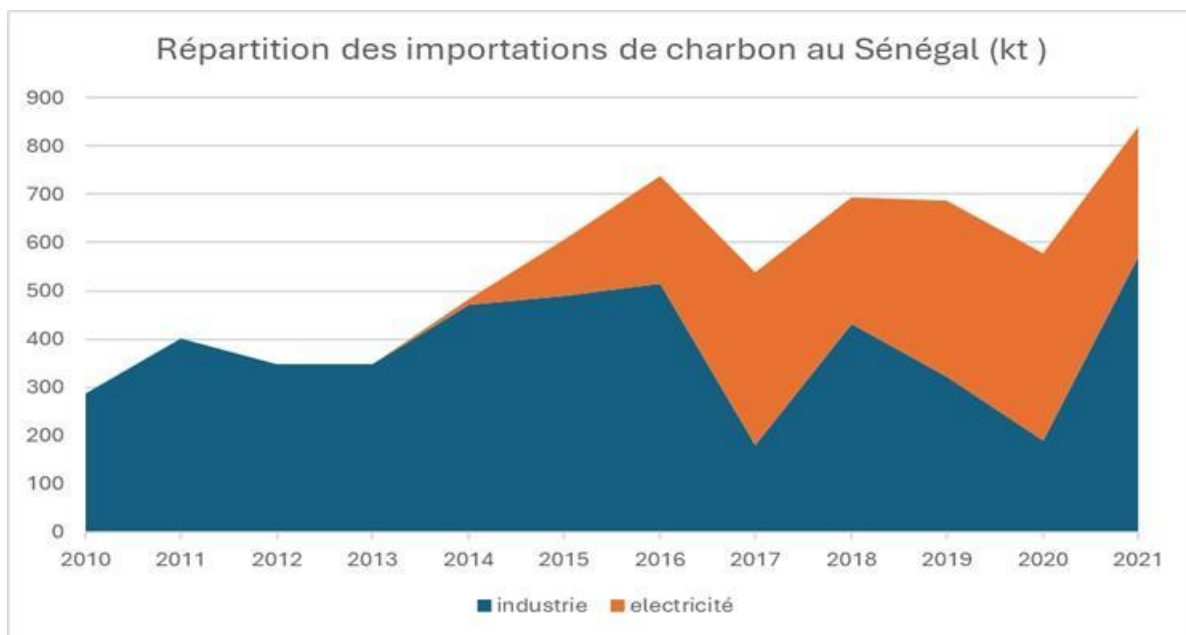


Figure 13 – Répartition des importations de charbon (en kt) – Source SIE du Sénégal

La consommation de charbon minéral n'est pas uniquement due à la production électrique, en particulier de la centrale de Sendou, mais également à la production industrielle, en particulièrement la production de ciment.

Ces chiffres mettent en lumière l'importance de la transition énergétique non seulement dans l'électricité, mais aussi dans l'industrie.

3.2.3. Mais qui devient un producteur d'hydrocarbures

Le Sénégal est devenu producteur de pétrole offshore en juin 2024, les premiers barils ayant été extraits du champ Sangomar. Avant cette date, des volumes plus modestes étaient exploités par FORTESA en onshore depuis les découvertes de 2014.

La production de gaz naturel est attendue d'ici la fin de l'année 2024, en provenance des champs Grand Tortue Ahmeyim. Si 90% de cette production de gaz naturel, qui devrait atteindre environ 2.5 MTPA de GNL, sera exportée offshore par méthanier sous la forme de GNL vers les marchés internationaux, 5% de la production pourra être acheminée vers le territoire sénégalais via gazoduc une fois les infrastructures de transport réalisées.

Ces volumes représentent environ 35 MMSCFD (millions de pieds-cubes standards par jour), ce qui correspond environ à la production d'une centrale de 200 à 250 MW en base.

Ces volumes ne sont donc pas suffisants pour assurer une conversion de l'ensemble des centrales thermiques fonctionnant à l'heure actuelle au HFO vers le gaz naturel. Les dates de disponibilité des volumes suivants de gaz naturel ne sont pas connues avec précision. Néanmoins, les volumes potentiels de Yakaar Teranga pourraient permettre d'alimenter dans le futur les centrales converties et les nouvelles centrales gaz.

3.2.4. Les coûts de l'énergie représentent un fardeau pour le budget de l'état

Le Sénégal dépense l'équivalent de plus de 4% de son PIB ¹⁹ en subventions à l'énergie.

Ces subventions se divisent en 2 catégories :

- Subventions à l'électricité
- Subventions à certains combustibles fossiles (supercarburant, gasoil, butane)

La subvention de l'électricité prend la forme d'une compensation tarifaire à verser à la société nationale d'électricité SENELEC. Et prochainement aux opérateurs d'électrification rurale décentralisée, pour l'harmonisation tarifaire entre les abonnés de la SENELEC et ceux des concessionnaires ruraux.

Les compensations versées à SENELEC se sont établies à 59.89 milliards en 2020, 155.28 milliards en 2021, 333.25 milliards en 2022 et 249.28 Mds de CFA en 2023.

L'Etat du Sénégal verse également des compensations tarifaires aux Concessionnaires d'Electrification Rurale (ERA, COMASEL, SCL) suite à la mise en vigueur de l'harmonisation tarifaire en 2019 du prix du kWh dans le monde rural.

Depuis 2012, ce sont donc 1 388 milliards de F CFA qui ont été versés en compensation, soit 2,12 Milliards d'Euros environ, proche du montant annoncé du JETP. L'enjeu de la réduction du coût de l'électricité est donc critique. Il est à noter que des évolutions sur la question des subventions directes ou indirectes pourraient être observées.

¹⁹ « Feuille de route pour la suppression des subventions dans le secteur de l'énergie à l'horizon 2025 »

Evolution de la compensation pour Gel de Tarif

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ventes (MWh)	2 313 413	2 406 470	2 563 097	2 719 211	2 881 809	3 174 577	3 329 313	3 613 837	3 895 359	4 191 084	4 862 578	5 404 524
C.A (Mds de F CFA)	272,52	284,1	301,29	318,15	339,4	341,12	354,55	385,99	446,04	468,28	535,77	695,66
Compensation (milliards)	101,83	86,35	77,8	7,23	0	68,42	148,65	100,57	59,89	155,28	333,25	249,28

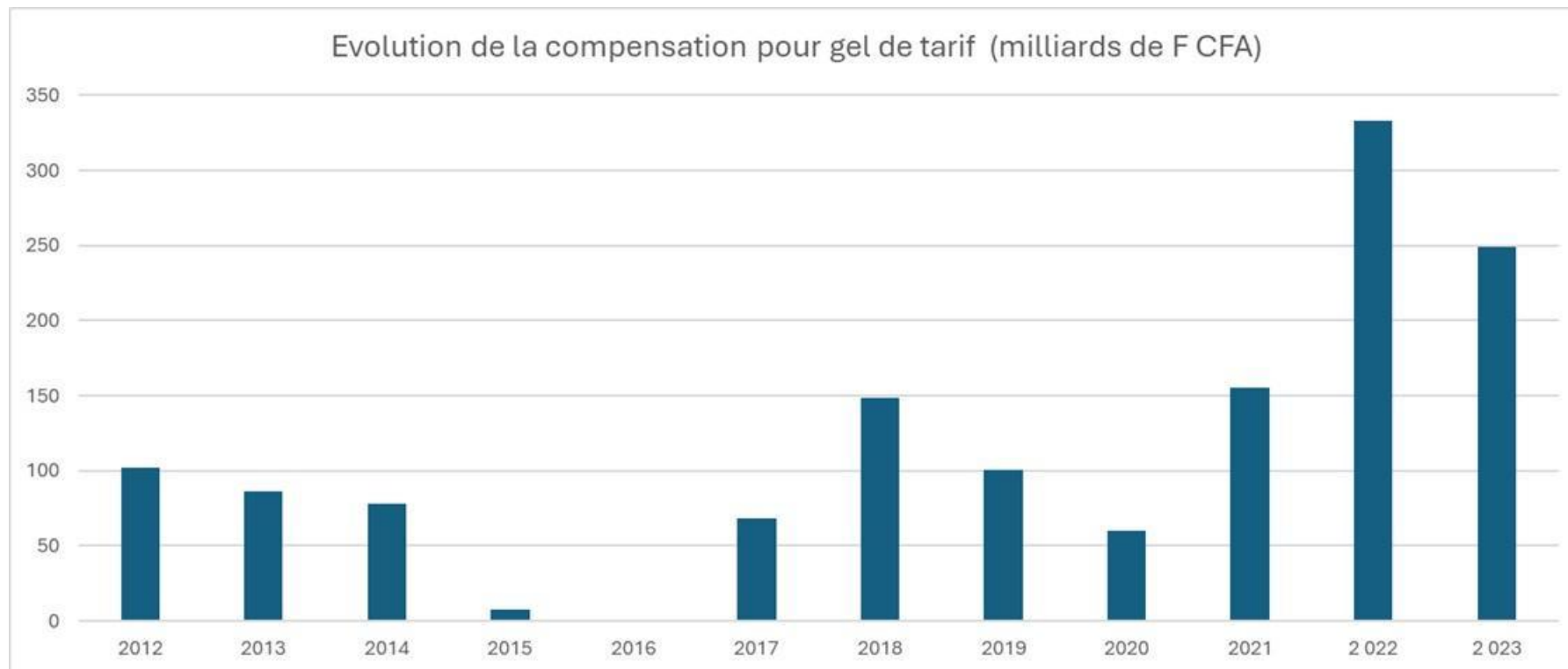


Figure 14 : Evolution de la compensation pour gel de tarif (milliards de F CFA) – Source CRSE

La subvention des produits pétroliers et du gaz prend la forme d'un remboursement des pertes commerciales supportées par les compagnies, obligées de vendre à des prix inférieurs aux montant économiquement justifiés.

La subvention sur les produits pétroliers a couté à l'Etat 583,5 milliards de francs CFA en 2022²⁰.

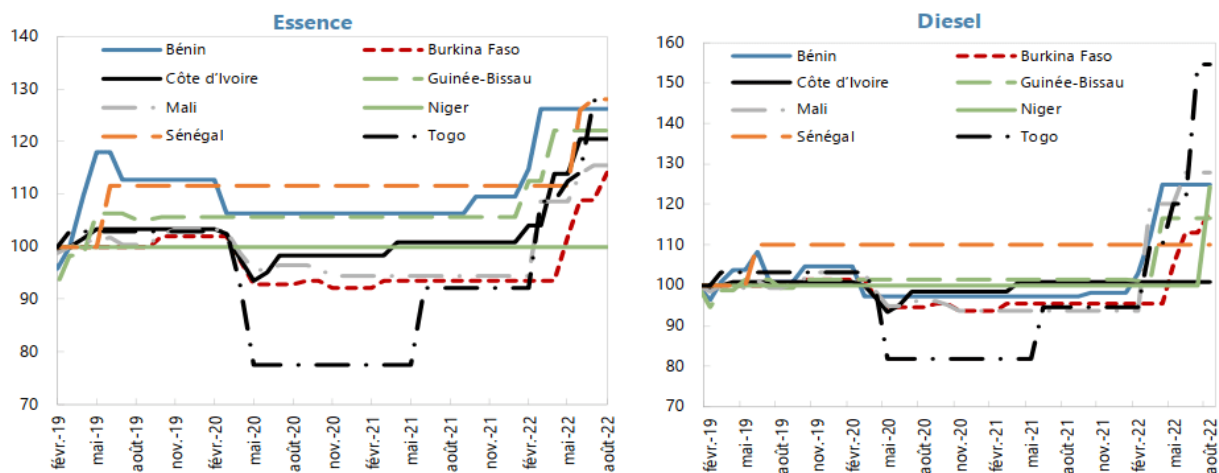
Au total donc, les subventions énergétiques ont représenté plus de 900 milliards en 2022, et en moyenne représentent environ 4% du PIB.

Ces subventions représentent une contrainte budgétaire importante pour le Sénégal, mais traduisent la nécessité de soutenir le pouvoir d'achat des ménages d'une part, la compétitivité des entreprises d'autre part, alors même que les tarifs de l'électricité restent comparativement chers par rapport aux autres pays de la sous-région notamment.

Pays	Tarif social - 1ère tranche (F CFA/kWh)
Burkina Faso	75
Bénin	88
Sénégal	91,17
Guinée	26
Côte d'Ivoire	87
Guinée Bissau	79
Togo	88

Figure 15 : Tarifs comparés de l'électricité quelques pays de la sous-région – 1^{ère} tranche ou équivalent

En ce qui concerne les subventions aux combustibles fossiles, le litre de gasoil coûte 755 FCFA au consommateur et le litre de supercarburant 990 FCFA. Sans la subvention, ces deux produits auraient coûté, respectivement, 1103 et 1082 FCFA. Autrement dit, chaque litre de gasoil vendu coûte 348 F au Trésor public, contre 92 F pour chaque litre de super.



Source : BCEAO ; calculs des services du FMI.

²⁰ MEPM 2023

Figure 16 : Tarifs comparés des prix à la pompe dans plusieurs pays de la sous-région (source BCEAO et FMI 2024)

Les subventions à l'énergie représentent donc un poids important pour les finances publiques et la transition énergétique est une opportunité pour substituer des combustibles fossiles et subventionnés par des sources d'énergie permettant de renforcer l'accès des populations à une énergie moins coûteuse, de contribuer à la réduction des gaz à effet de serre et de réduire l'impact pour les finances publiques.

Le FMI²¹ indique que « dans ce contexte, les autorités sont encouragées à mettre en œuvre des mesures fortes, notamment la rationalisation des exonérations fiscales et la suppression progressive des subventions énergétiques non ciblées et coûteuses, pour assurer un retour rapide à l'objectif de déficit budgétaire et placer la dette publique sur une trajectoire résolument décroissante. »

Les technologies de production d'électricité avec un coût plus faible pourront ainsi permettre d'avoir un coût de production inférieur au tarif de vente. L'intégration de renouvelables et du solaire PV, même avec les investissements complémentaires nécessaires pour compenser l'intermittence, seront les options préférentielles pour réduire le coût de production de l'électricité.

3.2.5. L'endettement public est un paramètre important du financement de la transition énergétique

La question de l'endettement public est une question qui devra également être prise en compte dans les stratégies de financement de la transition énergétique.

Le rapport de la Cour des Comptes du Sénégal a conclu que l'encours total de la dette de l'administration centrale budgétaire s'élève à 18 558,91 milliards de francs CFA, au 31 décembre 2023, et représente 99,67 % du PIB²².

A ce titre, l'objectif de la Stratégie Nationale de Développement 2025-2029 est de réduire la dette publique à 60,6% du PIB en 2029.

Si la question de la réduction de la dette publique est une priorité des autorités sénégalaises, atteindre l'objectif des 40% d'énergies renouvelables en puissance installée dans le mix électrique du Sénégal doit être réalisé en limitant l'impact sur les finances publiques.

²¹ <https://www.imf.org/fr/News/Articles/2024/09/12/pr24329-senegal-imf-staff-concludes-visit#:~:text=Par%20cons%C3%A9quent%2C%20la%20dette%20de,de%20temps%20que%20pr%C3%A9vu%20initialement.>

²² Tableau 40 – Rapport de la Cour des Comptes du Sénégal – Février 2025

L'objectif du JETP peut être atteint en maximisant les investissements du secteur privé pour le développement des énergies renouvelables. Le développement des énergies renouvelables peut permettre d'accroître la quantité d'énergie disponible pour les ménages et l'économie sénégalaise, bas carbone, et peut être réalisé en minimisant l'impact pour les finances publiques du Sénégal.

3.3. Revue du cadre réglementaire existant du secteur de l'énergie

Liste des principaux textes applicables au secteur de l'électricité

Texte	Descriptif synthétique
<p>Loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité et ses textes d'application</p>	<p>Améliorer la viabilité financière et la bonne gouvernance pour une électricité en quantité, qualité et à moindre coût; Disposer d'un cadre référentiel unique intégrant l'économie d'énergie, l'électrification rurale et les énergies renouvelables pour l'atteinte de l'accès universel en 2025. Assurer un approvisionnement en énergie électrique du pays en qualité, en quantité et au moindre coût; Atteindre l'accès universel à l'électricité.</p>

Liste des textes d'application de la Loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité

Texte	
<p>Décret 2023-286 relatif à l'activité d'autoproduction d'énergie électrique</p>	<p>encadre l'activité d'autoproduction d'énergie électrique au Sénégal. Il vise à réglementer la production d'électricité par des entreprises ou des personnes physiques pour leur propre consommation, tout en garantissant une certaine régulation dans le secteur de l'énergie</p>
<p>Décret n° 2023-269 du 28 février 2023</p>	<p>Fixe les conditions et les modalités de délivrance, de modification, de renouvellement et de retrait des titres d'exercice dans le secteur de l'électricité. Encadre l'accès aux activités de production, de transport, de distribution, et de commercialisation d'électricité, et pour garantir une gestion transparente et réglementée du secteur de l'électricité</p>
<p>Décret n° 2023-285 du 28 février 2023 relatif aux projets d'électrification rurale décentralisée</p>	<p>Facilite le développement de projets d'électrification rurale en encourageant l'utilisation de solutions adaptées aux besoins spécifiques des zones rurales. Vise à promouvoir l'accès à l'électricité dans les zones rurales par des solutions décentralisées, permettant une meilleure couverture du territoire national, même dans les régions isolées pour garantir un accès à l'électricité pour les communautés rurales, en</p>

	soutenant des projets qui utilisent des sources d'énergie renouvelable.
Arrêté ministériel n° 010158 du 28 mai 2020	Fixe les conditions et modalités techniques relatives à la gestion des réseaux électriques et à l'accès au réseau. Il précise les normes techniques et les exigences nécessaires pour garantir la sécurité et la qualité des services dans le secteur de l'électricité, en particulier en ce qui concerne les installations électriques de production, de transport, de distribution et d'autoproduction.
Décret 2024-33 du 27 Mars 2024	fixant les conditions de vente et les modalités d'achat d'énergie électrique entre les producteurs, les producteurs indépendants ou les fournisseurs et gestionnaires de réseau de distributions, les détaillants indépendants , les clients éligibles.
-Arrêté 000811 du 12 Janvier 2024	fixant les seuils des unités de production en dehors du champ d'application du code de l'électricité
Arrêté 06242 du 29 Mars 2024	fixant le seuil et les modalités de mise en œuvre de l'éligibilité du client à l'accès au réseau
Arrêté n° 027819 du 05 novembre abrogeant et remplaçant l'arrêté n° 06242 du 29 Mars 2024	
Décret n° 2024-1631 du 12 août 2024 fixant les conditions d'élaboration et de mise à jour du Plan intégré à moindre coût dans le secteur de l'électricité.	

Réformes en cours

Texte - Réforme	Descriptif synthétique
<p>Filialisation de Senelec</p> <p>Art 8</p>	<p>La filialisation est une exigence de ladite loi qui en son article 8 dispose : « La société d'électricité nationale est organisée en holding avec des filiales chargées des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.</p> <p>Les modalités d'organisation ainsi que les statuts de la société d'électricité nationale et des différentes filiales sont définies par la loi. »</p> <p>C'est ce dernier alinéa qui fait accroire, notamment, qu'il est en plus nécessaire de prendre une nouvelle loi pour organiser la nouvelle restructuration.</p> <p>Ce processus en cours vise à réorganiser le secteur de l'électricité afin de le rendre plus compétitif, de promouvoir la transparence et de favoriser les investissements dans les infrastructures énergétiques.</p> <p>De ce point de vue, la mise en œuvre de la filialisation telle que conçue par le code préfigurée la réalisation de la séparation comptable et celle de la séparation fonctionnelle :</p> <p>Séparation Comptable :</p> <p>La séparation comptable est effective depuis la décision n° 2022-45 du 4 novembre 2022 de la CRSE sur la base d'un système d'information comptable permettant de générer des états financiers dissociés, par activité, outre l'existence de protocoles exhaustifs et pertinents définissant les relations techniques et financières entre activités séparées.</p> <p>Séparation Fonctionnelle</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les périmètres des futures filiales Production, Transport, Distribution-Vente ; - Le modèle de gouvernance de la future holding et des trois filiales ; - La répartition de l'ensemble des actifs de l'entreprise entre les trois filiales ; - Les statuts des filiales et de la holding ; <p>Constituent la dernière phase pour le parachèvement de la filialisation.</p>

<p>Accès des Tiers aux Réseaux</p> <p>Art 16 à 19</p>	<p>Il s'agit principalement de la possibilité pour certains consommateurs dits éligibles d'acheter tout ou partie de leurs besoins auprès des fournisseurs de leurs choix ; d'une certaine manière, c'est une résultante de la fin du monopole d'achat en gros de Senelec ; il s'agit donc d'une exigence du code pour réaliser l'ouverture du marché de l'électricité en garantissant un fonctionnement transparent, efficace et compétitif du secteur.</p> <p>C'est dans le cadre de l'ATR au demeurant qu'il a été mis en place le BART ou Bureau d'Accès des Tiers au Réseau :</p> <p>Le BART est responsable du guichet unique pour l'accès des tiers au réseau de transport ainsi que le raccordement des clients éligibles. Il est notamment chargé du suivi des flux sur le réseau (injection/soutirage), de la gestion des transactions commerciales pour réconcilier flux physiques et flux commerciaux, l'application des dispositions relatives au marché de l'électricité.</p>
	<p>Modèle de marché de l'électricité</p> <p>(A adopter par arrêté ministériel ou par décision du Ministre)</p>
	<p>Règles du marché de l'électricité</p> <p>(Consultation publique terminée en novembre 2024 – travail en cours au niveau de la CRSE avant adoption)</p>
	<p>Tarifs des services de transport</p> <p>(travail en cours au niveau de la CRSE avant adoption)</p>
	<p>Code de réseau</p> <p>Arrêté d'approbation déjà publié mais à mettre en conformité avec le modèle et les règles du marché</p>
<p>Le PIMC</p> <p>Art 33</p>	<p>Ce plan participe du renforcement du ministère de l'Energie pour une pleine application de la réforme du sous-secteur de l'électricité ; Il met en œuvre un cadre permanent de planification de la demande à long terme notamment d'un plan de production actualisé annuellement, en conformité avec la stratégie Gas to power ;</p>

3.3.1. La réglementation du secteur de l'énergie au Sénégal

La réglementation du secteur de l'énergie applicable à date au Sénégal résulte de la mise en œuvre d'une réforme du secteur intervenue en 2021 et marquée par la simplification du cadre réglementaire et juridique applicable aussi bien au niveau de l'encadrement juridique des activités dans le secteur (1) qu'au niveau de la régulation des acteurs (2) et du cadre institutionnel qui préside à son application (3). Il est important également de préciser ici les règles de domanialité publique (4) et de droit de l'environnement qui s'appliquent à la réalisation de projets dans le secteur.

3.3.1.1. Encadrement juridique des activités dans le secteur de l'électricité

a. Le Code de l'électricité et ses textes d'application

Depuis le 9 juillet 2021, le secteur de l'électricité est régi au Sénégal par la loi n°2021-32 du 09 juillet 2021 portant code de l'électricité (le « **Code de l'Electricité** »). Cette loi a abrogé la loi n°98-29 du 14 avril 1998 telle que modifiée par la loi n°2002-01 du 10 janvier 2002 relative au secteur de l'électricité ainsi que la loi n°2010-21 du 20 décembre 2010 portant orientation sur les énergies renouvelables. L'objectif de la réforme était de doter le pays d'un référentiel unique dans le secteur de l'électricité regroupant l'ensemble des dispositions relatives au sous-secteur de l'électricité qui étaient contenues dans divers textes notamment la maîtrise de l'énergie et le recours aux énergies renouvelables.

Le champ d'application du Code de l'Electricité inclut :

- (i) Les activités de production, d'autoproduction, de transport, de distribution, de stockage, de vente, d'importation, d'exportation d'énergie électrique exercées sur le territoire national quelle que soit la source d'énergie,
- (ii) Les ouvrages de production et d'autoproduction, de transport, de distribution, de stockage d'énergie électrique
- (iii) Les installations électriques intérieures, équipements et matériels électriques, et
- (iv) L'approvisionnement en combustible des centrales de production d'énergie électrique.

Aux termes de l'article 14 du Code de l'Electricité, les activités de transport et de gestion national de distribution constituent un monopole de l'Etat susceptible d'être confié à un opérateur par convention de délégation de service public. Les activités de production, de transport, d'importation, de stockage, de distribution et de vente sur l'ensemble du territoire national et relevant de l'autorité de l'Etat sont exercées comme un service public. Par exception les activités d'autoproduction ou de production destinées à la vente aux clients éligibles et l'exportation ne constituent pas une mission de service public. Les activités de production, d'importation, d'exportation et de vente de l'énergie électrique ne constituent pas un monopole d'Etat.

Il résulte de ce qui précède que le Code de l'Electricité encadre la production d'énergie électrique sans faire une distinction entre les sources d'énergies ; ce qui harmonise le

cadre réglementaire applicable à la production et apporte de la visibilité sur le régime juridique à retenir pour le développement des projets dans le secteur.

La mise en place du Code de l'Electricité a été suivie par l'adoption des textes réglementaires d'application notamment :

- Le décret n°2024-833 fixant les conditions de vente et les modalités d'achat d'énergie électrique entre les producteurs, les producteurs indépendants ou les fournisseurs et le gestionnaire du réseau de distribution, les détaillants indépendants et les clients éligibles ;
- L'arrêté n°006242 du 29 mars 2024 fixant le seuil et les modalités de mise en œuvre de l'éligibilité du client ;
- L'arrêté n°000811 du 12 janvier 2024 fixant le seuil des unités de production en dehors du champ d'application du Code de l'électricité
- Le décret n°2023-444 en date du 28 février 2023 fixant les procédures de passation des titres d'exercice relatifs aux activités réglementées dans le secteur de l'électricité qui encadre les modes de passation et d'attribution des conventions et licences relatives aux activités réglementées que sont la production, le transport, la distribution, la vente et le stockage dont la puissance installée est supérieure à 500 kW ;
- Le décret n°2023-286 en date du 7 février 2023 relatif à l'activité d'autoproduction d'énergie électrique qui encadre la production de l'énergie électrique principalement pour un usage personnel en vue de satisfaire les besoins à caractère domestique, industriel, agricole, commercial ou de service ;
- Le décret n°2023-285 en date du 7 février 2023 relatif aux projets d'électrification rurale décentralisée qui s'applique aux installations électriques hors réseau réalisées et/ou exploitées dans les localités rurales non incluses dans les programmes prioritaires ou les programmes d'investissement des concessionnaires ;
- Le décret n°2023-269 en date du 3 février 2023 fixant les conditions et modalités de délivrance, de modification, de renouvellement, et de retrait des titres d'exercice dans le secteur de l'électricité que sont la licence, la concession et l'affermage ;
- Loi n°2004-06 du 6 février 2004 portant Code des investissements telle que modifiée par la loi n°2012-32 du 31 décembre 2012 qui fixe les avantages fiscaux et douaniers dont pourraient bénéficier les investisseurs dans le secteur de l'énergie ; et
- Le décret n° 98-336 du 21 avril 1998 relatif aux prises de participation entre entreprises du secteur de l'électricité qui fixe les conditions de prise de participation dans lesdites entreprises conformément à l'article 22 du Code de l'Electricité.

L'ensemble de ces textes ainsi que le Code de l'Electricité n'édicte pas de règles spécifiques visant à favoriser une transition énergétique vers les énergies vertes. Toutefois la réforme amorcée en 2021 pour l'encadrement de la production d'électricité permet de disposer d'un cadre précis dans lequel pourraient se développer des projets

visant à favoriser un mix énergétique et qui ne semble pas privilégier une source d'énergie en particulier.

b. La régulation des acteurs du secteur

La cadre juridique applicable au secteur de l'électricité au Sénégal inclut également l'encadrement des acteurs du secteur par le biais de l'action de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie qui a été également réformée en 2021 aux termes de l'adoption de la loi n°2021-32 en date du 9 juillet 2021 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (la « **CRSE** »). L'objectif de l'Etat du Sénégal était de mettre en place une autorité de régulation couvrant à la fois, le secteur de l'électricité, les activités aval des hydrocarbures et du secteur gazier. Au titre du secteur de l'électricité, la CRSE a pour mission la régulation des activités de production et autoproduction, le transport, la distribution, le stockage, la vente, l'importation et l'exportation de l'énergie électrique. Elle dispose du pouvoir d'émettre des avis, rendre des décisions, prendre des règlements et édicter des règlements d'application dans les matières relevant de sa compétence notamment les aspects techniques, stratégique et de contrôle. Les diverses attributions de la CRSE lui confèrent un rôle déterminant lui offrant la possibilité d'assurer la bonne marche du secteur en veillant à l'application des textes et mesures pris par les parties publiques. A ce titre, la CRSE participe à l'élaboration des textes applicables dans le secteur et propose des réformes de textes en assurant le suivi de l'évolution des normes et standards internationaux relatifs aux activités du secteur, assure l'équilibre économique et financier du secteur, fixe les tarifs et prix de vente de l'électricité aux consommateurs finaux et assure la régulation des prix pratiqués par les acteurs du secteur, instruit sur saisine du ministère chargé de l'énergie, les demandes de titres d'exercice, le contrôle de la régularité du processus de leurs octrois, exerce toutes autres missions qui lui sont confiées par les accords internationaux, lois et règlements du secteur.

Il résulte de ce qui précède que la CRSE s'inscrit davantage dans une mission de gestion et contrôle du secteur plus que dans celle de son développement prospectif qui aurait de voir proposer un plan de transition énergétique. Toutefois au titre de son pouvoir de proposition de réforme dans le secteur, il convient de noter qu'en tant que de besoin la CRSE peut constituer un vecteur dans la mobilisation des ministères pour l'adoption de tout dispositif requis pour la mise en œuvre de la transition énergétique souhaitée.

L'organisation et le fonctionnement de la CRSE sont encadrés par le décret n°2022-1593 du 12 septembre 2022 portant organisation et fonctionnement du CRSE. Le décret prévoit trois organes qui assurent ledit fonctionnement : le conseil de régulation, le secrétariat exécutif et le comité de règlement des différends.

c. Le cadre institutionnel du secteur de l'électricité

(i) Les acteurs publics

Le ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines : L'organisation institutionnelle du secteur de l'électricité mise en place au Sénégal s'articule autour du Ministère chargé de l'énergie qui met en œuvre la politique générale et la stratégie de développement dudit secteur. A ce titre, le Ministre a la charge d'élaborer pour l'approbation du Président de la République, d'un plan intégré à moindre coût qui est le plan quinquennal de planification du secteur. Le Ministère est l'acteur clé du secteur qui peut initier et mettre en place le dispositif pouvant conduire à l'effectivité de la transition énergétique. L'initiative des réformes, le choix et la détermination des projets des acteurs du secteur relevant de la compétence du Ministre, il est ainsi démontré que la politique générale du secteur peut être ajustée au besoin pour favoriser le mouvement vers une transition énergétique.

Le Secrétariat Permanent à l'Énergie (SPE) : est chargé principalement :

- De superviser l'élaboration du plan d'interventissement du secteur de l'énergie ;
- De veiller à la mobilisation du budget du plan d'investissement du secteur de l'énergie ;
- De proposer des actions au financement du Fonds spécial de Soutien au secteur de l'énergie ;
- D'élaborer le tableau de bord de suivi des projets du secteur ;
- De veiller à la délivrance à bonne date des différents projets du secteur ;
- De coordonner le suivi des contrats de performance des différentes entités du secteur en relation avec les directions nationales concernées ;
- D'élaborer des rapports périodiques sur l'état d'avancement de la mise en œuvre des projets dont le suivi lui est confié par le Ministre chargé de l'Énergie ;
- Plus généralement, de faire toutes recommandations visant le développement du secteur de l'énergie.

La Senelec : Le ministère de l'Énergie dans le cadre de ses attributions interagit avec l'organe de régulation du secteur, la CRSE dont les attributions ont été présentées précédemment. Un autre acteur clé du secteur de l'énergie au sein de l'Etat du Sénégal est la SENELEC, société d'électricité nationale. Elle est organisée par ses statuts et chargée d'assurer les activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.

L'Agence nationale pour les énergies renouvelables (ANER) : cette agence créée par le décret n°2013-684 du 17 mai 2013, constitue une personne morale de droit public dotée de l'autonomie financière et placée sous la tutelle du ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines. Elle vise à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables dans

tous les secteurs d'activités. L'ANER est chargée notamment de participer à la définition et à la formulation de la politique énergétique, en particulier en matière d'énergies renouvelables, de contribuer à l'élaboration d'un cadre législatif et réglementaire attractif pour le développement des énergies renouvelables, d'identifier, d'évaluer et d'exploiter le potentiel en ressources énergétiques renouvelables disponibles et économiquement exploitables dans les différentes régions du pays, de vulgariser l'utilisation des équipements pour la production d'électricité d'origine renouvelable, de réaliser des études prospectives et stratégiques pour le développement des énergies renouvelables, d'élaborer et d'exécution des projets et programmes nationaux d'énergies renouvelables et d'assurer leur cohérence, de réaliser des études techniques, économiques et financières des projets relatifs aux énergies renouvelables et d'assurer le suivi de la mise à en œuvre, identifier et exploiter des mécanismes de financement innovant pour le développement des énergies renouvelables, notamment la finance carbone, développer la coopération bilatérale et multilatérale dans le domaine des énergies renouvelables et travailler, dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, en étroite collaboration avec l'Agence pour l'Economie et la Maîtrise de l'Energie.

L'Agence pour l'économie et la maîtrise de l'énergie (AEME) : elle a été créée par le décret n°2011-1054 du 28 Juillet 2011 portant création et fixant les règles d'organisation et de fonctionnement de l'Agence nationale de l'Economie d'Energie (ANEE) devenue en 2013 l'AEME. L'AEME est chargée de mettre en œuvre la politique de l'Etat du Sénégal en matière de maîtrise l'énergie, avec pour principales missions : la proposition de la stratégie nationale de maîtrise de l'énergie, l'identification, l'évaluation et l'exploitation des potentiels d'économie d'énergie dans les différents secteurs d'activités, le conseil et l'assistance technique et/ou financière pour la rationalisation des consommations d'énergie, la conduite et l'évaluation de la mise en œuvre des programmes d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique, la promotion des normes et règlements liés à l'utilisation rationnelle de l'énergie et aux équipements autonomes en énergie, la mise en place d'un programme d'information, de communication et de sensibilisation auprès des professionnels et du grand public.

Réseau Gazier du Sénégal (RGS) : La société Réseau Gazier du Sénégal (RGS SA.), créée en 2019 est une société de transport d'hydrocarbures par canalisations. Son actionnariat est composé de PETROSEN HOLDING SA., FONSI et SENELEC. La société RGS SA. est un outil essentiel pour la mise en œuvre des stratégies « Gas to Power » et « Gas to Industries » élaborées en 2018 par le Gouvernement du Sénégal et qui sont axées sur la production d'électricité à partir du gaz naturel pour les centrales électriques et les industriels. La société RGS SA a pour mission principale de construire et de développer un réseau de gazoducs, d'assurer sa maintenance et son entretien et de transporter des hydrocarbures. Elle joue le rôle de pont entre les sites de production de gaz naturel au Sénégal et les centres de consommation dans l'objectif d'améliorer les conditions de vie des populations.

(ii) Les acteurs privés

Les acteurs privés que sont les producteurs indépendants d'énergie jouent un rôle de premier plan dans la mise en œuvre des ambitions de l'Etat du Sénégal en matière de transition énergétique. Les activités de ces acteurs sont régies par le Code de l'Electricité qui prévoit les conventions à conclure avec l'Etat pour leurs réalisations. Les projets de production indépendante d'électricité font partie des plans élaborés par l'Etat et intègre les objectifs environnementaux et d'atteinte du développement durable.

Le décret n°2023-269 en date du 3 février 2023 fixe les conditions et modalités de délivrance, de modification, de renouvellement, et de retrait des titres d'exercice dans le secteur de l'électricité que sont la licence, la concession et l'affermage requis pour le développement par les producteurs indépendants de leurs projets. Ces dispositions pourraient toutefois être renforcées afin de prévoir les objectifs précis assignés par l'Etat du Sénégal assignés aux producteurs indépendants en matière d'action à mener ou mesures à appliquer pour permettre un développement du secteur conforme aux ambitions de l'Etat en matière de transition énergétique.

d. Les règles de domanialité publique

La question est régie par la loi n°76-66 du 2 juillet 1976 portant code du domaine de l'Etat telle qu'amendée par la loi n°85-15 du 25 février 1985 abrogeant et remplaçant l'article 5(a) du code du domaine de l'Etat (le « **Code du Domaine de l'Etat** »).

Il résulte du Code du Domaine de l'Etat que le domaine de l'Etat comprend le domaine public et le domaine privé qui s'entendent de tous les biens et droits mobiliers et immobiliers qui appartiennent à l'Etat. Ceux de ces biens qui, en raison de leur nature ou de la destination qui leur est donnée, ne sont pas susceptibles d'appropriation privée, constituent le domaine public. Les autres biens constituent le domaine privé. L'administration du domaine de l'Etat est régie par le présent Code sous réserve des dispositions particulières insérées dans d'autres textes. La loi contient aussi des règles pour l'affectation et désaffectation des sols, et l'administration du domaine non affecté.

Le domaine public naturel comprend: la mer territoriale, le plateau continental tel que défini par la loi, la mer intérieure, les rivages de la mer couverts et découverts lors des plus fortes marées, ainsi qu'une zone de cent mètres de large à partir de la limite atteinte par les plus fortes marées; les cours d'eau navigables ou flottables dans les limites déterminées par la hauteur des eaux coulant à pleins bords avant de déborder, ainsi qu'une zone de vingt-cinq mètres de large à partir de ces limites sur chaque rive et sur chacun des bords des îles; les cours d'eau non navigables ni flottables dans les limites déterminées par la hauteur des eaux coulant à pleins bords avant de déborder ainsi qu'une zone de dix mètres de large à partir de ces limites sur chaque rive; les lacs, étangs et mares permanentes dans les limites atteintes par les plus hautes eaux avant débordement ainsi qu'une zone de vingt-cinq mètres de large à partir de ces limites sur

chaque rive et sur chacun des bords des îles; les eaux de surface et les nappes aquifères souterraines quelle que soit leur provenance, leur nature ou leur profondeur; le sous-sol et l'espace aérien. En outre, le domaine public artificiel comprend notamment : les emprises des routes, des chemins de fer, des gares routières et des voies de communication; les ports maritimes et fluviaux avec leurs dépendances immédiates et nécessaires, digues, môles, jetées, quais, terre-pleins, bassins, les canaux de navigation ainsi que les chemins de halage, les canaux d'irrigation et de drainage, les aqueducs et oléoducs, les forages et puits ainsi que les dépendances de ces ouvrages; les conduites d'eau et d'égouts, les lignes électriques (donc le réseau électrique), les servitudes d'utilité publique. Le domaine public peut faire l'objet de permissions de voirie, d'autorisation d'occuper, de concessions et d'autorisations d'exploitation donnant lieu, sauf dans les cas prévus à l'article 18, au paiement de redevances.

S'agissant du domaine privé, il comprend : les biens et droits mobiliers et immobiliers acquis par l'Etat à titre gratuit ou onéreux selon les modes du droit commun, les immeubles acquis par l'Etat par voie d'expropriation, les immeubles immatriculés au nom de l'Etat, les immeubles préemptés par l'Etat, les biens et droits mobiliers et immobiliers dont la confiscation est prononcée au profit de l'Etat, et les immeubles abandonnés dont l'incorporation au domaine est prononcée en application des dispositions de l'article 82 du décret du 26 juillet 1932 portant réorganisation du régime de la propriété foncière.

e. La réglementation applicable en matière d'environnement

Le Sénégal a récemment adopté la Loi n°2023-15 du 02 août 2023 portant code de l'environnement (le « **Code de l'Environnement** ») en remplacement de la loi n° 2001-01 du 15 janvier 2001 portant Code de l'Environnement. L'adoption de ce nouveau code visait à corriger les insuffisances du précédent cadre notamment :

- L'insuffisance des dispositions juridiques relatives aux substances nocives et dangereuses et aux déchets dangereux ;
- La non prise en compte de ces substances et déchets dans la partie réglementaire
- La faiblesse de l'encadrement de la procédure d'évaluation environnementale ;
- L'inadaptation de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'Environnement au regard des standards et normes internationaux ;
- L'absence d'un cadre juridique complet et actualisé facilitant l'élaboration des plans particuliers d'intervention jusque-là inexistant ;
- La non prise en compte de certains principes fondamentaux du droit de l'Environnement.

L'objectif de la réforme était également de prendre en compte les accords multilatéraux sur l'environnement ratifiés par le Sénégal notamment la convention de Montego Bay du 10 décembre 1982 sur le droit de la mer, la convention de Bâle du 22 mars 1989 sur les

mouvements transfrontières des déchets dangereux et leur élimination, la convention de Bamako sur l'interdiction d'importer des déchets dangereux et le contrôle de leurs mouvements transfrontières en Afrique adoptée le 30 janvier 1991, la convention d'Abidjan pour la Coopération en matière de Protection et de Développement du Milieu Marin et Côtier de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre signée le 23 mars 1991, la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, adoptée à New York le 9 mai 1992, la convention de Rotterdam du 10 septembre 1998 sur la procédure de consentement préalable en connaissance de cause applicable à certains produits chimiques et pesticides dangereux qui font l'objet d'un commerce international et la convention de Stockholm du 22 mai 2001 sur les polluants organiques persistants.

A cela s'ajoutent l'émergence d'activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures en offshore et leurs impacts sur l'environnement et les ressources naturelles.

Tout cela soulève de nouveaux enjeux environnementaux, sociaux et sécuritaires dont leur prise en compte rend nécessaire le renforcement des mécanismes de prévention et de suivi de ces activités en mer. Dès lors, il est apparu nécessaire pour les autorités sénégalaises de procéder à la réforme du code de l'environnement en vue de permettre l'exploitation rationnelle des ressources naturelles, l'adaptation du cadre juridique de l'environnement au nouveau contexte national et international, la lutte contre les différentes sortes de pollutions et nuisances, l'amélioration des conditions de vie des populations dans le respect de l'équilibre de leurs relations avec le milieu ambiant, la mise en place d'un régime spécifique de responsabilités garantissant la réparation des dommages causés à l'environnement. Ainsi, le Code de l'Environnement innove en renforçant la définition des concepts, le dispositif juridique et opérationnel relatif au processus d'évaluation environnementale, procédant à la mise en place d'un fonds spécial de protection de l'environnement dont l'objectif est le financement des activités de protection de l'environnement, le renforcement du cadre de gestion des substances nocives et dangereuses et des déchets, en permettant l'encadrement des opérations de transport des matières dangereuses, la consécration du principe de la responsabilité des personnes morales et le renforcement des dispositions de gestion des activités minières, pétrolières et gazières.

3.3.1.2. Le secteur de l'électrification rurale

Le secteur de l'électrification rurale constitue un sous-secteur du secteur de l'énergie dont le cadre juridique et réglementaire a également connu une réforme à la faveur de l'adoption du Code de l'Electricité en 2021. Le Code de l'Electricité introduit désormais la notion de « projets d'électrification rurale décentralisée, ERD » aux termes de l'article 52 qui fixe le cadre de réalisation des projets d'électrification rurale. L'objectif de cette disposition était de définir les caractéristiques et modalités de réalisation, d'exploitation,

de délégation et de suivi des projets ERD qui sont des projets réalisés et exploités dans des localités rurales non incluses dans les programmes prioritaires ou programmes d'investissement des concessionnaires. Le décret d'application de ce texte a été adopté en 2023 au terme du décret n°2023-285 en date du 7 février 2023 relatif aux projets d'électrification rurale décentralisée (le « **Décret ERD** »). Le Décret ERD abroge le décret n°2006-655 du 18 juillet 2006 relatif aux appels d'offres pour l'attribution des concessions d'électrification rurale et les arrêtés n°2011-2674 du 14 mars 2011 définissant les caractéristiques et les modes de financement accordés par l'Agence sénégalaise d'électrification rurale (ASER) aux opérateurs privés, porteur de projets d'électrification rurale d'initiative locale (ERIL) et n°2011-2675 du 14 mars 2011 relatif aux appels à proposition de projets ERIL.

Il résulte de ce qui précède que le cadre juridique et réglementaire applicable au sous-secteur de l'électrification rurale est organisé autour de la distinction entre les projets réalisés dans des localités rurales incluses dans les programmes prioritaires ou programmes d'investissement de concessionnaires et ceux qui sont d'initiative locale (ERIL) devenus ERD (i) ; le secteur placé sous la supervision institutionnelle de l'ASER (ii).

(i) L'articulation du cadre réglementaire selon l'origine de l'initiative du projet : ERD ou non

La politique de l'électrification rurale au Sénégal s'articule autour du concept de Concession d'Electrification Rurale (CER) comme cadre de mise en œuvre des programmes prioritaires d'électrification rurale de l'Etat et celui des projets ERD portés par les opérateurs locaux. Le Code de l'Electricité, le décret n°2023-269 en date du 3 février 2023 fixant les conditions et modalités de délivrance, de modification, de renouvellement, et de retrait des titres d'exercice dans le secteur de l'électricité que sont la licence, la concession et l'affermage et le Décret ERD fixent le cadre de réalisation des projets d'électrification rurale.

Ainsi, le territoire est divisé en dix (10) zones dénommées « Concession d'Electrification Rurale (CER) »²³.

Les concessions sont confiées à des opérateurs privés sélectionnés par appels d'offres internationaux. Ces opérateurs ont la responsabilité des études techniques, de l'acquisition et de l'installation des équipements d'approvisionnement, l'opération, la maintenance et le renouvellement, aussi de la facturation et la gestion de la clientèle sur la durée de la concession de 25 ans.

Parmi les 10 CER, six (6) concessions ont été initialement attribuées (aux sociétés suivantes : la Compagnie Maroco-Sénégalaise de l'Electricité (COMASEL), la société de projet Energie Rurale Africaine (ERA), les sociétés de projet Electricité du Rip et Kolda Energie, ainsi que la société SCL Energie Solutions) et les 4 autres restant sont

²³ Cf. Avis CRSE n°03/2018 du 8 novembre 2018 relatif à la demande de modification d'un commun accord des contrats de concession entre l'Etat du Sénégal et les concessionnaires d'électrification rurale, Comasel, Saint Louis, Comasel Louga, et SCL Energie Solutions dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs.

provisoirement confiées à des Gestionnaires Délégués Transitoires. A date, Il n’y a plus que 4 contrats d’affermage, les autres étant sous la gestion exclusive de la SENELEC.

(ii) La supervision institutionnelle de l’ASER

L’Agence sénégalaise d’Electrification rurale (ASER) est créée par le décret n°99-1254 du 30 décembre 1999 modifié et complété par le décret n°2000-1002 du 19 décembre 2000 portant création et fixant ses règles d’organisation et de fonctionnement, et modifié par le décret 2023-285 du 7 février 2023 relatif aux projets d’Electrification Rurale Décentralisée (ERD).

L’ASER est une personne morale de droit public dotée de l’autonomie administrative et financière, est placée sous la tutelle technique du Ministère en charge de l’Energie et sous la tutelle financière du Ministère chargé des Finances. Elle a pour mission de promouvoir l’électrification rurale à travers une assistance technique et financière aux entreprises du secteur de l’électricité, aux initiatives de niveau national et local, en particulier pour développer les programmes d’électrification arrêtés sur la base du plan d’électrification rurale défini par le Ministère en charge de l’Energie. Elle assure la maîtrise d’ouvrage déléguée auprès du Ministère en charge de l’Energie pour le développement desdits programmes.

3.3.1.3. Les secteurs pétroliers et gaziers

(i) Le Code Pétrolier et ses textes d’application

Le secteur pétrolier est régi par :

- La loi n°2019-03 en date du 1er février 2019 portant code pétrolier (le « **Code Pétrolier** ») ;
- Le Décret n°2020-2061 en date du 27 octobre 2020 fixant les modalités d'application du Code pétrolier (le « **Décret Pétrolier** ») ;
- La Loi n°2019-04 du 24 janvier 2019 relative au contenu local dans le secteur des hydrocarbures (la « **Loi Contenu Local** ») ;
- Le Décret n°2020-2047 du 21 Octobre 2020 portant organisation et fonctionnement du Comité national de suivi du Contenu local dans le secteur des hydrocarbures (le « **Décret CNSCL** ») ;
- Le Décret n°2021-248 du 22 février 2021 fixant les modalités d'alimentation et de fonctionnement du Fonds d'appui au Développement du Contenu local (le « **Décret FADCL** ») ;
- Le Décret n°2020-2065 du 28 octobre 2020 fixant les modalités de participation des investisseurs sénégalais dans les entreprises intervenant dans les activités pétrolières et gazières et classement des activités de l’amont pétrolier et gazier dans les régimes exclusif, mixte et non exclusif tel que modifié par le décret n°2021-249 du 22 février 2021 (le « **Décret Investisseurs Sénégalais** ») ;

Le Code Pétrolier : il fixe les règles relatives à la prospection, à l’exploration, au développement, à l’exploitation, au transport, au stockage des hydrocarbures ainsi qu’à

la liquéfaction du gaz naturel. En fonction de l'activité concernée, des autorisations différentes sont délivrées par le ministère des Hydrocarbures. Les autorisations spécifiques sont les suivantes :

- Concernant les activités d'exploitation d'hydrocarbures, deux types d'autorisation peuvent être accordées en fonction du projet à développer : (i) les autorisations exclusives d'exploitation ; et (ii) autorisations d'exploitations provisoire ;
- L'autorisation de prospection ;
- L'autorisation d'exploration ;
- L'autorisation de stockage d'hydrocarbures ; et
- Autorisation de transport d'hydrocarbures.

Le Décret Pétrolier : il fixe les modalités d'application du Code pétrolier notamment les règles applicables en matière d'octroi d'autorisations de prospection d'hydrocarbures, l'octroi d'autorisation d'exploration d'hydrocarbures et la demande d'autorisations d'exploitation d'hydrocarbures. La demande d'autorisation ainsi que les dossiers y relatifs, constitués en cinq exemplaires originaux, sont déposés auprès du Ministre chargé des Hydrocarbures. Le titulaire d'une autorisation d'exploration d'hydrocarbures peut demander l'autorisation d'exploiter à titre provisoire pour une période maximale de six mois, une découverte d'hydrocarbures pour laquelle des essais de production ont déjà été effectués. De même, le Décret Pétrolier règle la cession, transfert, transmission, suspension, renonciation et retrait des titres miniers d'hydrocarbures et des contrats pétroliers dans le titre 8 et l'autorisation de transport, de liquéfaction du gaz naturel et de stockage des hydrocarbures dans le chapitre 9. Enfin, il établit un système de surveillance administrative et technique et contrôle de la sécurité des opérations pétrolières.

La réglementation sur le contenu local : Le dispositif du Code Pétrolier et du Décret Pétrolier est complété par la réglementation sur le contenu local au Sénégal dans le secteur pétrolier et gazier comprenant la Loi Contenu Local, le Décret CNSCL n° 2020-2047 du 21 Octobre 2020 portant organisation et fonctionnement du Comité national de suivi du Contenu local dans le secteur des hydrocarbures (le « **Décret CNSCL** ») et le Décret FADCL.

Le Contenu Local est défini comme « *l'ensemble des initiatives prises en vue de promouvoir l'utilisation des biens et des services nationaux ainsi que le développement de la participation de la main-d'œuvre, de la technologie et du capital nationaux dans toute la chaîne de valeur de l'industrie pétrolière et gazière* »²⁴. La Loi Contenu Local contient plusieurs éléments dont les plus notables sont :

²⁴ Article 1 de la Loi Contenu Local.

- La création d'un comité national de suivi du contenu local (« **CNSCL** ») ;
- L'élaboration d'un schéma directeur du contenu local par le CNSCL ;
- La soumission obligatoire d'un plan de contenu local par chaque compagnie et sous-traitant ;
- L'emploi prioritaire de personnel sénégalais et sa formation continue ;
- La mise en place d'une plateforme en ligne centralisant les appels d'offres en biens et services ;
- L'instauration d'activités réservées par l'Etat aux sénégalais sous un régime dit « exclusif » ;
- L'obligation de faire appels aux banques et assureurs sénégalais, dans la limite de leurs capacités ; et
- La création d'un Fonds d'appui au développement du contenu local.

Le Décret CNSCL énonce que les contractants, sous-traitants, prestataires de services et fournisseurs, impliqués directement ou indirectement dans les activités pétrolières et gazières, établissent un plan de contenu local qu'ils soumettent au CNSCL.

Ce plan doit décrire les activités de l'entreprise ainsi que les biens, services et compétences nécessaires à leur réalisation. Il est mis à jour chaque année et contient, au moins, les axes suivants :

- Promotion du capital et des entreprises sénégalais, de l'emploi et de la formation ;
- Promotion et utilisation des biens et services locaux ;
- Transfert de technologie et de savoir-faire ;
- Promotion de la recherche-développement ;
- Promotion des services financiers et assurances ;
- Promotion de la prestation de services intellectuels nationaux.

Le Décret Investisseurs Sénégalais : il fixe les modalités de participation des investisseurs sénégalais dans les entreprises intervenant dans les activités pétrolières et gazières et établit une classification desdites activités avec les régimes applicables. A ce titre, les trois régimes suivants ont été retenus :

- Le régime exclusif qui vise les activités dont l'exploitation est exclusivement réservée aux entreprises locales ;
- Le régime mixte qui concerne les activités nécessitant la mise en place d'une co-entreprise entre les entreprises locales et les entreprises étrangères ; et
- Le régime non-exclusif qui concerne les activités à faible potentiel de contenu local où une concurrence libre est instaurée entre les entreprises locales et les entreprises étrangères.

Le secteur gazier

(i) Le Code Gazier et ses textes d'application

Le secteur gazier est régi par la loi n°2020-06 du 7 février 2020 portant code gazier (le « **Code Gazier** ») et ses textes d'application notamment :

- Le décret n°2023-849 du 7 avril 2023 fixant les conditions et modalités d'exercice des activités des segments intermédiaire et aval du secteur gazier ;
- Le décret n°2023-850 du 7 avril 2023 fixant les conditions de raccordement au système gazier et les conditions d'accès des tiers aux infrastructures de transformation, de transport, de distribution et de stockage ;
- Le décret n°2023-851 du 7 avril 2023 fixant les modalités de détermination et de révision des tarifs d'utilisation des infrastructures gazières et du prix de cession du gaz naturel provenant de la production locale.

La réglementation gazière régit dès lors, les activités, sur le territoire national, des segments intermédiaires et aval du secteur gazier qui comprennent notamment :

- L'agrégation, la transformation, le stockage, l'importation, l'exportation, la réexportation et la fourniture de gaz naturel sous forme gazeuse ou liquide ;
- Le transport et la distribution par gazoducs de gaz naturel ;
- Le transport et la distribution de gaz naturel liquéfié ;
- Le transport et la distribution de gaz naturel comprimé.

Conformément au Code Gazier :

- Les activités de transport ou de distribution par gazoducs nécessitent la signature d'un contrat de concession avec l'Etat du Sénégal (représenté par le Ministre en charge des hydrocarbures) approuvé par décret ; et
- Les activités d'agrégation, d'importation, d'exportation, de stockage, de fourniture, de transformation, de transport et distribution de gaz naturel liquéfié et de transport et distribution de gaz naturel comprimé nécessite l'obtention d'une licence par arrêté du Ministre en charge des hydrocarbures.

La signature d'une concession ou l'obtention d'une licence se font après une procédure d'appel d'offres ou de consultation directe conformément aux règles applicables à la commande publique.

(ii) Le cadre institutionnel du secteur pétrolier et gazier

La Direction Générale des Hydrocarbures : Le ministère de tutelle du secteur pétrolier est également le Ministère du Pétrole, de l'Énergie et des Mines. Les activités pétrolières relèvent de la compétence de la direction générale des hydrocarbures (la « **DGH** ») qui a pour mission de veiller à l'approvisionnement régulier du pays en hydrocarbures, en combustibles domestiques et en biocarburants ainsi qu'à leur disponibilité dans les meilleures conditions de prix, de sécurité et de qualité. La DGH veille à la mise en évidence et en valeur des ressources pétrolières et gazières du pays. A ce titre, la DGH

est chargée de participer en rapport avec les structures pertinentes concernées, à la mise en œuvre de la politique énergétique du pays ainsi qu'à l'élaboration de la législation et la réglementation relative notamment aux hydrocarbures, aux combustibles domestiques, aux biocarburants ainsi qu'au suivi de leur application. La DGH coordonne également la planification et le suivi de la mise en œuvre des programmes et projets dans les domaines susmentionnés.

Le GES PETROGAZ : Une autre structure interne au Ministère du Pétrole, de l'Energie et des Mines active dans les secteurs pétroliers et gaziers, c'est l'Unité d'Exécution et de Gestion du Comité d'Orientation Stratégique du Pétrole et du Gaz dénommé « GES PETROGAZ ».

L'Etat du Sénégal a mis en place par décret n°2016-1542 en date du 3 octobre 2016, le comité d'orientation stratégique du Pétrole et du Gaz (COS-PETROGAZ) afin de permettre une gestion transparente et durable des ressources pétrolières et gazières nationale. Le COS-PETROGAZ est chargé entre autres de conseiller la Présidence de la République dans la définition et l'orientation stratégique de l'exploitation du pétrole et du gaz pour qu'elle soit bénéfique à l'ensemble de la nation. Le GES PETROGAZ constitue l'organe d'exécution et de gestion des décisions prises par le COS PETROGAZ. Il assure la coordination et le suivi de la mise en œuvre de tous les documents stratégiques, programmes et plans d'action ainsi que des stratégies pour la promotion et le développement des projets pétroliers et gaziers.

La société pétrolière nationale (la Société des Pétroles du Sénégal, « PETROSEN ») : Elle agit en son nom ou pour le compte de l'Etat dans le domaine des hydrocarbures. Elle est notamment chargée d'entreprendre, à la demande et pour le compte de l'Etat, des activités de prospection, de recherche, d'exploitation, de transport et de commercialisation des hydrocarbures liquides et gazeux à l'état brut, seule ou conjointement avec toute autre société, filiale ou non, dans le cadre d'association, ou toute forme de groupement possible.

Elle détient à la demande et pour le compte de l'Etat, les participations de l'Etat dans les gisements d'hydrocarbures et dans le capital des sociétés titulaires de contrat pétrolier.

À cet égard, dans le cas d'un contrat pétrolier, les parts de Petrosen sont fixées comme suit :

- Au minimum dix pour cent (10 %), portés par les autres cotitulaires du titre minier d'hydrocarbures, en phases d'exploration et de développement, y compris les redéveloppements ;
- Une option d'accroître cette participation jusqu'à vingt pour cent (20 %) supplémentaires en phases de développement et d'exploitation non portés par les autres cotitulaires du titre minier d'hydrocarbures.

3.3.2. Les recommandations pour le renforcement du dispositif légal et réglementaire

Le cadre légal et réglementaire ainsi présenté peut être renforcé par l'adoption de dispositions dans les matières suivantes qui sont essentielles pour l'atteinte des objectifs du JET :

- Les textes en matière d'efficacité énergétique notamment les mesures d'efficacité énergétique dans le bâtiment, l'assujettissement des établissements consommateurs d'énergie à des audits énergétiques obligatoires et périodique ;
- Les textes fixant les règles d'accès au réseau électrique national et le transit d'énergie ;
- Les textes régissant les mini-réseaux notamment la détermination de la typologie des installations, les modalités d'abonnement, d'exploitation, de facturation, de paiement et de résiliation des abonnements à l'électricité fournie par les micro et mini-réseaux électriques et/ou par des systèmes autonomes individuels ;
- Les textes relatifs aux conditions et modalités d'exercice des activités connexes aux segments d'activités du secteur de l'électricité (notamment les activités de fourniture de tout bien lié au secteur, les travaux et services liés au secteur) incluant, la délivrance, l'obtention, le retrait des autorisations ou agréments d'exercice ;
- Les textes relatifs aux études à réaliser dans le cadre du développement des projets de centrales de production d'énergie à partir de sources renouvelables.

On notera également l'importance d'assurer une meilleure communication sur le cadre réglementaire, afin de s'assurer d'une bonne connaissance et d'une bonne compréhension de certaines dispositions réglementaires. La communication via différents canaux pourrait permettre de mieux partager l'état de la réglementation.

Il pourrait également être pertinent d'étudier la possibilité de compléter le cadre actuel avec des dispositions relatives au traitement des équipements en fin de vie, en particulier grâce au recyclage et au reconditionnement. Compte tenu du fait que certaines centrales renouvelables ont environ 10 ans, la fin de vie des équipements des premières centrales devra être géré dans 10 à 15 ans. Par ailleurs, le déploiement massif de renouvelables devrait s'accompagner de mesures pour la gestion de la fin de vie.

Le déploiement de systèmes PV avec batteries nécessitera notamment une montée en charge de filière de recyclage et de traitement

- Etablir une revue des conditions de marché avec les acteurs privés du secteur des énergies renouvelables

De la même manière, un travail consultatif, par exemple sur la base des dispositions relatives au contenu local dans les secteurs gazier et pétrolier, pourrait permettre

d'identifier les mesures nécessaires pour intégrer la nécessité de maximiser le contenu local dans la loi sénégalaise

L'électricité et les énergies renouvelables sont en effet un gisement important d'emploi, de croissance et de développement qui nécessitent d'être exploitées par les acteurs locaux.

D'une manière générale, la transition énergétique peut représenter une opportunité unique pour les acteurs locaux de :

- Croissance et création d'entreprises et d'acteurs locaux
- Développement d'emplois, y compris d'emplois qualifiés
- Développement de compétences
- Création de valeur ajoutée locale
- Initier un dynamique de R&D, innovation
- Initier des processus de remontée de filières

Le cadre réglementaire devrait agir comme un catalyseur de cette opportunité pour les acteurs locaux.

3.3.3. Un environnement favorable aux investisseurs privé mais des pistes d'amélioration possibles

D'une manière générale, comme mentionné dans le 3.1, le cadre politique de l'énergie et du climat au Sénégal est clair, cohérent, répond à des objectifs bien définis et permet la participation du secteur privé.

Le cadre institutionnel clair a permis d'attirer des investisseurs privés pour la production d'électricité notamment.

Les investisseurs privés se situent tous dans la partie « production » du secteur de l'électricité (voir Figure 17 ci-après)

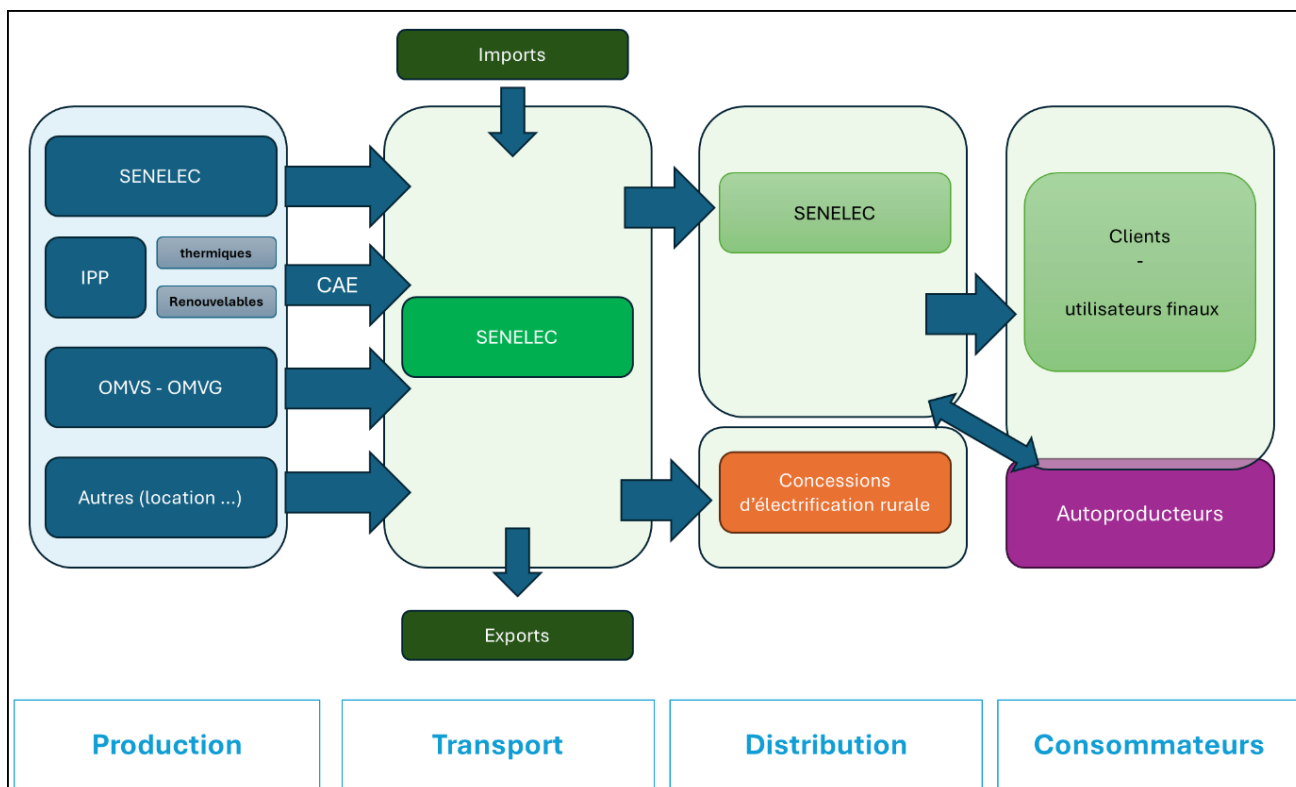


Figure 17 : visualisation du secteur de l'électricité du Sénégal

Le secteur privé est théoriquement autorisé à investir dans les divers segments du marché de l'électricité, mais on constate une concentration dans le segment de la production uniquement. Les dispositions du code de l'électricité, notamment la filialisation de SENELEC n'ont pas encore été toutes mises en œuvre.

Les activités de production d'électricité et de vente sont soumises au régime de la licence délivrée par le ministère en charge de l'énergie après avis conforme de la CRSE. Le régime de la licence est également applicable, dans les mêmes formes, à toute autoproduction dont la puissance installée est supérieure au seuil fixé par décret, ou le surplus destiné à être revendu dans la limite autorisée par le décret n°2023-286 relatif à l'activité d'autoproduction d'énergie électrique.

Les activités de transport et de distribution de l'électricité pour les besoins du public sont soumises au régime de la concession accordée par arrêté du ministère de l'énergie, également après l'avis conforme de la CRSE.

Le schéma est le même pour l'électricité hors réseau, pour lequel une concession d'électrification rurale décentralisée peut être accordée à des acteurs privés.

• **Production d'électricité**

En ce qui concerne la production d'électricité, la présence sur le marché sénégalais d'un nombre significatif d'IPP témoigne de la pertinence du cadre économique et réglementaire favorable.

Le nouveau Code de l'électricité de 2021 établit des règles claires pour l'octroi de licences et a permis l'entrée d'acteurs privés aussi bien sur le marché des renouvelables que sur le marché du thermique conventionnel, qui nécessite des investissements amont plus conséquents.

Si les IPP jouent un rôle central dans la production électrique au Sénégal (près de 1100 MW hors location et autoproduction sur 1950 MW environ de puissance installée), avec la présence d'investisseurs français (Greenwish, Senergy, Meridiam ...), américains (Contour Global) ou encore libanais (Melec Power Kounoune et Tobène), il existe peu d'acteurs locaux de premier plan, pas de champions nationaux dans l'énergie.

La trajectoire est bien définie et avec une lisibilité à court et moyen terme, notamment via les LPDSE, qui permet d'identifier les objectifs et les opportunités dans le secteur de l'électricité, y compris la production. La dimension quinquennale offre une visibilité suffisante pour les investisseurs, même si elle n'est pas juridiquement contraignante, et même si le plan directeur de SENELEC n'est pas disponible publiquement, ce qui permettrait d'offrir une visibilité à plus long terme.

Sur le plan de l'attribution des contrats et de la passation des marchés, le décret 2014-1212 du Code des marchés publics, qui régit les marchés publics et les modes de passation des marchés et la loi n° 2021-31 sur le secteur de l'électricité, qui définit les cadres contractuels et les modes de participation du secteur privé, contribuent également à la clarté et la visibilité réglementaire, et sécurisent les investissements.

On notera néanmoins que les questions liées au raccordement au réseau, essentielles pour définir la viabilité économique de projets d'énergie renouvelable, sont traitées en gré à gré dans les CAE. Il n'existe à l'heure actuelle pas de code réseau disponible au Sénégal qui pourrait apporter plus de transparence sur ce point spécifique.

Principaux avantages et obstacles aux investissements privés et améliorations potentielles

Avantages	Obstacles
Clarté institutionnelle et réglementaire	Absence de clarté sur le raccordement réseau
Visibilité à court et moyen terme	Cadre qui n'a pas permis l'émergence d'acteurs locaux de premier plan
Plusieurs possibilités de contractualisation	
Expérience de plusieurs IPP qui démontrent la viabilité du marché pour l'électricité réseau	

• **Transport d’électricité**

Le nouveau Code de l’Électricité ouvre potentiellement l’investissement en actifs de transport au secteur privé mais définit que la gestion du service de transport est soumise au régime de concession qui reste le ressort exclusif de SENELEC. Il est à l’heure actuelle pratiquement impossible pour le secteur privé d’investir dans le segment du transport d’électricité.

Sur le plan théorique, la participation du secteur privé au segment du transport nécessite la réalisation effective de la filialisation de SENELEC, mais quand bien même, SENELEC restera l’unique concessionnaire de service de transport d’électricité au Sénégal

Avantages	Obstacles
	Cadre réglementaire non adapté
	Filialisation de SENELEC non réalisée

• **Distribution d’électricité**

Les investissements privés et la participation du secteur privé dans le segment de marché de la distribution d’électricité sont possibles sous la forme des contrats de concession d’électrification rurale décentralisée.

Une des difficultés réside dans la fixation des tarifs de vente de l’électricité. Ceux-ci sont déterminés dans les contrats de concession et ne font pas l’objet d’une méthodologie claire et transparente, connue de tous les investisseurs.

En ce qui concerne l’accès à l’électricité hors réseau, et les concessions d’électrification rurale (CER), le territoire sénégalais a été divisé en 10 zones, et celles-ci ont été confiées à des opérateurs privés sélectionnés par un appel d’offres international. Sur ces 10, 6 ont déjà été attribuées, et 4 autres ont été confiées à des gestionnaires délégués transitoires. Les opérateurs des six concessions d’électrification rurale (CER) sont :

- Compagnie Maroc-Sénégalaise de l’ Électricité (COMASEL)
- Énergie Rurale Africaine (ERA)
- Électricité du Rip et Kolda Énergie
- SCL ENERGIE SOLUTIONS

Il est à noter que pour favoriser l’investissement privé dans l’électrification rurale, des mécanismes de soutien indirect ont été mis en place par les autorités sénégalaises :

- Exonération de TVA des matériels pour la production d’ énergies renouvelables solaire, éolienne et biogaz
- Allègement des frais de douanes pour les modules solaires photovoltaïques

Avantages	Obstacles
Clarté institutionnelle et réglementaire	Difficulté d’assurer un modèle économique viable
Visibilité à court et moyen terme	Difficultés d’accès au financement adapté
Plusieurs possibilités de contractualisation	Manque un mécanisme de garantie publique
	L’absence d’un cadre réglementaire spécifique aux mini réseaux qui engendre un niveau de risque élevé pour les opérateurs privés

3.3.4. Autres pistes pour la participation du secteur privé

Une électricité moins chère, plus fiable, moins carbonée et plus abondante pourrait inciter des clients du concessionnaire de distribution d’électricité à accroître leur consommation. On pense par exemple à des clients industriels et commerciaux qui pourraient électrifier leurs usages ou une partie de leurs procédés.

Dans ce cas, ces gros clients pourraient jouer le rôle de réserve d’effacement de la demande, en pointe notamment, pour éviter les délestages et /ou éviter de mettre en service des moyens de production très coûteux et carbonés.

Une étude pourrait être réalisée pour identifier l’opportunité d’un tel mécanisme de marché de capacité de type « demand response », qui permettrait au secteur privé de participer de manière indirecte, mais avec rémunération pour effacer plusieurs MW voir plusieurs dizaines de MW en pointe.

3.4. Points saillants et spécificités de la situation énergétique du Sénégal

Synthèse

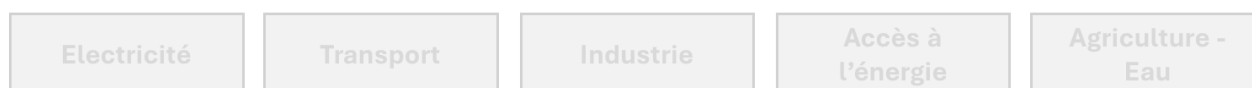
- **Le Sénégal dispose déjà d'une très bonne expérience du solaire photovoltaïque.** Ce sont 250 MWc PV qui sont en opération au Sénégal, et l'installation de 509 MWc additionnels d'ici 2030 a déjà été décidée à fin 2024. Le PV représente déjà 12% de la capacité installée du mix électrique et les premières centrales sont en opération depuis 2016. Dans un mix énergétique et un mix électrique fortement carboné et dépendant des combustibles fossiles, le PV s'impose comme la deuxième source de production d'électricité en puissance installée et devrait conforter sa place et renforcer son rôle au cours des années à venir et constituer un des piliers du mix électrique futur aux côtés du gaz naturel.
- Le coût de l'électricité est un enjeu majeur et les choix technologiques ainsi que les conditions de financement jouent un rôle essentiel dans le coût de revient de l'électricité.
- Le transfert du HFO vers la gaz va réduire significativement le coût du combustible et les émissions de GES (plus de 85% des réductions d'émissions de GES du secteur de la production électrique seraient réalisés par la substitution du HFO par le gaz naturel domestique, le reste par les énergies renouvelables).
- En revanche, après la mise en œuvre de la stratégie Gas to Power, les énergies renouvelables sont le principal outil pour diminuer les émissions de GES
- Le solaire PV a été identifié comme la technologie la plus adaptée au contexte sénégalais et capable de répondre aux objectifs à horizon 2030, aussi bien en termes de rapidité de mise en œuvre, de coût de revient de l'électricité, de capacité à générer de la valeur ajoutée locale, et il participe aux efforts de décarbonation du pays.
- La problématique de l'accès universel est également une priorité. Près d'un tiers de la population n'as pas accès à l'électricité et des efforts substantiels sont nécessaires pour assurer à toutes et à tous un accès au réseau ou à l'électricité décentralisée.
- La montée en puissance des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique représente une opportunité unique pour l'économie et la société sénégalaise, et pour capter la majeure partie des bénéfices sociaux et économiques un effort important de renforcement des capacités est essentiel.

L'analyse des points saillants et des spécificités de la situation énergétique du Sénégal portera sur les principales thématiques liées à l'énergie et à la transition énergétique :



3.4.1. Une prédominance des combustibles fossiles dans le bilan énergétique du Sénégal

Situation énergétique



Le Sénégal se caractérise par une prédominance des combustibles fossiles dans le bilan énergétique

- 60% produits pétroliers et charbon
- 39% biomasse
- 1% autres

Cette prédominance des énergies fossiles dans le mix énergétique se traduit par une hausse des émissions de GES liées à la combustion des hydrocarbures.

D'une manière générale, ces émissions de GES sont majoritairement issues de la combustion d'hydrocarbures fossiles sont en hausse continue depuis plus d'une vingtaine d'années.

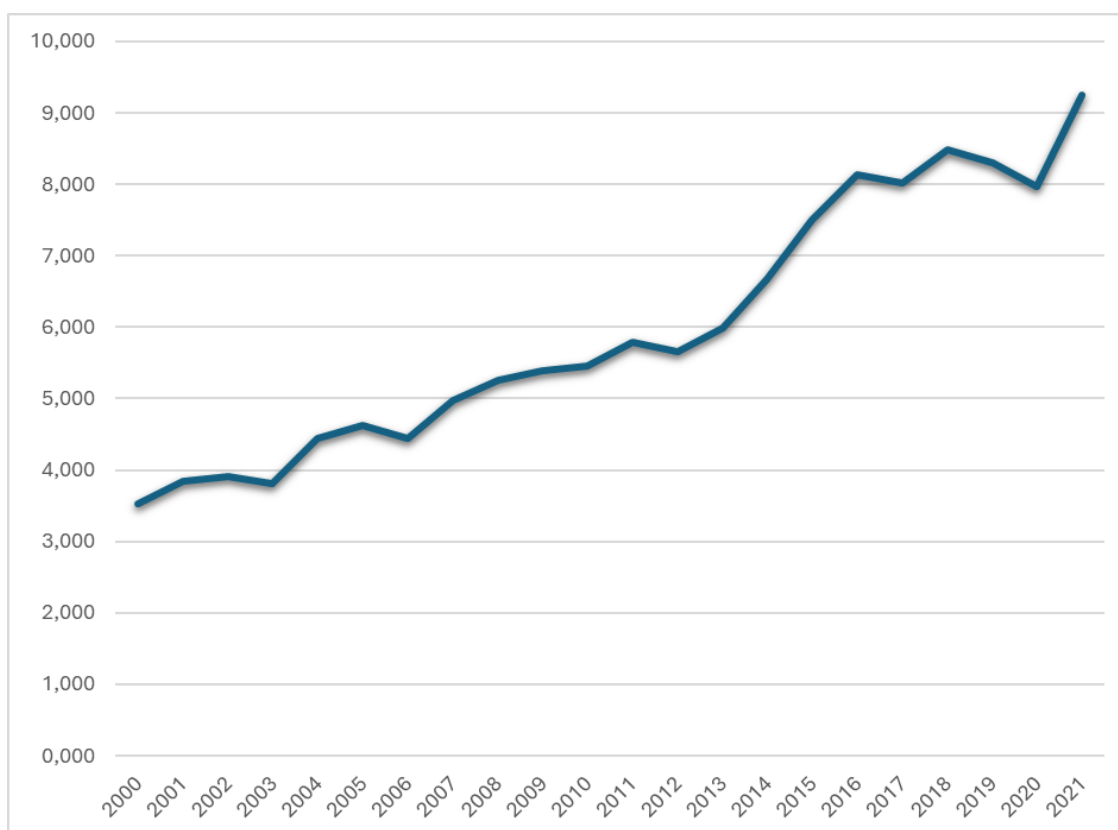
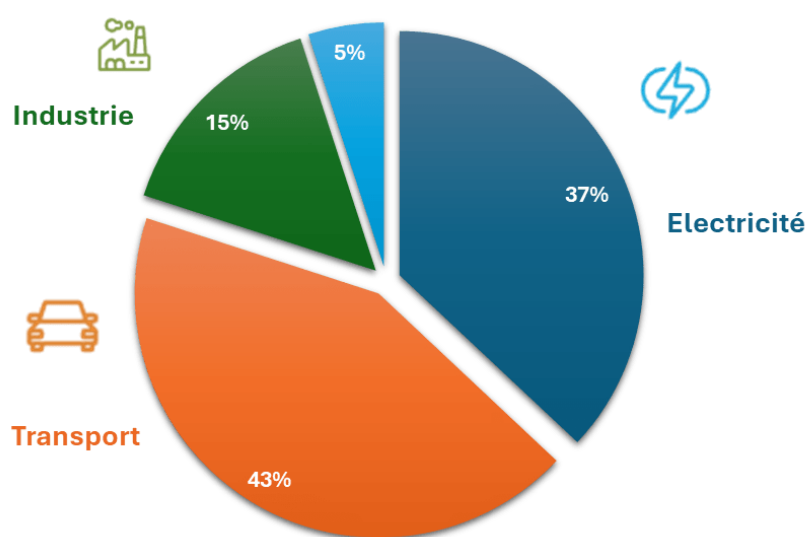


Figure 18 : Emissions de CO₂eq. issus des combustibles fossiles (MtCO₂eq.) (AIE 2024)

Il est à noter que les secteurs suivants comptent pour plus de 90% des émissions de gaz à effet de serre issus de la combustion d'hydrocarbures fossiles du Sénégal²⁵ :

- Electricité (37%)
- Transport (43%)
- Industrie (15%)



²⁵ Source : AIE 2024 - <https://www.iea.org/countries/senegal/emissions>

3.4.2. Le secteur de l'électricité

Situation énergétique

Electricité

Transport

Industrie

Accès à l'énergie

Agriculture - Eau



Une prédominance des énergies fossiles et notamment du Fioul Lourd pour produire l'électricité

82% de l'électricité est produite par des fossiles



Cette prédominance se traduit par un contenu carbone élevé de l'électricité

Le facteur d'émission est de **0.64tCO₂eq.** en 2023



Avec néanmoins un taux de pénétration des ENR déjà significatif

Les EnR comptaient pour **26% de la puissance installée** à fin 2024



Un contexte de forte hausse de la demande en électricité qui va nécessiter la mise en service de nouveaux moyens de production et une modernisation du réseau électrique

Une demande de près de **12 TWh** en 2030, soit un quasi doublement en 7 ans



Une électricité chère, qui pèse sur les finances publiques

Les subventions à l'énergie représentent **plus de 4% du PIB**



Les défis de la transition énergétique du secteur vont nécessiter un effort important de renforcement de capacités des acteurs publics et privés

Programme transversal de renforcement des capacités

3.4.2.1. Le mix électrique reflète la prédominance des hydrocarbures

Cette prédominance des hydrocarbures se traduit également dans le mix électrique, où plus de 70% de la puissance installée est thermique (HFO et charbon), ce qui représente près de 82% de l'électricité produite.

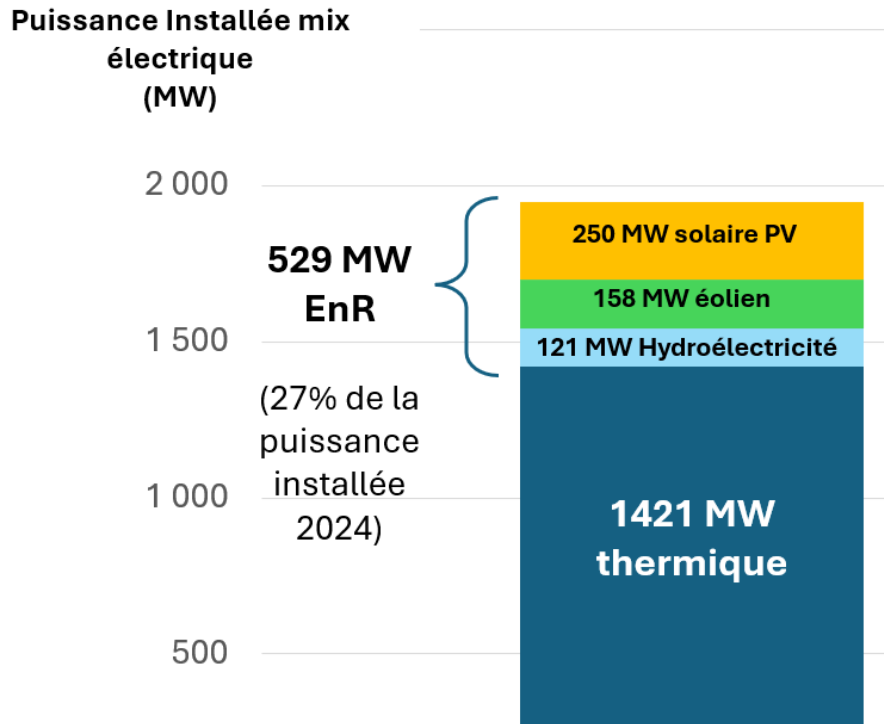


Figure 19 – Répartition de la production d'électricité 2024 par source (SENELEC – CRSE - 2024)

Le tableau page suivante donne un aperçu du mix électrique à fin 2024.

Centrale	Opérateur	Localisation	Année de mise en service	Puissance (MW)
Thermique HFO --> Gaz Naturel				
SENELEC				
Bel-Air/Hann (C1+C6+TAG4+Extension)	Senelec	Dakar	2006	133
Cap-des-Biches (Cap des Biches C3+C4+TAG2+TAG3)	Senelec	Cap des Biches (Dakar)	2003	200
Kahône (C5+C7) +Extension	Senelec	Kaolack	1982 - 2012	116
IPP				
Kounoune Power IPP	Kounoune Power	Kounoune (Dakar)	2008	67,5
CDB Contour Global	Contour Global	Cap des Biches (Dakar)	2016	85,9
Tobène Power IPP	Tobène Power SA	Tobène (Dakar)	2016	118
KARPOWER HFO	Karpower	Dakar	2019	200
Malicounda	Malicounda Power SAS	Malicounda (Thiès)	2021	120
Charbon				
Sendou CES	Sendou CES IPP	Bargny (Dakar)	2018	125
Autres				
Autoproduction				6
Location				330
Hydroélectricité (Imports OMVS)				
Félou	OMVS	Félou	2014	21
Manantali	OMVS	Mantantali	2002	100
Solaire PV				
Bokhol PV	Senergy 2 SARL	Bokhol (Saint Louis)	2016	20
Malicounda PV	Groupement Solaria Kima	Malicounda (Thiès)	2016	22
Santhiou Mekhe PV	Senergy PV SA	Santhiou Mekhe (Thiès)	2017	30
Merina PV	Ten Merina	Merina (Dakar)	2018	29
Kahone PV	Energy Ressources Senegal S. A	Kahone (Kaolack)	2018	25
Sakal PV	INNOVENT Senegal S.A.	Sakal (Louga)	2019	20
Kahone Meridien PV	ENGIE Meridien (Scaling Solar)	Kahone (Kaolack)	2020	35
Kael PV	ENGIE Meridien (Scaling Solar)	Diourbet	2021	25
Diass	SENELEC	Diass (Dakar)	2022	23
APR CDB	APR	Cap des Biches (Dakar)	2014	2
Autre			2022	14
Eolien				
Parc éolien Taïba Ndiaye	Sarréole	Taïba Ndiaye (Thiès)		158
TOTAL RESEAU				
Total Réseau				2 025
TOTAL ENR				524

Figure 20 – Mix électrique réseau interconnecté à fin 2024 (Source : SENELEC)

3.4.2.2. L'électricité au Sénégal a un contenu carbone élevé

La production d'électricité est le premier émetteur de GES au Sénégal (en ce qui concerne les usages des combustibles fossiles – donc hors agriculture).

Pour rappel, l'écart entre les différentes technologies de production d'électricité peuvent être considérables et les énergies renouvelables ont un facteur d'émission de plusieurs ordres de grandeur inférieur aux énergies fossiles. On notera également que le gaz naturel, notamment utilisé en cycle combiné, a le facteur d'émission le plus faible des énergies fossiles, mais reste 9 à 14 fois plus émetteur de gaz à effet de serre que le solaire photovoltaïque et 30 à 35 fois plus que l'éolien.

Technologie	Facteur d'émission (gCO ₂ eq./kWh)	
	Min	Max
Charbon	950	1100
Fioul lourd	700	850
Gaz naturel (cycle ouvert)	450	550
Gaz naturel (cycle combiné)	350	450
Photovoltaïque	25	50
Hydroélectricité	24	28
Éolien terrestre	10	15
Éolien offshore	10	20

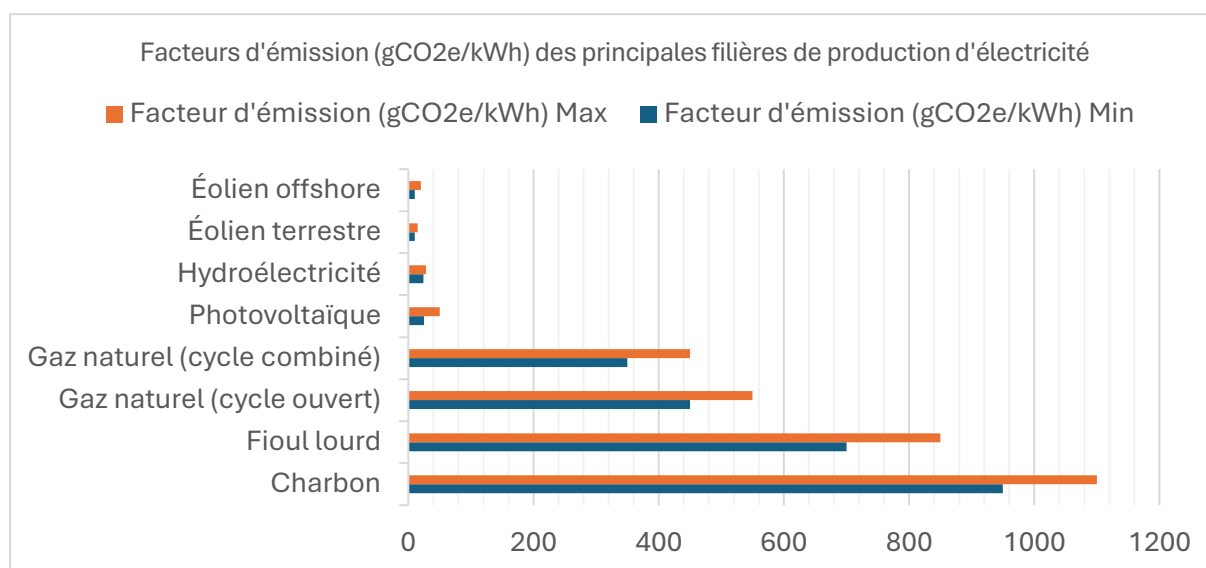


Figure 21 : Facteurs d'émission électrique des différentes technologies de production d'électricité (source NREL²⁶)

Le facteur d'émission électrique du Sénégal peut donc être estimé sur les dernières années comme suivant :

²⁶ <https://data.nrel.gov/submissions/171>

Facteur d'émission électrique (tCO2eq./MWh)	Sources d'énergie	2019		2020		2021		2022	
		Production électrique (GWh)	Emissions totales (tCO2eq.)	Production électrique (GWh)	Emissions totales (tCO2eq.)	Production électrique (GWh)	Emissions totales (tCO2eq.)	Production électrique (GWh)	Emissions totales (tCO2eq.)
0,8	HFO	3 535,89	2 828 712	4 033,93	3 227 144	3 972,69	3 178 152	4 305,14	3 444 112
1	Charbon	308,87	308 870	48,69	48 690	100,93	100 930	340,65	340 650
0,015	Hydraulique	322,83	4 842	355,52	5 333	315,49	4 732	485,78	7 287
0,04	Solaire	263,27	10 531	278,7	11 148	369,5	14 780	381,19	15 248
0,005	Eolien	23,13	116	178,58	893	399,86	1 999	395,56	1 978
Total		4 454	3 153 071	4 895	3 293 208	5 158	3 300 594	5 908	3 809 274
		FE (tCO2eq./MWh)	0,71	FE (tCO2eq./MWh)	0,67	FE (tCO2eq./MWh)	0,64	FE (tCO2eq./MWh)	0,64

Figure 22 : Calcul des facteurs d'émissions du mix électrique du Sénégal

Le facteur d'émission électrique du Sénégal est donc en légère baisse au cours des dernières années mais reste encore relativement élevé.

Il est ainsi passé d'environ 710 kg de CO₂eq. par MWhe en 2019 à environ 640 kg de CO₂eq. par MWhe en 2022.

Bien que les émissions de GES du Sénégal en général et du secteur de l'électricité du Sénégal en particulier soient faibles par rapport aux émissions globales, le facteur d'émission du secteur de l'électricité est plus élevé au Sénégal que la moyenne mondiale.

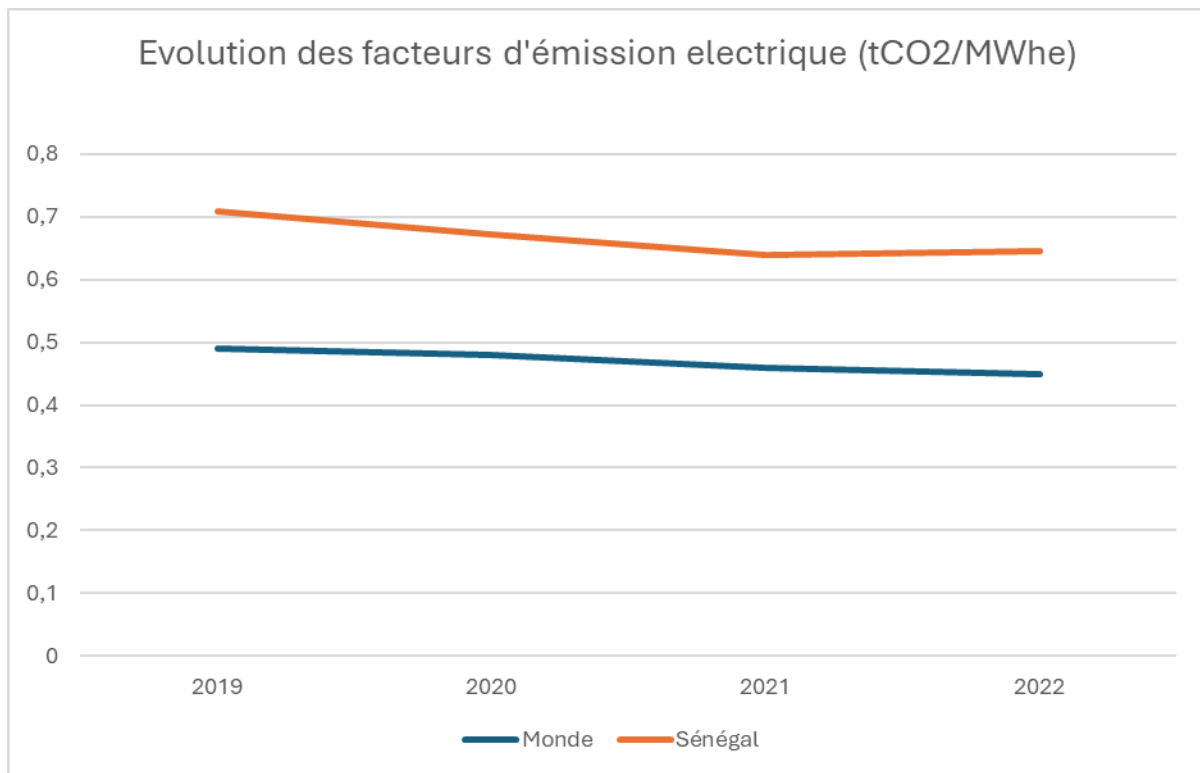


Figure 23 : Comparaison des facteurs d'émission électrique (calculs ENERCAP sur chiffres SENELEC et AIE)

Combiné à la hausse de la demande en électricité, on constate l'importance de la décarbonation du secteur de la production électrique.

3.4.2.3. Un taux de pénétration des ENR déjà significatif

Les énergies renouvelables comptaient à 2024 pour **27% du mix électrique** . Il s'agit d'un **taux déjà élevé et significativement supérieur** à de nombreux pays industrialisés.

En revanche, elles ne représentent que 18% de l'électricité produite.

Cela s'explique par un facteur de charge moindre du solaire et de l'éolien par rapport aux centrales thermiques. Le facteur de charge de l'éolien au Sénégal est de l'ordre de 28% à 29% (environ 2500 heures par an à puissance nominale) et le facteur de charge du solaire PV est estimé entre 18% et 19% sur la base des chiffres des rapports annuels SENELEC basés sur les productions réelles (voir Figure 24 ci-après).

Une production importante d'électricité à partir de sources renouvelables nécessite une capacité installée plus importante qu'avec une production thermique.

Filière	Puissance Installée (MW)		Energie Produite (MWh)		Facteur de charge (h/an)		Facteur de charge (%)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Hydraulique	75	121	315 490	485 780	4 207	4 015	48%	46%
Solaire	226	245	369 500	381 190	1 635	1 556	19%	18%
Eolien	158,7	158,7	399 860	395 560	2 520	2 493	29%	28%

Figure 24 – Facteur de charge des principales filières EnR (SENELEC – Rapports Annuels)

La production éolienne est intermittente, et le solaire PV ne permet pas de répondre à la pointe de consommation du soir (en rouge sur la Figure 25 ci-après).

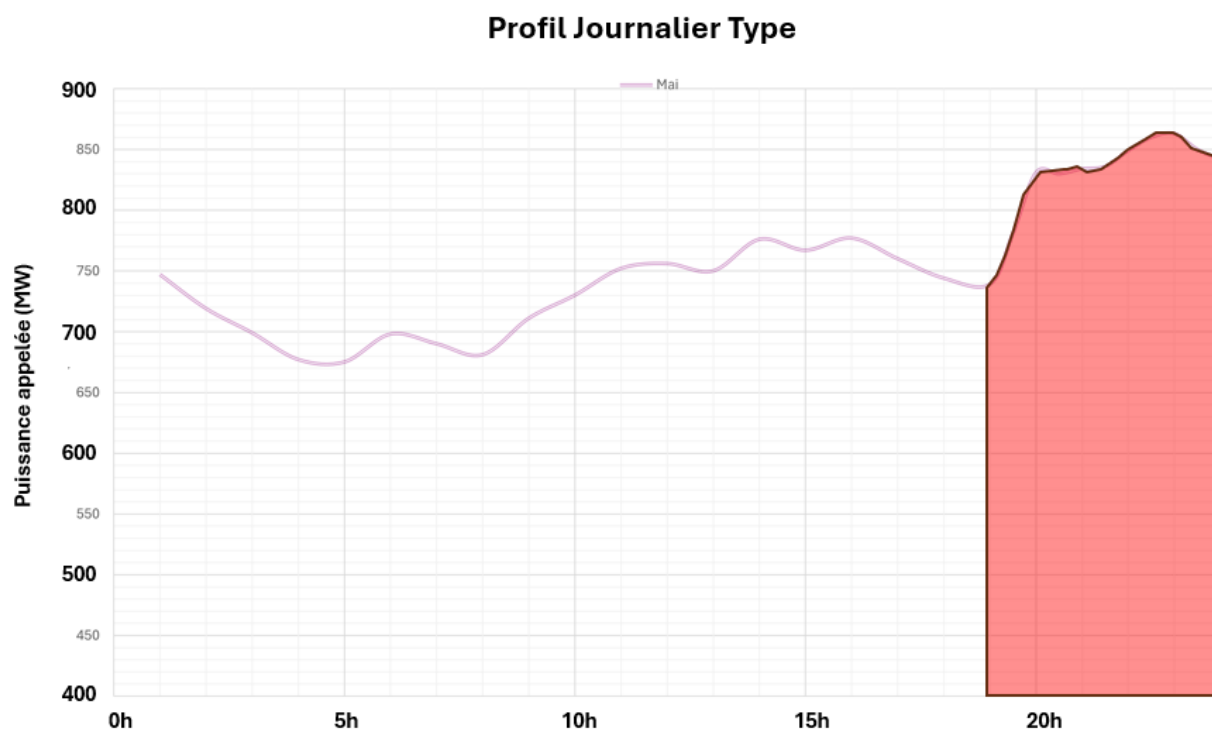


Figure 25 – Courbe de charge électricité type (Source : données SENELEC)

En outre, le développement massif du solaire PV sur les réseaux peut engendrer un phénomène de creusement de la courbe de charge de la demande en électricité, phénomène appelé « Duck Curve ». La courbe de charge de la demande en électricité se caractérise par un double pic, matin et soir, dont les amplitudes dépendent généralement des caractéristiques et du profil local de la demande.

La production d'énergie solaire atteint son maximum pendant la journée, entraînant souvent une production d'énergie importante lorsque la demande est faible. Lorsque le soleil se couche et que la production solaire diminue, la demande d'énergie augmente fortement lors du deuxième pic. Ce changement rapide nécessite une montée en puissance rapide des centrales électriques pilotables, ou des moyens de flexibilisation de l'offre ou de la demande, pour répondre à la demande du soir, ce qui pose des problèmes de stabilité et d'efficacité du réseau. Cela pose également des problèmes de rentabilité ou de coût de l'électricité produite par les moyens de production pilotables car les centrales pilotables doivent fonctionner quelques centaines d'heures dans l'année ce qui impacte le coût de l'. Les réseaux avec forte pénétration du solaire PV sont déjà confrontés à ces problématiques.

La Figure 26 ci-après donne un aperçu de l'évolution de la courbe de charge. Il s'agit du cas de la France, qui anticipe également, à l'instar du Sénégal, une plus forte part de l'électricité produite par le solaire PV dans le futur.

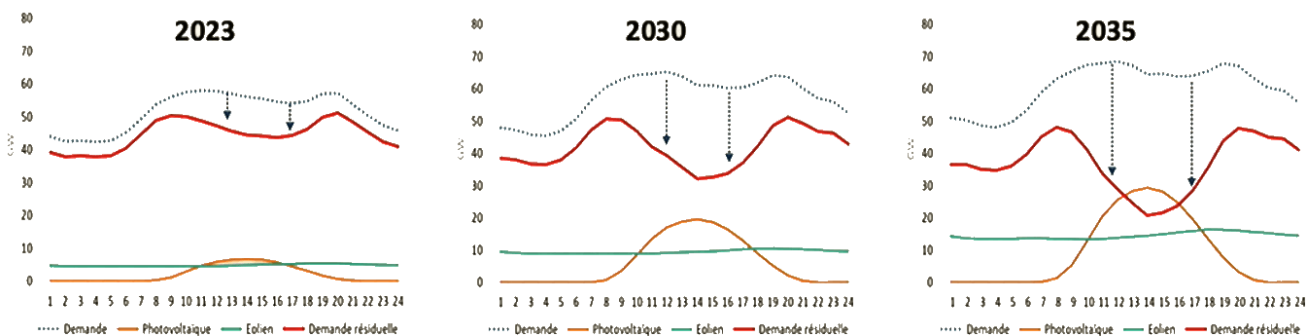


Figure 26 : Prédiction de l'évolution de la courbe de charge en France (Source RTE 2024)

Parmi les solutions généralement utilisées pour gérer l'intermittence sur le réseau :

- Déployer des moyens de stockage qui permettent de décaler la production renouvelable le soir lors du pic de consommation. Ce point est particulièrement important en cas de forte production solaire PV
Il existe plusieurs problématiques de stockage (durée, puissance) qui doivent être adaptés au profil de consommation et aux caractéristiques de la courbe de charge
- Ces moyens de stockage peuvent être des batteries, et peuvent également être complémentaires avec des STEP (Stations de turbinage Pompage)
- Renforcer les interconnexions pour faciliter l'intégration de sources plus petites (en puissance installée) et plus diffuses)

- Adapter un mix électrique qui permette de compenser les potentiels effets indésirables du phénomène dit de « Duck Curve », en recherchant la complémentarité d'autres sources (hydro, éolien, ...)

3.4.2.4. Un contexte de forte hausse de la demande en électricité qui va nécessiter la mise en service de nouveaux moyens de production

La demande en électricité est prévue en forte croissance au cours des années à venir, de 11,9% par an en moyenne d'ici 2030.

A horizon 2030 c'est un quasi doublement de la demande en électricité qui est anticipé.

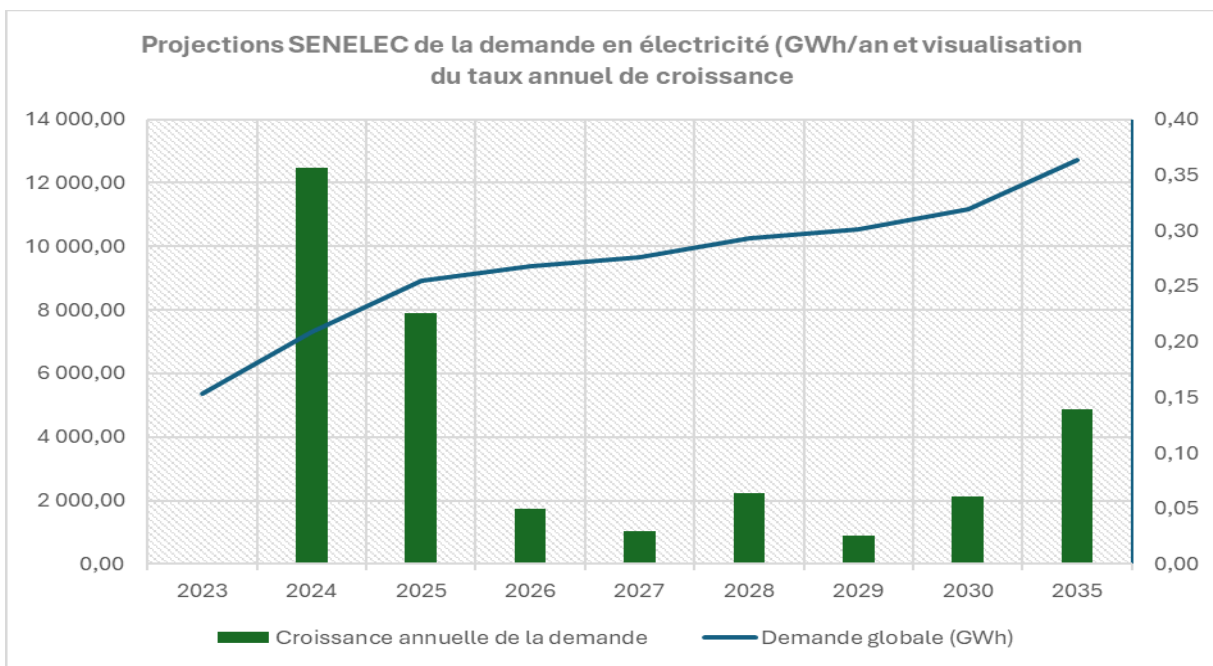


Figure 27 : Evolution de la demande en électricité – horizon 2035 (SENELEC - Stratégie de mise en œuvre de l'engagement JETP)

Entre 2024 et 2030, la demande est appelée à presque doubler (x 1.85) et la pointe va s'accroître de 73% (Figure 28 ci-après)

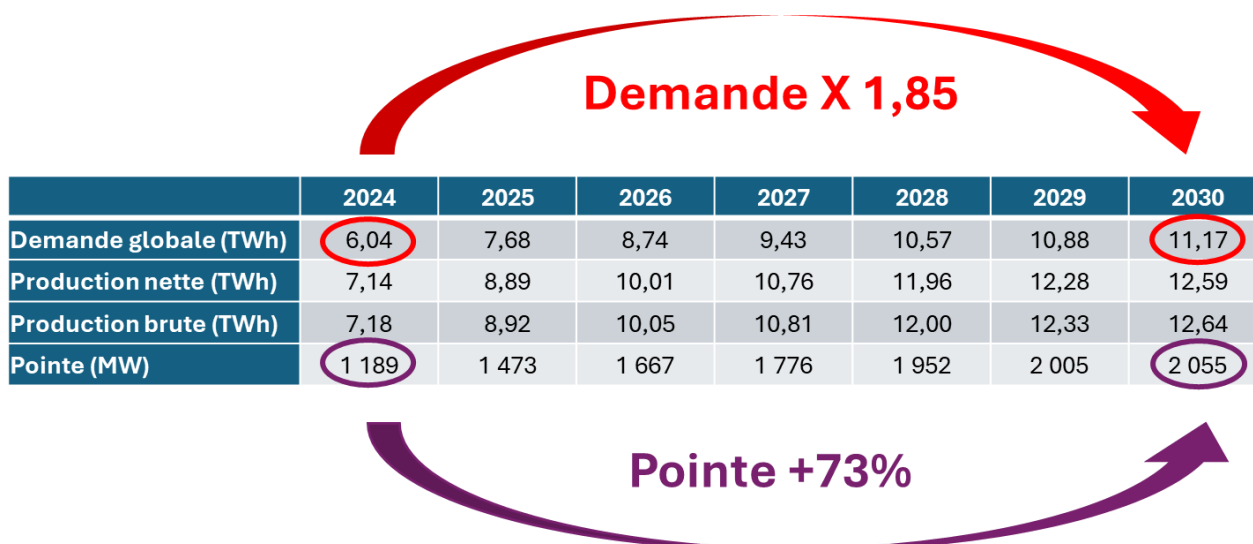


Figure 28 : Evolution de la demande en électricité et de la pointe d'ici 2030 (SENELEC : Plan de Production 2024 – 2030)

3.4.2.5. Une hausse de la demande en électricité supérieure à la hausse projetée du PIB

Cette hausse prévue de la demande en électricité est également supérieure à la hausse projetée du PIB à horizon 2028²⁷. Cela traduit une intensité énergétique en hausse, et dans le cas d'un mix électrique fortement carboné comme au Sénégal (facteur d'émission de 0,64), une hausse de l'intensité carbone.

Cela signifie qu'en l'absence de transition énergétique du secteur de la production d'électricité, celui-ci verrait s'accroître les émissions de gaz à effet de serre.

L'objectif de 40% d'EnR dans le mix électrique permettrait d'atténuer cette trajectoire d'intensité carbone.

Cela met également en lumière l'importance de la décarbonation du secteur de l'électricité et de la capacité à disposer rapidement d'un vecteur énergétique décarboné.

La transition énergétique s'appuie en effet sur des vecteurs énergétiques bas carbone, notamment pour substituer des usages liés aux combustibles fossiles lorsque cela est techniquement et économiquement faisable. **L'électricité est à ce titre un vecteur clé de la transition énergétique du Sénégal.**

²⁷ Hausse prévisionnelle de la demande 2025 – 2030 : 11,9% (SENELEC 2024)

Taux de croissance moyen attendu 2025 – 2029 : 6,5% (source « Stratégie Nationale de Développement 2025 – 2029 »)

3.4.2.6. Un taux de pertes sur le réseau de Transport et Distribution en amélioration

Les pertes²⁸ sur le réseau de transport et de distribution

Les pertes sur le réseau de transport et de distribution peuvent être réduites, et ainsi limiter le delta entre la production d'électricité brute et les besoins en énergie finale.

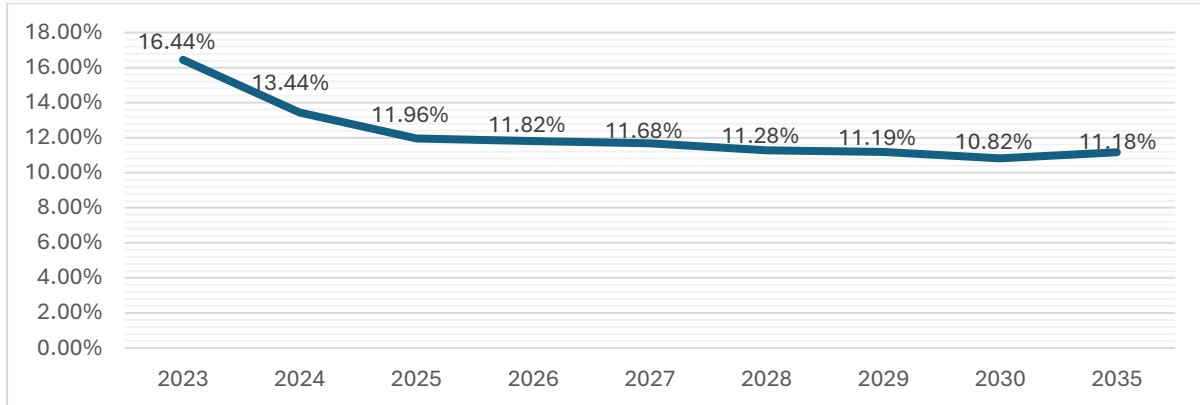


Figure 29 : Projection d'évolution du taux de perte sur le réseau de T&D²⁹

²⁸ On considère ici les pertes techniques et les pertes commerciales. Seules les pertes techniques ont un impact sur les émissions de GES

²⁹ Calculs du consultant sur la base de Source SENELEC – 2024 - «Stratégie de mise en œuvre de l'engagement JETP - Atteinte d'un taux de pénétration renouvelable de 40% à l'horizon 2030»

Ces valeurs peuvent être comparées avec quelques exemples de la sous-région au cours des dernières années

Pays	Société	2017	2018	2019	2020
Nigéria (Lagos Nord)	IKEJA	24,0%	10,0%	12,0%	8,9%
Niger	NIGELEC	12,5%	12,2%	11,8%	11,2%
Burkina Faso	SONABEL	14,5%	13,6%	13,5%	11,6%
Nigéria (Lagos)	EKEDC	13,3%	13,0%	13,0%	13,0%
Côte d'Ivoire	CIE	15,3%	15,0%	13,0%	13,1%
Guinée	EDG	36,0%	30,0%	16,0%	16,0%
Togo	CEET	14,3%	15,9%	16,4%	16,0%
Sénégal	SENELEC	18,9%	17,7%	18,8%	19,1%
Guinée-Bissau	EAGB	23,2%	25,7%	20,4%	20,4%
Mali	EDM-SA	19,2%	21,6%	22,4%	20,7%
Bénin	SBEE	23,1%	22,4%	21,4%	22,1%
Nigéria (Port-Harcourt)	PHED	24,4%	24,0%	24,0%	23,4%
Gambie	NAWEC	23,0%	16,0%	14,8%	23,5%
Sierra Leone	EDSA	26,8%	38,0%	39,0%	26,0%
Ghana	ECG	24,3%	24,3%	24,7%	26,2%
Ghana	NEDCO	30,2%	30,0%	27,5%	27,0%
Nigeria (Enugu)	EEDC	28,8%	28,0%	27,0%	28,0%
Nigéria (Ibadan)	IBEDC	29,8%	19,9%	17,1%	29,0%
Nigéria (Kaduna)	KAEDCO	29,9%	30,0%	29,0%	29,0%
Nigéria (Abuja)	AEDC	21,6%	18,8%	22,0%	37,0%
Nigéria (Kano)	KEDCO	18,0%	18,2%	17,9%	41,4%
Nigéria (Jos)	JEDLPC	72,7%	66,6%	60,8%	44,0%
Nigéria (Jola)	YEDC	31,2%	34,4%	35,7%	52,5%
Libéria	LEC	53,4%	68,0%	67,0%	62,8%
<hr/>					
Moyenne		26,2%	25,8%	24,4%	25,9%

Figure 30 : Pertes d'électricité de sociétés de distribution de la sous-région (WAPP 2021)

3.4.3. Un accès à l'électricité rurale qui augmente lentement mais fait face à des difficultés spécifiques

3.4.3.1. Bref historique de l'électrification rurale

Le modèle d'électrification rurale du Sénégal a été conçu au début des années 2000 sous l'impulsion des partenaires techniques et financiers, qui voulaient en faire une référence pour l'Afrique. Il était fondé sur la mobilisation d'un investissement privé pour le développement des infrastructures de desserte à l'échelle de vastes territoires concédés en exclusivité sur 25 ans. Les contrats conclus avec six investisseurs internationaux se sont focalisés sur la réalisation de plans prioritaires d'investissement à trois ans.

En 2018, devant le faible niveau de résultats atteints, obligeant l'Etat à financer et réaliser lui-même les investissements nécessaires pour atteindre les objectifs du Plan Sénégal Emergent, l'Etat a demandé à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE) de procéder à un audit des contrats de concession. La conclusion de cet audit était que tous les contrats étaient en situation de pouvoir être résiliés, et que cela constituait une opportunité pour procéder à leur révision.

Entre 2019 et 2022, des évolutions importantes ont marqué le secteur de l'électricité dans son ensemble, dont notamment l'adoption d'une Feuille de route donnant la vision de son évolution à l'horizon 2035, l'harmonisation des tarifs à l'échelle nationale, l'élaboration d'un Plan pour l'accès universel à l'électricité, et la promulgation de la loi 2021-31 portant Code de l'électricité et de la loi 2021-32 relative à la régulation du secteur de l'énergie.

Le périmètre de Senelec a été étendu pour intégrer les territoires de 6 concessions non encore attribuées ou dont les contrats avaient été résiliés. Elle est ainsi devenue le premier opérateur d'électrification rurale, avec 6 concessions sur 10 (voir Figure 32 ci-après), sans toutefois que les conditions d'opérationnalisation d'un tel transfert aient été étudiés au préalable, ni que les performances à atteindre aient été définies.

Au cours de cette période, la situation financière des 4 concessionnaires ruraux restants en activités s'est améliorée et ils ont atteint les objectifs de desserte qui leur étaient assignés. Il convient, toutefois de signaler que ces objectifs ont été atteints avec 3 à 5 ans de retard. Par ailleurs, l'amélioration de leur situation financière s'explique, en partie, par la revue de leurs conditions tarifaires et à l'évolution de la demande dans ces localités boostée par l'harmonisation tarifaire.

En 2023, un audit du modèle de concession d'électrification rurale a été commanditée par l'Etat ; des recommandations importantes ont été faites dans le sens de réviser le modèle afin de renforcer ses capacités à atteindre les objectifs d'accès universel.

En 2024, le taux d'accès à l'électricité s'élevait à (Sources MPEM 2024) :

- **84% au niveau national, dont :**
 - **97,1% en zone urbaine**
 - **65,6 % en zones rurales**
- **Rythme d'accroissement annuel du taux d'accès à l'électricité entre 2017 et 2022 : +3.6% par an.**

Ce taux de 84% d'accès à l'électricité masque une disparité entre zone rurale et zone urbaine et péri-urbaine d'une part et entre l'ouest du pays, plus densément couvert par le réseau électrique, et l'est du pays, qui concentre la plus grande partie des localités à électrifier par mini-réseaux ou SHS.

3.4.3.2. Paysage institutionnel

La gouvernance et le paysage institutionnel de l'électrification rurale au Sénégal sont comme suit :



Figure 31 - Paysage institutionnel de l'électrification rurale

3.4.3.3. Le découpage territorial

le territoire a été divisé en dix concessions à électrifier.

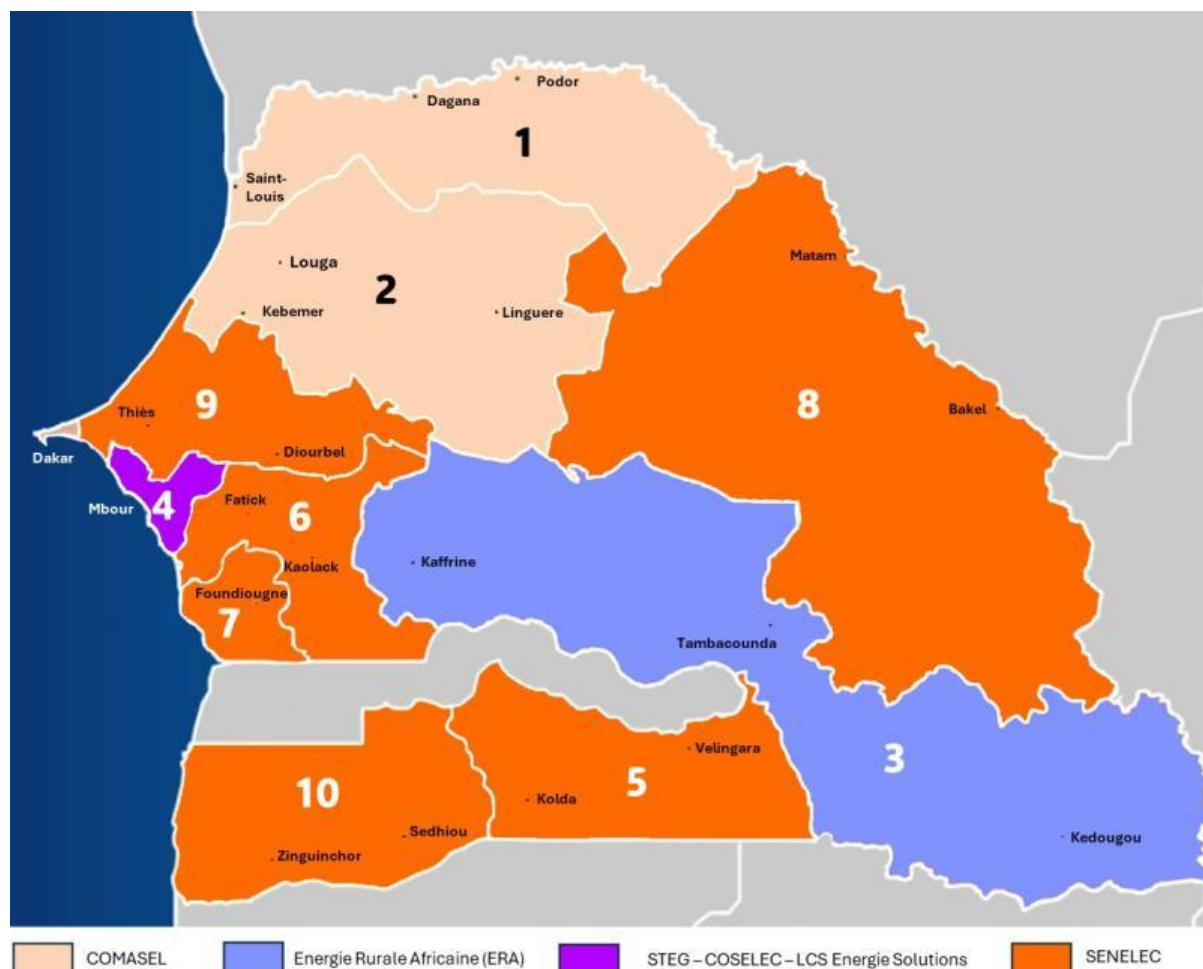


Figure 32 - Carte des Concessions d'Électrification Rurale

Six concessions ont été initialement attribuées, à l'issue de processus d'appels d'offres internationaux, à des opérateurs privés.

En 2024 :

- 2 concessions sont exploitées par COMASEL (ONE) ;
- 1 concession exploitée par SCL Energie Solutions - STEG et COSELEC ;
- 1 Concession exploitée par ERA (EDF et Matforce) ;
- 6 concessions intégrées dans le périmètre de Senelec.

Dans les zones non couvertes par les programmes prioritaires d'électrification rurale (PPER), des **projets d'Électrification Rurale Décentralisée (ERD, anciennement ERIL)** peuvent également être développés et exploités par des porteurs de projets indépendants. Dans la pratique, les projets ERD ont jusqu'à présent été développés principalement via des programmes financés par des partenaires au développement.

3.4.3.4. Estimation du nombre de localités restant à électrifier et stratégie d'électrification

La stratégie d'électrification rurale privilégie l'extension du réseau de transport et de distribution et inclue, conformément au pilier 3 du Pacte national pour l'Energie, les mini-réseaux et les kits solaires pour les localités pour lesquelles l'extension de réseau n'est pas l'optimum technicoéconomique.

3 types de solutions d'électrification sont considérées :

- Extension du réseau :
- Mini-réseaux
- Kits solaires autonomes (SHS)

Distance au réseau < 1 km	Raccordement au réseau MT
Population > 1000 habitants	Raccordement au réseau MT
Distance au réseau comprise entre 1 et 10 km	
- Si population < 100 habitants	- Système individuel / PV autonome
- Si population > 100 habitants	- Raccordement au Réseau MT
Distance au réseau > 10 km	
- Si population < 100 habitants	Système individuel / PV autonome
- Si population > 100 habitants	Mini-réseau PV

L'estimation est de 8 523 localités à électrifier avec une répartition comme suit :

Solution d'accès à l'électricité	Nombre de localités	En % du nombre de communes	% de la population à électrifier
Extension du réseau	5 231	61%	73%
Mini réseaux solaires	1 440	17%	20%
SHS	1 852	22%	7%
TOTAL	8 523		

Les initiatives en cours dans le domaine de l'accès à l'électricité figurent à l'Annexe 11.

3.4.3.5. Un cadre favorable pour atteindre l'accès universel

- **Des perspectives d'interconnexion régionale proche des zones à électrifier**

Le développement des infrastructures régionales d'interconnexion de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS), et de l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie (OMVG) permet des importations et exportations d'électricité.

- **Un apport potentiel d'électricité d'origine hydroélectrique**

Le développement des projets hydroélectriques régionaux, même susceptible de subir des retards, permettra à terme d'importer de l'électricité hydroélectrique depuis la Guinée. L'électricité hydroélectrique est de plus potentiellement l'une des plus compétitives.

- **L'accès à l'électricité peut être assuré pour près des trois quarts de la population restante par l'extension du réseau.**

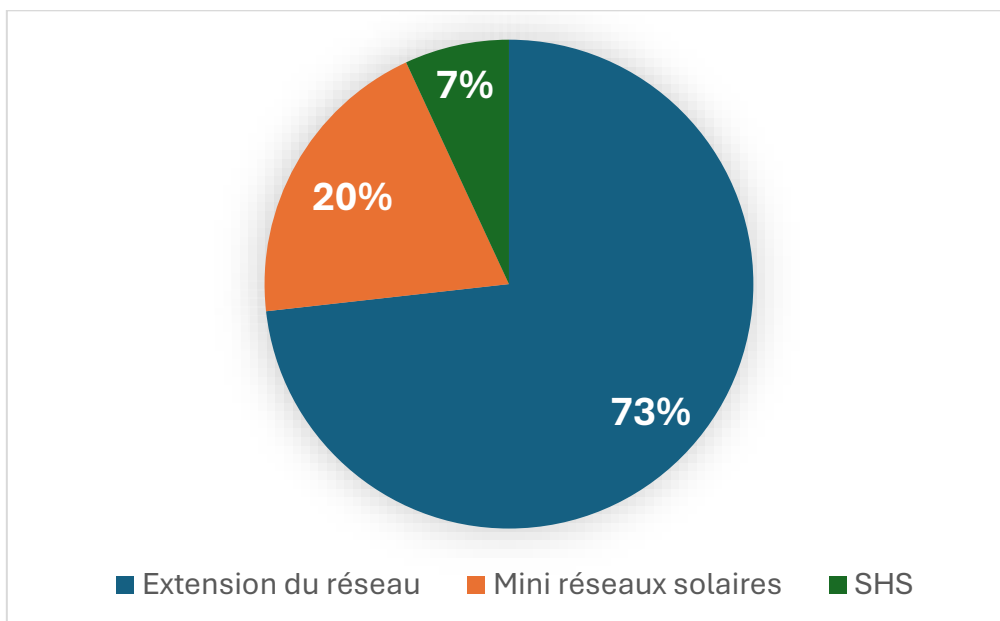


Figure 33 : Part de chaque option pour assurer l'accès universel à l'électricité (en % de la population)

3.4.3.6. Mais des défis importants devront être relevés

- **La question de l'accessibilité tarifaire en zone rurale**

Depuis décembre 2018, les tarifs du réseau de SENELEC et des concessionnaires sont harmonisés. Les utilisateurs finaux d'électricité électrifiés par ERD payent leur énergie plus cher que les autres consommateurs, alors même que leur pouvoir d'achat n'est pas supérieur.

Dispositif d'électrification	Tarif applicable
Extension du réseau	Grille Tarifaire de SENELEC
CER (concessionnaires)	Grille Tarifaire de SENELEC
ERD	Tarifs régulés par la CRSE Plus chers que la grille tarifaire de SENELEC

La question de l'accessibilité tarifaire de l'accès à l'électricité doit être intégrée aux réflexions des politiques d'accès à l'électricité.

Les CER ont donc une compensation tarifaire permettant de couvrir l'écart entre le tarif de vente de l'électricité et le coût de revient de l'électricité produite.

Mais le coût de cette compensation tarifaire ne cesse d'augmenter à mesure que le taux d'accès à l'électricité augmente et que le nombre de ménages raccordés augmente

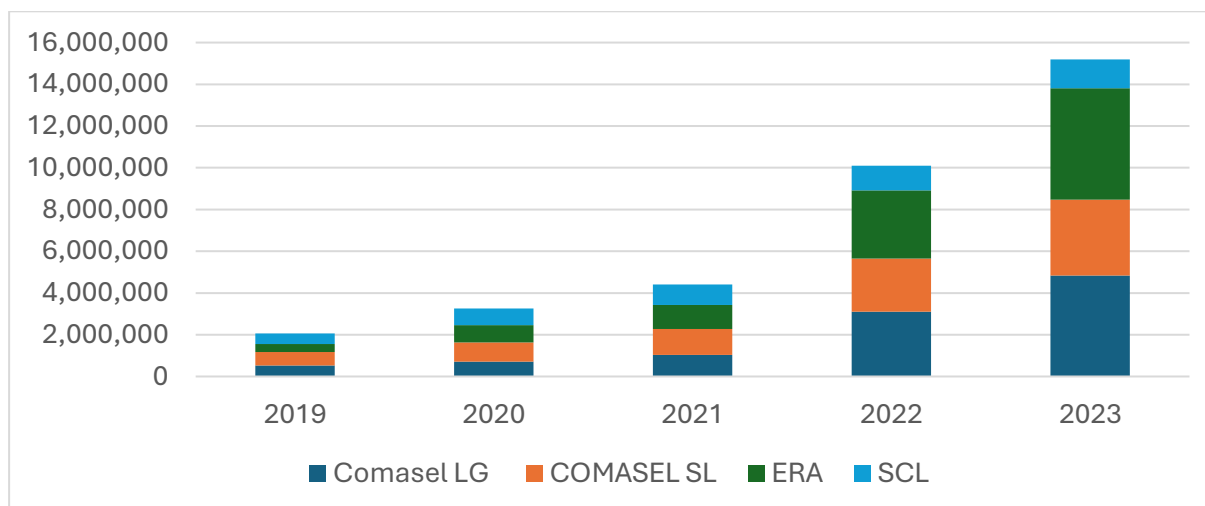


Figure 34 : Evolution du montant de la compensation tarifaire des 4 CER privés (EUR) 2019 – 2023 (Source CRSE)

Il peut s'avérer pertinent de modifier le système actuellement en place, et concevoir et mettre en œuvre **un mécanisme pérenne pour payer régulièrement cette compensation pour harmonisation des tarifs tant que les contrats de ces CER ne sont pas mués en contrats d'affermage.**

- **La liste des localités restant à électrifier n'est pas suffisante pour atteindre l'accès universel**

Si 8523 localités restent à électrifier, l'accès universel à l'électricité doit prendre en compte les localités pour lesquels les projets sont à l'arrêt :

- Des minicentrales ERD, exploitées par des opérateurs privés, sont complètement à l'arrêt
- Des travaux d'électrification démarrés dans certains villages depuis des années ne sont toujours pas achevés ;

- **La rentabilité de projets ERD n'est pas toujours assurée**

Le secteur privé peut rencontrer des difficultés de viabilité économique pour les projets d'ERD. Cela peut entraîner l'arrêt de service de projets d'accès à l'électricité ERD.

- **La mise en place d'un outil ou d'une base de données unifiée d'électrification rurale pourrait faciliter l'accès universel à l'électricité**

Il est rappelé dans le rapport d'audit de l'électrification rurale de 2023 qu'une difficulté majeure rencontrée par les acteurs du secteurs est la non-disponibilité de données fiables et à jour pour les besoins de programmation et de déploiement des projets et programmes. Cette absence de données fiables a occasionné des chevauchements des interventions, des doublons dans le choix de localités ce qui a causé des retards au démarrage des projets et programmes.

Une base de données unifiée partagée entre les parties prenantes de l'électrification rurale serait un outil de nature à offrir une visibilité partagée entre bailleurs, acteurs de la mise en œuvre et autorités sénégalaises.

De la même manière, il sera également essentiel de prendre en considération les données démographiques mises à jour, à la suite du recensement de 2023. Les données de population des localités à électrifier datant du recensement de 2013, cette mise à jour doit permettre d'avoir une vision plus précises de l'accès universel à l'électricité.

- **Une planification qui pourrait être améliorée**

Outre les outils et base de données, la planification n'intègre aujourd'hui pas de standardisation des équipements électriques pour les installations intérieures des foyers raccordés. Ces équipements doivent également être vérifiés par le COSSUEL, dans le cadre des contrôles de conformité. Ce contrôle est obligatoire pour toute nouvelle installation électrique ou rénovation et doit garantir que les installations respectent les normes de sécurité en vigueur pour obtention d'un compteur électrique.

Par décret n°1333 en date du 08 Juin 2017, complété par l'arrêté d'application N° 022609 du 22 Aout 2019, l'Etat du Sénégal a en effet rendu obligatoire le contrôle de conformité des installations électriques intérieures avant la mise sous tension.

3.4.3.7. Le Pacte National pour l’Energie rappelle les engagement de l’Etat du Sénégal à répondre à ces défis

Le pilier 3 du Pacte pour l’Energie rappelle l’engagement de l’Etat sénégalais à adopter, d’ici juin 2025, un système de suivi des projets permettant un accès en temps réel à des données fiables sur les connexions, afin d'améliorer le suivi et la planification.

La pilier 3 du Pacte rappelle également l’engagement de l’Etat s’engage aussi à mettre à jour sa stratégie nationale d’électrification et son plan quinquennal d’ici juin 2025, en accompagnant les populations vulnérables et les zones isolées, et avec une attention particulière portée à l’accès des femmes aux services de base.

Pour répondre aux problématiques de la question de l’équité tarifaire, le Gouvernement mettra en place, au premier trimestre 2026, un programme d’appui aux ménages pour le préfinancement des frais de raccordement.

3.4.4. Une inégalité d’accès à la cuisson propre

L’accès à l’énergie reflète de grandes disparités sur le territoire sénégalais, et ce pour l’ensemble des usages énergétiques.

Si près d’un tiers de la population à accès à des modes de cuisson propres, butane principalement, seule 6% de la population rurale est concernée.

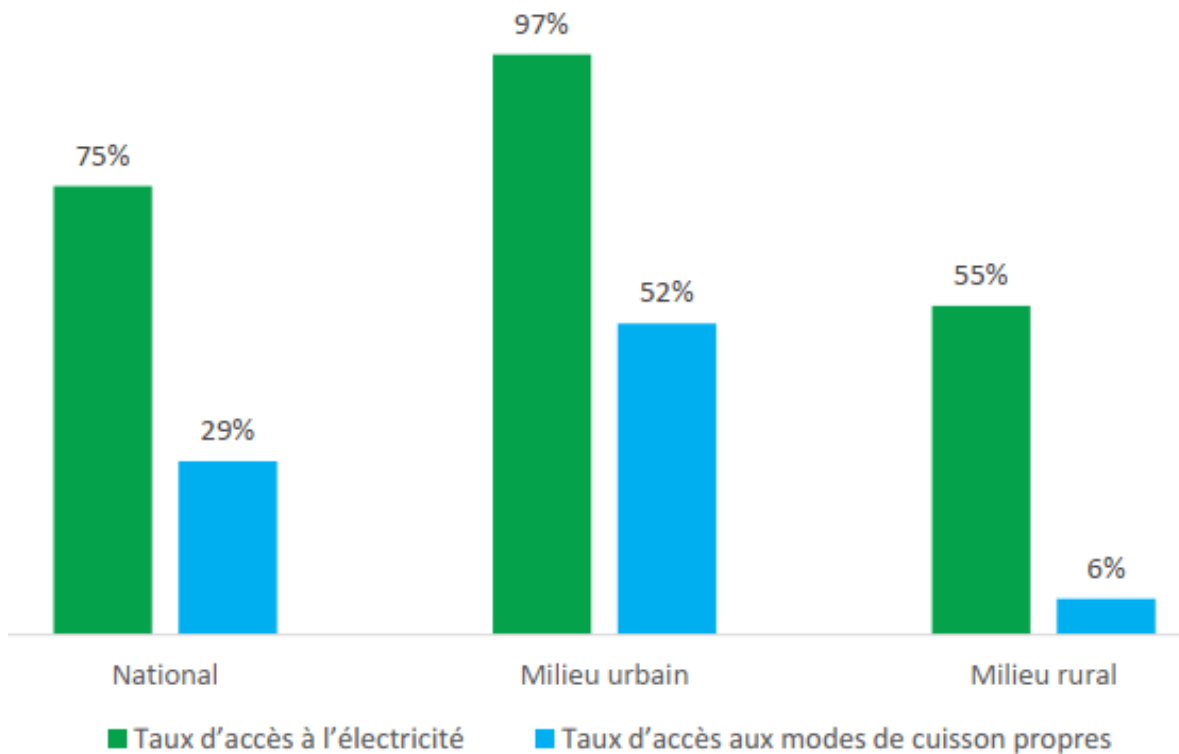


Figure 35 : Taux d’accès à l’électricité et aux modes de cuisson propre au Sénégal en 2022 (TBI 2024)

Les objectifs d'accès universel à l'énergie doivent donc intégrer des objectifs de diffusion de modes de cuisson propre.

Milieu rural

La valorisation de la biomasse, particulièrement en milieu rural, où la ressource est présente, peut permettre de mettre en place des filières de méthanisation et d'usage du biogaz. Le PNB reflète les difficultés du secteur à trouver un modèle économique viable et qui permette la diffusion massive des biodigesteurs par exemple. Seuls 3 000 biodigesteurs sur un objectif inconditionnel de 27 000 et un objectif conditionnel de 48 000 sont en fonctionnement.

Milieu urbain

En milieu urbain, si le secteur de l'électricité poursuit sa trajectoire de décarbonation et que l'intensité carbone de l'électricité diminue, alors le vecteur électrique pourra être un levier de décarbonation via l'électrification des usages.

De la même manière que pour l'accès universel à l'électricité, le pilier 3 du Pacte National pour l'Energie rappelle les engagements de l'Etat à prendre des mesures qui favoriseront l'atteinte des objectifs d'accès à la cuisson propre

Ainsi, le système de suivi et de planification qui sera adopté pour les questions d'accès universel à l'électricité en 2025 sera élargi aux équipements de cuisson propre en 2026

3.4.5. Un secteur primaire en zones rurales qui a peu accès aux énergies modernes

Actuellement, la surface totale récoltée au Sénégal est d'environ 2,3 millions d'hectares, dont environ 5% seulement de surface irriguée.

	Superficie irriguée	Superficie non irriguée	Surface agricole totale cultivée
Ha	112 000	2 188 000	2 300 000
%	5%	95%	100%

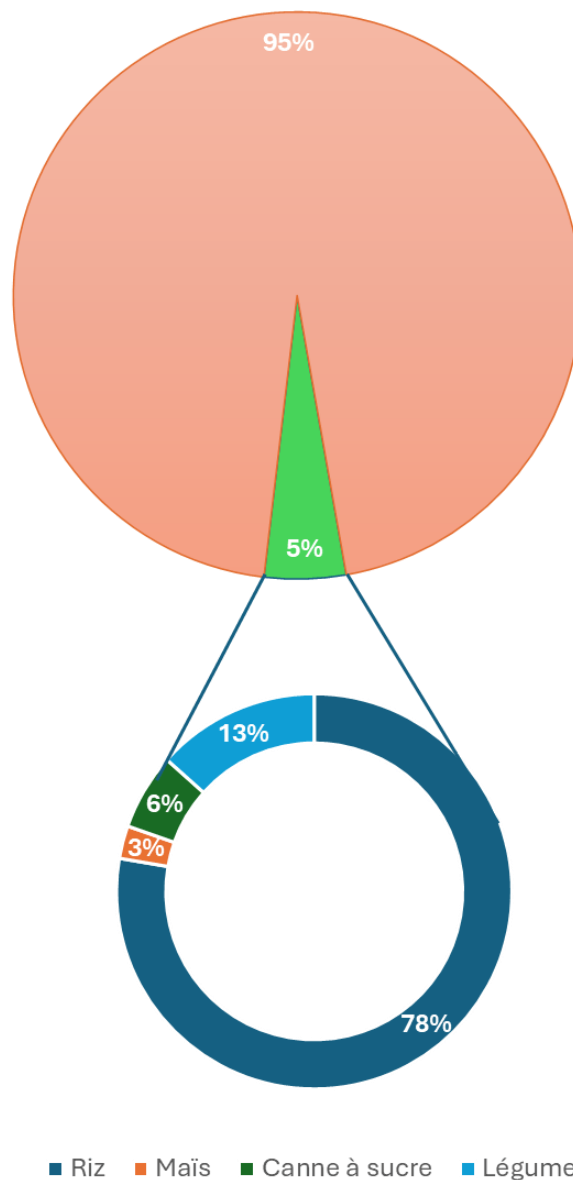


Figure 36 : Pourcentage d'irrigation des différentes cultures du Sénégal (International Food Policy Research Institute)

Il existe donc un potentiel important de pompage alimenté par électricité issue de systèmes solaires PV

3.4.6. Un fort potentiel en EnR

Pour répondre à ces besoins de production électrique décarbonée, le Sénégal peut s'appuyer sur un potentiel significatif en énergies renouvelables, largement supérieur aux besoins à court et moyen terme.

Les énergies renouvelables recouvrent un ensemble de technologies et de procédés de transformation de ressources primaires :

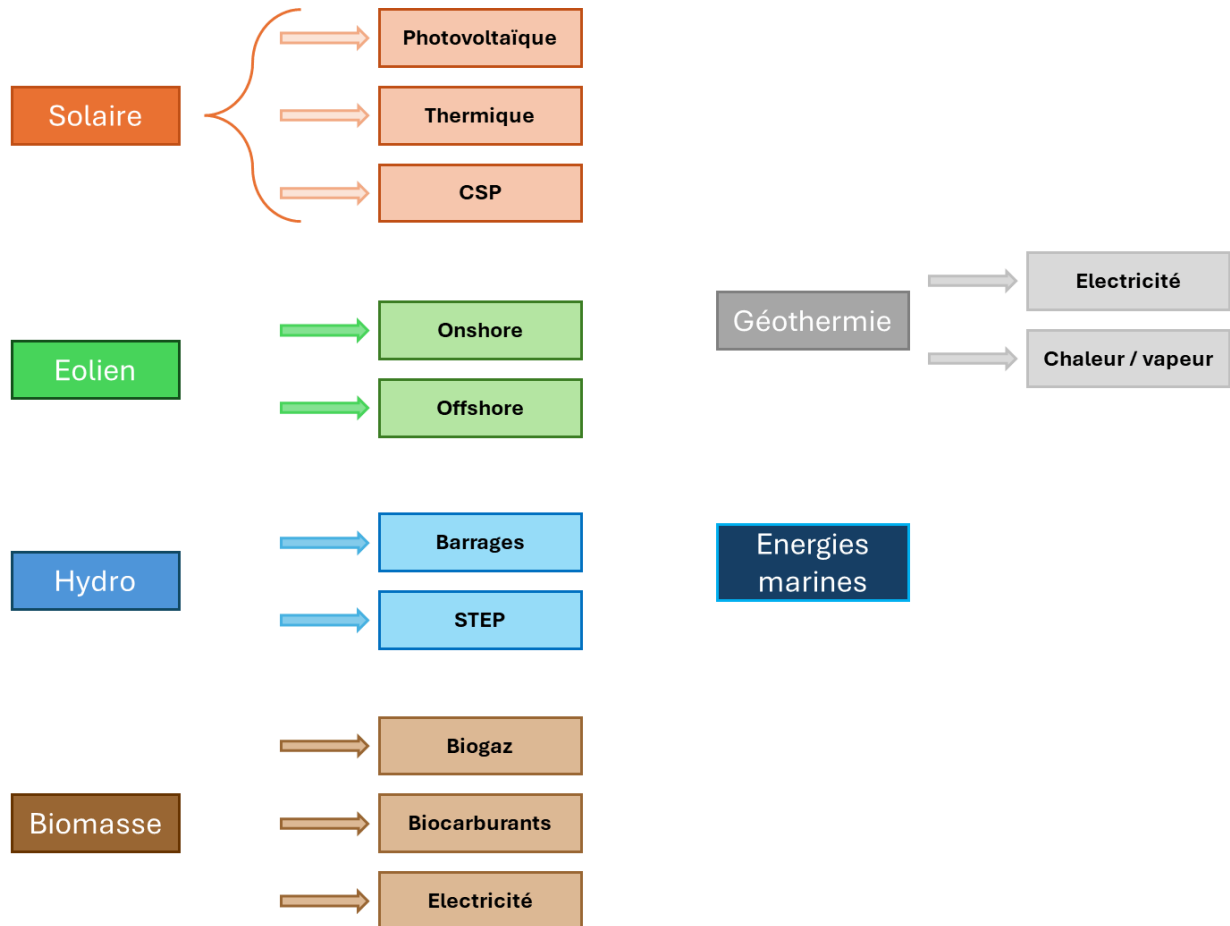


Figure 37 : Aperçu des principales filières d'énergies renouvelables

Au Sénégal, les principales ressources sont les ressources :

- Solaires
- Eolienne
- Hydro
- Biomasse

Les énergies marines n'ont à ce jour pas atteint de degré de maturité industrielle ou n'ont pas démontré leur capacité à être déployées massivement à court et moyen terme et leur faisabilité économique et technique.

3.4.6.1. Géothermie

La géothermie nécessite des ressources à haute température pour produire de l'électricité. Cette géothermie haute enthalpie nécessite des ressources dont les températures sont supérieures à 150 °C. Ces ressources se situent généralement dans des zones d'activité volcanique ou des zones au gradient géothermique anormalement élevé. **Il n'existe pas de ressources connues au Sénégal à ce jour permettant une production d'électricité via géothermie** (Voir ANNEXE 12)

3.4.6.2. Hydroélectricité

Le potentiel total du Sénégal pour les grandes centrales hydroélectriques sur les fleuves Sénégal (1200 MW) et Gambie est estimé à environ 1400 MW, dont seulement 260 MW sont actuellement exploités.

A ce jour, seuls deux barrages hydroélectriques sont exploités avec les pays voisins, via l'OMVS, sur le fleuve Sénégal, les centrales hydroélectriques de Manantali (200 MW) et de Felou (60 MW).

Sur le deuxième grand fleuve, le fleuve Gambie, Le Programme de développement énergétique de l'OMVG comprend au Sénégal la centrale de Sambangalou, d'une puissance installée de 128 MW, en plus d'une deuxième centrale sur le fleuve, mais située en Guinée (Kaléta, 240 MW).

Des études sur des STEP, ou stations turbinage pompage sont en cours (La « Technical Assistance Facility » de l'UE à fait une étude de pré-identification au barrage de Sambangalou qui a identifié 2 sites). Les études plus avancées pourraient permettre d'identifier la faisabilité ou l'opportunité technico-économique des STEP dans le mix électrique du Sénégal. **Une capacité installée en STEP pourrait avoir un grand intérêt pour la gestion d'un réseau avec une forte pénétration de renouvelables intermittents.**

3.4.6.3. Biomasse

Les ressources utilisables en biomasse au Sénégal peuvent prendre la forme :

- Solide :

- Déchets Agricoles
- Sous-produits de l'activité agricole ou agroalimentaire (balles de riz, bagasse, coquilles d'arachide, tiges de coton)

- Liquide :

- Les boues de stations d'épuration et de traitement des eaux peuvent être valorisées, sous forme de biogaz notamment
- Les agrocarburants : éthanol et biodiesel, issus de produits et de cultures alimentaires.

Ces carburants posent la question de la concurrence d'usage des terres agricoles entre les usages alimentaires et les usages énergétiques.

- Gazeuse :

- Principalement sous forme de biogaz, issu de la méthanisation. Ce biogaz peut être ensuite utilisé à des besoins de cuisson, ou d'éclairage.

La valorisation des déchets solides ou liquides en biogaz nécessite la mise en place d'une filière biogaz au Sénégal. De la même manière, le développement de la filière de fours à foyers améliorés pourrait contribuer, outre à l'atteinte des objectifs d'accès universel à l'électricité, à la lutte contre la déforestation et la fragilisation des écosystèmes.

Le potentiel³⁰ est estimé à plus de 7 TWh par an

Biomasse	Biomasse disponible par an (t MS)	Potentiel énergétique théorique total (GJ/an)	GWh/an
Typha	520 000	8 870 000	2 455
Balle de riz	100 000	1 370 000	374
Coque d'arachide	150 000	2 250 000	614
Maïs, Mil, Sorgho	1 343 000	9 900 000	2 703
Ordures domestiques	365 000	1 700 000	475
Eaux usées	1 060 000	24 900	0
Déjection animaux	183 000	2 100 000	585
Déchets d'abattoirs	33 600	790	0
TOTAL	3 754 600	26 215 690	7 206

Figure 38 : Potentiel énergétique de la biomasse par type de ressource

Enfin, il pourrait être étudié la possibilité de substitution du charbon par biomasse. Cela nécessite des analyses complémentaires sur l'identification de la ressource, la faisabilité de l'approvisionnement, la qualité de la ressource, et une étude de faisabilité économique notamment.

A titre de comparaison du potentiel de la biomasse au Sénégal, on rappellera que les volumes de gaz naturel issus de GTA phase 1 représentent 35 MMSCFD, soit environ 4.000 GWh par an.

Cela permet de souligner le fait que le potentiel de valorisation de la biomasse est considérable. Légèrement supérieur au contenu énergétique du gaz domestique issu de GTA 1.

³⁰ Source : Rapport d'évaluation de la mise en œuvre de la Stratégie nationale des combustibles domestiques, juin 2024

3.4.6.4. Eolien

Les ressources éoliennes du Sénégal sont importantes. Les zones côtières, la zone de grande côte notamment, présentent des caractéristiques favorables à première vue.

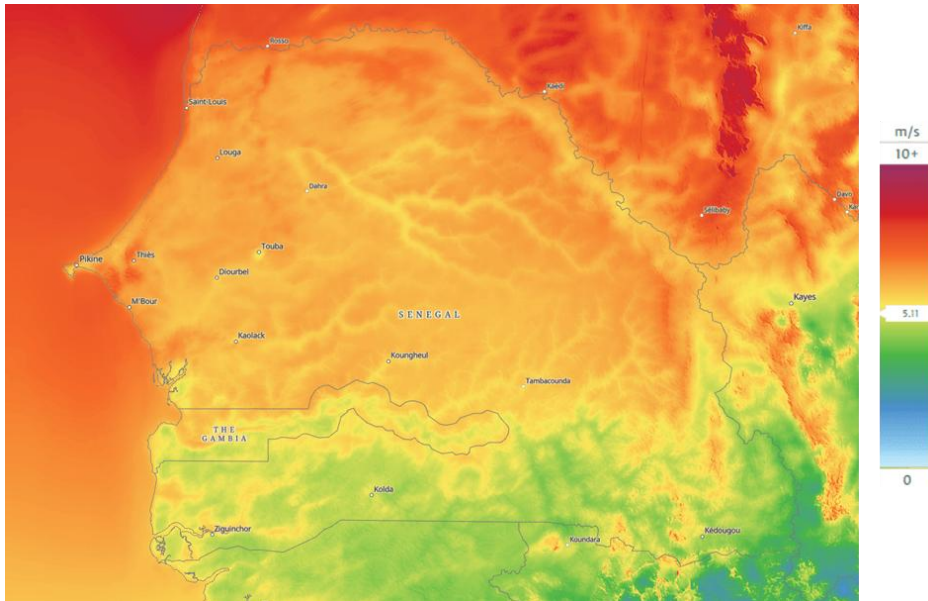


Figure 39 : Aperçu des ressources éoliennes du Sénégal – Vitesse moyenne du vent (en m/s) (World Wind Atlas 2024)

Il existe déjà une centrale de 158 MW en service (Taïba Ndiaye). Un potentiel théorique offshore de 45 GW a été identifié (TBI 2024 – AIE 2023).

De précédentes analyses estiment à 680 MW le potentiel installable en éolien onshore dans la région de Grande Côte, avec une utilisation de 5% de la surface proche de la bande côtière (voir Figure 40 et ANNEXE 13), avec des coûts orientés à la baisse (ANNEXE 14).

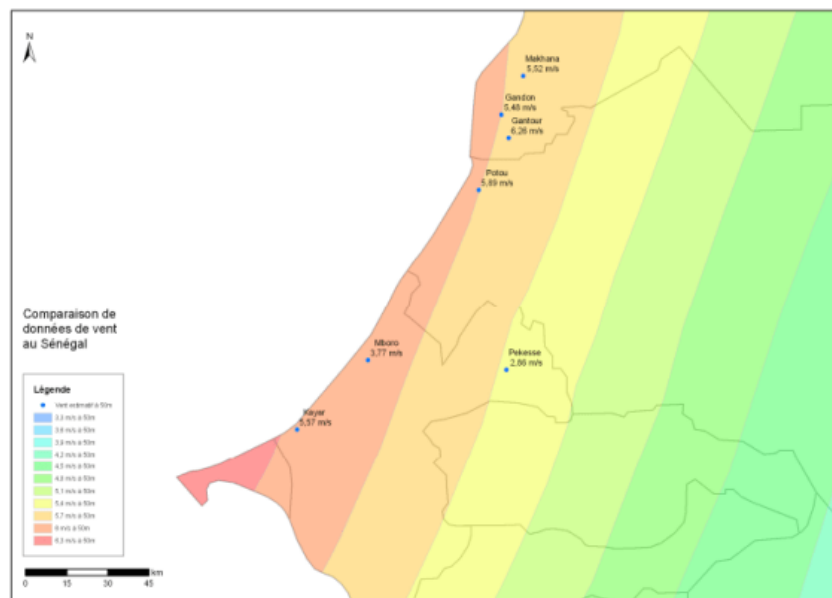


Figure 40 : Aperçu des ressources éoliennes du Sénégal³¹ – zone de Dakar et Grande Côte (en m/s)

³¹ MEPM – MVV 2010

3.4.6.5. Solaire

Le Sénégal possède des ressources solaires très largement supérieures à la moyenne mondiale.

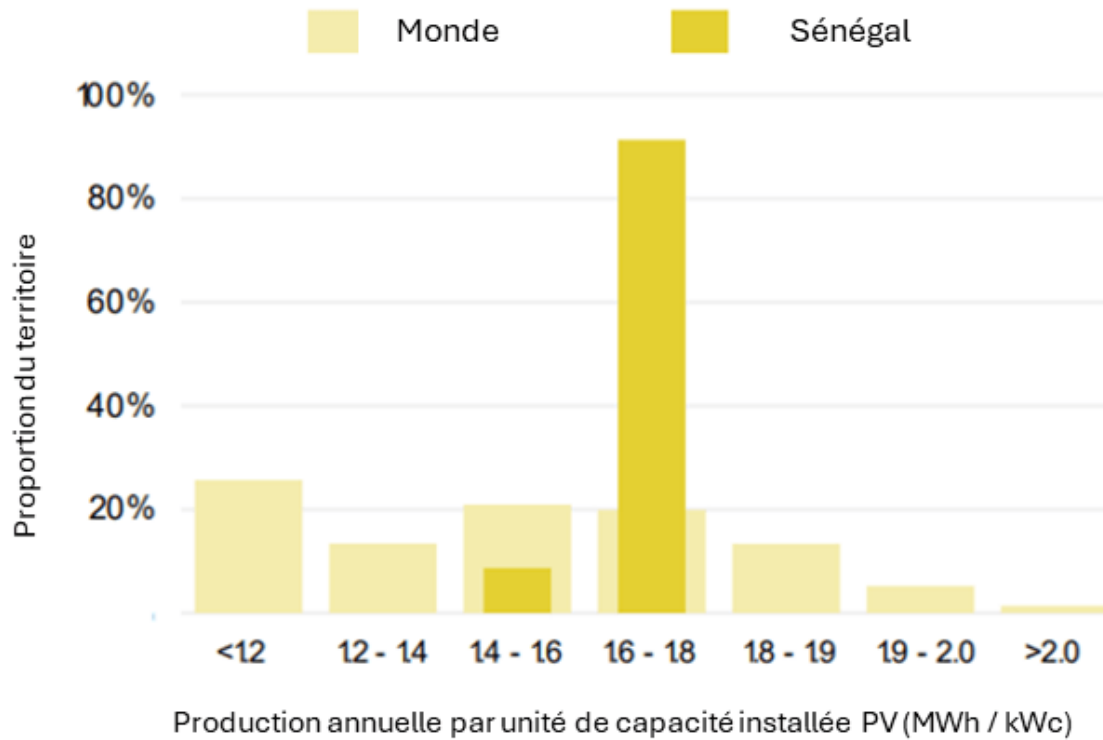


Figure 41 : Comparaison du productible et des ressources annuelles (IRENA 2022)

Ces ressources sont moins concentrées que les ressources éoliennes et concernent plus de zones géographiques du Sénégal.

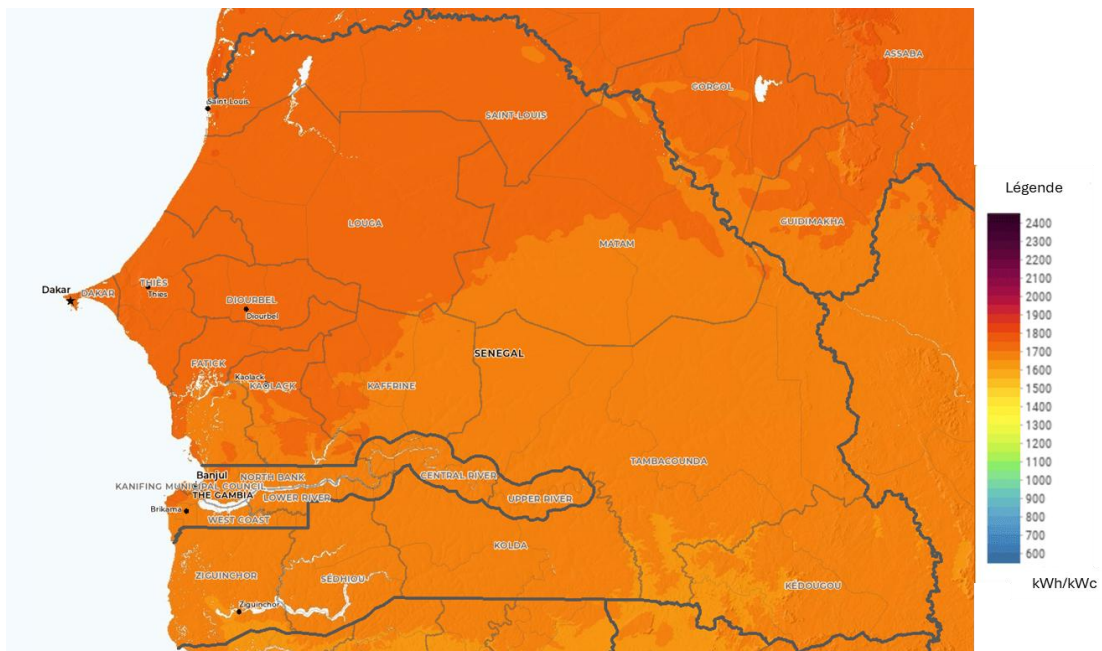


Figure 42 : Irradiation solaire du Sénégal (Global Solar Atlas 2024)

- **Solaire photovoltaïque**

Sur la base d'une irradiation solaire moyenne et en considérant une superficie nécessaire de l'ordre de 3 ha par MWc³² installé en solaire PV, le potentiel théorique est de l'ordre de 35 MWc par km² au Sénégal.

Pour une zone à 2000 kWh/kWc par an, cela représente environ 70 GWh d'électricité produite par km² par an.

Cela signifie qu'une centrale PV théorique d'environ 2 500 MWc, et d'une superficie d'un peu plus de 71 km², un carré de 8.45 km de côté, permet de produire 5 000 GWh d'électricité par an, soit l'équivalent de la production annuelle actuelle du Sénégal.

Cela signifie que la zone orange sur la carte ci-après permet de produire 5 000 GWh d'électricité par an.

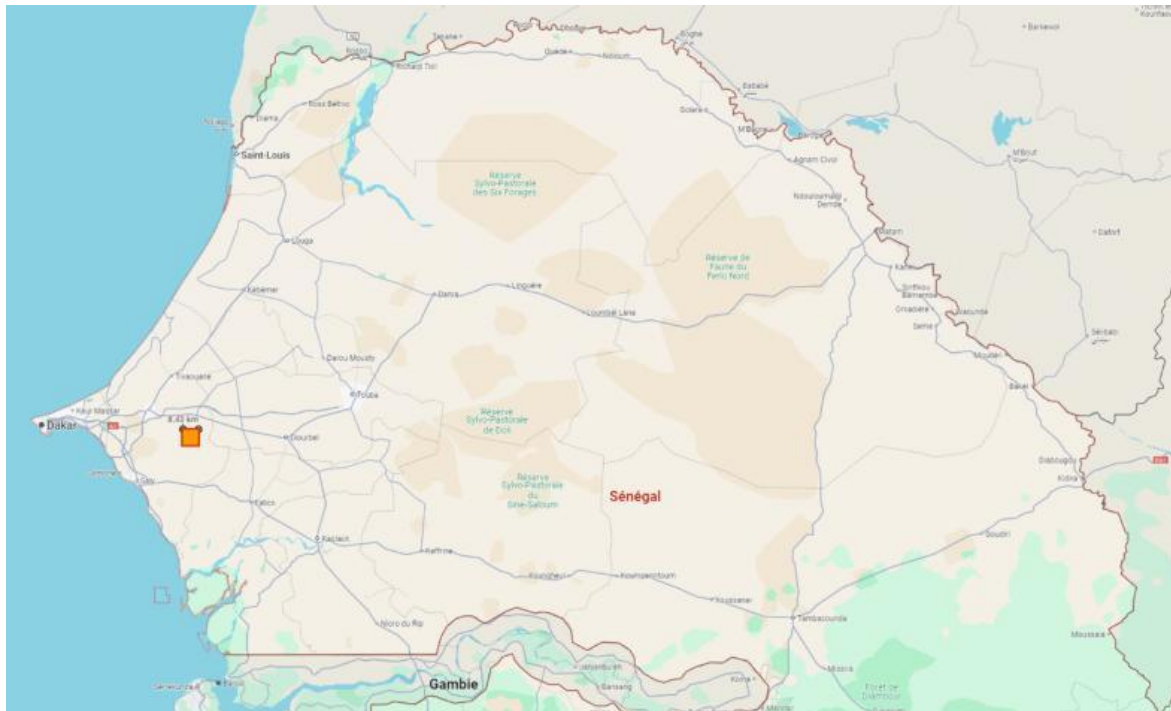


Figure 43 : visualisation d'une centrale théorique de 2500 MW au Sénégal

Néanmoins, si cet ordre de grandeur et cette illustration permettent de visualiser l'ampleur du potentiel solaire, il est important de rappeler que cette puissance installée théorique fournit une électricité intermittente qui nécessite des infrastructures de backup, de stockage et des réseaux additionnels.

³² Hypothèse conservatrice prenant en compte la superficie totale nécessaire à l'ensemble des ouvrages et équipements

En moyenne entre 2 et 3 ha / MWc (ministère de l'Écologie, du Développement Durable des transports et du logement - Installations photovoltaïques au sol - Guide de l'étude d'impact)

Potentiel théorique du solaire PV au Sénégal

Le potentiel théorique suppose que l'ensemble des surfaces non utilisées par d'autres usages puissent être couvertes de centrales solaires.

En considérant toujours une superficie nécessaire de l'ordre de 3 ha par MWc installé en solaire PV, qui inclut les équipements, les ouvrages de génie civil et l'ensemble des infrastructures nécessaires, ce sont 619 GW qui pourraient être installés et produiraient près de 1 000 TWh d'électricité.

Le potentiel maximal théorique équipable, pour un ratio de 5% d'utilisation des terres utiles est plus proche de 30 GW pour un productible d'environ 50 TWh, soit 10 fois la production annuelle actuelle d'électricité toutes technologies confondues aujourd'hui (voir Annexe 15).

- **Solaire à concentration (Concentrating Solar Power) – CSP**

Les technologies CSP peuvent également être pertinentes dans des zones à fortes irradiation solaire, ou le productible important peut justifier l'investissement initial important.

Il s'agit de filières qui n'ont pas encore atteint le même degré de maturité que les différentes filières solaires PV. Certaines technologies peuvent intégrer des systèmes de stockage, notamment à sels fondus, qui peuvent stocker la chaleur et permettre de poursuivre le turbinage pendant plusieurs heures.

La consommation en eau pour le nettoyage des miroirs peut également être un paramètre important à prendre en compte. En fonction des conditions météorologiques, une centrale à concentration thermodynamique à tour d'une puissance de 50 MW consomme environ 300 000 m³ d'eau par an (Voir Annexe 16)

Par ailleurs, les coûts CAPEX et LCOE du CSP sont aujourd'hui supérieurs aux coûts du PV et les projections à horizon 2030 indiquent le même classement (NREL 2023). Néanmoins, des études pourraient être menées pour analyser plus en détail la faisabilité économique du CSP au Sénégal à horizon 2029 – 2030, soit la période prévue par SENELEC pour l'introduction du CSP dans le mix électrique (voir Annexe 17 pour la comparaison CSP – PV)

3.4.6.6. Les EnR nécessiteront des investissements importants

Pour atteindre l'objectif de 40% d'énergies renouvelables dans le mix électrique, et maintenir au moins ce ratio ultérieurement, il sera nécessaire d'accompagner cette hausse du taux de pénétration par des investissements sur le réseau et des infrastructures de stockage.

Le LCOE des filières renouvelables est un indicateur pertinent mais qui ne permet pas de comparer les différentes filières de production d'électricité à service équivalent.

Les investissements devront être réalisés :

- Pour du stockage (load shifting)
- Pour l'amélioration et le renforcement du réseau de transport et de distribution (et notamment la réduction du taux de pertes en lignes (voir 3.4.2))
- Pour le processus de transformation et de numérisation de la distribution (smart grids)

3.4.6.7. Coûts comparés des technologies de production d'électricité renouvelables

Selon les valeurs de l'Agence Internationale de l'Energie (Projected Costs of generating Electricity)

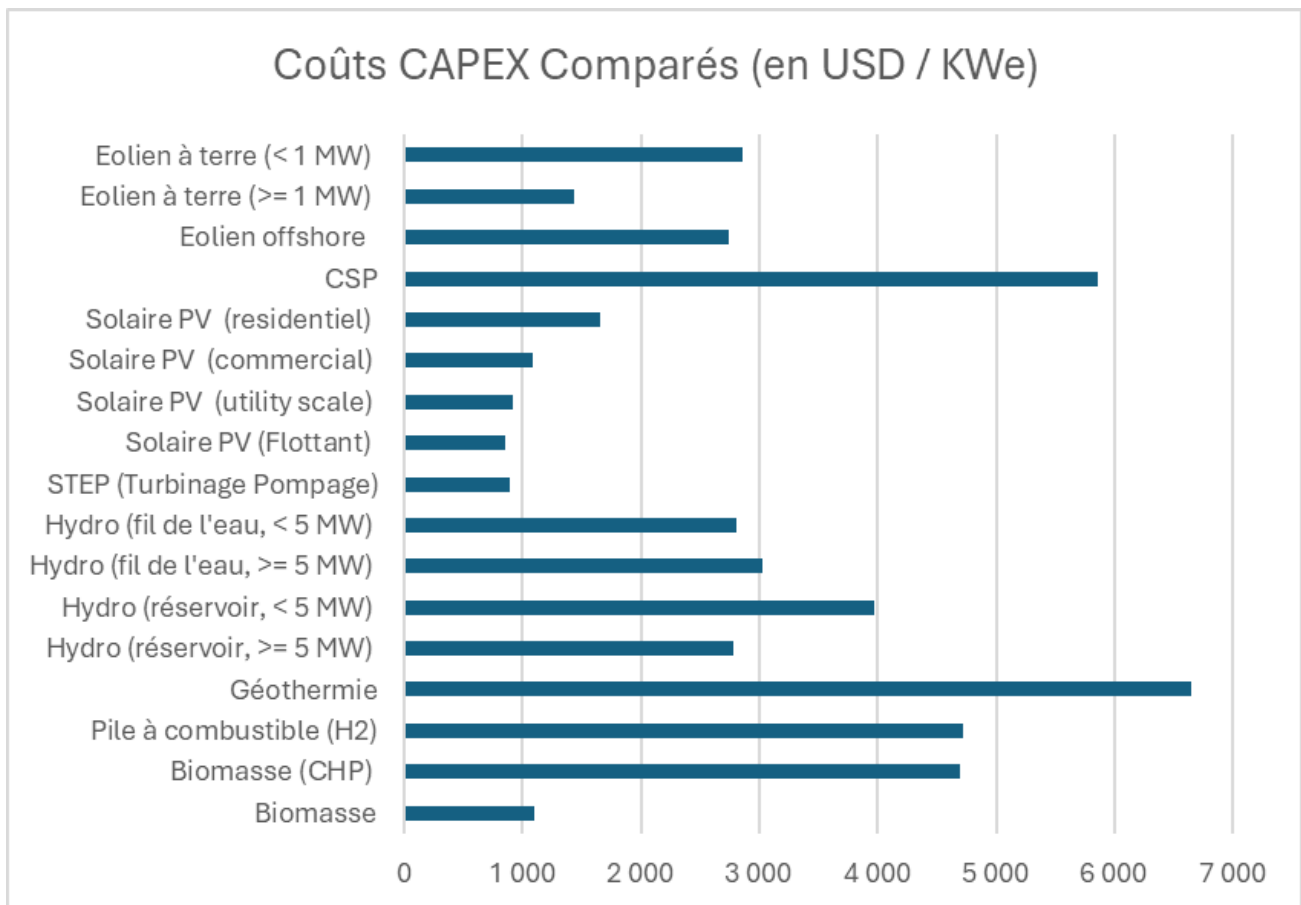
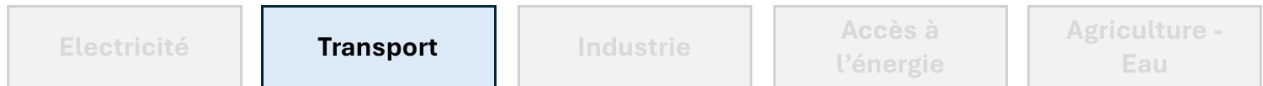


Figure 44 : Coûts CAPEX médians comparés des technologies renouvelables (AIE 2021)

3.4.7. Une hausse des émissions de GES dans le secteur du transport

Situation énergétique



Les émissions de secteur des transports au Sénégal intègrent :

- Transport maritime
- Transport aérien
- Transport ferroviaire
- Transport routier

Le transport routier est responsable de la majorité des émissions de GES du secteur des transports. La tendance observée sur la période 2005 – 2021 est une augmentation annuelle de 5% des émissions de GES du secteur des transports.

Si cette tendance se poursuit, alors les émissions de GES du secteur des transports atteindront 5 millions de tonnes de CO₂eq. en 2030.

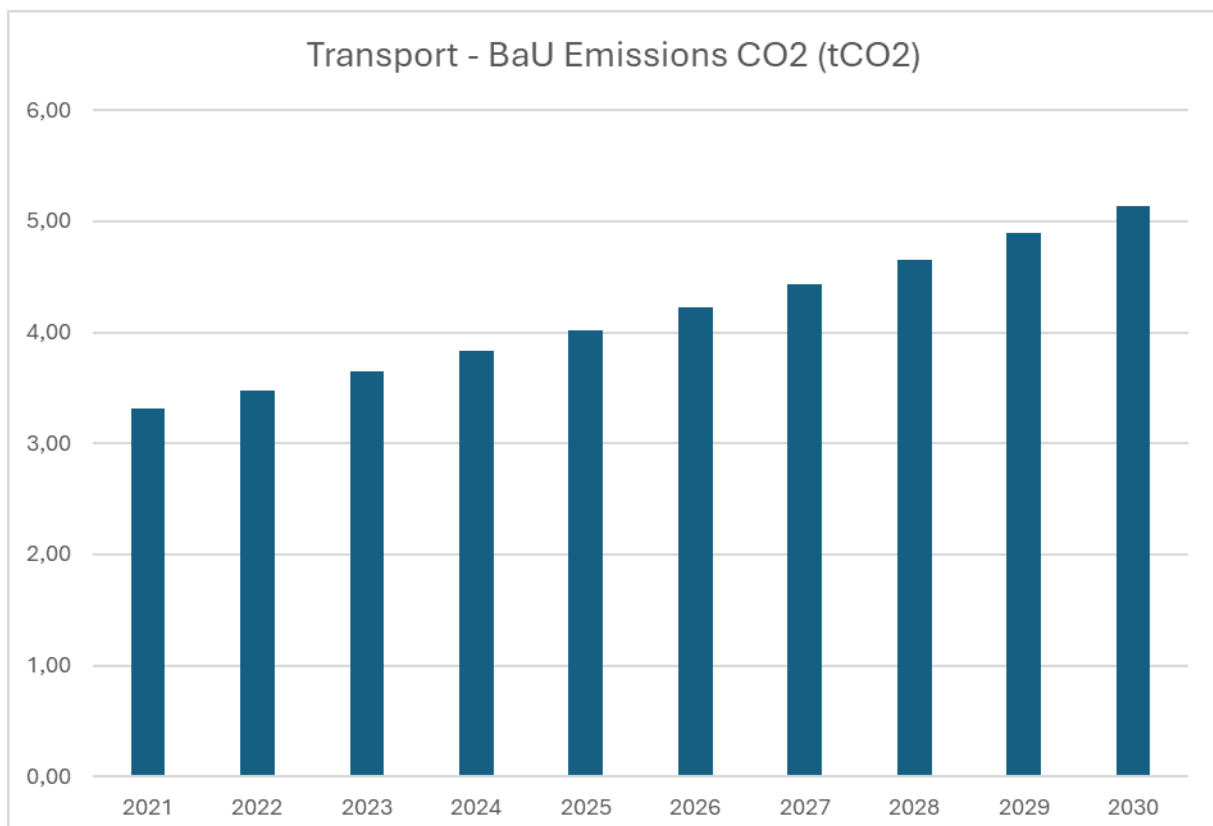


Figure 45 : Projections BaU des émissions de GES du secteur des transports (valeur 2021 AIE 2023)

Alors même que les véhicules automobiles représentent une faible part de la part modale de réponse au besoin de mobilité

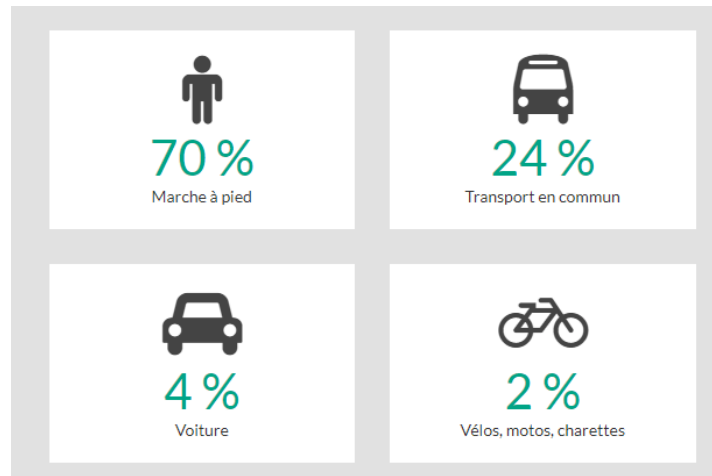


Figure 46 : Répartition des déplacements dans la région de Dakar (CETUD 2024)

Cela illustre la difficulté de maîtriser les émissions du transport routier alors même que le nombre de véhicules et la part modale de la voiture est amenée à augmenter.

A titre de comparaison, on constate que la part modale de la voiture est beaucoup plus élevé dans les pays de l'OCDE.

Le cas de la France illustre une domination de la voiture dans les déplacements dans les zones urbaines.

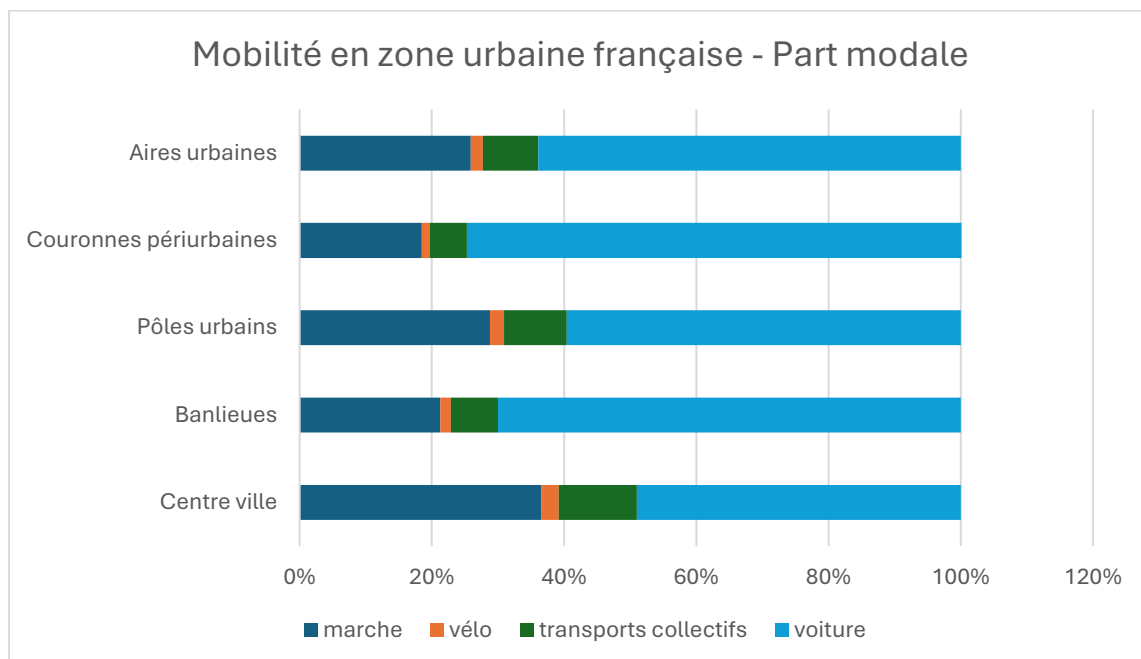


Figure 47 : Répartition de la part modales des différents modes de mobilité en zone urbaine en France (FNAUT 2022)

Si la part modale de la voiture suit cette trajectoire, les émissions seront amenées à augmenter au Sénégal.

Le nombre de véhicules en circulation est en augmentation, les prix des hydrocarbures sont stabilisés par une politique de subventions publiques, il existe peu d'alternatives aux diesel et à l'essence.

L'âge moyen des véhicules est de 20 ans au Sénégal, et 18 ans pour les véhicules particuliers personnels³³.

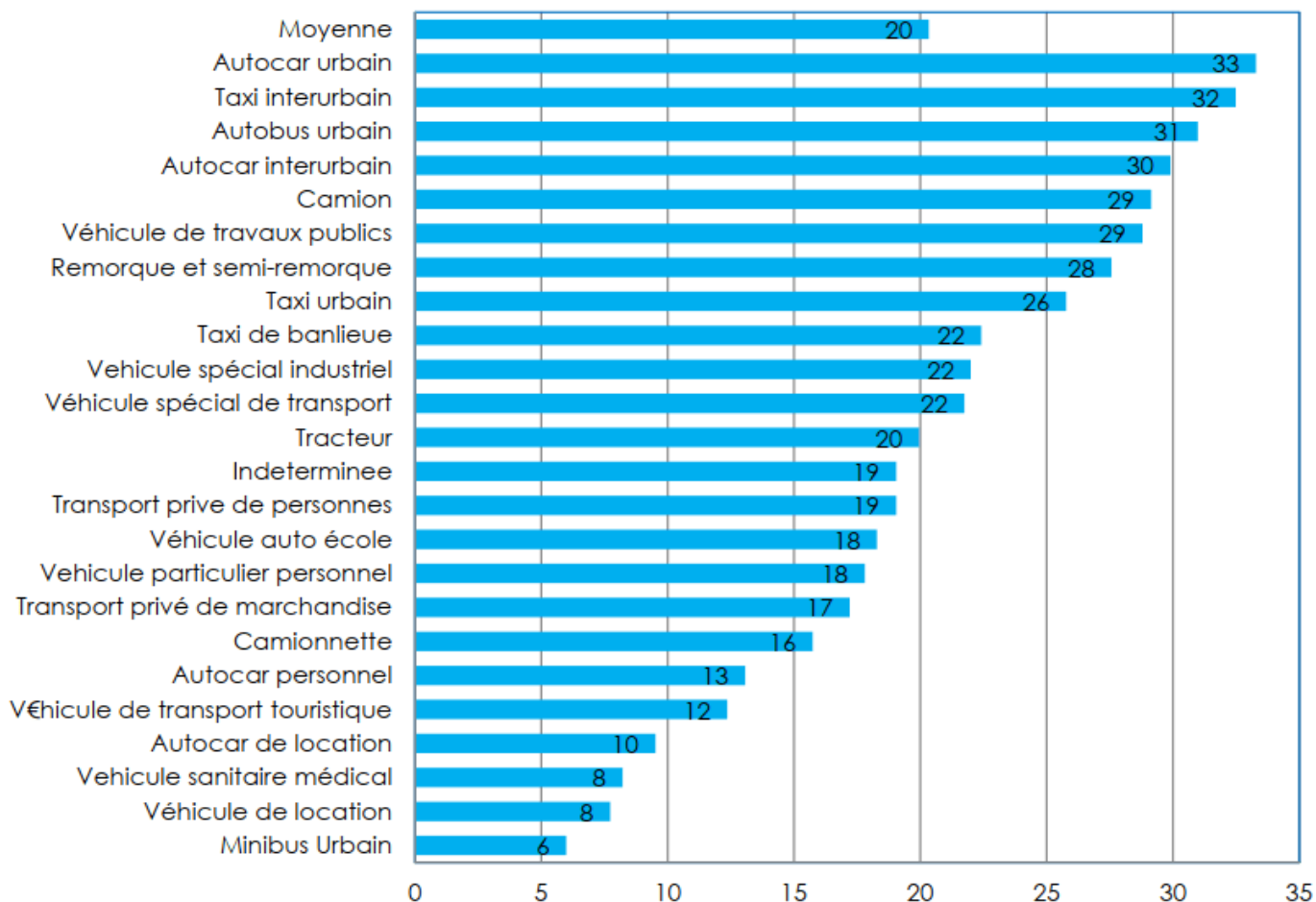


Figure 48 : Age moyen des véhicules au Sénégal par catégorie

³³ En France, les études ont montré que l'on gagne 7% de consommation par tranche de 10 ans d'âge. Le parc français de véhicules particuliers personnel a 9 ans. Le parc véhicule de taxi a 3,5 ans. On pourrait sans doute gagner jusque 10% / an au Sénégal, en rajeunissant la parc sénégalais et en améliorant la maintenance des véhicules (avec des contrôles techniques). On pourrait théoriquement réduire les émissions de GES de 10% pour les vpp et 20% pour les taxis.

3.4.8. Le secteur industriel voit également ses émissions augmenter

Situation énergétique



Les émissions du secteur de l'industrie représentaient en 2021 environ 1.5 MtCO₂eq.³⁴.

Sur l'hypothèse d'une croissance des émissions similaire à la croissance du PIB, dont d'une intensité carbone stable et d'un maintien de la part actuel de l'industrie dans le PIB de Sénégal, les émissions du secteur dépasseraient les 2 Mt CO₂eq. par an en 2030.

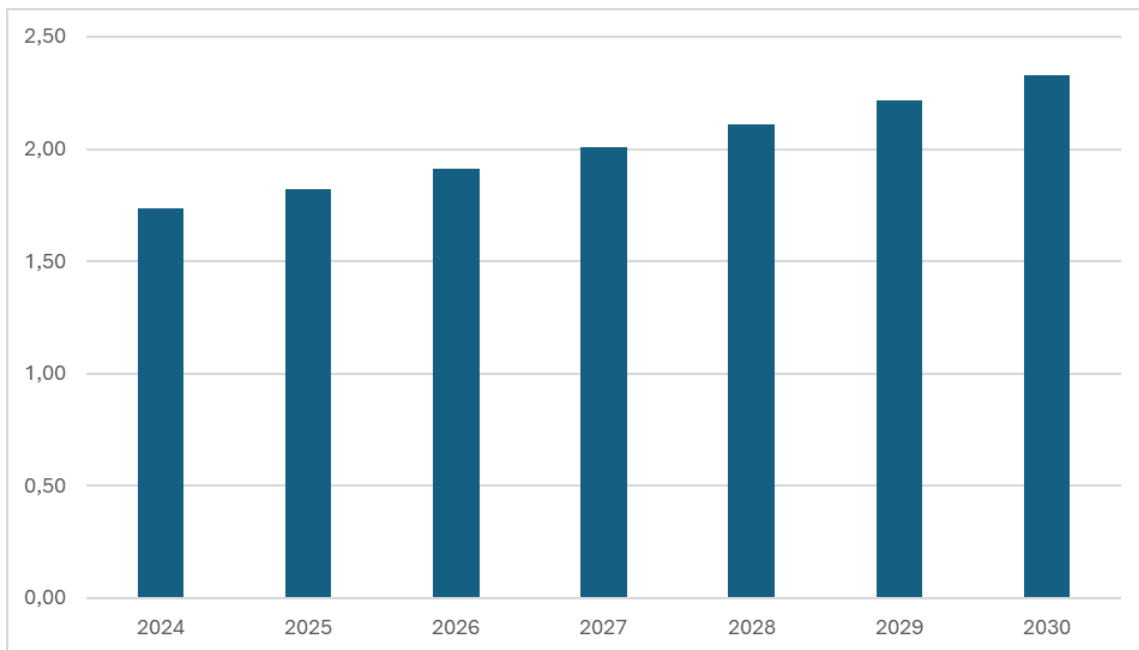


Figure 49 : Projection des émissions de GES de l'Industrie

On notera l'importance du secteur du ciment au Sénégal, qui traduit l'urbanisation du pays, et des pays de la sous-région (le Sénégal exporte un peu moins de la moitié de sa production de ciment), le besoin de répondre à une demande importante de logements, mais qui est également fortement émettrice de gaz à effet de serre.

On rappellera qu'en moyenne :

- 50% des émissions du secteur du ciment sont due au procédé de fabrication du clinker
- 40% sont dus au combustible utilisé, principalement du charbon
- 10% sont liés au processus d'extraction des matières premières

³⁴ AIE 2024

L'exploitation des autres matières premières au Sénégal pourrait également mener à la construction d'usine utilisant des procédés émetteurs de GES.

L'exploitation des autres matières premières au Sénégal pourrait également mener à la construction d'usine utilisant des procédés émetteurs de GES. Il conviendra d'étudier les options de décarbonation de l'industrie existante.

Le recyclage du ciment et des matériaux de construction est également une piste de réduction des émissions du secteur qui pourrait être explorée

Outre le ciment, les activités minières sont une composante importante de l'industrie. Au Sénégal, les activités minières notables concernent l'extraction de l'or, les phosphates et les sables titanifères / zircon.

Les émissions de gaz à effet de serre des activités minières dépendent du type d'extraction, des conditions locales, des procédés utilisés et ne peuvent pas être identifiés avec précision sans données et études dédiées.

Plusieurs facteurs vont avoir un impact sur les émissions de GES du minerai extrait :

- Le type de mine (dans l'ordre du moins au plus énergivore en moyenne)
 - o Placer
 - o Mines de surface (également appelées « open-pit »)
 - o Mines souterraines
 - o Sites offshore
- La concentration en minerai (voir exemple du cuivre en Figure 50 ci-après)
- Le type de procédé : certains procédés peuvent être particulièrement énergivores, et le type d'énergie primaire qui va alimenter le process va également avoir un impact sur les émissions de GES.

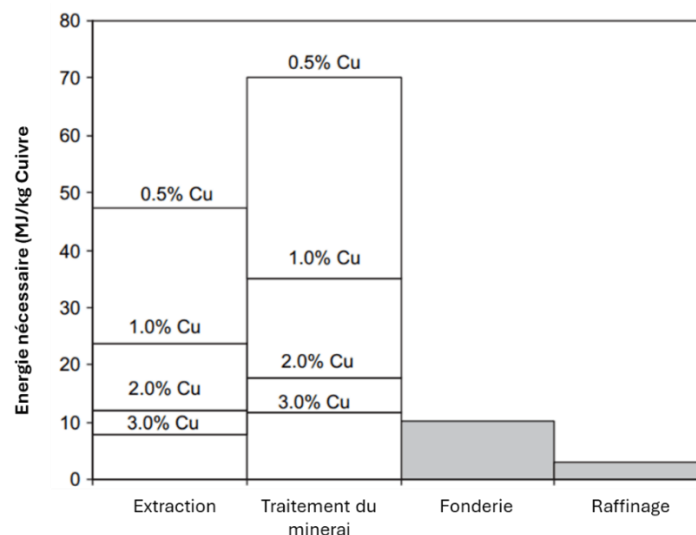


Figure 50 : Consommations spécifiques moyennes de l'industrie minière du cuivre³⁵

³⁵ Energy and greenhouse gas impacts of mining and mineral processing operations (T. Norgate*, N. Haque)

Or

L'extraction de l'or est assez émettrice en GES. En moyenne mondiale, il est estimé qu'un kg d'or représente 12,2 tCO₂³⁶, même si cette valeur peut fortement varier d'une mine à une autre.

D'une manière générale, l'or est un des métaux qui nécessite le plus d'énergie pour arriver à la forme de métal vierge.

Minerai	MJ/kg	MWh/kg
Palladium	180 000	50,00
Platine	190 000	52,78
Or	310 000	86,11
Tantale	4 400	1,22
Silicium	1 250	0,35
Indium	2 600	0,72
Argent	1 500	0,42
Lithium	1 250	0,35

Figure 51 : Quantités d'énergie nécessaire à la production de métal vierge

Au Sénégal, les mines sont le plus souvent open-pit et les minerais d'or sont pour la plupart de type réfractaire (c'est notamment le cas dans la mine de Sabodala Massawa). Contrairement aux minerais non réfractaires qui sont considérés comme aisés à traiter, les minerais réfractaires ne sont pas faciles à traiter par cyanuration car l'or est enfermé dans les minéraux sulfurés. En raison de la baisse tendancielle de la concentration en or des minerais extraits, les mines d'or réfractaire représentent une part croissante de l'industrie. Cela nécessite plus d'énergie que pour l'or en concentration plus élevée et non réfractaire.

Les procédés de bio oxydation nécessitent de la chaleur à basse température qui peut être fournie en partie par de l'électricité si le coût de l'électricité est compétitif.

Il conviendrait de réaliser une étude plus détaillée sur les procédés industriels utilisés dans l'extraction de l'or au Sénégal pour mesurer les émissions de gaz à effet de serre d'une part, et identifier de possibles leviers de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

³⁶ "Assessing the environmental impact of gold production from double refractory ore in a large-scale facility" Kadivar, Akbari, Vahidi - 2023

Phosphates

Outre les émissions liées à l'extraction des roches phosphatées, les émissions de GES proviennent principalement des procédés en aval de l'extraction, à savoir la séparation des roches phosphatées des impuretés et des matières non phosphatées, en vue de leur utilisation dans la fabrication d'engrais, l'enrichissement, le séchage ou la calcination dans certaines opérations, et le broyage.

Il est difficile d'estimer les émissions de GES de la partie extractive sans analyser les volumes d'énergie utilisés, les procédés industriels utilisés. Une étude plus détaillée est nécessaire pour identifier les leviers potentiels de décarbonation dans l'extraction des phosphates.

Zircon – Titane

L'extraction de métaux depuis les HMS (Sables Minéraux Lourds – Heavy Mineral Sands) émet en moyenne 0,07 à 0,38 tCO₂eq. par tonne de MG³⁷ (minéral lourd de grande valeur). Ces émissions de GES s'ajoutent également à une consommation d'eau en moyenne mondiale estimée entre 10 000 et 26 000 litres d'eau par tonne de MG.

Une électrification des procédés pourrait être étudiée, mais l'analyse de ce levier de décarbonation nécessite une analyse détaillée spécifique.

³⁷ Using corporate sustainability reporting to assess the environmental footprint of titanium and zirconium mining, Perks, Mudd, Currell, 2022

Chapitre 4

Enjeux, objectifs, stratégie et programmes du plan d'investissement par axe d'orientation stratégique



4.1. Les axes d'orientation stratégique de la transition énergétique

4.1.1. Liste des axes d'orientation stratégique

#	Axe d'Orientation Stratégique
1	Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté
1 bis	Elimination du charbon, combustible fossile le plus polluant, du mix électrique du Sénégal
2	Accès universel et durable à l'électricité
3	Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes (foyers améliorés, biodigesteurs, biogaz)
4	Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel
5	Efficacité énergétique des industries minières et autres industries (cimenteries, agroalimentaire, métallurgie...)
6	Développement de la mobilité verte
7	Développement de nouvelles industries vertes (hydrogène vert, phosphate...)
8	Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture
9	Promotion du contenu local : formation – transfert de technologie – R&D – qualité – accès au financement
10	Inclusivité, intégration du genre et engagement des populations

Ces 11 thèmes ont été retenus comme les axes d'orientation stratégique du plan d'investissement.

Le plan d'investissement s'articule donc autour de ces 10 axes. Parmi ces 10 axes, les axes 9 et 10 ont une dimension plus transversales et interviennent dans l'ensemble des 8 autres axes.

En ce qui concerne les besoins en investissement des programmes liés à ces axes transversaux, les budgets estimés pour les activités de renforcement des capacités sont notamment amenés à être affinés et à être révisés dans les prochaines étapes

4.2. Synthèse des objectifs et de la stratégie par axe d'orientation stratégique

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes	
Axe stratégique 1 Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	Objectifs JETP : <ul style="list-style-type: none"> • Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 40% de son mix électrique d'ici 2030 • Réaliser une transition du mix électrique des combustibles très polluants vers des énergies propres dans une logique de baisse des émissions du secteur Objectif SND : <ul style="list-style-type: none"> • Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 36.1% de son mix électrique en 2029 • Minimiser les coûts de production pour assurer le tarif le plus compétitif possible pour les utilisateurs • Créer des champions nationaux et accroître la souveraineté énergétique du Sénégal • Développer le 'made in Sénégal' • Assurer un coût compétitif de l'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Déployer la capacité additionnelle renouvelable pour atteindre 40% de puissance renouvelable en 2030 ○ Renforcer et moderniser le réseau ○ Mettre en place un programme de renforcement des compétences ○ Maximiser la valeur créée au Sénégal ○ Créer un ou des champions nationaux des énergies renouvelables en optimisant les conditions de financement 	1.1	Développement, déploiement et mise en service de 300 MW solaire PV (qui complètent le portefeuille de projets déjà décidés / intégrés par SENELEC)
			1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique
			1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes	
<p style="text-align: center;">Axe stratégique 1Bis</p> <p style="text-align: center;">Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal</p>	<p>Fermer la centrale charbon et éliminer le charbon du mix énergétique du Sénégal</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ Valider le coût de fermeture de la Centrale CES de Sendou ○ Identifier une source de financement par subvention ○ Mobilisation des fonds et processus de fermeture anticipée de la centrale charbon ○ Assurer la pérennité en période post-fermeture 	1.4	<p>Eliminer le charbon du mix énergétique du Sénégal</p>
<p style="text-align: center;">Axe Stratégique 2</p> <p style="text-align: center;">Accès universel et durable à l'électricité</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Assurer un accès universel durable à l'électricité • Réaliser l'électrification en minimisant le coût de production de l'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Accélérer l'électrification des localités et ménages restants ○ Minimiser les coûts de production pour assurer le tarif le plus compétitif possible pour les utilisateurs ○ Assurer la durabilité des ouvrages hors réseau 	2.1	<p>Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur</p>
			2.2	<p>PUELEC</p>
			2.3	<p>Promotion de l'énergie solaire pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité</p>
			2.4	<p>Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé</p>

Axe Stratégique	Objectifs	○ Stratégie	Programmes	
Axe Stratégique 3 Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer l'accès à la cuisson propre • Développer un mix énergétique pour la cuisson avec des combustibles propres 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre ○ Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur 	3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre
			3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur
Axe Stratégique 4 Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Réaliser des économies d'énergie • Ecrêter la demande en pointe • Réduire la facture publique d'électricité • Sensibiliser sur les enjeux de l'efficacité énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Exploiter le potentiel d'économies d'énergies et d'écrêtement de puissance identifié ○ Créer un cadre favorable au développement de la pratique et de projets de MDE ○ S'assurer de l'adhésion du public aux problématiques et au potentiel de la MDE 	4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique
			4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs
			4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes	
Axe Stratégique 5 Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	<ul style="list-style-type: none"> • • Accompagner la transition vers des sources d'énergie durables et l'adoption de technologies plus efficaces • Réduire les émissions de GES • Améliorer l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Poursuivre les efforts de réduction des émissions de GES du secteur du ciment ○ Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES ○ Améliorer l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie ○ Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur 	5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment
			5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES
			5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie
			5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur
Axe Stratégique 6 Développement de la mobilité verte	<ul style="list-style-type: none"> • Limiter la hausse des émissions du secteur des transports • Développer une offre de mobilité propre qui réponde aux besoins de la population • Développer des filières bas carbone locales 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains ○ Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles ○ Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur 	6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal
			6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles
			6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur

Axe Stratégique	Objectifs	Stratégie	Programmes	
Axe Stratégique 7 Développement de nouvelles industries vertes	<ul style="list-style-type: none"> • Développer des nouvelles filières industrielles bas carbone et exploiter les relais de croissance potentiels de ces filières 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Explorer le potentiel et préparer le Sénégal au possible développement de l'économie de l'hydrogène vert ○ Exploiter le potentiel des énergies renouvelables dans le secteur industriel 	7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW
			7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur
			7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles
Axe Stratégique 8 Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture	<ul style="list-style-type: none"> • Assurer l'accompagnement bas carbone du développement du secteur primaire • Améliorant les conditions de vie des populations actives du secteur primaire • Améliorer l'accès à l'eau via des énergies renouvelables 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Développement des EnR pour l'accès à l'Eau ○ Développement des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche 	8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche
			8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur

4.3. Synthèse des besoins en investissement

4.3.1. Synthèse des besoins en investissement montant totaux et par Axe

#	Axe Stratégique	Montant (M EUR)
1	Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté	1 515
1Bis	Elimination du charbon, combustible fossile le plus polluant, du mix électrique du Sénégal	212
2	Accès universel et durable à l'électricité	3 255
3	Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes	117,6
4	Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel	603,2
5	Efficacité énergétique des industries minières et autres industries	49,5
6	Développement de la mobilité verte	3 372
7	Développement de nouvelles industries vertes	42
8	Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture	365
TOTAL		9 531

4.3.2. Détails des besoins en investissement par programmes de la stratégie pour chaque axe d'orientation stratégique

Axe 1 - Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté		
#	Programme	Montant (M EUR)
1.1 a	Développement et déploiement de 300 MWc de projets solaires PV : 3 Projets Quick Wins : <ul style="list-style-type: none"> • Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) • Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" • Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral" 	635
1.1 b	Développement de 400 MWc + BESS de capacité solaire PV	840
1.2	Renforcement et modernisation du réseau électrique	30
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	10
TOTAL		1 515

Axe 1Bis – Elimination du charbon, combustible fossile le plus polluant, du mix électrique du Sénégal		
#	Programme	Montant (M EUR)
1.4	Elimination du charbon du mix énergétique du Sénégal	212
1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de remplacement de la centrale charbon	5
1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée	2
1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée	200
1.4.5	Accompagnement de la Recherche-Développement & l'Innovation dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique	5
TOTAL		212

Axe 2 - Accès universel et durable à l'électricité		
#	Programme	Montant (M EUR)
2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	20
2.1.1	Renforcement des capacités	10
2.1.2	Renforcement de la gouvernance des acteurs	5
2.1.3	Promotion de la R&D	5
2.2	PUELEC	1074
2.2.1	Extension du réseau de Transport & de Distribution	598
2.2.2	Electrification par mini-réseaux	408
2.2.3	Electrification par SHS	68
2.3	Promotion des énergies renouvelables pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	1725
2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	436
TOTAL		3 255

Axe 3 - Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes		
#	Programme	Montant (M EUR)
3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre	105,22
3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	38,11
3.1.2	Déploiement de 270 000 biodigesteurs d'ici 2035	62
3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d'une unité par région	3,45
3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1,66
3.1.4.1	<i>Développement du gaz butane pour la cuisson propre</i>	1,59
3.1.4.2	<i>Développement cuisson électrique</i>	0,07
3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	12,36
3.2.1	Innovation technologique, recherche développement	1,69
3.2.2	Sensibilisation/communication et prise en compte de la dimension genre pour un usage durable des combustibles modernes	2,67
3.2.3	Amélioration de la gouvernance	8
TOTAL		117,58

Axe 4 - Maîtrise de la demande des secteurs public et résidentiel		
#	Programme	Montant (M EUR)
4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique	16,96
4.1.1	Amélioration du contrôle qualité	0,31
4.1.2	Mise en place d'une ESCO et développement de mécanismes de financement pour la MDE	3,1
4.1.3	Programmes de sensibilisation à l'efficacité énergétique	13,55
4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l'efficacité énergétique	570,22
4.2.1	Déploiement de solutions intégrées d'efficacité énergétique	232,79
4.2.1.1	<i>Eclairage général efficace</i>	35,37
4.2.1.2	<i>Eclairage public efficace</i>	184
4.2.1.3	<i>Equipements frigorifiques efficaces</i>	13,42
4.2.2	Amélioration de la performance énergétique et réduction des facture des bâtiments administratifs	337,43
4.2.2.1	<i>Mise à niveau des bâtiments publics et administratifs et réduction des factures</i>	283,43
4.2.2.2	<i>Intégration de systèmes solaires PV</i>	54
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	16,01
4.3.1	Renforcement des capacités	5
4.3.2	Promotion de la Recherche / Développement sur les technologies d'EE, du solaire et du digital	0,21
4.3.3	Mise en place d'un dispositif national d'agrément des experts et services EE et ENR et de filières de formation sur la maîtrise de l'énergie	0,2
4.3.4	Renforcer les dispositifs de planification et de suivi / évaluation	1,5
4.3.5	Déployer les représentations de l'AEME pour assurer un meilleur maillage territorial	7,6
4.3.6	Renforcer le cadre institutionnel de l'AEME	1,5
TOTAL		603,19

Axe 5 - Efficacité énergétique des industries minières et autres industries		
#	Programme	Montant (M EUR)
5.1	Poursuivre les effort de réduction d'émissions de GES du secteur du ciment	7,5
5.1.1	Identification du potentiel biomasse déchets et des besoins de financement	5
5.1.2	Etude du potentiel du ciment ternaire ou basse teneur en carbone	2,5
5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	11
5.2.1	Réaliser un audit énergétique et d'émissions de GES du secteur minier (extraction et transformation des minerais) et élaborer un plan de réduction ou de maîtrise des émissions et identifier les besoins en financement	3
5.2.2	Établir une évaluation exhaustive et un plan de valorisation des minerais stratégiques dans le cadre de la transition énergétique du secteur des industries minières.	3
5.2.3	Mise en place d'une stratégie de valorisation des potentiels et technologies d'économie d'énergie dans le secteur minier	5
5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	24
5.3.1	Mise en place des mécanismes de financement de l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	20
5.3.2	Déploiement du biogaz et de la cogénération dans l'industrie	4
5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	7
5.4.1	Mettre en place des labels et des certifications	2
5.4.2	Développer la formation professionnelle	5
	TOTAL	49,5

Axe Stratégique 6 - Développement de la mobilité verte		
#	Programme	Montant (M EUR)
6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal	3183,31
6.1.1	Restructuration et amélioration de la mobilité à Dakar	1043
6.1.1.1	<i>Restructuration du réseau de transport en commun</i>	600
6.1.1.2	<i>Amélioration de la gestion de la circulation</i>	190
6.1.1.3	<i>Pérennisation du financement du transport urbain</i>	253
6.1.2	Développer des systèmes de transports en commun bas carbone à Dakar	1909
6.1.2.1	<i>Etudes détaillées de lignes nouvelles de BRT et de transports bas carbone</i>	91
6.1.2.2	<i>Développer des nouvelles lignes et systèmes TSCP / BRT</i>	1 818
6.1.3	Développement des transports en commun bas carbone à Mbour, Thiès, Saint-Louis, Touba-Mbacké, Kaolack, Ziguinchor	231,31
6.1.3.1	<i>Elaboration de plans de mobilité urbaine et études complémentaires</i>	5,05
6.1.3.2	<i>Réalisation d'infrastructures et d'équipements de transport</i>	133
6.1.3.3	<i>Mise en place de services de transports collectifs</i>	84,81
6.1.3.4	<i>Pilotage du développement de programmes</i>	8,45
6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	111,1
6.2.1	Mettre en place les filières de méthanisation et de production du BioGNV	100
6.2.2	Développer la filière électrique	11,1
6.2.2.1	<i>Etudes d'opportunité et de stratégie de développement</i>	5
6.2.2.2	<i>Déploiement pilote de bornes de recharge dédiées alimentées par des sources d'électricité bas carbone</i>	6,1
6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	77,5
6.3.1	Renforcer la gouvernance du secteur de la mobilité	1,5
6.3.2	Renforcement des capacités et professionnalisation des acteurs en charge de la mobilité	76
	TOTAL	3371,91

Axe 7 - Développement de nouvelles industries vertes		
#	Programme	Montant (M EUR)
6.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	5
6.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2
6.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	35
	TOTAL	42

Axe 8 - Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture		
#	Programme	Montant (M EUR)
8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	350
8.1.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau	
8.1.2	Développement des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	
8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	15
	TOTAL	365

4.4. Axe stratégique 1 - Augmentation de la part EnR dans un réseau modernisé et interconnecté

4.4.1. Résumé synthétique – Axe Stratégique 1

Pour l’Axe Stratégique 1, la stratégie du Plan d’Investissement s’articule autour de 3 programmes:

#	Programme
1.1	Développement et déploiement de 300 MWc de projets solaires PV :
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.a : 3 Projets Quick Wins : <ul style="list-style-type: none"> ○ Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) ○ Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" ○ Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Lerat"
	1.1.b : 400 MWc + BESS de projets solaires additionnels à financer
1.2	Renforcer et moderniser le réseau électrique
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables

Tableau 1 : Programmes de l’Axe Stratégique 1

Le contenu de ces programmes, et surtout, la puissance renouvelable (en MW) nécessaire pour atteindre l’objectif de 40% de puissance renouvelable dans le mix énergétique 2030, varie selon les modalités de comptabilisation des batteries (BESS) dans le système électrique sénégalais.

Deux cas sont envisageables:

- 1) Cas 1 : Les BESS sont comptabilisées comme puissance renouvelable
- 2) Cas 2 : Les BESS sont comptabilisées comme actifs réseau

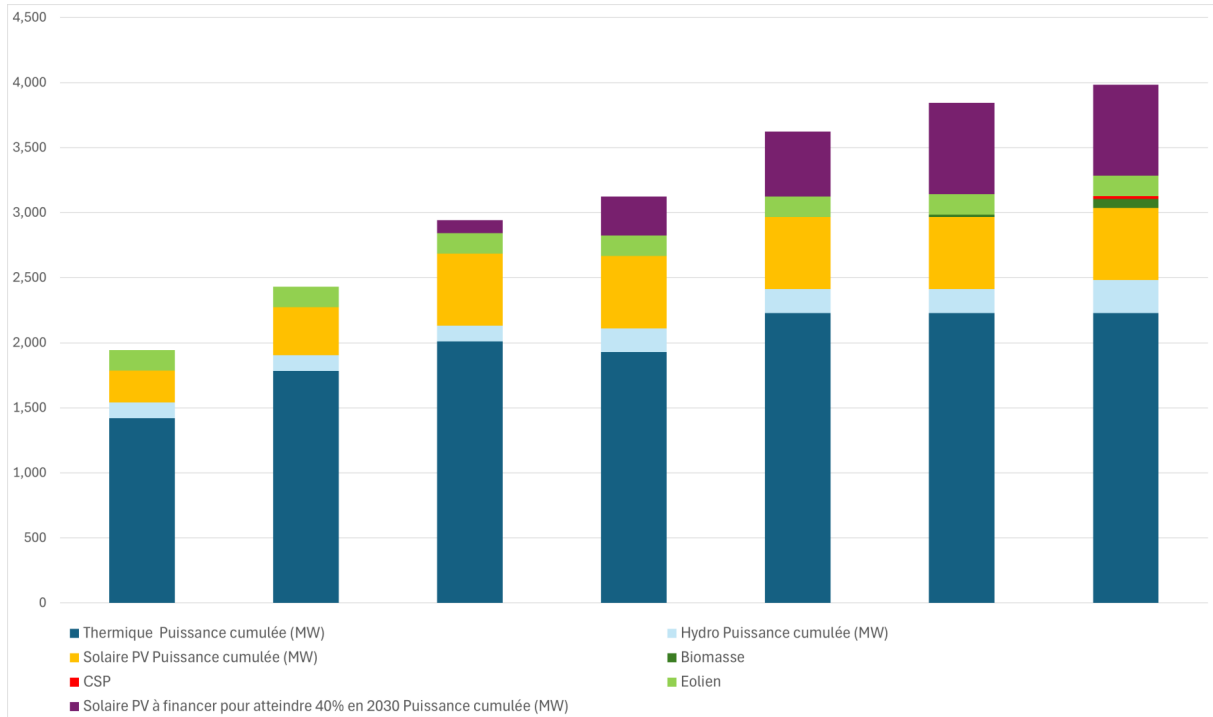
Le plan d’Investissement considère le cas 2 et ne comptabilise pas les BESS comme puissance renouvelable. Les BESS ne sont donc pas prises en compte dans le calcul de la puissance installée du mix électrique, conformément à la décision prise lors du COPIL du 23 janvier 2025.

Puissance renouvelable à installer pour atteindre les 40% d’énergie renouvelable en puissance installée dans le mix électrique 2030

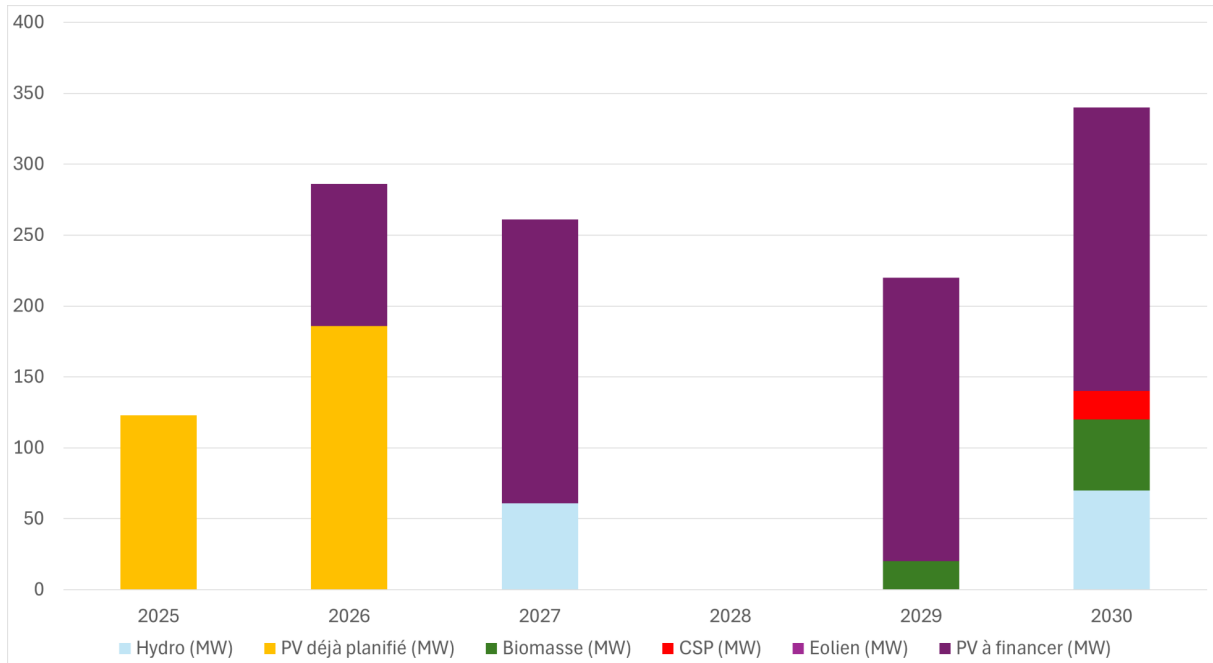
Il est nécessaire de déployer 300MWc de PV additionnels aux projets EnR déjà planifiés (Voir Annexe 10) d’ici 2030 pour atteindre les 40% d’énergie renouvelable en puissance installée dans le mix électrique, ce qui signifie la capacité renouvelable à déployer :

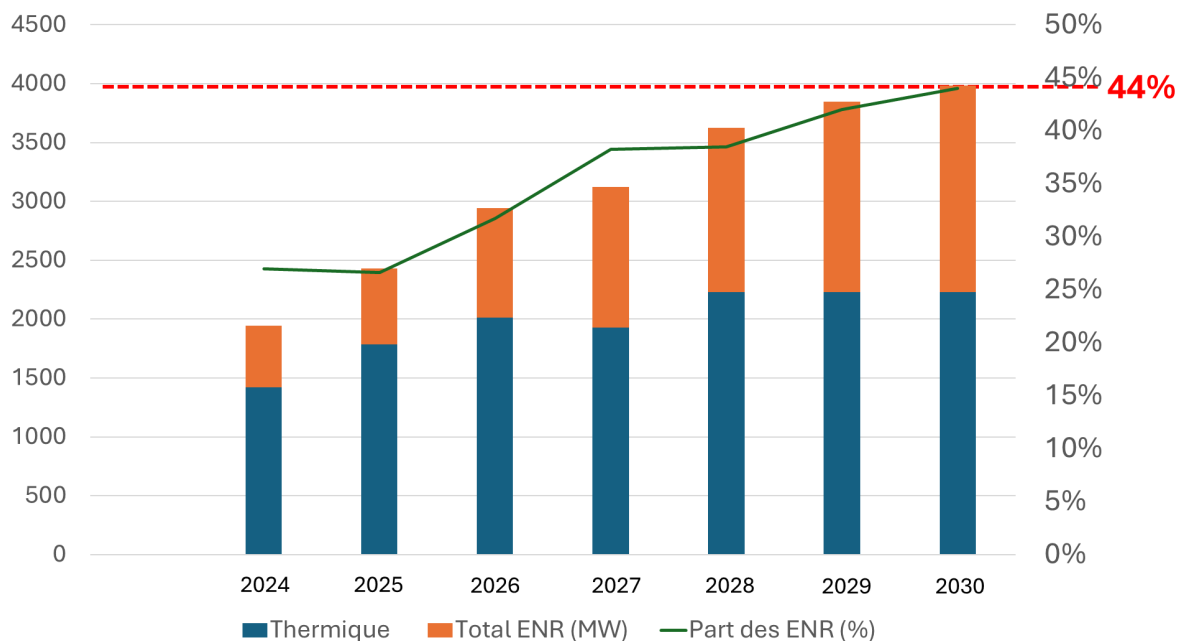
- 315 MW Hydroélectricité régionale
- 309 MW PV déjà planifiés
- 50 MW Biomasse
- 20 MW CSP
- 300 MWc de puissance PV à financer : organisés en 3 projets « Quick Wins » de 100 MWc détaillés dans les sections suivantes

Evolution du mix électrique d'ici 2030



Puissance renouvelable additionnelle à installer par an et par technologie





Le chiffre de 44% est dû au remplacement de 184 MW de puissance hydroélectrique (Kaleta et Souapiti) par 400 MWc de solaire PV.

Le facteur de charge plus faible du solaire PV nécessite une puissance installée plus importante que l'hydro pour produire la même quantité d'énergie électrique.

Il est essentiel de réaliser au plus vite l'étude de stabilité réseau QW#8 pour définir une trajectoire EnR et réseau compatible avec la transition énergétique.

Situation Actuelle / Contexte	Objectifs
<ul style="list-style-type: none"> • Une prédominance des énergies fossiles et notamment du Fioul Lourd pour produire l'électricité • Cette prédominance se traduit par un facteur d'émission électrique élevé (0.64tCO₂eq. / MWh en 2023). • Les nouvelles centrales CCGT et le gaz réduiront le facteur d'émission électrique • Avec néanmoins un taux de pénétration des ENR déjà significatif : Les EnR comptent pour 27% de la puissance installée en 2024 et produisent 18% de l'électricité • Une électricité chère, qui pèse sur les finances publiques: chaque kWh produit a un impact négatif sur les finances publiques • Un contexte de forte hausse de la demande en électricité qui va nécessiter la mise en service de nouveaux moyens de production (plus de 900 MW supplémentaires d'ici 2030, plus de 2700 MW supplémentaires d'ici 2040) • Une courbe de charge avec une pointe maximale la nuit 	<p>Objectifs JETP :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 40% de son mix électrique d'ici 2030 • Réaliser une transition du mix électrique des combustibles très polluants vers des énergies propres dans une logique de baisse des émissions du secteur <p>Objectif SND :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 36.1% de son mix électrique en 2029 • Minimiser les coûts de production pour assurer le tarif le plus compétitif possible pour les utilisateurs • Créer des champions nationaux et accroître la souveraineté énergétique du Sénégal • Développer le 'made in Sénégal' • Assurer un coût compétitif de l'électricité
Consensus / hypothèses de base	
<ul style="list-style-type: none"> • Le solaire PV est la technologie la mieux adaptée pour augmenter significativement et durablement la part EnR au Sénégal d'ici 2030, mais il est nécessaire de l'associer à du stockage. • Le cadre réglementaire, en phase d'amélioration continue, et de publication des derniers textes réglementaires associés au Code de l'électricité, est adapté aux objectifs • 2 structurations sont possibles : IPP (project finance) ou EPC + F (dette publique). Il conviendra cependant de limiter l'endettement de l'Etat du Sénégal • La Stratégie Nationale de Développement fixe des objectifs de développement local et de création d'entreprises sénégalaise de plus grande taille 	

Stratégie de développement

- Déployer la **capacité additionnelle renouvelable** pour atteindre 40% de puissance renouvelable en 2040 : + 700 MWc de projets Solaires PV :
- **Dont : 300 MWc de Projets Quick Wins identifiés et rapidement déployables**
 - Projet Quick Win 1 : 100 MWc EPC JETP (JETP 1 & JETP2) + BESS
 - Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP “Champions nationaux »
 - projet Quick Win 3 : 100 MWc IPP “Leral »
- **Et 400 MWc additionnels permettant de remplacer la production électrique de Kaleta et Souapiti**
sous réserve des résultats de l’étude Quick Win #8 (Etude de stabilité et d’équilibre offre demande du réseau)
- Renforcer et moderniser le réseau
- Mettre en place un programme de renforcement des compétences
- Maximiser la valeur créée au Sénégal
- Créer un ou des champions nationaux des énergies renouvelables en optimisant les conditions de financement

Axe Stratégique 1

#	Programme	Montant (M EUR)
	Développement et déploiement de 700 MWc de projets solaires PV, qui se composent en :	1 475
1.1	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.a : 3 Projets Quick Wins : <ul style="list-style-type: none"> ○ Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) ○ Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" ○ Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral" 	635
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.b : 400 MWc + BESS de projets solaires additionnels à financer 	840
1.2	Renforcement et modernisation du réseau électrique *	30
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	10
	TOTAL	1 515

4.4.2. Situation actuelle

4.4.2.1. Situation actuelle du secteur de l'électricité



Une prédominance des énergies fossiles et notamment du Fioul Lourd pour produire l'électricité

82% de l'électricité est produite par des fossiles



Cette prédominance se traduit par un contenu carbone élevé de l'électricité

Le facteur d'émission est de **0.64tCO₂eq.** en 2023



Avec néanmoins un taux de pénétration des ENR déjà significatif

Les EnR comptaient pour **26% de la puissance installée** à fin 2024



Un contexte de forte hausse de la demande en électricité qui va nécessiter la mise en service de nouveaux moyens de production et une modernisation du réseau électrique

Une demande de près de 12 TWh en 2030, soit un quasi doublement en 7 ans



Une électricité chère, qui pèse sur les finances publiques

Les subventions à l'énergie représentent **plus de 4% du PIB**



Les défis de la transition énergétique du secteur vont nécessiter un effort important de renforcement de capacités des acteurs publics et privés

L'ensemble des métiers de la chaîne de valeur et de la gouvernance du secteur est impacté

4.4.3. Rappel des sources des données et hypothèses

Les données et hypothèses de trajectoire de la puissance installée renouvelable proviennent :

- Des données et documents fournis par SENELEC (Voir Annexe 10 – Liste des projets PV planifiés)
- Des scénarios issus de l'étude dite « IRENA »

L'analyse des différents scénarios détaillés dans l'étude IRENA montre une convergence des différents scénarios IRENA et de la trajectoire SENELEC à horizon 2030, puis une divergence au-delà de 2030.

Il est également rappelé que l'horizon temporel du Plan d'Investissement s'étend jusqu'à 2030.

4.4.4. Eléments sur la trajectoire du mix électrique à horizon 2030

La trajectoire permettant d'atteindre 40% de puissance renouvelable en 2030 est principalement issue de la trajectoire détaillée par SENELEC dans son schéma directeur de production. Les projets contractuellement décidés ou définis ont été pris en compte

D'autres éléments ont permis d'alimenter la réflexion sur cette trajectoire, et notamment les modélisations issues des travaux réalisés avec le soutien de l'IRENA.

4.4.4.1. Revue du rapport de modélisation produit dans le cadre de la collaboration entre le Ministère en charge de l'énergie du Sénégal, le Programme Energie Durable de la GIZ et l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables

Les travaux de modélisation témoignent d'un travail collaboratif important de la part des acteurs impliqués. Ils permettent de mettre en lumière plusieurs aspects essentiels et hypothèses de la trajectoire énergétique du pays.

• Points clés :

- a) Les projets hydroélectriques régionaux sont pris en compte pour la trajectoire énergétiques et donc pour l'atteinte de l'objectif de 40% de puissance renouvelable en 2030
- b) Les scénarios IRENA et le plan directeur de SENELEC considèrent une production brute d'électricité >12 TWh par an en 2030
- c) Le prix du gaz naturel est un élément essentiel des projections de coût de l'énergie
- d) La disponibilité du gaz naturel domestique a un impact très important sur la trajectoire énergétique
- e) Les modélisations ne mettent pas en évidence de différence de coût de l'électricité entre les scénarios (10 scénarios sur 11) à horizon 2030 (compte tenu du fait qu'une part importante des projets sont déjà engagés et de l'intégration de la contrainte de 40% d'ENR dans le mix en 2030, soit 2 raisons qui limitent les marges de manœuvre des simulations) et aucune différence significative en 2040

a) Projets Hydroélectriques régionaux

Les différents scénarios IRENA, mais également le plan directeur de SENELEC, incluent les projets hydroélectriques régionaux. A horizon 2030, 4 projets hydroélectriques sont ainsi comptabilisés pour rajouter 315 MW renouvelables dans le mix électrique du Sénégal :

- 2026 : Kaleta (48 MW)
 Souapiti (136 MW)
- 2027 : Sambagalou (61 MW)
- 2030 : Koukoutamba (70 MW)

A date, seuls 2 projets hydroélectriques ont une quote-part contractuelle définie pour le Sénégal

Centrale	Puissance Totale (MW)	Quote-part du Sénégal	Puissance pour le Sénégal (MW)
Kaleta	240	Non définie	Non définie
Souapiti	450	Non définie	Non définie
Sambagalou	128	47,65%	61
Koukoutamba	294	23,81%	70

La trajectoire est en ligne avec le pilier 2 du Pacte National pour l'énergie, en tirant parti des avantages d'une intégration régionale accrue

- *Risques identifiés :*

#	Risque identifié	Mitigation possible
1	Retard dans la contractualisation	<ul style="list-style-type: none"> • Accélération du processus de contractualisation et
2	Absence de contractualisation et de puissance disponible	<ul style="list-style-type: none"> • Remplacement de l'énergie prévisionnelle par d'autres sources renouvelables
3	Retard dans la construction et la mise en service des centrales hydroélectriques régionales	<ul style="list-style-type: none"> • Accélération du calendrier de déploiement d'autres sources renouvelables • Accroissement du facteur de charge des centrales à gaz issu des champs domestiques

Conséquence de l'identification de ces risques :

Parmi les risques identifiés figure les retards dans la contractualisation de centrales électriques à venir. Ce risque est susceptible de se réaliser pour l'ensemble des centrales prévues, le cas de la non-contractualisation des projets Hydro de Kaleta et Souapiti, pour lesquels la quote-part de SENELEC n'est pas encore définie contractuellement, a été défini comme scénario de référence.

Cette puissance cumulée non encore contractuellement définie représente 184 MW.

Le remplacement de 184 MW de puissance hydroélectrique ne peut pas être effectué par une puissance solaire PV équivalente compte tenu des facteurs de charge différents de chacune des 2 technologies.

Afin de produire la même quantité d'énergie et assurer une production électrique équivalente, il convient de remplacer les 184 MW hydro par 400 MWC de puissance solaire PV³⁸ (Puissance définie dans le programme 1.1 b, qui devra être confirmée par l'étude de stabilité réseau (Quick Win #8)

Nous attirons l'attention sur le fait que ce scénario devra faire l'objet d'études de réseau détaillées de la part de SENELEC dans le cas où il se confirmerait que les 184 MW de puissance hydro ne pourraient pas être pris en compte dans le mix électrique du Sénégal.

L'évolution du mix électrique selon cette variante serait le suivant :

Année	Thermique (MW)	Hydro	Eolien	Biomasse	CSP	Projets PV existants	Projets PV décidés	Projets PV à financer	TOTAL Réseau	Total ENR (MW)	Part des ENR (%)
2024	1 421	121	158	0	0	250		0	1 950	529	27%
2030	2 230	252	158	70	20	250	309	700	3 989	1 759	44,1%

Il est à noter que dans ce cas de figure, la puissance installée EnR dépasserait largement l'objectif de 40% avec plus de 44% en 2030.

Néanmoins, une étude détaillée de l'impact de ce scénario sur le réseau et l'équilibre offre demande devra être réalisée par SENELEC (proposée comme Quick Win #8).

b) Production brute d'électricité en 2030

Le schéma directeur de SENELEC et les scénarios IRENA ont une hypothèse commune de production brute d'électricité >12 TWh en 2030. Cela signifie que dans le cas du remplacement d'une source de production par une autre, la source alternative devra assurer une production équivalente.

c) Prix du gaz naturel

Si 40% de la puissance électrique à minima est renouvelable en 2030, cela signifie que 60% de la puissance et une part encore plus importante de l'énergie finale seront d'origine thermique. La stratégie gaz to Power considère que le combustible sera le gaz naturel.

Cette part prépondérante du gaz naturel dans l'énergie finale en 2030 signifie que le prix du gaz naturel rendu centrale est un élément déterminant du coût complet de l'électricité réseau en 2030.

³⁸ Facteurs de charges retenus :

- 45% Hydroélectricité (source : rapports annuels SENELEC)
- 19% - 20 % PV (source : Rapports annuels et Plan Directeur de production SENELEC)

Les scénarios IRENA ne précisent pas les hypothèses de prix du gaz domestique utilisé pour les modélisations (seul un prix du marché international de 12.5 USD/Gj - soit 11,84 USD/MMBTU est mentionné) et ne comportent pas de sensibilité au prix du gaz naturel.

Il pourrait être utile de mesurer la sensibilité du coût complet de l'électricité en 2030 et/ou en 2040 au coût du gaz domestique rendu centrale. Il s'agit là d'un impact majeur sur le coût de l'électricité en 2030 qui nécessiterait des analyses complémentaires.

D'autre part, dans l'éventualité où une partie du gaz naturel utilisé dans les centrales thermiques proviendrait de GNL regazéifié, ce gaz naturel aurait un coût livré centrale très probablement bien supérieur au gaz naturel domestique. D'un point de vue économique, sa compétitivité devrait être évaluée par rapport au coût du HFO.

d) Disponibilité du gaz naturel

Les modélisations IRENA mettent également en lumière l'impact du calendrier de disponibilité du gaz naturel domestique. Les retards dans la disponibilité du gaz naturel domestique, donc à un tarif supposé compétitif, ont un impact potentiel significatif sur le coût de l'électricité et sur le calendrier de déploiement des centrales thermiques, ainsi que sur leur facteur de charge potentiel.

e) Prix de l'électricité selon les scénarios IRENA

L'analyse des différents scénarios IRENA montre également une convergence des prix à horizon 2030. A l'exception du scénario « Gaz Prix Fort », la modélisation indique un prix de 88 USD/MWh.

A horizon 2040, toujours à l'exception du scénario « Gaz Prix Fort », les écarts entre les différents scénarios sont toujours extrêmement faibles (de 83,6 USD/MWh à 88,31 USD/MWh, soit 5% d'écart, à 15 ans, sans que les fourchettes de résultats du modèle et des modélisations soient précisées.

\$/MWh	Sans Contraintes	CapaciteER 40	CapaciteER 40delaygaz	CapaciteER 40libre	CapaciteER 40BD	CapaciteERA 0HD	TakeorPay	CapaciteER 40sansHR	CapaciteER40libre windcut10	CapaciteERA 0libreHD	GazPrixFort
2022	149.12	149.12	149.12	149.12	149.12	149.12	149.12	149.12	149.12	149.12	149.12
2023	147.80	147.80	147.80	147.80	147.80	147.80	147.80	147.80	147.80	147.80	147.80
2024	153.88	153.88	153.88	153.88	153.88	153.88	153.88	153.88	153.88	153.88	146.75
2025	129.11	129.11	129.11	129.11	129.13	130.04	138.29	129.11	129.11	130.04	134.09
2026	131.85	131.85	131.85	131.85	132.48	130.99	135.63	131.85	131.85	130.98	134.46
2027	134.11	134.11	134.11	134.11	135.10	133.98	140.00	134.11	134.11	133.98	137.80
2028	125.05	125.05	125.05	125.05	125.91	124.89	126.81	125.05	125.05	124.89	128.51
2029	92.28	92.28	125.94	92.27	93.08	92.19	123.05	92.27	92.27	92.22	125.22
2030	88.06	88.22	88.31	88.09	88.41	88.50	88.05	88.24	88.06	88.25	115.79
2031	84.68	84.82	84.97	84.70	84.88	85.51	84.68	84.84	83.87	85.31	111.72
2032	84.86	85.00	85.11	84.87	85.04	86.37	84.85	85.04	84.66	85.52	111.62
2033	85.01	85.23	85.30	85.00	85.21	86.98	85.01	85.24	81.82	85.68	111.54
2034	85.25	85.83	86.21	85.28	85.61	87.53	85.27	85.62	81.79	85.93	111.49
2035	82.63	86.90	86.99	82.66	86.02	88.08	82.61	86.17	82.03	86.08	108.86
2036	82.61	86.67	86.73	82.64	85.93	87.80	82.59	85.93	81.39	83.78	108.03
2037	83.00	87.00	87.06	83.03	86.41	88.10	82.98	86.71	82.04	84.34	107.92
2038	83.56	87.43	87.50	83.59	86.82	87.75	83.54	86.09	82.69	84.90	107.50
2039	84.37	86.06	86.12	84.40	87.15	87.23	84.35	86.02	82.88	85.58	107.62
2040	85.33	87.18	87.23	85.35	86.38	88.31	85.37	87.10	83.60	86.50	108.07

Figure 52 : Prix de l'électricité des différents scénarios IRENA

4.4.4.2. *Éléments contextuels sur les trajectoires prises en compte pour le plan d'investissement*

Le plan d'investissement et son alternative étudiée s'appuient sur les **données disponibles**, à la fois sur la composante renouvelable, mais également thermique.

La trajectoire de déploiement des capacités de production futures est **susceptible de faire l'objet de retards ou de modifications** dans les années à venir, toutes technologies confondues.

Certaines technologies envisagées par SENELEC à horizon 2030 devront également faire l'objet de confirmation de faisabilité lors des phases préparatoires à leur déploiement :

- *Biomasse* : une étude complémentaire sur la disponibilité de la ressource et sur la faisabilité technico-économique de l'approvisionnement en biomasse seront nécessaires au préalable.
- *CSP* : si les prévisions de CAPEX envisagent une baisse des coûts du CSP et une compétitivité meilleure en 2030, il conviendra également de s'assurer de l'opportunité de déployer une capacité, certes limitée, en CSP.
- Dans les 2 cas, un remplacement par du solaire PV ou éolien avec stockage pourrait être étudiée.

Si des éléments apportés lors de mises à jour de la trajectoire prévue, le remplacement de capacité de production par d'autres sources, et notamment par des sources intermittentes, devra faire l'objet d'études détaillées sur la faisabilité de cette trajectoire au regard de l'impact sur le réseau, sur l'équilibre offre demande, et sur le coût complet de l'électricité.

Le Plan d'Investissement devra alors être ajusté en conséquence.

4.4.5. Objectifs de l'Axe Stratégique 1 à horizon 2030

Les objectifs de l'Axe Stratégique 1 sont les suivants :

Objectifs JETP :

- Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 40% de son mix électrique d'ici 2030
- Assurer l'intégration des EnR dans un réseau modernisé
- Réaliser une transition du mix électrique des combustibles très polluants vers des énergies propres dans une logique de baisse des émissions du secteur

Objectif SND :

- Porter la part des énergies renouvelables en capacité installée à 36.1% de son mix électrique en 2029

- Minimiser les coûts de production pour assurer le tarif le plus compétitif possible pour les utilisateurs
- Créer des champions nationaux et accroître la souveraineté énergétique du Sénégal
- Développer le ‘made in Sénégal’
- Assurer un coût compétitif de l’électricité

4.4.6. Consensus et hypothèses de base

- Le solaire PV est la technologie la mieux adaptée pour augmenter significativement et durablement la part EnR au Sénégal à horizon 2030
- Le stockage est indispensable pour atteindre l’objectif de 40% de puissance renouvelable dans le mix électrique. Si au-delà de 2030 le stockage par STEP pourra favoriser l’inclusion des renouvelables intermittents, à horizon 2030, la seule option réside dans les systèmes de stockage par batteries (BESS).

Il est donc indispensable d’investir dans les BESS en parallèle du déploiement des nouvelles capacités renouvelables

- Le cadre réglementaire, en phase de publication des derniers textes réglementaires associés au Code de l’électricité, est adapté aux objectifs.
- Si deux grands types de structurations sont possibles :
 - IPP (project finance)
 - EPC + F (dette publique)

Il conviendra cependant de prendre en considération la contrainte de limiter l’endettement de l’Etat du Sénégal

- La Stratégie Nationale de Développement fixe des objectifs de développement local, de densification du tissu économique et de création d’entreprises sénégalaise de plus grande taille. Le déploiement de capacités additionnelles renouvelables dans un contexte de quasi doublement de la puissance électrique installée est une opportunité de création de valeur ajoutée, de développement du secteur privé local.

L’objectif de 40% de puissance renouvelable dans le mix électrique en 2040 doit ainsi être transformé en opportunité de création d’emplois, de filières, de montée en puissance des capacités locales. Il s’agit d’un enjeu important dans le cadre de la dimension juste de la transition énergétique.

4.4.7. Stratégie et programmes permettant d’atteindre les objectifs

La stratégie s’articule autour de 3 grands axes programmatiques :

Programmes	
1.1	Développement et déploiement de 700 MWc de projets solaires PV qui se décomposent en
	1.1 a: 300 MWc + BESS: 3 Projets “Quick Wins » <ul style="list-style-type: none"> • Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) • Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" • Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"
	1.1 b: 400 MWc + BESS : puissance additionnelle PV permettant de remplacer la production électrique de Souapiti et Kaleta
1.2	1.2.1 Renforcer et moderniser le réseau électrique
	1.2.2 Installation de BESS
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables

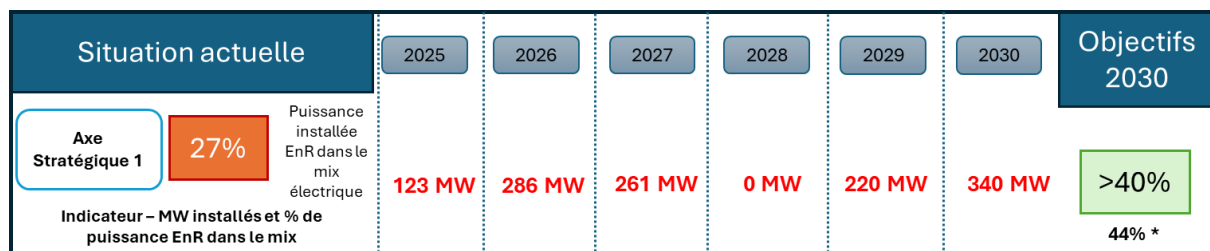
Tableau 2 : Axes programmatiques de la stratégie de l’Axe Stratégique 1

Suivi et mesure de la stratégie

La stratégie permettant d’atteindre l’objectif de 40% d’énergies renouvelables en puissance installée du mix électrique du Sénégal aura pour indicateurs :

- Le % de la puissance installée
- La capacité installée (en MW)

La capacité additionnelle renouvelable installée par année est la suivante, et permet d’atteindre 40% de puissance installée renouvelable en 2030 :

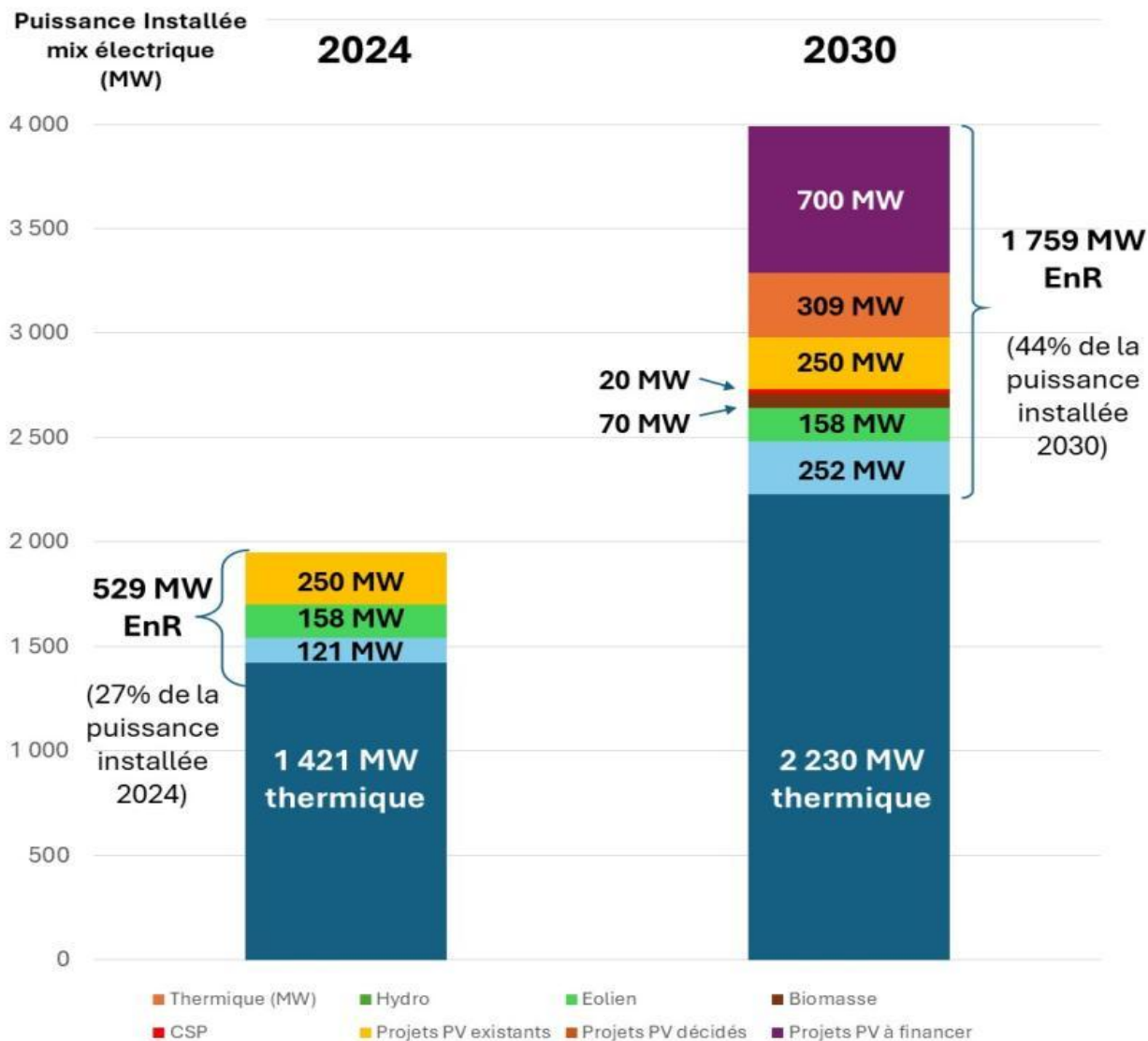


* Le remplacement d’une puissance hydro de 184 MW par une puissance PV de 400 MWc permettant de produire la même quantité d’électricité devra être validé par l’étude de stabilité réseau (QW #8).

En l’état actuel de la trajectoire, les ENR représenteront 44% de la puissance installée en 2030.

4.4.7.1. Programme 1.1 : Déployer 700 MWc de puissance solaire PV additionnelle aux projets déjà planifiés

La puissance électrique installée en 2024 était de 1950 MW, dont 1421 MW Thermique (HFO + charbon) et 529 MW renouvelables (soit 27 % de la puissance installée totale)



La trajectoire de référence amène à une puissance installée totale de 3 989 MW en 2030, dont 2 230 MW thermique et 1 759 MW renouvelables, **soit 1 230 MW renouvelables additionnels** d’ici 2030.

Ces 1 230 MW renouvelables se décomposent ainsi :

- 315 MW additionnels de puissance hydroélectrique (centrales hydroélectriques régionales de *Kaleta, Souapiti, Sambangalou* et *Koukoutamba*)
- 309 MW de projets solaire PV déjà planifiés (projets *Walo, Kolda 1, Kolda 2, Nexentury, Niakhar, Sansolar, Tambasolar, Serengeti*)
- 70 MW de biomasse et 20 MW de CSP

- 700 MWc de projets solaires à financer : Parmi ces 700 MWc figurent les 3 projets Quick Wins pouvant être déployés rapidement et détaillés ci-après.

Le Programme 1.1 : 300 MW de projets solaires à financer a été identifié comme Quick Win. Il se compose de 3 projets référence de 100 MW chacun³⁹ :

4. **Le Projet EPC F (JETP1 / JETP2)** 100 MWc PV+ BESS 60MW/180MWh
5. **Le Projet IPP « Champions Nationaux »** 100 MWc PV + BESS 60MW/180MWh
6. **Le Projet IPP « Leral »** 100 MWc PV + BESS 60MW/180MWh

Chaque projet est une solution différente, avec chacune ses spécificités. Chacun de ces projets vise néanmoins à maximiser la **valeur ajoutée pour le Sénégal et pour les Sénégalais**. Ces projets ont été identifiés comme projets quick wins.

Une approche optimisée pour réduire les coûts, maximiser le made in Sénégal et créer des emplois

Les 3 projets sont développés sur la même base technique, et le mode de contractualisation privilégié est l'**Appel d'Offre international** pour un EPC de 3 x 100 MW⁴⁰.

On recherchera le lieu avec le meilleur ensoleillement pour **maximiser le facteur de charge**. Comme évoqué dans le Plan Solaire du Sénégal (cf. 8.7) le déploiement de ces 3 projets de grosse capacité est une opportunité pour :

- Installer **une unité de montage de panneaux / batteries** locale (condition d'attribution du Contrat EPC)
- Renforcer **l'exigence sur le contenu local**
- Développer une **expertise technique locale** dans les études et la conception des projets solaires

Ces éléments permettront au Sénégal un positionnement optimal pour les 400 MWc restants à développer et déployer d'ici 2030.

Le Projet : EPC F (JETP1 / JETP2) 100 MW PV+ BESS 60MW/180MWh

(Projets EPC, 2 X50 MW, prévus à Thiès & Touba, avec financement AFD)

Le financement optimal pourrait prendre la forme suivante, avec notamment un Prêt Concessionnel (taux utilisé de 1% à titre indicatif pour les simulations)

³⁹ Pour des raisons d'homogénéité, chacun des 3 projets reprend le même format technique et économique (hypothèses NREL³⁹, soit un coût EPC de ~1,12 MEUR / MW PV et de ~1,38 MEUR / MW)

⁴⁰ Effet de standardisation, de massification, de concurrence optimisée

Emplois en MEUR		Ressources
EPC	190	Prêt Concessionnel
Etudes / conseil	5	AT
Terrain / emprises	1,9	Subvention
Coût financement	5,7	Prêt Concessionnel
	202,6	

Le Projet IPP « Champions Nationaux » 100 MW PV + BESS 60MW/180MWh

Projets identifiés dans la liste des projets décidés à Koungheul & Linguère ; transformés en Projet IPP « Champions nationaux »

Emplois en MEUR		Structuration Financière / Ressources		Qui
EPC	190	pure equity	3,63	Fonsis / Senelec / Privés Sénégalais
Etudes / conseil	5	dette mezzanine	32,65	Prêt Concessionnel JETP
Terrain / emprises	1,9	AT	5,00	AT JETP
Coût financement	19	Subvention	1,90	Subvention JETP
	215,9	dette senior	172,72	Prêt Concessionnel JETP
			215,90	

Les principes qui guident ce modèle IPP Champions Nationaux sont :

- Un projet IPP avec un actionnariat 100% Sénégalais avec une SPV composée possiblement de Fonsis, Senelec et des actionnaires privés Sénégalais
- Une effet de levier maximal (tant sur la dette mezzanine, que sur la dette senior) pour réduire le montant à financer par les Sénégalais
- Un coût minimal des 2 dettes grâce au Prêt Concessionnel (taux utilisé de 1% à titre indicatif pour les simulations)

Ce modèle de financement repose sur une contribution exceptionnelle du JETP

Le Projet IPP « Leral » 100 MW PV + BESS 60MW/180MWh

Nouveaux projets de 100 MW pour atteindre 40%

Emplois en MEUR		Structuration Financière / Ressources		Qui
EPC	190	pure equity	3,63	Senelec / Fonds Leral
Etudes / conseil	5	dette mezzanine	32,65	Prêt Concessionnel JETP
Terrain / emprises	1,9	AT	5,00	AT JETP
Coût financement	19	Subvention	1,90	Subvention JETP
	215,9	dette senior	172,72	Prêt Concessionnel JETP
			215,90	

Les principes qui guident ce modèle IPP « Leral » sont :

- Un projet IPP avec un actionnariat 100% Sénégalais avec une SPV composée possiblement de Senelec et du Fonds « Leral »

- Une effet de levier maximal (tant sur la dette mezzanine, que sur la dette senior) pour réduire le montant à financer par les Sénégalais
- Un coût minimal des 2 dettes grâce au Prêt Concessionnel (taux utilisé de 1% à titre indicatif pour les simulations)

Ce modèle de financement repose sur une contribution exceptionnelle du JETP et sur le Fonds « Leral »

Le Fonds « Leral » : « un Fonds « Leral » collecterait ses ressources auprès des ménages ou entreprises sénégalaises et de certaines institutions partenaires. Ces ressources seront utilisées sous forme de financement « blended » destiné aux projets solaires. L'accès à des subventions et des ressources concessionnelles des institutions partenaires permettra au Fonds « Leral » d'avoir un financement blended qui sera en attente de rémunération plus faible que celles des champions nationaux ou des banques commerciales.

Le Fonds « Leral », qui est, in fine, une source ce financement, pourrait le cas échéant être utilisé dans les projets EPCF (par exemple, en cas de contrepartie Etat ou Senelec) et les projets champions nationaux.

L'évolution du mix électrique est illustrée dans le tableau ci-après :

L'évolution prévisionnelle du mix électrique du Sénégal est la suivante :

Année	Thermique		Hydro		Solaire PV		Biomasse	CSP	Eolien	Solaire PV à financer		TOTAL Réseau	Total ENR (MW)	Part des ENR (%)
	Puissance cumulée (MW)	Détails	Puissance cumulée (MW)	Détails	Puissance cumulée (MW)	Détails				Puissance cumulée (MW)	Détails			
2025	1 785	<ul style="list-style-type: none"> +115 MW Extension Karpower -51 MW déclassés moteurs + 300 MW WAE 	121		368	<ul style="list-style-type: none"> +16 MWc Walo + 30 MWc Kolda 1 +30 MWc Kolda 2 + 17 MWc Nexentury + 30MWc Niakhar 	0	0	158	0		2 432	647	27%
2026	2 010	<ul style="list-style-type: none"> +225 MW Gandon Saint Louis 	121		554	<ul style="list-style-type: none"> +30MWc Sensolar +100MWc Tamba Solar +56 MWc Serengeti 	0	0	158	100	<ul style="list-style-type: none"> +QW1: 100 MWc JETP1 + JETP2 	3 143	1 133	36%
2027	1 930	<ul style="list-style-type: none"> +120 MW GTI2 déclassement 200 MW Karpower 	182	<ul style="list-style-type: none"> +61 MW Sambangalou 	554		0	0	158	300	<ul style="list-style-type: none"> + QW2: 100 MWc IPP "Champions Nationaux" + QW3: 100 MWc IPP "Leral" 	3 524	1 594	45%
2028	2 230	+300 MW Mboro	182		554		0	0	158	300		3 824	1 594	42%
2029	2 230		182		554		20	0	158	500	+ 200 MWc IPP remplaçant Hydro	3 844	1 614	42%
2030	2 230		252	+70 MW Koukoutamba	554		70	20	158	700	+ 200 MWc IPP remplaçant Hydro	3 984	1 754	44%

Figure 53 : Axe Stratégique 1 – Détails de la puissance incrémentale du mix électrique sénégalais 2024 – 2030

Figure 54 : Axe Stratégique 1 – Visualisation de l'évolution du mix électrique sénégalais 2024 – 2030 – détail des filières EnR

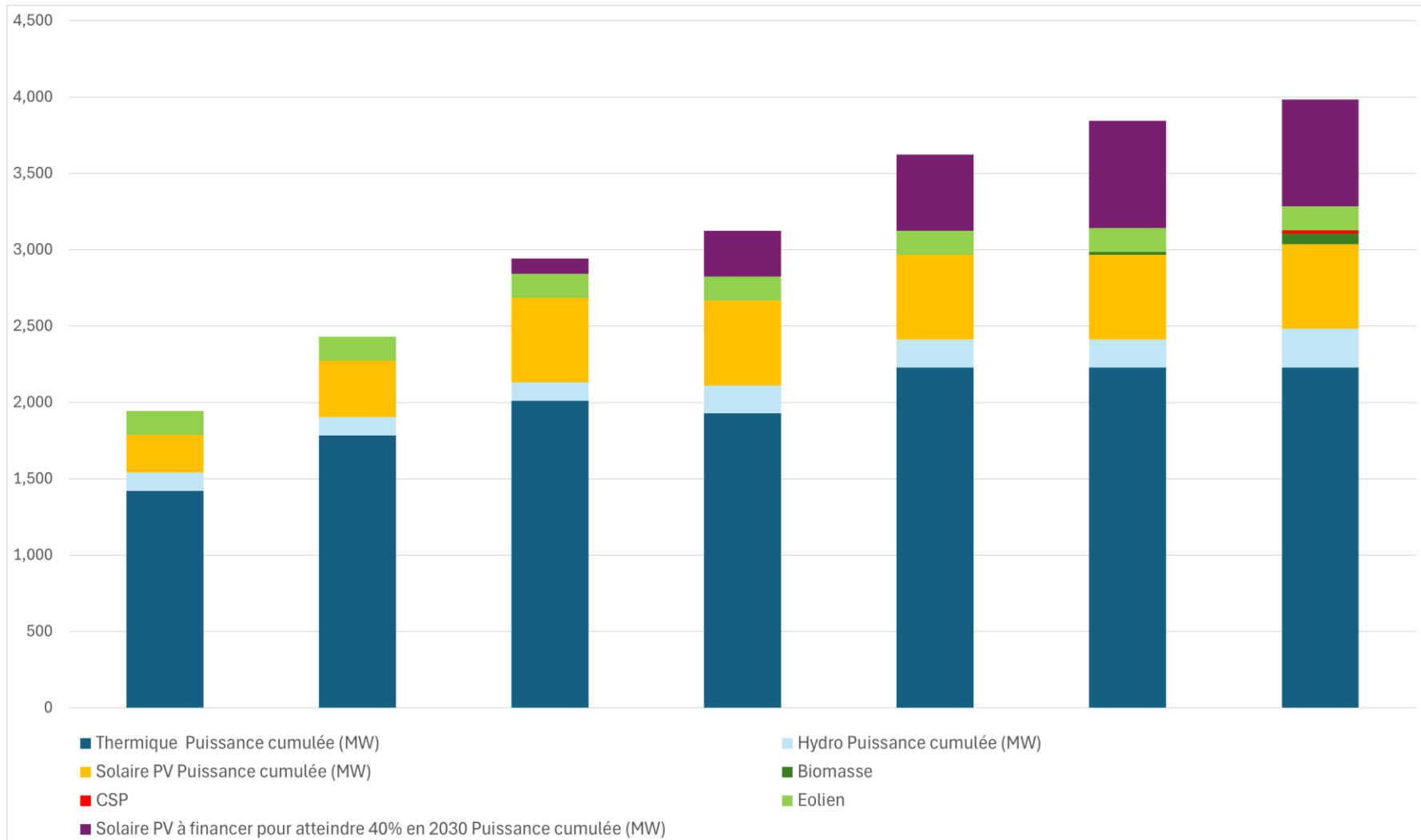
La puissance renouvelable permettant d'atteindre et dépasser les 40% est déployée selon le calendrier prévisionnel suivant :

Année	Hydro (MW)	PV déjà planifié (MW)	Biomasse (MW)	CSP (MW)	Eolien (MW)	PV à financer (MW)	TOTAL (MW)
2025	0	123				0	123
2026	0	186				100	470
2027	61					200	261
2028	0						0
2029	0		20			200	20
2030	70		50	20		200	140
TOTAL	131	309	70	20	0	700	1 230

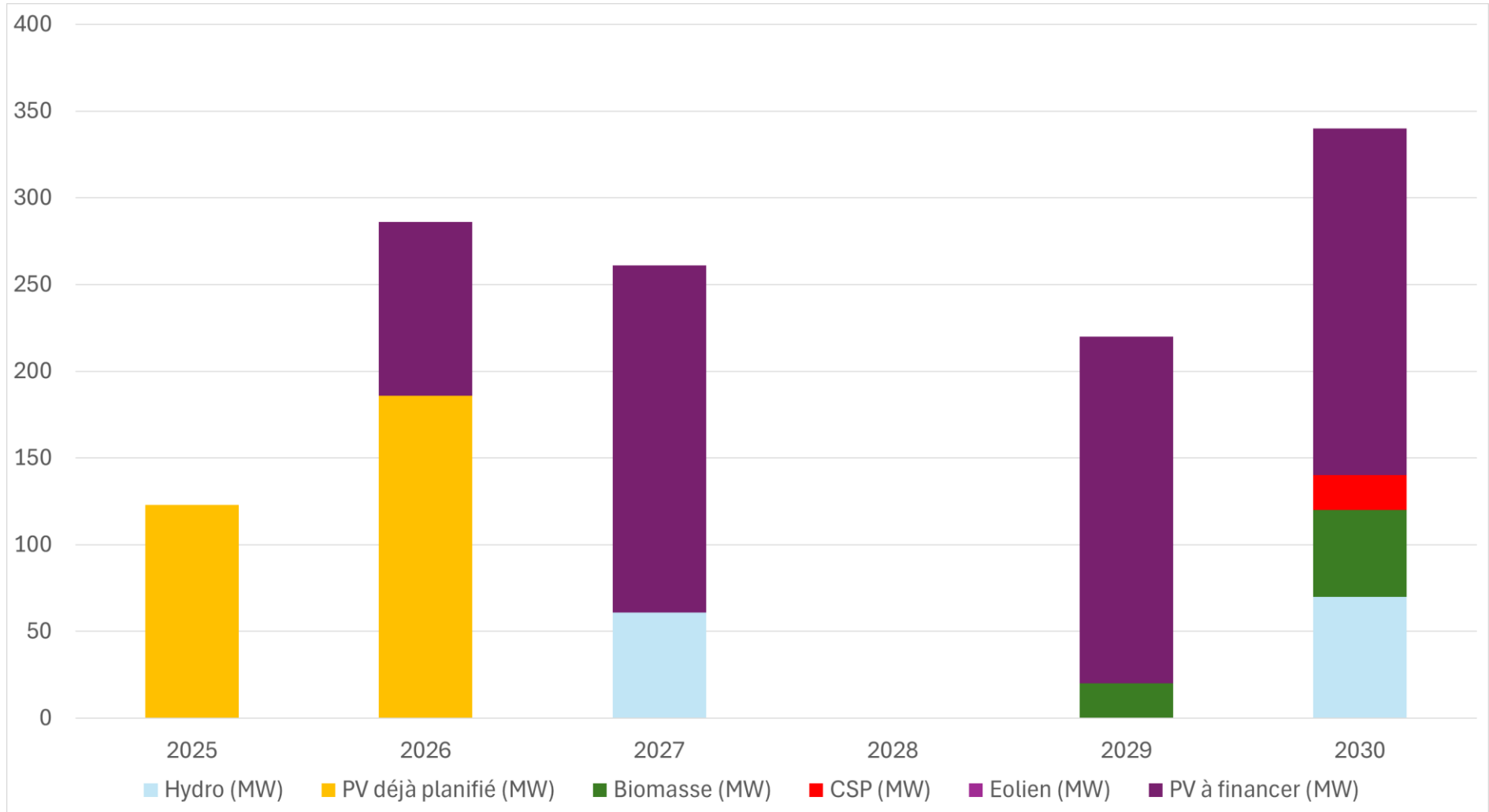
Tableau 3 : Calendrier prévisionnel de déploiement de la puissance renouvelable (en MW)

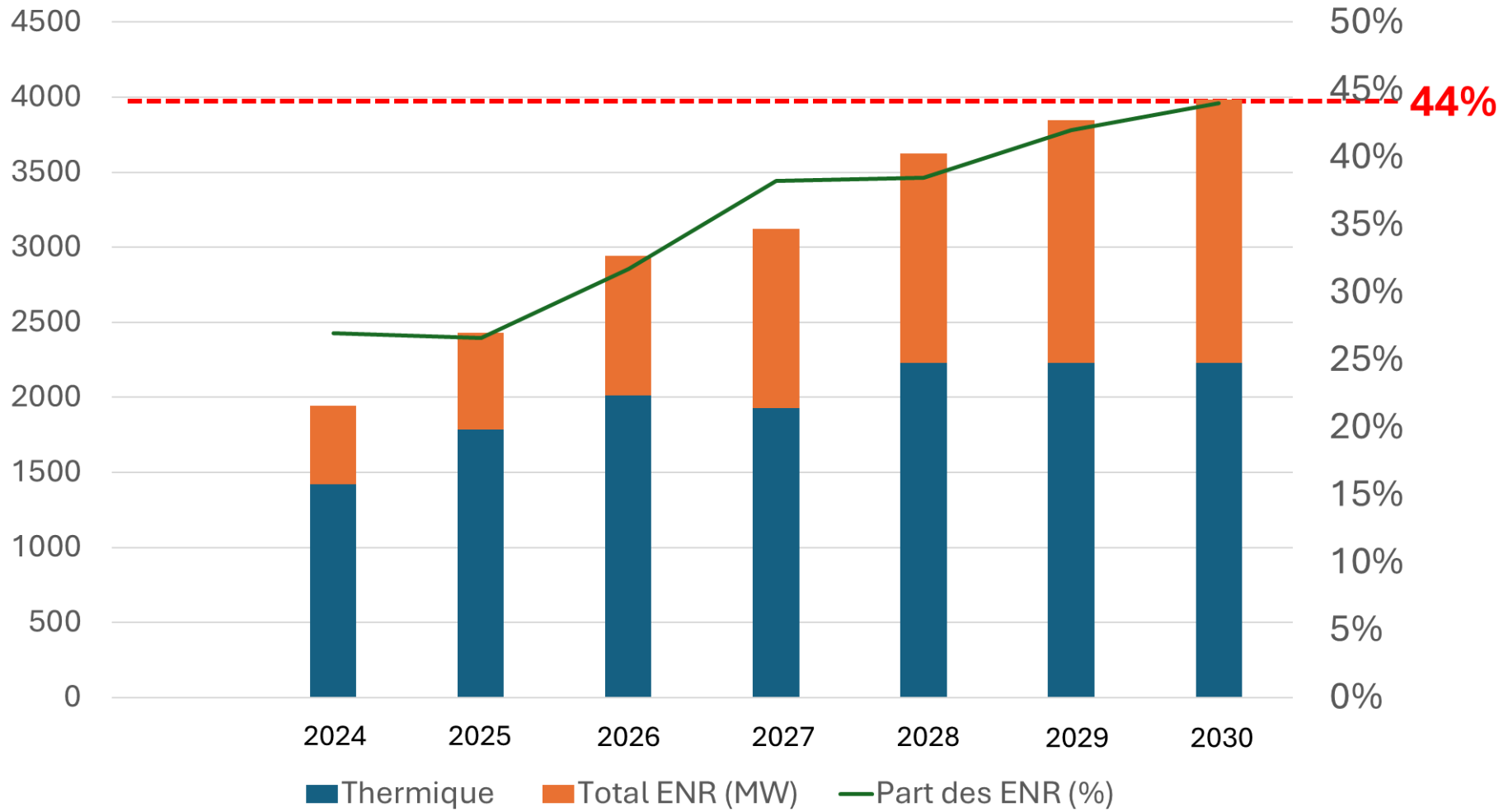
L'évolution de la capacité installée renouvelable et du mix électrique est la suivante :

Evolution du mix électrique d'ici 2030



Puissance renouvelable additionnelle à installer par an et par technologie





4.4.7.2. Programme 1.2 : Renforcer et moderniser le réseau électrique

#	Programme
1.1	Développement et déploiement de 700 MWc de projets solaires PV, qui se composent en :
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.a : 3 Projets Quick Wins : <ul style="list-style-type: none"> ○ Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) ○ Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" ○ Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.b : 400 MWc + BESS de projets solaires additionnels à financer
1.2	Renforcement et modernisation du réseau électrique *
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables

Installation de systèmes de stockage par batterie (BESS)

Le stockage étant indispensable pour atteindre l'objectif de 40% de puissance renouvelable dans le mix électrique, il est indispensable d'investir dans des capacités BESS en parallèle du déploiement des nouvelles capacités renouvelables.

Année	BESS 1h	BESS 2h	BESS 3h	BESS 4h	BESS Détails
2025	5	0	0	20	+5MW 1h Nexentury +10 MW BESS 4h Kolda 1 +10 MW BESS 4h Kolda 2
2026	5	54	135	20	+30 MW BESS 2h Sensolar +23,7 MW BESS 2h Sensolar Tamba +60 MW BESS 3h Tamba Solar +15 MW BESS 3h Serengeti +30 MW BESS 3h JETP1 + 30 MW BESS 3h JETP2
2027	5	54	255	20	+60 MW BESS 3h IPP Champions Nationaux +60 MW BESS 3h IPP « Leral »
TOTAL	15	54	255	20	344

Figure 55 : visualisation des capacités BESS installées (2025 – 2030) – Source SENELEC

Les coûts des BESS ont été intégrés aux projets solaires PV déjà planifiés et à financer

Renforcement et modernisation du réseau électrique :

Objectifs :

- Amélioration de la capacité à intégrer des énergies renouvelables intermittentes
- Amélioration de la capacité à accroître la quantité d'énergie distribuée
- Amélioration de la qualité et de la continuité des services électriques
- Amélioration de la couverture en infrastructures électriques,
- Capacité à accompagner le :
 - Développement de l'accès à l'électricité des ménages,
 - Développement de l'accès à l'électricité pour les services sociaux de base,
 - Développement de l'accès à l'électricité pour les usages productifs

POINT D'ATTENTION SUR LES BESOINS EN INVESTISSEMENT DU PROGRAMME 1.2

Il est à noter que les besoins en investissement dans le réseau électrique s'avéreront probablement plus élevés que les besoins identifiés à date dans le plan d'investissement, sur la base des données communiquées par les parties prenantes.

Les besoins en investissement pour le programme 1.2 pourront être ré – évalués sur la base des informations communiquées ultérieurement

4.4.7.3. Programme 1.3: Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables

#	Programme
1.1	Développement et déploiement de 700 MWc de projets solaires PV, qui se composent en :
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.a : 3 Projets Quick Wins : <ul style="list-style-type: none"> ○ Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) ○ Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" ○ Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.b : 400 MWc + BESS de projets solaires additionnels à financer
• 1.2	• Renforcement et modernisation du réseau électrique
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables

Le programme 1.3 pourra inclure les études nécessaires pour s'assurer de la trajectoire du coût du kWh sur le réseau électrique, et l'actualisation des études existantes (Plan Directeur de Production, modélisations IRENA)/

4.4.8. Emissions de gaz à effet de serre et facteur d'émission projeté en 2030

Le facteur d'émission du mix électrique du Sénégal va évoluer à la baisse.

4.4.8.1. Emissions de GES et facteur d'émission électrique projeté 2030

	Puissance installée 2030 (MW)	FC	Energie Produite (GWh/an)	Facteur d'Emission (tCO2eq./MWh)	Emissions GES (tCO2eq./MWh)
HFO	200	40%	701	0,84	589
Gaz - CCGT	2 030	46%	8 180	0,46	3 763
Hydroélectricité	436	47%	1 795	0,027	48
Solaire PV	854	19%	1 421	0,044	63
Eolien	158	29%	401	0,013	5
Biomasse	20	50%	88	0,052	5
CSP	20	37%	65	0,028	2
TOTAL	3 718		12 651		4 474
Facteur d'émission électrique					0,354

Figure 56 : Projection des émissions de GES du secteur de la production électrique 2030

(1) Facteur de charge – sur la base des facteurs de charge observés (Source : Rapports annuels SENELEC et CRSE)

(2) Source: NREL Life Cycle Emissions Factors for Electricity Generation Technologies, by Life Cycle Phase (g CO2eq. / kWh).

4.4.8.2. Comparaison avec la moyenne mondiale et évolution du facteur d'émission

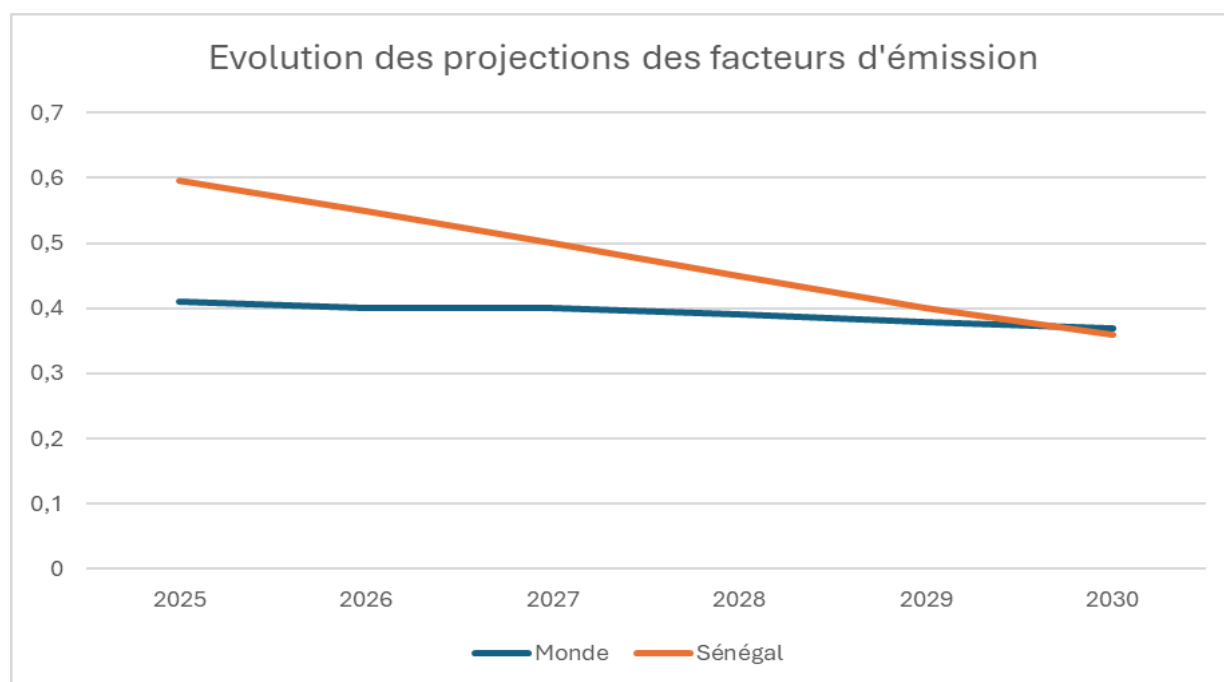


Figure 57 : Projection d'évolution des facteurs d'émission électrique du Sénégal et du Monde

A horizon 2030, le facteur d'émission du Sénégal pourrait être inférieur à la moyenne mondiale projetée. Même si ce facteur d'émission aux alentours de 350 kg de CO₂eq. par MWhe reste encore trop élevé au regard des enjeux climatiques mondiaux, il est important de noter la diminution rapide et possible du facteur d'émission du Sénégal.

	Facteur d'émission (tCO ₂ eq. / MWhe)	Production électrique brute (GWh)	Emissions GES estimées (tCO ₂ eq.)
2022	0,640	5 908	3 809 274
2030	0,354	12 700	4 500 000
Hausse des émissions de GES			18%
Hausse de la production d'électricité			x 2,1
Diminution du facteur d'émission			1,83

Figure 58 : Comparaison émission

Entre 2022 et 2030, les émissions de GES du secteur de l'électricité n'augmenteraient que de 18% alors même que la production d'électricité aurait été multipliée par 2,1, grâce à une quasi-division par 2 du facteur d'émission du réseau.

Le Sénégal réussirait dans ce cas une première phase de sa transition énergétique, et pourrait se positionner en leader sur les enjeux énergétiques, climatiques et environnementaux.

4.4.8.3. Calcul de différents scénarios d'émissions de GES en 2030

4 scénarios 2030 sont comparés ici :

- a) Scénario JETP : 40% puissance EnR en 2030 et Gas to Power (le thermique est majoritairement Gaz avec quelques unités restantes au HFO)
- b) Scénario JETP sans Gas to Power: 40% EnR en 2030, mais le thermique continue de fonctionner au HFO
- c) Scénario Business as Usual (BaU) Gas to Power: le taux d'EnR reste inchangé et le thermique est majoritairement Gaz avec quelques unités restantes au HFO
- d) Scénario BaU sans Gas to Power: le taux d'EnR reste inchangé et le thermique reste HFO

Comparer ces scénarios permet d'identifier le potentiel de réduction d'émissions des différentes mesures ou politiques énergétiques.

a) Scénario JETP

	Puissance installée 2030 (MW)	FC	Energie Produite (GWh/an)	Facteur d'Emission (tCO2eq./MWh)	Emissions GES (tCO2eq/an)
HFO	200	40%	701	0,84	589
Gaz - CCGT	2 030	46%	8 180	0,46	3 763
Hydroélectricité	436	47%	1 795	0,027	48
Solaire PV	854	19%	1 421	0,044	63
Eolien	158	29%	401	0,013	5
Biomasse	20	50%	88	0,052	5
CSP	20	37%	65	0,028	2
TOTAL	3 718		12 651		4 474
Facteur d'émission électrique					0,354

b) Scénario JETP sans Gas to Power

	Puissance installée 2030 (MW)	FC	Energie Produite (GWh/an)	Facteur d'Emission (tCO2eq./MWh)	Emissions GES (tCO2eq/an)
HFO	2230	46%	8 888	0,84	7 466
Hydroélectricité	436	47%	1 795	0,027	48
Solaire PV	854	19%	1 421	0,044	63
Eolien	158	29%	401	0,013	5
Biomasse	20	50%	88	0,052	5
CSP	20	37%	65	0,028	2
TOTAL	3 718		12 659		7 589
Facteur d'émission électrique					0,599

c) Scénario BaU et Gas to Power

	Puissance installée 2030 (MW)	FC	Energie Produite (GWh/an)	Facteur d'Emission (tCO2eq./MWh)	Emissions GES (tCO2eq/an)
HFO	200	44%	771	0,84	648
Gaz - CCGT	2 030	51%	9 069	0,46	4 172
Hydroélectricité	436	47%	1 795	0,027	48
Solaire PV	250	19%	416	0,044	18
Eolien	158	29%	401	0,013	5
Biomasse	20	50%	88	0,052	5
CSP	20	37%	65	0,028	2
TOTAL	3 114		12 605		4 898
Facteur d'émission électrique					0,389

d) Scénario BaU sans Gas to Power

	Puissance installée 2030 (MW)	FC	Energie Produite (GWh/an)	Facteur d'Emission (tCO2eq./MWh)	Emissions GES (tCO2eq/an)
HFO	2 230	48%	9 445	0,84	7 934
Hydroélectricité	436	47%	1 795	0,027	48
Solaire PV	250	19%	416	0,044	18
Eolien	158	29%	401	0,013	5
Biomasse	20	50%	88	0,052	5
CSP	20	37%	65	0,028	2
TOTAL	3 114		12 210		8 012
Facteur d'émission électrique					0,656

4.4.8.4. Comparaison de différents scénarios d'émissions de GES en 2030

Scénario mix électrique 2030		Emissions de GES (tCO2eq/an)	Différentiel par rapport au scénario JETP 2030 (tCO2eq./an)
1	Scénario JETP (40% EnR et Gas to Power)	4 472	
2	Scénario JETP sans Gas to Power (Thermique = HFO)	7 587	+ 3 115
3	Scénario BaU (28% EnR) et Gas to Power	4 898	+ 426
4	Scénario BaU (28% EnR) sans Gas to Power (thermique reste HFO)	8 012	+ 3 540

Réductions d'émissions estimées totales d'ici 2030 du scénario JETP : 3, 54 MtCO2eq.

- Part de ces réductions dues au **Gas to Power** : 3,115 MtCO2eq. soit **88% des réductions d'émissions de GES**
- Part de ces réductions d'émissions dues aux **EnR** : 0.426 MtCO2eq. soit **12% des réductions d'émissions de GES**

Le déploiement de capacités EnR additionnelles permet de réduire les émissions de GES, mais en volumes totaux de façon bien moindre que le Gas to Power.

La substitution du HFO par le gaz naturel domestique permettra de réduire considérablement des émissions de gaz à effet de serre, bien plus que les EnR à horizon 2030.

Cela étant, une fois la conversion au gaz naturel de l'essentiel du parc thermique, le maintien ou la diminution du facteur d'émission et la réduction des émissions de gaz à effet de serre ne pourra se faire qu'avec des énergies renouvelables et les EnR contribueront de manière plus significative avec un taux de pénétration plus important.

Néanmoins, ces scénarios supposent une disponibilité du gaz naturel domestique dans des délais restreints. Si le gaz naturel alimentant les centrales thermiques venait à être sourcé sous forme de GNL, les émissions de gaz à effet de serre seraient moindres dans le cas de la substitution du HFO par le GNL et devraient être recalculées en fonction de la provenance du GNL, du schéma d'importation notamment.

Les scénarios présentés ici sont donc des valeurs théoriques qui permettent de refléter des ordres de grandeur, et les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre devront être estimées et mesurées en fonction de la réalité de l'évolution du mix énergétique.

Ils supposent la disponibilité du gaz naturel domestique et ne prennent pas en compte le facteur d'émission d'un combustible utilisé pendant une possible phase transitoire, comme le GNL.

4.4.9. Besoins en investissement identifiés – Axe 1

Axe Stratégique 1		
#	Programme	Montant (M EUR)
1.1	Développement et déploiement de 700 MWc de projets solaires PV, qui se composent en :	1 475
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.a : 3 Projets Quick Wins : <ul style="list-style-type: none"> ○ Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) ○ Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" ○ Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral" 	635
	<ul style="list-style-type: none"> • 1.1.b : 400 MWc + BESS de projets solaires additionnels à financer 	840
1.2	Renforcement et modernisation du réseau électrique *	30
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	10
TOTAL		1 515

*** Voir Point d'Attention en 4.4.7.2**

Plus de détails sur les programmes de renforcement de capacités sur le programme 1.3 peuvent être consultés au chapitre 5.

4.4.10. Chronogramme de décaissement des projets « Quick Wins » de l’Axe 1

QW #	Projet	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
		M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR
100 MW solaire PV - EPC F (JETP 1 - JETP 2) + BESS								
1	Etudes / Conseil	5						5
	Acquisition des terrains / emprise	1,9						1,9
	EPC		190					190
	Coûts de financement		5,7					5,7
	TOTAL	6,9	195,7					202,6
100 MW solaire PV "Champions Nationaux) + BESS								
2	Etudes / Conseil / AT		5					5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					1,9
	Equity		3,63					3,63
	Dette mezzanine et dette senior			205,37				205,37
	TOTAL		10,53	205,37				215,9
100 MW solaire PV IPP "Leral" + BESS								
3	Etudes / Conseil / AT		5					5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9					1,9
	Equity		3,63					3,63
	Dette mezzanine et dette senior			205,37				205,37
	TOTAL		10,53	205,37				215,9

4.4.11. Allocation prospective des ressources – Projets « Quick Wins » de l’Axe 1

QW #	Projet	Allocation ressources					
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation	Secteur privé
1	100 MW solaire PV - EPC F (JETP 1 - JETP 2) + BESS						
	Etudes / Conseil						5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9				
	EPC	190					
	Coûts de financement	5,7					
	TOTAL	195,7	1,9				5
2	100 MW solaire PV "Champions Nationaux) + BESS						
	Etudes / Conseil / AT						5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9				
	Equity					3,63	
	Dettes mezzanine et dette senior	205,37					
	TOTAL	205,37	1,9			3,63	5
3	100 MW solaire PV IPP "Leral" + BESS						
	Etudes / Conseil / AT						5
	Acquisition des terrains / emprise		1,9				
	Equity					3,63	
	Dettes mezzanine et dette senior	205,37					
	TOTAL	205,37	1,9			3,63	5

4.4.12. Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 1

Les projets identifiés suivants pourraient s'intégrer dans les programmes de la stratégie de l'Axe 1 :

#	Programme	Projets reçus ou identifiés
1.1	Développement et déploiement de 300 MWc de projets solaires PV : 3 Projets Quick Wins : <ul style="list-style-type: none"> • Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2) • Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux" • Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral" 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #13 : Construction de 2 centrales solaires de 50MWc avec du stockage de 2x30MW/90MWh (SENELEC) <p style="text-align: center;">Projet Identifié comme Quick Win :</p> <p style="text-align: center;">Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)</p>
1.2	Renforcement et modernisation du réseau électrique	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #29 : Infrastructures de réseaux modernes (SENELEC) • Projet #34 : Projet de Station de Transfert d'Énergie (STEP) de Sambangalou *
1.3	Renforcement des capacités, R&D, promotion des énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #31 : Village Ecole Vert (VEV) (SENELEC)

Référence des projets, voir Annexe 8

* Ce projets pourrait s'intégrer dans la réflexion sur la stratégie post 2030

4.5. Axe Stratégique 1 Bis : Elimination du charbon du mix électrique du Sénégal

4.5.1. Situation Actuelle

La centrale charbon de Sendou est la plus grande source d'émissions de GES du mix électrique du Sénégal (10% des émissions du secteur de l'électricité en 2022).

Le facteur d'émission du charbon est de l'ordre de **1tCO₂eq./MWh**, il s'agit du combustible le plus émetteur de GES.

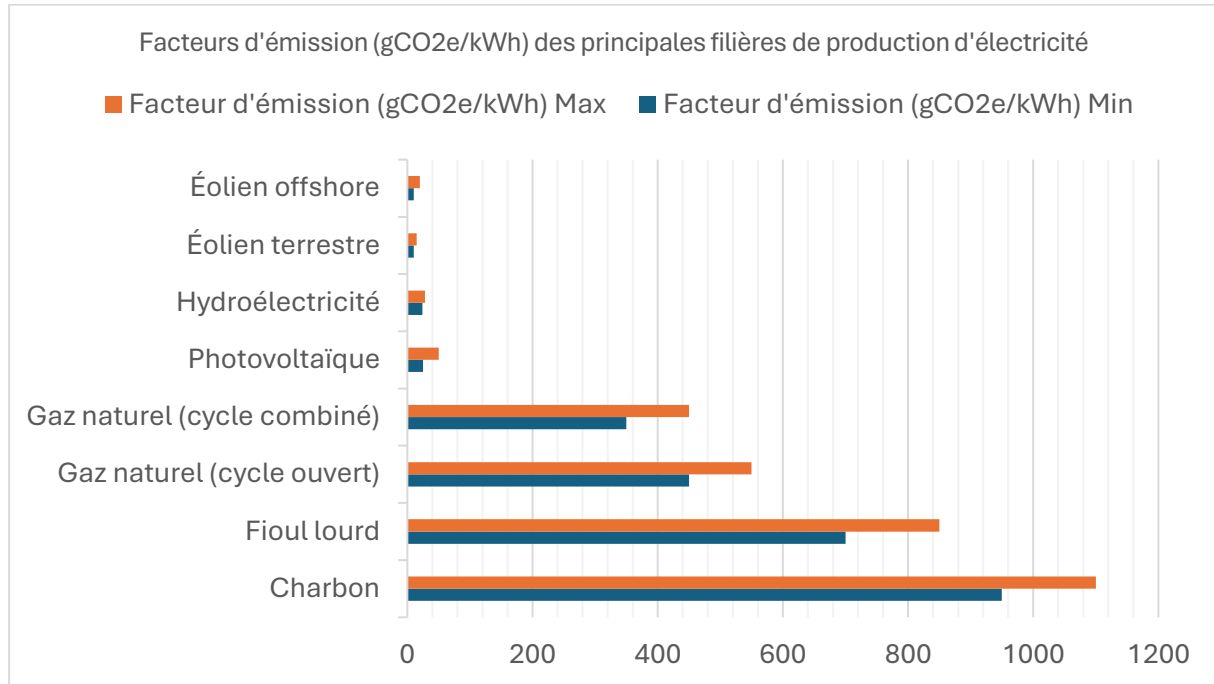


Figure 59 : Facteurs d'émission électrique des différentes technologies de production d'électricité (source NREL⁴¹)

Il reste encore 23 ans au CAE de la centrale de Sendou. A 6 000h de fonctionnement annuel pour une puissance de 115 MW, cela représente des émissions annuelles de **700 000 tonnes par an, soit plus de 16 M de tonnes de CO₂eq.** qui pourraient être émises par la centrale pendant le reste de sa durée de vie contractuelle.

Le charbon est également le combustible fossile le plus émetteur de polluants atmosphériques aux conséquences négatives sur l'environnement et la santé. La combustion du charbon est responsable de 'émissions de nombreux polluants :

⁴¹ <https://data.nrel.gov/submissions/171>

Polluants atmosphériques primaires
<ul style="list-style-type: none"> • Dioxyde de soufre (SO₂) : Contribue aux pluies acides et à la formation de particules fines (PM_{2,5}). • Oxydes d'azote (NO_x) : Contribuent à la formation d'ozone troposphérique et de particules fines. • Monoxyde de carbone (CO) : Gaz toxique résultant d'une combustion incomplète • Particules fines (PM_{2,5} et PM₁₀) : Particules en suspension qui pénètrent profondément dans les poumons et causent des problèmes respiratoires et cardiovasculaires. • Métaux lourds : <ul style="list-style-type: none"> • Mercure (Hg) : Toxique pour le système nerveux. • Plomb (Pb) : Affecte le développement cognitif, surtout chez les enfants. • Arsenic (As) : Cancérogène. • Cadmium (Cd) : Toxique pour les reins et les os. • Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) : Composés cancérogènes.
Polluants secondaires
<ul style="list-style-type: none"> • Ozone troposphérique (O₃) : Formé par la réaction des NO_x et des composés organiques volatils (COV) sous l'effet de la lumière solaire. Irritant pour les voies respiratoires. • Sulfates et nitrates : Formés à partir du SO₂ et des NO_x, contribuant à la formation de particules fines secondaires (PM_{2,5}).
Autres substances nocives
<ul style="list-style-type: none"> • Dioxines et furanes : Polluants organiques persistants, très toxiques et cancérogènes. • Composés organiques volatils (COV) : Contribuent à la formation d'ozone et peuvent être nocifs pour la santé.
Cendres volantes
<p>Les cendres produites par la combustion du charbon contiennent des métaux lourds et d'autres substances toxiques qui peuvent se disperser dans l'air ou contaminer les sols et les eaux.</p>

Tableau 4 : Liste des principaux polluants émis par la combustion du charbon (Source : USGS)

4.5.2. Objectifs

L'objectif est de fermer la centrale charbon et ainsi d'éliminer le charbon du mix énergétique du Sénégal, en prenant en compte les contraintes de SENELEC, de remplacement de la puissance pilotable sur site ou ailleurs.

4.5.3. Stratégie

La stratégie permettant d’aboutir à l’élimination du charbon du mix électrique du Sénégal suit une démarche en 4 temps.

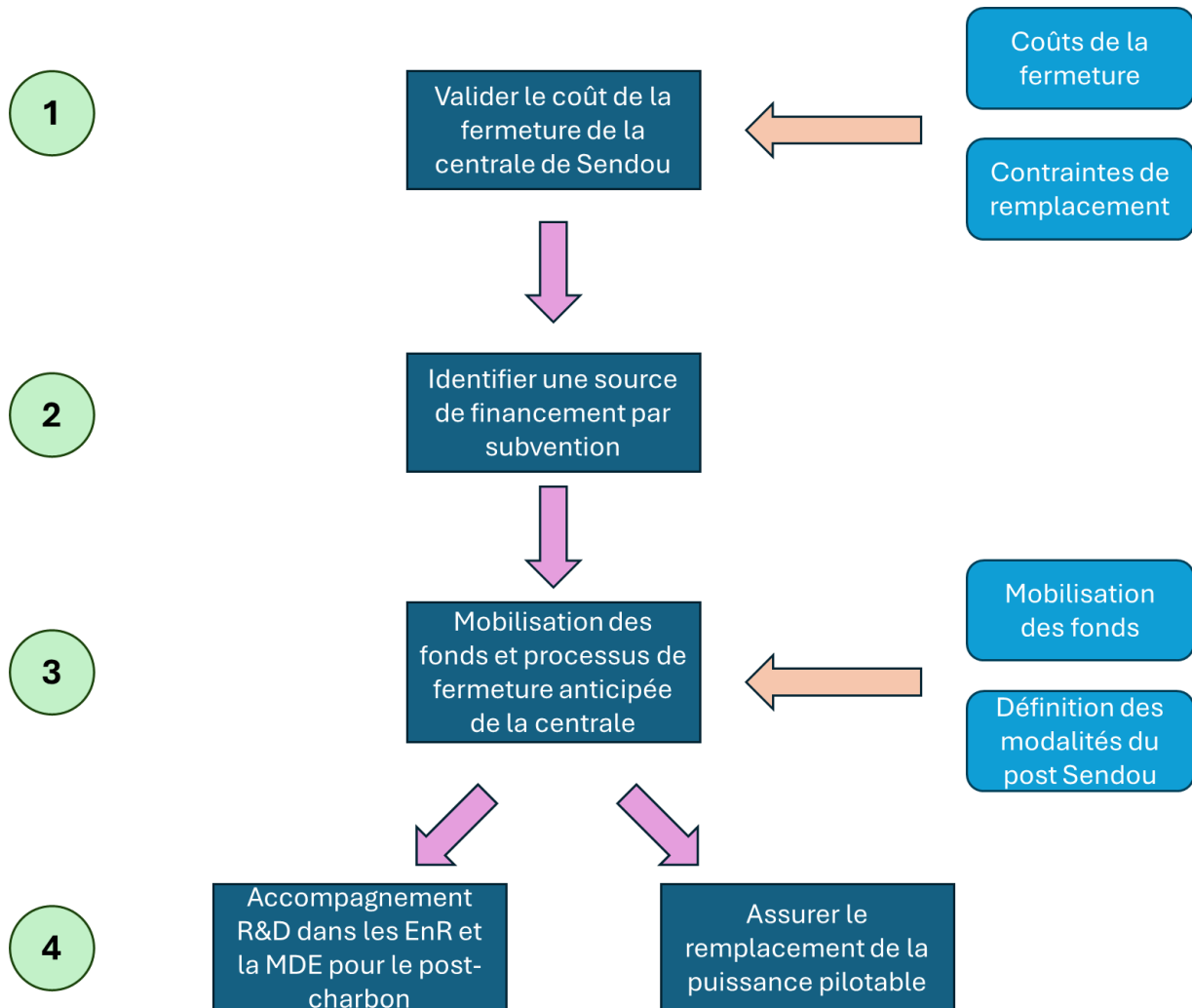


Tableau 5 : Visualisation de la stratégie d’élimination du charbon du mix électrique du Sénégal

4.5.3.1. Etape 1 : Valider le coût total de fermeture

La validation du coût total de fermeture doit intégrer :

- Le coût d’indemnisation pour rupture anticipée du contrat d’une part
- Les coûts liés aux contraintes de remplacement de la centrale par une autre source de production d’électricité pilotable.
- Les autres coûts éventuels (Etudes détaillées complémentaires, expertise externe sur les sujets juridiques, techniques, économiques et financiers)

La fermeture de la centrale charbon doit également s’inscrire dans un scénario compatible avec les engagements du Sénégal en matière de climat, qui intègre l’impossibilité de rouvrir une centrale charbon ou un remplacement par des sources fortement émettrices de GES et verrouille les possibles fuites de carbone.

4.5.3.2. Etape 2 : Identifier une source de financement par subvention complète pour la fermeture

Compte tenu du contexte énergétique du Sénégal, avec l'existence d'une seule centrale charbon dans le mix électrique du Sénégal, et un rôle limité du charbon dans la génération d'électricité, le mécanisme le plus adapté pour éliminer le charbon du mix électrique est l'indemnisation de l'IPP.

Les régimes d'indemnisation prévoient des paiements aux propriétaires de centrales au charbon pour les dédommager de la perte de revenus résultant de la mise hors service anticipée de leurs actifs. Ce mécanisme me permet de mettre une centrale hors service à un coût moindre que si elle avait fonctionné jusqu'à la fin de sa durée de vie utile.

Ce mécanisme devra être financé par subvention via des bailleurs internationaux ou des partenaires financiers tiers. Si le Sénégal ne remplit pas à ce jour le programme ACT (Accelerating Coal Transition) du CIF (Climate Investment Fund), d'autres fonds pourraient néanmoins être ciblés, à l'image du Coal to Clean Credit Initiative (CCCI) de la Rockefeller Foundation.

L'appui des bailleurs et du Groupe des Partenaires Internationaux (IPG) pourrait être déterminant dans cette démarche.

4.5.3.3. Etape 3 : Mobilisation des fonds et processus de fermeture anticipée de la centrale charbon

L'appui des partenaires du Sénégal pourra également être indispensable pour la phase de mobilisation des fonds et pour la préparation de la période ultérieure à la fermeture de la centrale, notamment l'utilisation du site existant et la dépollution des sols et la remise en état dans le cas d'une non-réutilisation de l'emprise pour des besoins de production d'énergie.

4.5.3.4. Etape 4 : Assurer la pérennité en période post-fermeture

Une fois la fermeture de la centrale charbon, assurer la pérennité du processus de fermeture est essentiel, en inscrivant le processus de fermeture dans une stratégie globale bas carbone et de promotion des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande en énergie.

L'appui des partenaires internationaux pourra s'avérer déterminant à chacune des 4 étapes du processus d'élimination du charbon du mix électrique du Sénégal.

Ce processus pourrait constituer une étape importante et marquante dans la trajectoire climat du Sénégal et une grande réussite de la transition énergétique du pays.

4.5.4. Besoins en investissement

#	Programme	Montant (M EUR)
1.4	Elimination du charbon du mix énergétique du Sénégal	212
1.4.1	Etudes détaillées pour déterminer la viabilité et les options de remplacement de la centrale charbon	5
1.4.2	Processus d'identification de la source de financement et assistance technique pour développement du dossier de fermeture anticipée	2
1.4.3	Indemnité de fermeture anticipée ⁴²	200
1.4.4	Accompagnement de la Recherche-Développement & l'Innovation dans le secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique	5
	TOTAL	212

⁴² Cette première estimation de 200 M EUR est estimée à ce stade par SENELEC et devra être confirmée.

4.6. Axe Stratégique 2 : Accès universel et durable à l'électricité

4.6.1. Objectifs et stratégie de l'Axe Stratégique 2

La trajectoire pour passer de 84% d'accès à l'électricité en 2024 à 100% en 2030 nécessite un rythme annuel d'accroissement du taux d'accès à l'électricité de la population de 2,9% par an.

Ce rythme permettra d'assurer un accès à l'électricité pour les 2,8 M de sénégalais sans accès actuellement et prend en compte l'accroissement de la population d'ici 2030 (voir Annexe 7)

Situation actuelle	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Objectif 2030
Axe Stratégique 2 Indicateur – % de la population avec accès	+ 2,9%	+ 2,9%	+ 2,9%	+ 2,9%	+ 2,9%	+ 2,9%	100%
Taux d'accès à l'électricité 84%							

Stratégie

- **Accélérer l'électrification des localités et ménages restants - PUELEC**
 - Développement du réseau de transport et distribution pour raccorder les localités non électrifiées
 - Déployer des solutions Mini-réseaux
 - Déployer des solutions Solar Home System (SHS)

Solution d'accès à l'électricité	Population existante avec accès à l'électricité (2024)	Population à électrifier d'ici 2030
Extension du réseau	14,3	3,9
Mini réseaux solaires	0,2	1,6
SHS	0,5	1,2
TOTAL	15,0	6,7

- **Minimiser les coûts de production pour assurer le tarif le plus compétitif possible pour les utilisateurs**
- **Assurer la durabilité des ouvrages hors réseau (stratégie d'exploitation, promotion usages productifs de l'énergie)**

Cette durabilité est essentielle pour garantir la pérennité des équipements et la viabilité des investissements d'une part, et s'assurer que l'accès à l'électricité ne soit pas réversible.
- **Améliorer l'accès à l'électricité et réduire la facture d'électricité des ménages**

4.6.2. Défis à relever pour le secteur de l'électrification rurale

Les défis ont été identifiés dans la section 3.4.3.6

Défi	Option possible
<p>La liste des localités restant à électrifier n'est pas suffisante pour atteindre l'accès universel</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer la planification et assurer un suivi et une mise à jour régulière et en quasi-temps réel. Cette amélioration de la planification peut être effectuée notamment via <ul style="list-style-type: none"> ○ Création d'outils et d'une base de données permettant de mieux planifier les programmes d'accès à l'électricité ○ Mettre à jour les données des localités ○ Intégrer les données démographiques les plus récentes • définir une feuille de route opérationnelle précise de l'accès universel à l'électricité. Cette feuille de route devrait répondre à trois grandes contraintes : <ul style="list-style-type: none"> ○ Optimiser le coût de l'électricité ○ Donner une visibilité sur le calendrier, les rôles des parties prenantes impliquées, les financements, le suivi et l'évaluation pour atteindre l'accès universel à l'électricité ○ Identifier des options stratégiques, économiques et organisationnelles qui doivent assurer la viabilité et la pérennité des ouvrages et de l'accès à l'électricité • Standardiser les équipements électriques des installations intérieures des nouveaux raccordements permettrait de faciliter la vérification de conformité par le COSSUEL et d'adopter des mesures plus rapides et efficaces, notamment en termes de garanties de qualité, ainsi que de minimiser les coûts.
<p>Une planification qui pourrait être améliorée</p>	
<p>La mise en place d'un outil ou d'une base de données unifiée d'électrification rurale pourrait faciliter l'accès universel à l'électricité</p>	

<p>La rentabilité de projets ERD n'est pas toujours assurée</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer le cadre de la tarification pour assurer une accessibilité et une équité tarifaire en zone rurale • Créer un guichet unique pour les projets financés par le JETP qui facilité l'accès au financement • concevoir et mettre en œuvre un mécanisme pérenne pour payer régulièrement la compensation tarifaire pour harmonisation des tarifs tant que les contrats de ces CER ne sont pas mués en contrats d'affermage. • Améliorer le cadre permettant d'assurer la rentabilité des ERD : <ul style="list-style-type: none"> ○ notamment via une exonération fiscale pour tout équipement destiné à l'électrification rurale par énergie renouvelable ○ en réduisant les coûts via la standardisation les équipements électriques des installations intérieures des nouveaux raccordements • Développer un mécanisme ou un fonds dédiés au financement des nouveaux raccordements
-----------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Les engagements de l'Etat du Sénégal inscrits dans le Pilier 3 du Pacte National pour l'Energie devront permettre d'apporter des réponses aux problématiques identifiées (voir section 3.4.3.7)

Le pilier 3 du Pacte pour l'Energie rappelle ainsi l'engagement de l'Etat sénégalais à adopter, d'ici juin 2025, un système de suivi des projets permettant un accès en temps réel à des données fiables sur les connexions, afin d'améliorer le suivi et la planification.

Le pilier 3 du Pacte rappelle également l'engagement de l'Etat s'engage aussi à mettre à jour sa stratégie nationale d'électrification et son plan quinquennal d'ici juin 2025, en accompagnant les populations vulnérables et les zones isolées, et avec une attention particulière portée à l'accès des femmes aux services de base.

Pour répondre aux problématiques de la question de l'équité tarifaire, le Gouvernement mettra en place, au premier trimestre 2026, un programme d'appui aux ménages pour le préfinancement des frais de raccordement.

4.6.3. Programmes permettant d’atteindre les objectifs

Pour décliner cette trajectoire, la stratégie du Plan d’Investissement pour l’Axe Stratégique 2 s’articule autour de 4 programmes:

#	Programme
2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur
2.1.1	<i>Renforcement des capacités</i>
2.1.2	<i>Renforcement de la gouvernance des acteurs</i>
2.1.3	<i>Promotion de la R&D</i>
2.2	PUELEC
2.2.1	<i>Extension du réseau de Transport & de Distribution</i>
2.2.2	<i>Electrification de 1500 localités par mini-réseaux</i>
2.2.3	<i>Electrification de 1850 localités par SHS</i>
2.3	Promotion de l’énergie solaire pour l’amélioration de l’accès des ménages à l’électricité
2.4	Mise à l’échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé

Tableau 6 : Programmes de l’Axe Stratégique 2

4.6.3.1. Programme 2.1: Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur

Le renforcement des capacités du secteur pourra inclure :

- La création d’un système de suivi des projets permettant un accès en temps réel à des données fiables sur les connexions, afin d’améliorer le suivi et la planification.
- La mise à jour de la stratégie nationale d’électrification et du plan quinquennal. Dans ce cadre, une étude pourra permettre de prioriser les zones à électrifier en fonction des coûts, du potentiel productif, et du niveau de demande

4.6.3.2. Programme 2.2 : PUELEC

La stratégie d'électrification rurale privilégie l'extension du réseau de transport et de distribution et inclue, conformément au pilier 3 du Pacte national pour l'Energie, les mini-réseaux et les kits solaires pour les localités pour lesquelles l'extension de réseau n'est pas l'optimum technicoéconomique.

- L'extension du réseau est l'option privilégiée au Sénégal pour les clients non électrifiés qui se trouvent à une faible distance de l'infrastructure actuelle. L'extension du réseau peut comprendre l'extension des lignes à moyenne et basse tension à partir du réseau existant, avec les transformateurs et les protections nécessaires.
- Les mini-réseaux sont des systèmes isolés du réseau interconnecté qui forment un système en réseau avec leurs propres équipements de production, système solaire PV, stockage et réseau BT.
- Les clients des systèmes solaires individuels (SHS – Solar Home Systems) disposent de leur propre système solaire domestique pour assurer l'accès.

4.6.3.3. Promotion des énergies renouvelables pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité

- Favoriser l'accès des ménages aux énergies renouvelables
- Soutenir et favoriser l'accès au crédit du secteur privé pour le déploiement de solutions d'énergies renouvelables pour l'accès des ménages à l'électricité.

4.6.3.4. Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé

- Associer des projets assurant une consommation régulière et relativement importante pour pérenniser la viabilité financière d'ouvrages d'électrification hors réseau
- Alimenter les besoins énergétiques du secteur de la santé par des énergies renouvelables et éviter les fuites de carbone et le recours aux générateurs diesel

4.6.4. Besoins en investissement identifiés

Les besoins en investissement identifiés pour l’Axe Stratégique 2 sont les suivants :

Axe Stratégique 2		
#	Programme	Montant (M EUR)
2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	20
2.1.1	Renforcement des capacités	10
2.1.2	Renforcement de la gouvernance des acteurs	5
2.1.3	Promotion de la R&D	5
2.2	PUELEC	1074
2.2.1	Extension du réseau de Transport & de Distribution	598
2.2.2	Electrification par mini-réseaux	408
2.2.3	Electrification par SHS	68
2.3	Promotion des énergies renouvelables pour l’amélioration de l’accès des ménages à l’électricité	1725
2.4	Mise à l’échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	436
	TOTAL	3 255

4.6.5. Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #5 – PUELEC

QW #	Projet	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
		M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR
	PUELEC							
5	Extension du réseau de transport & distribution (MT - BT)	99,5	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	598
	Electrification par Mini-réseaux	68	68	68	68	68	68	408
	Electrification par SHS	11	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	68
	TOTAL	196,5	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	1182

4.6.6. Allocation Prospective des Ressources – Projet « Quick Win » #5 – PUELEC

QW #	Projet	Allocation ressources						Secteur privé	Assistance Technique
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation			
	PUELEC								
5	Extension du réseau de transport & distribution (MT - BT)	598							
	Electrification par Mini-réseaux	269					139		
	Electrification par SHS	34					34		
	TOTAL	901	0	0	0	0	0	173	

4.6.7. Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 2

Les projets identifiés suivants pourraient s'intégrer dans les programmes de la stratégie de l'Axe 2 :

#	Programme	Projets reçus ou identifiés
2.1	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #24 : Renforcement de l'Infrastructure Qualité pour des services énergétiques innovateurs (ANER) • Projet #22 : Renforcement de capacités des agents de l'ANER et de ses partenaires (ANER)
2.2	PUELEC	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #3: Electrification de 350 Villages Par Mini-Centrales Solaires (ASER) • Projet #4 : Electrification de Villages Par Mini-Centrales Solaires • Projet #5 : Projet d'intégration de centrales solaires au réseau dans 600 villages par injection (ASER) • Projet #14 : Construction de centrales Hybrides PV + BESS dans 18 îles du Saloum (SENELEC) • Projet #27 : Projet d'installation de mini-réseaux en milieu rural à l'aide de la technologie « TURBULENT » (ANER)
2.3	Promotion des énergies renouvelables pour l'amélioration de l'accès des ménages à l'électricité	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #23 : Autoconsommation solaire dans 300.000 ménages urbains et périurbains (ANER – COPERES)
2.4	Mise à l'échelle des projets EnR dans les infrastructures communautaires et de santé	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #20 : Autonomisation en énergie électrique des universités, hôpitaux et bâtiments abritant des institutions, ministères et autres services de l'administration (ANER)

Référence des projets, voir Annexe 8

4.7. Axe Stratégique 3 : Accélération de la diffusion de combustibles domestiques modernes

4.7.1. Situation actuelle



- Seule 7% de la population rurale a accès à des équipements de cuisson propre, pour 29% de la population totale du pays



- Le taux de pénétration des Fours à Foyer Amélioré (FA) est de 34% en milieu rural



- 66% des besoins énergétiques des bâtiments sont couverts par les bioénergies (biomasse, charbon de bois, bois de chauffe) contribuant à la disparition et dégradation des ressources forestières



- Les modes de cuisson traditionnels présentent des risques pour la santé



- L'usage de la biomasse traditionnelle contribue à la dégradation des formations forestières, avec une réduction annuelle de 40 000 ha par an



- Des combustibles propres alternatifs peuvent être développés et déployés pour contribuer au mix énergétique et répondre aux besoins de cuisson

4.7.2. Objectifs de l'Axe Stratégique 3

L'objectif de l'Axe Stratégique 3 est d'améliorer l'accès à la cuisson propre en développant un mix énergétique pour les besoins en cuisson basé sur des combustibles renouvelables et peu émetteurs de gaz à effet de serre et ayant un impact limité sur l'environnement.

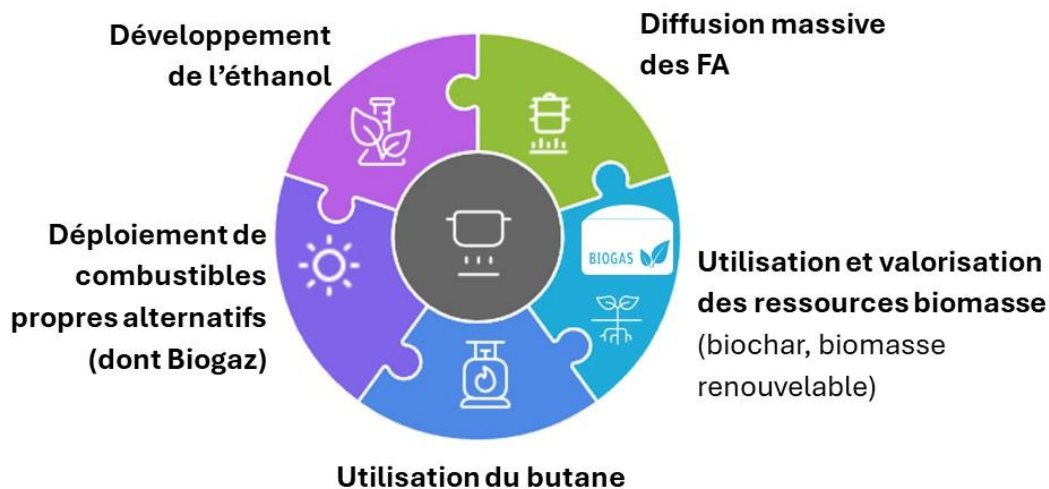


Figure 60 – Aperçu des objectifs de l'axe stratégique 3

4.7.3. Trajectoire pour l'amélioration de l'accès à la cuisson propre

Le rythme annuel d'accroissement de la population avec accès à un mode de cuisson propre doit être de 11,3% par an.

Situation actuelle	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Objectifs 2030
<div style="border: 1px solid #ccc; padding: 5px; display: inline-block;"> Axe Stratégique 3 </div> <div style="display: inline-block; vertical-align: middle; margin-left: 10px;"> <div style="background-color: #e67e22; color: white; padding: 5px; display: inline-block; font-weight: bold;">29%</div> <div style="margin-left: 5px;">Taux d'accès à la cuisson propre</div> </div> <div style="margin-top: 10px; font-size: small;"> Indicateur - % de personnes avec accès à la cuisson propre </div>	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	+ 11,3 %	15 M de personnes supplémentaires

Les objectifs découlent de la stratégie actualisée de cuisson propre⁴³.

4.7.3.1. Fours à foyers améliorés (FA)

Le premier objectif de l'Axe Stratégique 3 consiste en la diffusion de 8 000 000 de FA d'ici 2035.

4.7.3.2. Biogaz

Le deuxième objectif de l'Axe Stratégique 3 vise une capacité du biogaz à répondre à hauteur de 10% de la demande en combustibles domestiques à l'horizon 2035

4.7.3.3. Ethanol

En ce qui concerne l'éthanol, l'objectif est également que 10% de la demande en combustibles domestiques soit satisfaite par l'éthanol à l'horizon 2035.

4.7.3.4. Développement des autres combustibles propres alternatifs

Plusieurs filières n'ont pas encore atteint une maturité commerciale et industrielle et pourraient faire l'objet d'une politique de soutien et de promotion. Le développement des filières suivantes est également un objectif de l'Axe Stratégique 3 :

- **Cuiseurs solaires**
- **Biochar**

La mise en place d'unités de production de bio charbon notamment à base de typha à échelle industrielle et de lignes de distribution associées a un potentiel de diversification énergétique, et de substitution de combustibles polluants, et de création d'emplois.

⁴³ Echanges entre le Consultant et la Direction des Hydrocarbures (DH) du MPEM et sur la base de la stratégie actualisée de cuisson propre.

4.7.4. Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs

La stratégie de l'objectif 3 doit permettre une amélioration moyenne annuelle de 11.3% additionnels de la population sénégalaise avec accès à la cuisson propre chaque année jusqu'à 2030/

Situation actuelle	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Objectifs 2030
<div style="border: 1px solid white; border-radius: 10px; padding: 5px; display: inline-block; margin-bottom: 5px;">Axe Stratégique 3</div> <div style="background-color: #e67e22; color: white; padding: 5px; font-weight: bold; font-size: 1.2em; margin: 0 10px;">29%</div> Taux d'accès à la cuisson propre <i>Indicateur - % de personnes avec accès à la cuisson propre</i>	+ 11,3%	+ 11,3%	+ 11,3%	+ 11,3%	+ 11,3%	+ 11,3%	96,8%

La stratégie permettant d'atteindre les objectifs de l'Axe Stratégique 3 se traduit en 2 grands programmes.

#	Programme
3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre
3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035
3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs
3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d'une unité par région
3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle
3.1.4.1	Développement du gaz butane pour la cuisson propre
3.1.4.2	Développement cuisson électrique
3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur
3.2.1	Innovation technologique, recherche développement
3.2.2	Sensibilisation/communication et prise en compte de la dimension genre pour un usage durable des combustibles modernes
3.2.3	Amélioration de la gouvernance

4.7.4.1. Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre

Le premier programme de la stratégie de l’Axe 3 se décompose en 6 sous-programmes :

3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre
3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu’en 2035
3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs
3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d’une unité par région
3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle
3.1.5	Développement du gaz butane pour la cuisson propre
3.1.6	Développement cuisson électrique

- Biogaz

Le déploiement de 27 000 biodigesteurs d’ici 2035 doit permettre d’atteindre l’objectif de 10% de la demande en combustibles propres assurée par le biogaz.

Le projet Quick Win 5 « installation de 27 000 biodigesteurs » inclura une analyse du retour d’expérience des activités du PNB pour identifier les défis et les manières d’y répondre pour la prochaine phase.

- Fours à foyers améliorés (FA)

En ce qui concerne les fours à foyers améliorés, la stratégie vise un déploiement de 800 000 FA par an d’ici 2035

De la même manière, un RETEX sera indispensable pour initier les phases suivantes.

- Ethanol

- 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d’une unité par région
 - 219 M de Litres d’éthanol utilisés par les ménages comme combustible alternatif en 2035

- Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle

- Biochar
- Cuiseurs solaires
- Gaz Butane
- Cuiseurs électriques

4.7.4.2. Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur

3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur
3.2.1	Innovation technologique, recherche développement
3.2.2	Sensibilisation/communication et prise en compte de la dimension genre pour un usage durable des combustibles modernes
3.2.3	Amélioration de la gouvernance

4.7.5. Besoins en investissement identifiés

Les besoins en investissements ont été identifiés sur la base de la stratégie actualisée de cuisson propre.

Axe Stratégique 3		
#	Programme	Montant (M EUR)
3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre	105,22
3.1.1	Déploiement de 800 000 FA par an jusqu'en 2035	38,11
3.1.2	Déploiement de 27 000 biodigesteurs	62
3.1.3	Développement du combustible éthanol et création de 14 unités de production de réchauds à éthanol implantées en raison d'une unité par région	3,45
3.1.4	Développement des autres combustibles propres comme alternatives à la biomasse traditionnelle	1,66
3.1.4.1	<i>Développement du gaz butane pour la cuisson propre</i>	1,59
3.1.4.2	<i>Développement cuisson électrique</i>	0,07
3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	12,36
3.2.1	Innovation technologique, recherche développement	1,69
3.2.2	Sensibilisation/communication et prise en compte de la dimension genre pour un usage durable des combustibles modernes	2,67
3.2.3	Amélioration de la gouvernance	8
	TOTAL	117,58

4.7.6. Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #6 – Installation de 27 000 biodigesteurs

QW #	Projet	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
		M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR
6	Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs							
	Installation de 27 000 biodigesteurs (1)	10	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40	62,00
	TOTAL	10	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	62,00

(1) Le projet Quick Win 5 « installation de 27 000 biodigesteurs » inclura une analyse du retour d'expérience des activités du PNB pour identifier les défis et les manières d'y répondre pour la prochaine phase.

4.7.7. Allocation Prospective des Ressources – Projet « Quick Win » #6 – Installation de 27 000 biodigesteurs

QW #	Projet	Allocation ressources						
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation	Secteur privé	Assistance Technique
6	Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs							
	installation de 27 000 biodigesteurs	49,6					6,2	6,2
	TOTAL	49,6					6,2	6,2

4.7.8. Projets identifiés s’intégrant dans les programmes de la stratégie de l’axe stratégique 3

Les projets identifiés suivants pourraient s’intégrer dans les programmes de la stratégie de l’Axe 3:

#	Programme	Projets reçus ou identifiés
3.1	Développer un mix énergétique pour assurer les besoins en cuisson propre	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #2 : Installation d’unités pilote de briquetage, pour la production de briquettes de charbon alternatives au charbon de bois comme solution de lutte contre la déforestation, à proximité des forêts classées de la Casamance (UASZ) • Projet #15 : Projet d’installation de biodigesteurs pour une transition énergétique et une résilience des populations rurales et péri-urbaines face aux effets du changement climatique (PNB) <p style="margin-left: 20px;">→ Identifié comme Projet Quick Win</p>
3.2	Renforcer les capacités des entités en charge de la gouvernance du secteur	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #1 : Résilience des communautés vulnérables au changement climatique et gestion durable des ressources naturelles : Cas de l’aire marine protégée d’Abéné en Basse Casamance (UASZ)

Référence des projets, voir Annexe 8

4.8. Axe Stratégique 4 : Maitrise de la demande des secteurs public et résidentiel

4.8.1. Situation actuelle

Le bâtiment est un des principaux consommateurs d'énergie finale mais avant tout un secteur consommateur d'électricité.

- **90% d'augmentation** de la consommation finale d'énergie en 15 ans
- **50%** de cette consommation tirée par le secteur du **bâtiment**

L'électricité étant :

- Fortement carbonée
- Produite à un cout inférieur à son prix de vente

Chaque MWh consommé émet 640 kg de CO₂eq. et représente une charge en subvention pour gel de tarif pour les finances publiques.

Lorsque l'électricité est carbonée et chère, l'efficacité énergétique prend tout son sens. Cette situation met également en lumière l'importance de décarboner l'électricité en amont et de réduire les coûts de production. L'électricité peut ainsi être un important vecteur de décarbonation des secteurs aval.

4.8.2. Objectifs de l'Axe Stratégique 4

Les objectifs de l'Axe Stratégique 4 sont à la fois quantitatifs :

- 315 GWh / an et 98 MW écrêtés en pointe
- Economies de factures

Et qualitatifs :

- Meilleure prise en compte de la MDE
- Amélioration de la connaissance des enjeux de la MDE auprès du public

Situation actuelle	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Objectifs 2030
<div style="border: 1px solid #0056b3; border-radius: 10px; padding: 5px; display: inline-block; margin-bottom: 10px;">Axe Stratégique 4</div> <p><i>Indicateurs:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Economies d'Énergie (GWh/an) - Puissance appelée écrêtée (MW) 	- 315 GWh /an	- 315 GWh /an	- 315 GWh /an	- 315 GWh /an	- 315 GWh /an	- 315 GWh /an	Objectifs quantitatifs
	98 MW écrêtés	98 MW écrêtés	98 MW écrêtés	98 MW écrêtés	98 MW écrêtés	98 MW écrêtés	Objectifs qualitatifs

- Maîtriser la **demande énergétique domestique** (équipements efficaces, ...) et **économiser 315 GWh d'électricité par an**, soit près de 5% de la production annuelle totale du pays en 2024, et réduire de **98 MW la demande en pointe**.
- **Réduire la facture publique d'électricité**
 - Optimiser la facturation (Adapter les puissances souscrites aux consommations réelles et ajuster la demande côté secteur public)
 - Mettre à niveaux les bâtiments publics et administratifs pour réduire la consommation énergétique
 - Déployer une capacité renouvelable pour la consommation des bâtiments publics, avec une production électrique adaptée au profil de charge de la demande.
- Meilleure prise en compte de la MDE et amélioration de la connaissance des enjeux de la MDE auprès du public

4.8.3. Stratégie et programmes permettant d’atteindre les objectifs

La stratégie de l’Axe 4 s’articule autour de 3 axes :

- **Exploiter le potentiel d’économies d’énergies et d’écêtement de puissance identifié**
- **Créer un cadre favorable au développement de la pratique et de projets de MDE**
- **S’assurer de l’adhésion du public aux problématiques et au potentiel de la MDE**

La stratégie de l’Axe 4 se traduit en 3 grands programmes

#	Programme
4.1	Développement d’un écosystème favorable à l’ancrage durable des pratiques de maîtrise de l’énergie et au développement du marché de l’efficacité énergétique
4.1.1	Amélioration du contrôle qualité
4.1.2	Mise en place d’une ESCO et développement de mécanismes de financement pour la MDE
4.1.3	Programmes de sensibilisation à l’efficacité énergétique
4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d’économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l’efficacité énergétique
4.2.1	Déploiement de solutions intégrées d’efficacité énergétique
4.2.1.1	<i>Eclairage général efficace</i>
4.2.1.2	<i>Eclairage public efficace</i>
4.2.1.3	<i>Equipements frigorifiques résidentiels efficaces</i>
4.2.2	Amélioration de la performance énergétique et réduction des factures des bâtiments administratifs
4.2.2.1	Amélioration de la performance énergétique des bâtiments
4.2.2.2	Intégration de systèmes solaires PV
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d’efficacité énergétique

4.8.3.1. Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique

Ce programme se compose de 3 sous-programmes :

4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique
4.1.1	Amélioration du contrôle qualité
4.1.2	Mise en place d'une ESCO
4.1.3	Programmes de sensibilisation à l'efficacité énergétique

- Amélioration du contrôle qualité

L'amélioration du contrôle qualité est nécessaire pour assurer un suivi et une application efficace des normes réglementaires. Les économies d'énergie sont ainsi assurées grâce à des équipements conformes aux normes.

- Mise en place d'une ESCO et développement de mécanismes de financement pour la MDE

Une **Super ESCO** (ou **Super Energy Service Company**) est une entité spécialisée qui joue un rôle central dans la promotion et la mise en œuvre de projets d'efficacité énergétique à grande échelle. Une Super ESCO agit comme un catalyseur pour des projets d'envergure nationale ou régionale, souvent en partenariat avec les gouvernements, les institutions financières et le secteur privé, en facilitant la mise en œuvre de projets d'efficacité énergétique en regroupant plusieurs acteurs (gouvernements, entreprises, institutions financières).

Une Super ESCO pourrait également un vecteur de mobilisation de fonds pour des projets à grande échelle, et la participation des partenaires financiers internationaux pourrait être facilitée par ce vecteur.

Le développement d'un mécanisme de financement pour la maîtrise de l'énergie pourrait également être mise en place et agir de manière complémentaire avec l'ESCO.

- Programmes de sensibilisation à l'efficacité énergétique

Une meilleure connaissance des enjeux et des problématiques de la MDE et de l'efficacité énergétique est également nécessaire pour atteindre les objectifs.

- Réalisation d'une campagne de sensibilisation et d'incitation à la maîtrise de l'énergie
- Promotion de l'efficacité énergétique en milieu scolaire

Le déploiement des représentations de l'AEME et les campagnes de sensibilisation doivent ainsi permettre d'assurer une implication accrue des populations dans la mise en œuvre des mesures de Maîtrise de la Demande en Énergie (MDE).

- Ces représentations pourraient également permettre d'organiser des consultations communautaires régulières pour favoriser le dialogue et le partage d'informations avec les populations concernées.
- Les initiatives d'efficacité énergétique doivent être promues et rendues accessibles à tous, avec une attention particulière portée aux ménages à faible revenu.

4.8.3.2. Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l'efficacité énergétique

4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l'efficacité énergétique
4.2.1	Déploiement de solutions intégrées d'efficacité énergétique
4.2.1.1	<i>Eclairage général efficace</i>
4.2.1.2	<i>Eclairage public efficace</i>
4.2.1.3	<i>Equipements frigorifiques résidentiels efficaces</i>
4.2.2	Amélioration de la performance énergétique et réduction des facture des bâtiments administratifs
4.2.2.1	Amélioration de la performance énergétique des bâtiments
4.2.2.2	Intégration de systèmes solaires PV

- **Déploiement de solutions intégrées d'efficacité énergétique**

Ce déploiement s'appuie notamment sur les options suivantes :

- Remplacement des lampes énergivores par des lampes LED
 - Installation de systèmes d'allumage automatique pour optimiser le temps de fonctionnement des réseaux d'éclairage public
 - Développement de la GTB (Gestion Technique du Bâtiment)
- Eclairage public
 - 35.5 GWh économisés dans l'éclairage public pendant 10 ans
 - Diminution de la demande en pointe de 9,9 MW
 - Eclairage général

- 184.4 GWh économisés dans l'éclairage pendant 10 ans
 - Diminution de la demande en pointe de 88.1 MW
 - Développement de la GTB
 - Equipements frigorifiques résidentiels
 - Remplacement des climatiseurs inefficaces par des plus efficaces
 - Réglage des températures de consigne
- Amélioration de la performance énergétique et réduction des factures des bâtiments administratifs
- Amélioration de la facturation
 - Promouvoir les bonnes pratiques énergétiques
 - Mettre en place de solutions de GTB
 - Remplacement des appareils inefficaces
 - Amélioration de la performance de l'enveloppe du bâtiment par des mesures à moindre coût (Réduction pilotée de l'apport en énergie solaire notamment)
 - Déployer des EnR dont le profil de production répond au profil de consommation (les bâtiments publics et administratifs consomment en journée et non le soir et sont compatibles avec le profil de production de l'énergie solaire, ce qui réduit le besoin en stockage et optimise les coûts)
 - Installer 36 MWc de capacité de système solaire PV sur les bâtiments et édifices publics du Sénégal
 - Installer des unités de cogénération dans les bâtiments ayant des besoins en vapeur ou en chaleur (notamment les hôpitaux)

4.8.3.3. Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique

4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique
4.3.1	Renforcement des capacités
4.3.2	Promotion de la Recherche / Développement sur les technologies d'EE, du solaire et du digital
4.3.3	Mise en place d'un dispositif national d'agrément des experts et services EE et ENR et de filières de formation sur la maîtrise de l'énergie
4.3.4	Renforcer les dispositifs de planification et de suivi / évaluation
4.3.5	Déployer les représentations de l'AEME pour assurer un meilleur maillage territorial
4.3.6	Renforcer le cadre institutionnel de l'AEME

4.8.4. Besoins en investissement identifiés

Les besoins en financement des programmes de la stratégies sont les suivants :

#	Programme	Montant (M EUR)
4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique	16,96
4.1.1	Amélioration du contrôle qualité	0,31
4.1.2	Mise en place d'une ESCO et développement de mécanismes de financement pour la MDE	3,1
4.1.3	Programmes de sensibilisation à l'efficacité énergétique	13,55
4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l'efficacité énergétique	570,22
4.2.1	Déploiement de solutions intégrées d'efficacité énergétique	232,79
4.2.1.1	<i>Eclairage général efficace</i>	35,37
4.2.1.2	<i>Eclairage public efficace</i>	184
4.2.1.3	<i>Equipements frigorifiques efficaces</i>	13,42
4.2.2	Amélioration de la performance énergétique et réduction des facture des bâtiments administratifs	337,43
4.2.2.1	<i>Mise à niveau des bâtiments publics et administratifs et réduction des factures</i>	283,43
4.2.2.2	<i>Intégration de systèmes solaires PV</i>	54
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	14,51
4.3.1	Renforcement des capacités	5
4.3.2	Promotion de la Recherche / Développement sur les technologies d'EE, du solaire et du digital	0,21
4.3.3	Mise en place d'un dispositif national d'agrément des experts et services EE et ENR et de filières de formation sur la maîtrise de l'énergie	0,2
4.3.4	Renforcer les dispositifs de planification et de suivi / évaluation	1,5
4.3.5	Déployer les représentations de l'AEME pour assurer un meilleur maillage territorial	7,6
4.3.6	Renforcer le cadre institutionnel de l'AEME	1,5
	TOTAL	603,19

4.8.5. Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #7

QW #	Projet	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
		M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR
7	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique							
	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique		2,11	2,11	2,11			6,33
	TOTAL		2,11	2,11	2,11	0	0	6,33

4.8.6. Allocation Prospective des ressources – Projet « Quick Win » #7

QW #	Projet	Allocation ressources						Secteur privé	Assistance Technique
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation			
7	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique								
	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	6,33							
	TOTAL	6	0	0	0	0	0	0	

4.8.7. Projets identifiés s'intégrant dans les programmes de la stratégie de l'axe stratégique 4

Les projets identifiés suivants pourraient s'intégrer dans les programmes de la stratégie de l'Axe 4:

#	Programme	Projets reçus ou identifiés
4.1	Développement d'un écosystème favorable à l'ancrage durable des pratiques de maîtrise de l'énergie et au développement du marché de l'efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #11 : Extension des points d'information territorialisés (PIT) sur la maîtrise de l'énergie (AEME)
4.2	Renforcement de la mobilisation du potentiel d'économie énergétique et financier dans tous les secteurs et auprès de tous les acteurs pour le doublement du niveau de l'efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #6 : Eclairage général efficace (AEME) • Projet #7 : Eclairage public efficace (AEME) • Projet #8 : Ecofridges (AEME) • Projet #9: Programme de réduction de la facture d'électricité de l'Etat par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (AEME) • Projet #10 : Projet d'amélioration des Performances énergétiques des Stades du Sénégal (AEME) • Projet #12: Programme SARDEL de réduction de la facture publique d'électricité par l'optimisation de la facturation et des installations électriques sur 9 000 polices d'abonnement (AEME) • Projet #28 : Projet d'installation de 100 000 lampadaires solaires autonomes (ANER)
4.3	Renforcer les capacités et la gouvernance des entités en charge des politiques d'efficacité énergétique	

Référence des projets, voir Annexe 8.

4.9. Axe Stratégique 5 : Efficacité énergétique des industries minières et autres industries

4.9.1. Situation actuelle

- Le secteur industriel représente 19% de la consommation d'énergie finale
- Les émissions de GES du secteur de l'industrie sont estimées à plus de 1.5MtCO₂eq. par an et sont en augmentation, ils proviennent de l'utilisation de charbon et de produits pétroliers
- Le charbon est le combustible le plus émetteur de GES et devrait être réduit ou éliminé du mix électrique
- 99% des émissions liées aux procédés industriels viennent des cimenteries et le secteur de la construction répond à une demande croissante de matériaux et aux besoins de logements
- Le secteur industriel a une intensité carbone élevée et les principales filières industrielles sont émettrices de GES (Ciment, industries chimique, ...).
- Le Sénégal cible une expansion économique dans l'agriculture, l'industrie et les mines, secteurs représentant ensemble 39% du PIB et 44% de l'emploi. La dépendance aux énergies fossiles de ces secteurs risque de mener à une augmentation des émissions de GES, si non maîtrisées.
- La compétitivité internationale des produits de ces secteurs pourrait être impactée par des taxes carbone / barrières à l'entrée des marchés à l'export (ex : MACF pour l'Union Européenne) (les exports comptant pour 25% du PIB, et les exportations de minéraux 35% des exports).

4.9.2. Objectifs de l'Axe Stratégique 5

- **Accompagner la transition vers des sources d'énergie durables et l'adoption de technologies plus efficaces**
 - Objectif de valoriser la biomasse agricole, à travers des systèmes de co/tri-génération
- **Réduire les émissions de GES**
- **Améliorer l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie :**
 - Réduction de 92 à 70 kWh/T de ciment produits en améliorant l'efficacité énergétique des installations
 - Substitution du clinker pour arriver à un taux maximum de 65% (ciment ternaire)
- **Mettre en place des actions qui devront veiller à ce que les gains en efficacité énergétique ne se fassent pas au détriment des travailleurs.**

Les études proposées devront s'assurer que tous les programmes qui pourraient être définis soient dotés d'indicateurs avec des objectifs chiffrés.

4.9.3. Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs

#	Programme
5.1	Poursuivre les efforts de réduction d'émissions de CO2 du secteur du ciment
5.1.1	Identification du potentiel biomasse déchets et des besoins de financement
5.1.2	Etude du potentiel du ciment ternaire ou basse teneur en carbone
5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES
5.2.1	Réaliser un audit énergétique et d'émissions de CO2 du secteur minier (extraction et transformation des minerais) et élaborer un plan de réduction ou de maîtrise des émissions et identifier les besoins en financement
5.2.2	Établir une évaluation exhaustive et un plan de valorisation des minerais stratégiques dans le cadre de la transition énergétique du secteur des industries minières.
5.2.3	Mise en place d'une stratégie de valorisation des potentiels et technologies d'économie d'énergie dans le secteur minier
5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie
5.3.1	Mise en place des mécanismes de financement de l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie
5.3.2	Déploiement du biogaz et de la cogénération dans l'industrie
5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur
5.4.1	Mettre en place des labels et des certifications
5.4.2	Développer la formation professionnelle

4.9.3.1. Poursuivre les efforts de réduction d'émissions de GES du secteur du ciment

5.1	Réduire les émissions de GES du secteur du ciment
5.1.1	Identification du potentiel biomasse déchets et des besoins de financement
5.1.2	Etude du potentiel du ciment ternaire ou basse teneur en carbone

- Réaliser une étude du potentiel biomasse et déchets pour identifier le potentiel de substitution du charbon par des combustibles alternatif dans le secteur de la production de ciment et identifier les besoins en financement de la généralisation de la substitution du charbon
- Réaliser une étude permettant de mesurer la capacité de production de ciments ternaires ou à plus faible teneur en carbone et la faisabilité d'introduction de ciment basse teneur en carbone au Sénégal, y compris les besoins d'adaptation réglementaire pour l'utilisation dans le bâtiment et l'urbanisme.

4.9.3.2. Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES

5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES
5.2.1	Réaliser un audit énergétique et d'émissions de GES du secteur minier (extraction et transformation des minerais) et élaborer un plan de réduction ou de maîtrise des émissions et identifier les besoins en financement
5.2.2	Mise en place d'une stratégie de valorisation des potentiels et technologies d'économie d'énergie dans le secteur minier

- Réaliser un audit énergétique et d'émissions de GES du secteur minier (extraction et transformation des minerais) et élaborer un plan de réduction ou de maîtrise des émissions et identifier les besoins en financement
- Ce montant pourra permettre d'identifier les besoins pour un fonds dédié de financement des projets d'efficacité énergétique dans l'industrie.
- Ce fonds permettra de financer d'une stratégie de valorisation des potentiels et technologies d'économie d'énergie dans le secteur minier et les autres secteurs industriels.

4.9.3.3. Mettre en place des mécanismes de financement de l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie

5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie
5.3.1	Mise en place des mécanismes de financement de l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie
5.3.2	Déploiement du biogaz et de la cogénération dans l'industrie

- Faciliter l'accès au financement du secteur industriel pour le remplacement d'équipements peu efficaces énergétiquement ou l'amélioration de procédés industriels émetteurs
- Mettre en place ou utiliser un véhicule de financement accessible à la petite et moyenne industrie

Un exemple de fonds dédié est le fonds **MorSEFF** au Maroc (**Morocco Sustainable Energy Efficiency Financing**). Le fonds a permis de financer 257 projets d'énergie durable et d'efficacité énergétique (pour **284 079 MWh/an** d'énergie finale économisés et **87 275** tonnes de CO évités par an) dans le secteur privé marocain des petites et moyennes entreprises et des sociétés. Les investissements ont été utilisés pour des projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable, tels que des projets autonomes d'énergie renouvelable à petite échelle, des investissements commerciaux d'efficacité énergétique, des investissements d'efficacité énergétique.

4.9.3.4. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur

5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur
5.4.1	Mettre en place des labels et des certifications
5.4.2	Développer la formation professionnelle

- Mettre en place des labels et des certifications
 - Promouvoir les audits énergétique et d'émissions de GES
 - Définir des labels et une trajectoire
- Renforcer les capacités des acteurs de la gouvernance du secteur
- Développer les capacités des acteurs du secteur privé
- Favoriser les initiatives de formation et d'insertion pour une transition juste dans le secteur industriel.

4.9.4. Besoins en investissement identifiés

Les besoins identifiés en investissement sont les suivants :

#	Programme	Montant (M EUR)
5.1	Poursuivre les efforts de réduction d'émissions de GES du secteur du ciment	7,5
5.1.1	Identification du potentiel biomasse déchets et des besoins de financement	5
5.1.2	Etude du potentiel du ciment ternaire ou basse teneur en carbone	2,5
5.2	Accompagner le développement du secteur minier en maîtrisant les émissions de GES	11
5.2.1	Réaliser un audit énergétique et d'émissions de GES du secteur minier (extraction et transformation des minerais) et élaborer un plan de réduction ou de maîtrise des émissions et identifier les besoins en financement	3
5.2.2	Établir une évaluation exhaustive et un plan de valorisation des minerais stratégiques dans le cadre de la transition énergétique du secteur des industries minières.	3
	Mise en place d'une stratégie de valorisation des potentiels et technologies d'économie d'énergie dans le secteur minier	5
5.3	Amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	24
5.3.1	Mise en place des mécanismes de financement de l'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur de l'industrie	20
5.3.2	Déploiement du biogaz et de la cogénération dans l'industrie	4
5.4	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	7
5.4.1	Mettre en place des labels et des certifications	2
5.4.2	Développer la formation professionnelle	5
TOTAL		49,5

Les estimations de coûts pour les études et l'élaboration de stratégies devront être confirmées lors des phases ultérieures, ainsi que le montant du véhicule de financement de projets d'efficacité énergétique

4.10. Axe Stratégique 6 : Développement de la mobilité verte

4.10.1. Situation actuelle

- Le secteur du transport est responsable de la consommation de 30% de l'énergie finale
- Le transport routier est dépendant à 100% des produits pétroliers et les consommations de produits pétroliers pour le transport ont augmenté de 60% depuis 2010
- En 2022, le parc automobile sénégalais se composait de 789.891 véhicules et ce nombre augmente du fait de l'urbanisation et la croissance économique
- Le parc automobile sénégalais s'accroît de 8% par an en moyenne (principalement par l'importation de véhicules d'occasion, les véhicules neufs représentent seulement 8 000 ventes par an environ)
- Dakar concentre 65% des véhicules, suivie de Thiès, Diourbel et Kaolack.
- L'âge moyen des véhicules est de 20 ans au Sénégal, et 18 ans pour les véhicules particuliers personnels, et ce sont des véhicules peu performants, et fortement émetteurs
- Les voitures individuelles représentent pourtant seulement 4% de la part modale des déplacements dans la région de Dakar et le taux de motorisation des ménages est encore faible (25 véhicules particuliers pour 1000 personnes, au lieu de 500 pour 1000 dans les pays développés)
- La région de Dakar comptera 7 millions d'habitants à l'horizon 2040, soit le double de la population actuelle, avec comme corollaire une forte augmentation des besoins de mobilité

4.10.2. Objectifs de l'Axe Stratégique 6

Les objectifs de l'Axe Stratégique 6 sont les suivants :

- **limiter la hausse des émissions du secteur des transports**
- **Développer une offre de mobilité propre qui réponde aux besoins de la population**
- **Développer des filières bas carbone locales**
- **Garantir un accès équitable aux solutions de mobilité durable en veillant à rendre les coûts de transport accessibles aux petites bourses et le transport en commun attractif ;**

4.10.3. Stratégie et programmes permettant d’atteindre les objectifs

- **Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal**
- **Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles**
- **Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur**

La stratégie s’articule autour de 3 grands programmes

#	Programmes
6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal
6.1.1	Restructuration et amélioration de la mobilité à Dakar en prenant en compte les transports à 2 roues
6.1.1.1	<i>Restructuration du réseau de transport en commun</i>
6.1.1.2	<i>Amélioration de la gestion de la circulation</i>
6.1.1.3	<i>Pérennisation du financement du transport urbain</i>
6.1.2	Développer des systèmes de transports en commun bas carbone à Dakar
6.1.2.1	<i>Etudes détaillées de lignes nouvelles de BRT et de transports bas carbone</i>
6.1.2.2	<i>Développer des nouvelles lignes et systèmes TSCP / BRT</i>
6.1.3	Développement des transports en commun bas carbone à Mbour, Thiès, Saint-Louis, Touba-Mbacké, Kaolack, Ziguinchor
6.1.3.1	<i>Elaboration de plans de mobilité urbaine et études complémentaires</i>
6.1.3.2	<i>Réalisation d’infrastructures et d’équipements de transport</i>
6.1.3.3	<i>Mise en place de services de transports collectifs</i>
6.1.3.4	<i>Pilotage du développement de programmes</i>
6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles
6.2.1	Mettre en place les filières de méthanisation et de production du BioGNV
6.2.2	Développer la filière électrique
6.2.2.1	<i>Etudes d’opportunité et de stratégie de développement</i>
6.2.2.2	<i>Déploiement pilote de bornes de recharge dédiées alimentées par des sources d’électricité bas carbone</i>
6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur
6.3.1	Renforcer la gouvernance du secteur de la mobilité
6.3.2	Renforcement des capacités et professionnalisation des acteurs en charge de la mobilité

4.10.3.1. Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal

Le développement des transports en commun bas carbone est intégré à l'objectif stratégique 3.1 du plan Vision 2050., notamment via la mesure qui vise à « développer des systèmes durables de transport capacitaire ». (Effet attendu 3.1.3)

6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal
6.1.1	Restructuration et amélioration de la mobilité à Dakar
6.1.1.1	<i>Restructuration du réseau de transport en commun</i>
6.1.1.2	<i>Amélioration de la gestion de la circulation</i>
6.1.1.3	<i>Pérennisation du financement du transport urbain</i>
6.1.2	Développer des systèmes de transports en commun bas carbone à Dakar
6.1.2.1	<i>Etudes détaillées de lignes nouvelles de BRT et de transports bas carbone</i>
6.1.2.2	<i>Développer des nouvelles lignes et systèmes TSCP / BRT</i>
6.1.3	Développement des transports en commun bas carbone à Mbour, Thiès, Saint-Louis, Touba-Mbacké, Kaolack, Ziguinchor
6.1.3.1	<i>Elaboration de plans de mobilité urbaine et études complémentaires</i>
6.1.3.2	<i>Réalisation d'infrastructures et d'équipements de transport</i>
6.1.3.3	<i>Mise en place de services de transports collectifs</i>
6.1.3.4	<i>Pilotage du développement de programmes</i>

- Restructuration et amélioration de la mobilité à Dakar

L'accroissement ou le maintien de la part modale des transports en commun nécessite une refonte du réseau de transport, pour accompagner l'accroissement de la population et de la demande en mobilité

- Développer des systèmes de transports en commun bas carbone à Dakar

Le déploiement du BRT a démontré la pertinence de ce type de transport en commun. D'autres lignes ou d'autres systèmes doivent être développés selon des modes bas carbone pour assurer un facteur d'émission très faible pour répondre aux besoins en mobilités de la population.

- Développement des transports en commun bas carbone à Mbour, Thiès, Saint-Louis, Touba-Mbacké, Kaolack, Ziguinchor

La Transition énergétique doit être juste, et il est également important d’assurer une réponse aux besoins en mobilité propre dans les autres centres urbains du Sénégal.

4.10.3.2. Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles

6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles
6.2.1	Mettre en place les filières de méthanisation et de production du BioGNV
6.2.2	Développer la filière électrique
6.2.2.1	<i>Etudes d’opportunité et de stratégie de développement</i>
6.2.2.2	<i>Déploiement pilote de bornes de recharge dédiées alimentées par des sources d’électricité bas carbone</i>

Aujourd’hui, le parc automobile étant composé à 85% de véhicules particuliers et de deux-roues, il s’agit du plus grand gisement d’économies de GES.

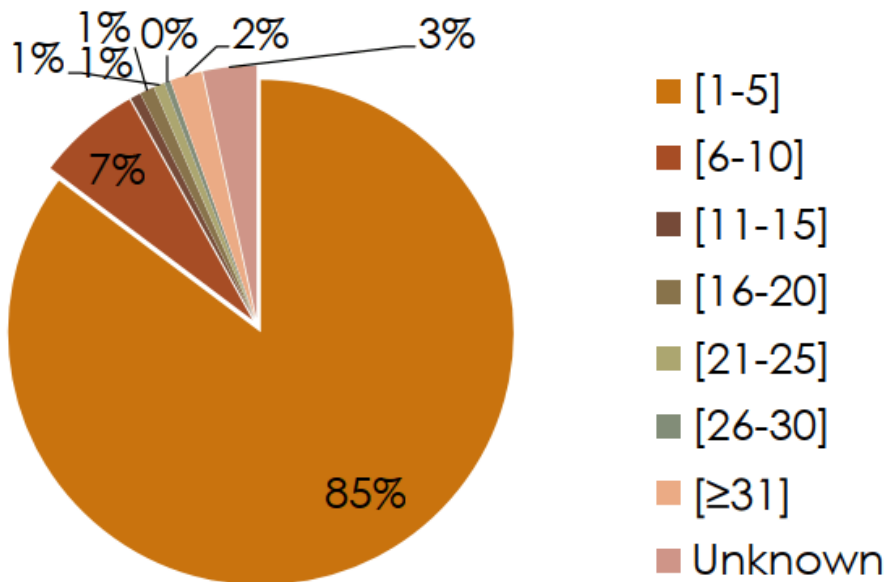


Figure 61 : Composition du parc automobile sénégalais (en nombre de sièges)[Tchanche 2019]

Le marché du véhicule neuf est d’environ 8000 véhicules par an, soit un taux de renouvellement de l’ordre de 1% par an, qui ne laisse pas envisager une modernisation ou une électrification rapide du marché automobile par l’acquisition de véhicules neufs.

Il est néanmoins possible que le processus d’importation de voitures d’occasion provenant de zones soumises à des réglementations contraignantes sur les émissions

de GES permette sur le moyen terme de réduire le facteur d'émission moyen des véhicules au Sénégal, et par extension ait un impact sur les émissions de GES du secteur.

Le déploiement de solutions alternatives aux carburants fossiles est une option qui permettrait de limiter la hausse des émissions du secteur du transport et de promouvoir des alternatives bas carbone à l'essence et au diesel.

Dans le cas du Sénégal, il est intéressant d'estimer l'impact carbone des véhicules électriques.

Calcul des émissions de GES de véhicules électriques individuels au Sénégal

Les émissions de GES d'un véhicule électrique au Sénégal vont avant tout dépendre du facteur d'émission électrique du réseau. C'est en effet avant tout le contenu carbone de l'électricité qui va déterminer le facteur d'émission au km du véhicule électrique.

- **Consommation électrique**

En moyenne, une berline électrique consomme environ 17kWh d'électricité pour parcourir 100 km⁴⁴.

- **Production d'électricité nécessaire en amont en 2024**

Ce sont aujourd'hui 24.4 kWh qui devront être produits en amont et distribués par SENELEC, soit 0,244 kWh par km parcouru.

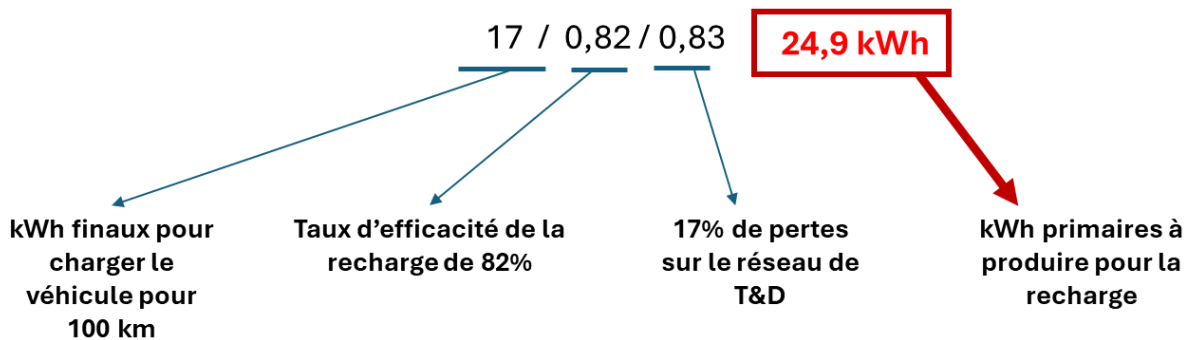


Figure 62 : Calcul de la production électrique nécessaire pour la recharge d'un véhicule électrique au Sénégal en 2024

En 2030, si on projette une réduction des taux de pertes en ligne, la quantité d'électricité nécessaire à produire pour la même recharge va diminuer.

⁴⁴ <https://www.spritmonitor.de/>

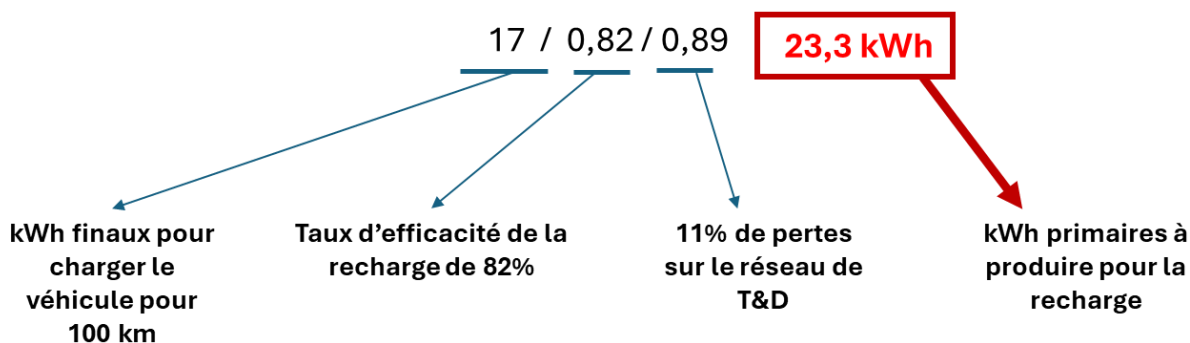


Figure 63 : Calcul de la production électrique nécessaire pour la recharge d'un véhicule électrique au Sénégal en 2030

▪ **Emissions de CO2eq. par km**

Comparaison des facteurs d'émission des principales filières de véhicules individuels

Filière	Facteur d'émission (en gCO2eq./km)
GNV	120 ⁴⁵
BioGNV	46
Véhicule électrique (FE Sénégal 2024)	159
Véhicule électrique (FE Sénégal 2030)	84
Essence*	159
Diesel*	149

* Taux d'émission moyen en France pour un véhicule de 2005⁴⁶ ayant 18 ans, correspondant à l'âge moyen des véhicules individuels au Sénégal

Figure 64 : Comparaison des facteurs d'émission des principales filières de véhicules individuels au Sénégal

Les émissions de GES vont donc fortement dépendre du facteur d'émission.

	2024 (facteur d'émission de 640 gCO2eq. par kWh)	2030 (dans le cas d'un facteur d'émission de 360 gCO2eq. par kWh)
Emissions de CO2eq. par km	159	84

Figure 65 : Calcul du facteur d'émission 2024 et 2030 de véhicules électriques au Sénégal

⁴⁵ ADEME 2024 (<https://carlabelling.ademe.fr/chiffrescles/r/evolutionTauxCo2>)

⁴⁶ ADEME 2024 (<https://carlabelling.ademe.fr/chiffrescles/r/evolutionTauxCo2>)

Cela signifie qu'un véhicule électrique aujourd'hui au Sénégal a un facteur d'émission équivalent à celui des véhicules essence en circulation.

En revanche, ce facteur va baisser au fur et à mesure de la diminution du facteur d'émission électrique sur le réseau.

Le déploiement de véhicules électriques n'est donc pertinent à court terme que si les véhicules sont rechargés par des stations alimentées par des sources d'électricité bas carbone, renouvelables, dédiées.

Les 2 filières qui présentent le plus d'intérêt pour le Sénégal en ce qui concerne les carburants alternatifs sont donc :

- Le BioGNV
- L'électrique

Filière	Facteur d'émission (en g/km)	Réduction d'émission par rapport au scénario baseline*
GNV	120	- 22,08%
BioGNV	46	-70,13%
Véhicule électrique (FE Sénégal 2024)	159	+3,25%
Véhicule électrique (FE Sénégal 2030 – hypothèse d'un FE de 0.35tCO ₂ eq./MWh)	84	-45,45%

* Baseline 51% super et 49% gasoil⁴⁷

Figure 66 : Simulation des impacts en termes de réductions d'émissions de GES par filière

- **Mettre en place les filières de méthanisation et de production du BioGNV**

Le BioGNV nécessite la mise en place de filière d'approvisionnement en combustible, et pourrait à horizon 2030 alimenter des flottes captives, notamment des bus.

- **Développer la filière électrique**

Le développement d'une filière électrique au Sénégal :

- Nécessite des études d'opportunité pour le développement d'une filière dédiée, avec usines d'assemblage par exemple
- Pourrait intégrer le déploiement de bornes de recharges pour des flottes captives ou dédiées, bornes alimentées par des sources renouvelables bas carbone.

Le cas de l'Ethiopie

Sur le continent africain, l'Ethiopie a mis en place en 2024 une interdiction d'importation de véhicules à moteur à combustion interne.

L'Ethiopie compte plus de 30 000 véhicules en circulation⁴⁸, et les prévisions anticipent une flotte de plus 150 000 véhicules électriques dans le pays en 2032, à un horizon

⁴⁷ « Feuille de route pour la suppression des subventions dans le secteur de l'énergie à l'horizon 2025 »

⁴⁸ Ministère des transports d'Ethiopie 2024 (<https://www.motl.gov.et/>)

proche de celui du JETP. D'autre part, et pour accompagner cette transition, des usines d'assemblage de véhicules et de bus électrique ont été développées dans le pays. La création d'une filière de mobilité électrique a permis la création d'emplois et d'entreprises locales.

4.10.3.3. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur

6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur
6.3.1	Renforcer la gouvernance du secteur de la mobilité
6.3.2	Renforcement des capacités et professionnalisation des acteurs en charge de la mobilité

4.10.4. Besoins en investissement identifiés

Les besoins en investissement identifiés⁴⁹ sont les suivants :

#	Programmes	Montant (M EUR)
6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal	3190
6.1.1	Restructuration et amélioration de la mobilité à Dakar	1043
6.1.1.1	<i>Restructuration du réseau de transport en commun</i>	600
6.1.1.2	<i>Amélioration de la gestion de la circulation</i>	190
6.1.1.3	<i>Pérennisation du financement du transport urbain</i>	253
6.1.2	Développer des systèmes de transports en commun bas carbone à Dakar	1909
6.1.2.1	<i>Etudes détaillées de lignes nouvelles de BRT et de transports bas carbone</i>	91
6.1.2.2	<i>Développer des nouvelles lignes et systèmes TSCP / BRT</i>	1 818
6.1.3	Développement des transports en commun bas carbone à Mbour, Thiès, Saint-Louis, Touba-Mbacké, Kaolack, Ziguinchor	231,31
6.1.3.1	<i>Elaboration de plans de mobilité urbaine et études complémentaires</i>	5,05
6.1.3.2	<i>Réalisation d'infrastructures et d'équipements de transport</i>	133
6.1.3.3	<i>Mise en place de services de transports collectifs</i>	84,81
6.1.3.4	<i>Pilotage du développement de programmes</i>	8,45
6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	111,1
6.2.1	Mettre en place les filières de méthanisation et de production du BioGNV	100
6.2.2	Développer la filière électrique	11,1
6.2.2.1	<i>Etudes d'opportunité et de stratégie de développement</i>	5
6.2.2.2	<i>Déploiement pilote de bornes de recharge dédiées alimentées par des sources d'électricité bas carbone</i>	6,1
6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	77,5
6.3.1	Renforcer la gouvernance du secteur de la mobilité	1,5
6.3.2	Renforcement des capacités et professionnalisation des acteurs en charge de la mobilité	76
	TOTAL	3 371,91

⁴⁹ Données et chiffres issus des échanges avec le CETUD

4.10.5. Chronogramme d'investissement – Projet « Quick Win » #8

QW #	Projet	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
		M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR	M EUR
8	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar							
	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar		3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	19,82
	TOTAL		3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	19,82

4.10.6. Allocation Prospective des ressources – Projet « Quick Win » #8

QW #	Projet	Allocation ressources						Secteur privé	Assistance Technique
		Prêt concessionnel	Subvention	Garantie	Prêt commercial	Participation			
8	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar								
	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	19,82							
	TOTAL	19,82	0				0	0	

4.10.7. Projets identifiés s’intégrant dans les programmes de la stratégie de l’axe stratégique 6

Les projets identifiés suivants pourraient s’intégrer dans les programmes de la stratégie de l’Axe 6:

#	Programmes	Projets reçus ou identifiés
6.1	Développement des transports en commun bas carbone à Dakar et dans les principaux centres urbains du Sénégal	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #16 : Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar (CETUD)
6.2	Développer et promouvoir les filières alternatives aux carburants fossiles	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #31 : Déploiement de bornes publiques de recharge de Véhicules électriques (SENELEC)
6.3	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	

Référence des projets, voir Annexe 8.

4.11. Axe Stratégique 7 : Développement de nouvelles industries vertes

4.11.1. Situation actuelle

- Le secteur industriel a une intensité carbone élevée et les principales filières industrielles sont émettrices de GES (Ciment, industries chimique, ...) et utilisent des énergies fossiles
- La compétitivité internationale des produits de ces secteurs pourrait être impactée par des taxes carbone / barrières à l'entrée des marchés à l'export (ex : MACF pour l'Union Européenne) (les exports comptant pour 25% du PIB, et les exportations de minéraux 35% des exports).
- La création de filières industrielles pour l'exportation doit intégrer les problématiques d'économie bas carbone
- Le Sénégal dispose de conditions favorables pour la production d'hydrogène vert, et même si le marché domestique n'est pas significatif, les débouchés de l'hydrogène vert seraient à l'export
- La stratégie nationale de développement des 8 agropoles pourrait également intégrer une alimentation en énergie renouvelable pour assurer un essor bas carbone de l'industrie agro-alimentaire

4.11.2. Objectif de l'Axe Stratégique 7

L'objectif de l'Axe Stratégique 7 est de développer des nouvelles filières industrielles bas carbone et exploiter les relais de croissance potentiels de ces filières.

Dans le cadre de la dimension juste de la transition énergétique, il est important que les développements futurs d'industrie de l'économie bas carbone intègrent l'égalité de genre et l'inclusion sociale (GESI) de manière transversale dans la création et le développement de ces nouvelles industries.

4.11.3. Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs

La stratégie s'articule autour de 2 thématiques

- **Explorer le potentiel et préparer le Sénégal au possible développement de l'économie de l'hydrogène vert**
 - **Exploiter le potentiel des énergies renouvelables dans le secteur industriel**

La stratégie de l'axe 7 se traduit donc en 3 programmes :

#	Programme
7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW
7.2	Mettre en place le cadre réglementaire et renforcer les compétences et la gouvernance du secteur
7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles

4.11.3.1. Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW

Le déploiement d'un projet pilote d'hydrogène vert pourrait permettre de développer les compétences et de réaliser un premier pas vers l'exportation d'un vecteur énergétique décarboné.

Estimation préliminaire d'un projet pilote d'hydrogène vert

Elément ⁵⁰	M EUR
Electrolyseur PEM 1MW	2,5 ⁵¹
Systèmes de stockage	1,5
Développement	0,3
Formation	0,5
Autres coûts	0,25
TOTAL	5,05

4.11.3.2. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur

- Formation et renforcement des capacités

4.11.3.3. Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles

- Installation de 30 MWc de puissance solaire
- Promotion de l'usage des EnR

4.11.4. Besoins en investissement identifiés

Les besoins en investissement sont identifiés comme suit :

#	Programme	Montant (M EUR)
7.1	Déployer un projet pilote d'hydrogène vert – 1MW	5
7.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	2
7.3	Promouvoir l'usage d'énergies renouvelables dans les 8 agropoles	35
TOTAL		42

⁵⁰ Source AIE : <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>

⁵¹ Source : European Hydrogen Observatory 2025 (<https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>)

4.11.5. Projets identifiés s’intégrant dans les programmes de la stratégie de l’axe stratégique 7

Les projets identifiés suivants pourraient s’intégrer dans les programmes de la stratégie de l’Axe 7:

#	Programme	Projets reçus ou identifiés
7.1	Déployer un projet pilote d’hydrogène vert – 1MW	
7.2	Mettre en place le cadre réglementaire et renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	
7.3	Promouvoir l’usage d’énergies renouvelables dans les 8 agropoles	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #21 : Promotion des énergies renouvelables dans les pôles de développement économique du Sénégal (Bureau de Mise à Niveau des Entreprises du Sénégal)

Référence des projets, voir Annexe 8

4.12. Axe Stratégique 8 : Energie comme levier de développement durable - Nexus Eau-Energie-Agriculture

4.12.1. Situation actuelle

- Le secteur agricole ne compte que 11% d'équipements motorisés. Cette faible mécanisation engendre des rendements faibles
- 6% des terres agricoles seulement sont irriguées
- Plus de 30% des récoltes de légumes sont perdues après les récoltes, en l'absence d'infrastructure de stockage (frigorifique) et de transport vers les lieux de vente et de consommation, ce qui représente un manque à gagner important pour les agriculteurs
- Il existe un potentiel de biomasse sous utilisé, notamment pour des unités domestiques de méthanisation à l'échelle des éleveurs

4.12.2. Objectifs de l'Axe Stratégique 8

Les objectifs de l'Axe Stratégique 8 sont :

- **Assurer l'accompagnement bas carbone du développement du secteur primaire**
- **Améliorer les conditions de vie des populations actives du secteur primaire**
- **Améliorer l'accès à l'eau via des énergies renouvelables**

4.12.3. Stratégie et programmes permettant d'atteindre les objectifs

La Stratégie s'articule autour de 2 thématiques :

- **Développement des EnR pour l'accès à l'Eau**
 - Diffusion du pompage solaire
 - Hybridation des sites de pompage existants avec de l'énergie solaire
- **Développement des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche**
 - Déploiement de systèmes de chambres froides ou de stockage frigorifique alimenté par énergies renouvelables pour l'agriculture
 - Déploiement de systèmes de chambres froides ou de stockage frigorifique alimenté par énergies renouvelables pour les produits de la pêche
 - Développement de l'agrivoltaïsme

Cette stratégie se décline en 2 grands programmes :

#	Programme
8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche
8.1.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et à l'irrigation
8.1.2	Développement des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche
8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur

4.12.3.1. Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche

- Assurer les besoins en électricité pour le pompage de l'eau par des énergies renouvelables
- Alimenter des activités génératrices de revenus par des énergies renouvelables dans le secteur de l'agriculture et de la Pêche, y compris le stockage frigorifique

4.12.3.2. Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur

- Promotion des énergies renouvelables
- Formation et renforcement des capacités des acteurs en charge de la gouvernance
- Sensibilisation des populations cibles aux enjeux et bénéfices des énergies renouvelables

Cette sensibilisation doit aussi permettre des échanges permettant de prendre en compte les besoins des populations rurales et agricoles (éleveurs, pêcheurs, forestiers, artisans, etc.) pour assurer un développement harmonieux et inclusif.

4.12.4. Besoins en investissement identifiés

#	Programme	Montant (M EUR)
8.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	250
8.1.1	Développement des EnR pour l'accès à l'Eau et à l'irrigation	
8.1.2	Développement des usages productifs dans le secteur de l'Agriculture et de la Pêche	
8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	15
	TOTAL	265

4.12.5. Projets identifiés s’intégrant dans les programmes de la stratégie de l’axe stratégique 8

Les projets identifiés suivants pourraient s’intégrer dans les programmes de la stratégie de l’Axe 8:

#	Programme	
8.1	Développement des EnR pour l’accès à l’Eau et des usages productifs dans le secteur de l’Agriculture et de la Pêche	<ul style="list-style-type: none"> • Projet #17 : Hybridation de 2000 forages en milieu rural (ANER) • Projet #19 : Utilisation du stockage froid solaire pour la conservation des produits agricoles, halieutiques et laitiers • Projet #24 : Energie solaire pour l’autonomisation et le renforcement économique des femmes en milieu rural au Sénégal (ANER) • Projet #25 : Projet d’installation d’unités de dessalement de l’eau saumâtre fonctionnant à l’énergie solaire photovoltaïque (ANER) • Projet #26 : Diffusion à grande échelle de pompes solaires pour des usages productifs au Sénégal (ANER) • Projet #32 : SUNU Agri-Solaire 2025 – 2027 (MASAE) • Projet #33 : Forages solarisés (MHA)
8.2	Renforcer les compétences et la gouvernance du secteur	

Référence des projets, voir Annexe 8.

Chapitre 5

**Formation et renforcement des capacités, R&D,
transfert de technologie et promotion du contenu
local**



Les thématiques de formation, de renforcement des capacités, de transfert de technologies, de R&D, d'accès au financement et de promotion du contenu local ont été identifiées au sein de l'Axe Stratégique 9 comme un aspect essentiel de la transition énergétique.

La triple dimension :

- Renforcement des capacités de la gouvernance
- Renforcement des capacités et formation des actifs et des représentants du secteur privé
- Promotion du contenu local et de la création de filières et de valeur ajoutée locale a ainsi été intégrée dans les différentes stratégies des axes d'orientation stratégique.

La formation et le renforcement des capacités devront faire l'objet d'identification précise des besoins sectoriels en lien avec les programmes et projets de la transition énergétique pour une définition adaptée du contenu.

L'unité dédiée en charge de la gouvernance du Plan d'Investissement⁵² pourra évaluer et suivre la construction et l'élaboration des programmes de formation et l'intégration dans les politiques publiques et de transition énergétique.

5.1. Objectifs

Les objectifs en matière de formation, de renforcement des capacités, de R&D, de transfert de technologie et de promotion du contenu local sont les suivantes :

#	Objectifs
1	Evaluer au fur et à mesure du déploiement de la transition énergétique les besoins et les compétences nécessaires
2	Assurer le renforcement des capacités des acteurs pour accompagner la mise en œuvre des programmes sectoriels du Plan d'Investissement
3	Renforcer la capacité des acteurs économiques et sociaux locaux à saisir les opportunités de la transition énergétique
4	Accompagner la montée en compétence dans les secteurs de l'énergie et des secteurs impactés par la transition énergétique
5	Promouvoir la recherche & Développement et l'innovation pour adapter les énergies renouvelables aux enjeux et problématiques locales
6	Mettre en place les capacités permettant une appropriation des technologies de la transition énergétique par le secteur privé et public du Sénégal, pour assurer que les transferts de technologies auront une capacité de générer de la croissance et de la valeur ajoutée localement

⁵² Voir Chapitre 9

5.2. Résultats attendus

#	Objectifs	Résultats attendus
1	Evaluer au fur et à mesure du déploiement de la transition énergétique les besoins et les compétences nécessaires	Les besoins en renforcement des capacités sont identifiés, mis à jour de manière régulière et traduits en programmes de formation ou de sensibilisation
2	Assurer le renforcement des capacités des acteurs pour accompagner la mise en œuvre des programmes sectoriels du Plan d'Investissement	Les acteurs publics ont acquis les compétences nécessaires pour une gouvernance efficace des politiques de transition énergétique au Sénégal
3	Renforcer la capacité des acteurs économiques et sociaux locaux à saisir les opportunités de la transition énergétique	Les actifs sénégalais sont adéquatement formés pour les emplois créés dans les secteurs de l'énergie
		La population est sensibilisée aux problématiques, aux enjeux et aux opportunités de la transition énergétique pour participer aux débats et aux consultations sur les thématiques de la transition énergétique et sur les projets
		Des entreprises, associations sont créées dans les domaines des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique et de la transition énergétique et créent des emplois y compris des emplois qualifiés et nouveaux
4	Accompagner la montée en compétence dans les secteurs de l'énergie et des secteurs impactés par la transition énergétique	Les actifs sénégalais sont informés des opportunités d'emploi et de formation dans les secteurs des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en lien avec la transition énergétique
		Une offre de formation structurée, labélisée et en adéquation avec les besoins actuels et futurs des filières en lien avec la transition énergétique
5	Promouvoir la recherche & Développement et l'innovation pour adapter les énergies renouvelables aux enjeux et problématiques locales	Des programmes sectoriels de R&D dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique sont développés et déployés
		Des filières nouvelles sont créées et peuvent générer de la valeur ajoutée locale et des emplois
6	Appropriation des transferts de technologie	Le secteur privé est en mesure de développer une offre autour des technologies transférées, le secteur public est en mesure d'en accompagner l'essor

5.3. Proposition de structuration de l'offre de formation

D'une manière générale le renforcement des capacités et la sensibilisation pourront être structurés selon une typologie en 3 niveaux :

Niveau 1	Acculturation
Niveau 2	Approfondissement
Niveau 3	Expertise

- Le renforcement de capacités permettra de développer les compétences locales nécessaires au développement accéléré de la transition énergétique.
- C'est un des piliers du 'made in Sénégal' et de la création des champions nationaux
- Des plans de formation massifs visant tant le secteur privé que le secteur public sont à construire
 - Sur l'ensemble des fonctions / métiers / technologies de la transition énergétique pour développer les différents niveaux d'expertise nécessaires
 - Sur les thèmes de management / développement / financement de projet

Pour chacun des axes stratégiques, des études devront être menées pour évaluer les besoins en formation professionnelle.

Exemple de structuration de la formation

	METIERS / TECHNOLOGIE	Solaire PV	Batteries	Éolien	Biomasse	Biogaz	Mini-hydro	T&D Réseau	MDE Éclairage	MDE bâtiments	MDE industrie	Transport	Gouvernance de la Transition énergétique
Niveau 1	Acculturation	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Niveau 2	Approfondissement	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Niveau 3	Expertise	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Conception et ingénierie	Étude de faisabilité	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	
	pre-FEED	x	x	x	x	x	x						
	FEED	x	x	x	x	x	x						
EIES		x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	
installation et maintenance		x	x							x	x		
production et exploitation		x											

	MANAGEMENT DE PROJET	Management de projet	Financement public	Project finance	Réduction d'émissions de GES	Environnement	Réglementation & risques
Niveau 1	Acculturation	X	x	x	x	x	x
Niveau 2	Approfondissement	X	x	x	x	x	x
Niveau 3	Expertise	X	x	x	x	x	x

5.4. Proposition de Programmes de formation pour les acteurs gouvernementaux en charge de problématiques énergétiques

5.4.1. Programme 1 : Acculturation à la Transition Énergétique (Niveau 1)

• **Objectifs:**

- Comprendre les enjeux de la transition énergétique à l'échelle mondiale et nationale.
- Identifier les acteurs clés et les leviers d'action.
- Sensibiliser aux impacts environnementaux, économiques et sociaux de la transition.

• **Thématiques:**

- Le changement climatique et ses conséquences.
- Les énergies renouvelables : principes, potentiel et enjeux.
- L'efficacité énergétique : les leviers d'action et les bénéfices.
- Les politiques énergétiques nationales et internationales.
- Les enjeux de la mobilité durable.
- Les impacts socio-économiques de la transition énergétique.

• **Méthodologie:**

- Exposés introductifs
- Études de cas
- Témoignages d'experts
- Visites de sites (centrales solaires, éoliennes, etc.)

5.4.2. Programme 2 : Approfondissement des Connaissances de la Transition Énergétique (Niveau 2)

• **Objectifs:**

- Maîtriser les outils d'analyse et d'évaluation des politiques énergétiques.
- Comprendre les mécanismes de marché de l'énergie.
- Évaluer les impacts environnementaux et socio-économiques des projets énergétiques.

• **Thématiques:**

- Les marchés de l'énergie : fonctionnement et régulation.
- Les outils financiers pour la transition énergétique (mécanismes incitatifs, financements verts, etc.).
- Les enjeux de la gestion du réseau électrique.
- L'évaluation des projets énergétiques : critères environnementaux, sociaux et économiques.
- Les stratégies de développement durable des territoires.

- **Méthodologie:**
 - Ateliers pratiques
 - Études de cas approfondies
 - Simulations
 - Visites de sites industriels

5.4.3. Programme 3 : Expertise de la Transition Énergétique (Niveau 3)

- **Objectifs:**
 - Développer une expertise stratégique en matière de transition énergétique.
 - Être capable de concevoir et mettre en œuvre des politiques énergétiques ambitieuses.
 - Maîtriser les outils de gouvernance et de coordination des acteurs de la transition.
- **Thématiques:**
 - La planification énergétique à long terme.
 - La gouvernance multi-niveaux de la transition énergétique.
 - Les partenariats public-privé dans le secteur de l'énergie.
 - Les enjeux de la justice sociale et de l'acceptabilité sociale des projets énergétiques.
 - Les aspects internationaux de la transition énergétique.
- **Méthodologie:**
 - Études de cas complexes
 - Simulations de négociations
 - Visites de terrain à l'étranger
 - Mise en œuvre de projets pilotes

5.5. Proposition de programmes de développement de capacité

5.5.1. Les métiers du développement photovoltaïques + batteries

• Conception et Ingénierie

- **Ingénieur en énergies renouvelables:** Spécialisé dans le solaire photovoltaïque, il conçoit, développe et optimise les systèmes de production d'énergie solaire.
- **Ingénieur en électrotechnique:** Il travaille sur la conception des systèmes électriques liés aux panneaux solaires et aux batteries.
- **Ingénieur en génie civil:** Il est impliqué dans la construction des infrastructures nécessaires aux installations photovoltaïques (parcs solaires, etc.).
- **Ingénieur en stockage d'énergie:** Il travaille sur le développement et l'optimisation des systèmes de stockage par batterie.

• Installation et Maintenance

- **Installateur photovoltaïque:** Il pose les panneaux solaires sur les toits ou au sol et raccorde les installations au réseau électrique.
- **Technicien de maintenance photovoltaïque:** Il assure la maintenance préventive et corrective des installations solaires.
- **Electricien spécialisé en énergies renouvelables:** Il réalise les raccordements électriques et met en service les installations.
- **Technicien en installation de batteries:** Il installe les batteries dans les systèmes de stockage d'énergie.

• Production et Exploitation

- **Chef de projet photovoltaïque:** Il gère l'ensemble d'un projet photovoltaïque, de la conception à la mise en service.
- **Exploitant de centrale solaire:** Il surveille le fonctionnement d'une centrale solaire et optimise sa production.

• Gouvernance et vérification

- **techniciens des laboratoires de test des équipements solaires :** capaciter le personnel à la norme ISO 17024.
- **Accompagnement des laboratoires** à travers des formations pour une accréditation par rapport à la norme ISO 17025.

5.5.2. Les compétences des métiers du PV

(Liste à titre illustratif non exhaustive)

Compétences techniques :

- **Électricité:** Connaissance approfondie des circuits électriques, des normes de sécurité, des schémas électriques et des outils de mesure.
- **Électronique:** Compréhension des composants électroniques utilisés dans les systèmes photovoltaïques, tels que les onduleurs, les optimiseurs de puissance et les batteries.
- **Photovoltaïque:** Maîtrise des technologies photovoltaïques, des différents types de panneaux solaires, de leur fonctionnement et de leur installation.
- **Thermique:** Connaissances en thermique pour les systèmes de refroidissement et de chauffage associés aux installations photovoltaïques.
- **Automatisme:** Compétences en automatismes pour la programmation et la configuration des systèmes de contrôle.
- **Dessin technique:** Capacité à lire et interpréter des plans et des schémas techniques.

Compétences spécifiques aux métiers :

• **Installateur photovoltaïque:**

- Habileté manuelle pour le montage des panneaux solaires, le câblage et le raccordement.
- Connaissance des techniques de fixation sur différents types de supports (toits, façades, etc.).
- Maîtrise des outils spécifiques à l'installation photovoltaïque.

• **Technicien de maintenance:**

- Capacité à diagnostiquer les pannes et à effectuer les réparations nécessaires.
- Connaissance des procédures de maintenance préventive.
- Utilisation d'outils de mesure et de diagnostic.

• **Ingénieur photovoltaïque:**

- Conception de systèmes photovoltaïques adaptés aux besoins des clients.
- Réalisation d'études de faisabilité technique et économique.
- Maîtrise des logiciels de simulation et de dimensionnement.
- Connaissance des normes et réglementations en vigueur.

Compétences transversales :

- **Gestion de projet:** Capacité à planifier, organiser et suivre l'avancement d'un projet photovoltaïque.
- **Autonomie:** Capacité à travailler de manière indépendante et à prendre des initiatives.
- **Esprit d'équipe:** Aptitude à collaborer avec différents acteurs du projet.
- **Adaptabilité:** Flexibilité pour s'adapter aux évolutions technologiques et aux besoins du marché.

5.5.3. Les compétences des métiers des batteries réseau

Compétences techniques :

- **Électricité et électronique de puissance:** Comprendre les principes de fonctionnement des batteries, des convertisseurs de puissance, des systèmes de contrôle et des protections électriques.
- **Chimie des batteries:** Connaître les différents types de batteries (lithium-ion, sodium-soufre, etc.), leurs caractéristiques, leurs cycles de vie et les risques associés.
- **Automatique et informatique industrielle:** Maîtriser les systèmes de contrôle-commande, les automates programmables, les interfaces homme-machine (IHM) et les logiciels de supervision.
- **Thermique:** Comprendre les phénomènes de transfert thermique dans les batteries, les systèmes de refroidissement et les risques liés à la surchauffe.
- **Sécurité des installations électriques:** Connaître les normes et réglementations en vigueur, les procédures de sécurité et les équipements de protection individuelle.

Compétences en maintenance :

- **Diagnostic de pannes:** Identifier les **causes** de dysfonctionnement des batteries et des systèmes associés à l'aide d'outils de diagnostic et d'analyse de données.
- **Maintenance préventive:** Planifier et réaliser les opérations de maintenance préventive (nettoyage, **contrôle**, remplacement de composants) pour assurer la durée de vie des batteries.
- **Maintenance corrective:** Intervenir rapidement et efficacement en cas de panne pour minimiser les temps d'arrêt.
- **Gestion de stocks:** Organiser et gérer les stocks de pièces de rechange.

Compétences transversales :

- **Analyse de données:** Collecter, analyser et interpréter les données issues des systèmes de surveillance pour optimiser les performances des batteries et prévenir les défaillances.
- **Gestion de projet:** Planifier, organiser et coordonner les projets de maintenance et d'amélioration des systèmes de stockage d'énergie.
- **Communication:** Échanger avec les différents acteurs du projet (ingénieurs, techniciens, clients) et rédiger des rapports techniques.
- **Adaptation:** Être capable de s'adapter aux évolutions technologiques rapides dans le domaine du stockage d'énergie.

5.5.4. Les formations en lien avec ces compétences

Pour acquérir ces compétences, il est recommandé de suivre des formations initiales et continues.

Voici quelques exemples dans les deux domaines :

Formations initiales :

- **Baccalauréat professionnel Électrotechnique :** Une base solide en électricité est essentielle pour comprendre le fonctionnement des installations photovoltaïques et des systèmes de stockage.
- **BTS Électrotechnique :** Ce diplôme permet d'acquérir des compétences plus approfondies en électricité, en électronique de puissance et en automatismes.
- **BTS Énergétiques :** Cette formation offre une vision globale des différentes énergies renouvelables, avec un focus sur le photovoltaïque.
- **DUT Génie électrique et informatique industrielle :** Ce diplôme prépare à des postes techniques et d'ingénierie dans le secteur de l'énergie.
- **Licence professionnelle Énergies renouvelables :** Cette formation est plus spécialisée et permet d'acquérir des compétences spécifiques au domaine du photovoltaïque et du stockage.

Formations continues

- **Certificats de qualification professionnelle (CQP) :** De nombreux organismes de formation proposent des CQP spécialisés dans le solaire photovoltaïque et le stockage d'énergie. Ces certifications permettent de valider des compétences pratiques et théoriques.
- **Masters professionnels :** Pour les profils plus expérimentés, des masters professionnels en énergies renouvelables ou en gestion de l'énergie peuvent être envisagés.

Chapitre 6

La dimension équité – justice de la transition énergétique



La question de la Transition Énergétique Juste est au cœur de la Stratégie Nationale de Développement (SND) 205 - 2029. L'objectif stratégique 3.3 rappelle l'importance de **Conduire une transition énergétique juste et équitable**

La dimension équité & justice est au cœur de la transition énergétique. Elle se traduit dans le plan d'investissement selon 4 axes :

A - Améliorer les conditions de vie de la population	
A-1	Diminuer le tarif de l'électricité
A-2	Atteindre l'accès universel à l'électricité
A-3	Équité dans l'accès à l'électricité et contribution à réduire le gap d'accès entre le milieu rural et urbain.
A-4	Équité dans l'accès à la cuisson propre
A-5	Limiter les impacts sociaux environnementaux, Conflits fonciers, etc.
B - Améliorer le cadre macroéconomique	
B-1	Limiter l'impact sur la dette de l'état
B-2	Création de champions nationaux et densification du tissu économique y compris l'entrepreneuriat social local
C - Contenu local et création d'opportunités d'emplois pour la population	
C-1	Création d'emplois
C-2	création d'une offre de travail par la qualification technologique
C-3	Opportunités pour des emplois qualifiés
D - Evaluation et priorisation des investissements	
D-1	Inclusion et équité
D-2	Participation de la société civile, mécanismes de validation et contrôle et évaluation citoyens

La dimension équité justice se traduit notamment par une évaluation systématique des projets par une entité dédiée selon des critères d'évaluation définis.

Cette analyse nécessite la mise en place de 2 conditions :

- Un **organe** ou une commission / groupe de travail **dédié à l'équité et à la justice**
 Cette entité aura pour mission d'évaluer les projets et pourra demander des modifications ou amendements pour un meilleur respect des critères équité – justice
- L'adoption **d'outils d'évaluation**, qui pourrait être basée sur les outils proposés en annexe 1 et qui intègre notamment les critères suivants :

9	9.1	Impacts sociaux	Emplois créés
	9.2		Contenu local: Préférence nationale et soutien au développement du secteur privé national
	9.3		Formation: intégration de la dimension formation et du renforcement des capacités
	9.4		Dialogue Social: Intégration du dialogue avec les parties prenantes et information des populations locales impactées
	9.5		Genre et droits humains: Assurer l'équité entre les genres et le respect des droits humains

Prise en compte de la transparence et de la communication

La mise en œuvre du Plan d'Investissement nécessitera également d'accroître la transparence et la communication :

L'organisme en charge du suivi du Plan d'Investissement devra intégrer des obligations d'information régulière après de la population sur la sélection des projets, leur état d'avancement, les bénéfices attendus et les impacts potentiels.

6.1. Amélioration des conditions de vie de la population

L'accès universel à l'électricité et la question des coûts de l'électricité font partie des axes structurants de la SND 205-2029.

L'objectif stratégique 2.5 du document (« *L'accès universel à l'électricité et à moindre coût* ») rappelle que l'accélération de l'électrification rurale que les questions liées aux coûts de l'électricité sont des aspects essentiels de la politique énergétique.

6.1.1. Diminuer le tarif de l'électricité

Diminuer le tarif de l'électricité en limitant l'impact sur les finances publiques, c'est-à-dire en limitant le recours aux subventions directes et indirectes, nécessite de diminuer le coût de revient de l'électricité.

Les leviers de la diminution du coût de production de l'électricité sont abordés au chapitre 8.4

6.1.2. Atteindre l'accès universel à l'électricité

L'accès universel à l'électricité est un élément essentiel de la dimension juste de la transition énergétique du Sénégal.

En ce sens, les besoins en investissement de la stratégie et des programmes de l'Axe Stratégiques 2 ont une dimension prioritaire.

6.2. Améliorer le cadre macroéconomique

6.2.1. Limiter l'impact sur la dette de l'état

Une des contributions majeures possible du JETP peut encore une fois résider dans la capacité de contribuer au financement de la transition énergétique du Sénégal en limitant l'endettement public du Sénégal.

Cet aspect est également traité plus en détail dans le chapitre 8.4

6.2.2. Création de champions nationaux et densification du tissu économique

- Structurer le cadre des investissements dans les énergies renouvelables de telle sorte à ce qu'ils permettent l'émergence d'acteurs de taille critique, capable de disposer d'une compétence élargie, d'entrer en compétition sur d'autres marchés, et de réinvestir localement en R&D une part importante de la valeur ajoutée captée au Sénégal.
- Adapter le cadre réglementaire ou institutionnel local le cas échéant
- Donner un cadre et une vision claire sur les calendriers et les objectifs de puissance et de contenu local.

6.2.3. Développement des PME locales :

Le développement de PME locales peut passer par les actions suivantes :

- Cibler les secteurs d'activité à faible besoins en investissement et fort impact en termes d'emplois (voir 6.3.1)
- Explorer les possibilités de fabriquer localement une partie du matériel électrique utilisé pour l'électrification rurale
- Créer des standards locaux (dans le but de standardiser les équipements électriques intérieurs)
- Créer un label « contenu local » lorsque par exemple :
 - 50% ou plus de la valeur est produite au Sénégal
 - La dernière transformation a eu lieu au Sénégal
- Favoriser les PME locales lors des appels d'offres, en intégrant dans l'évaluation un bonus en fonction du taux de main d'œuvre locale et de produits fabriqués localement

6.3. Contenu local et création d’opportunités d’emplois pour la population

6.3.1. Création d’emplois

Parmi les choix d’investissement répondant aux critères identifiés dans la méthodologie d’évaluation des projets, prioriser les options qui ont le plus d’impacts en termes d’emplois créés au Sénégal permettra de créer des opportunités pour la population active du Sénégal.

Chaîne de valeur du PV

La chaîne de valeur du solaire PV permet de créer des filières d’emplois :

Filières / Catégories		Emplois
Fabrication	Silicium	Fonderie
	Lingots / Wafer	Fonderie
	Cellules	Fabrication des cellules
	Modules	Assemblage des modules
	Onduleurs	Fabrication des onduleurs
Installation / déploiement	Installation	Mécanique
		Électrique
	Ingénierie / développement	Achats
		Ingénierie
		Vente / commercial
	Permitting	
Opération et Maintenance	O&M	Remplacement des composants
		Remplacement des onduleurs
		Nettoyage
		Réparation
Fin de vie et recyclage	Fin de vie	Déconstruction et retrait des modules
	Recyclage	Collecte des déchets
		Traitement et recyclage

Remonter la chaîne de valeur, au moins jusqu’à l’assemblage des modules, permettrait de créer des emplois qualifiés, durables, et accroître les compétences locales en matière d’économie bas carbone. Le Plan Solaire du Sénégal intègre cette dimension.

On notera également que le solaire décentralisé (petites installations commerciales, individuelles, et systèmes individuels), a une intensité emploi / MW supérieure au solaire « utility scale ».

La chaîne de valeur et d’emploi de l’éolien est plus concentré sur les activités industrielles en amont de l’installation, mais la création moyenne d’emplois directs et indirects dans les centrales éoliennes est d’environ 11 emplois/MW (pour l’ensemble de

la chaîne de valeur y compris la fabrication des composants, des turbines et des équipements), et de 3 emplois/MW pour l'exploitation et la maintenance⁵³.

La dimension « Contenu Local » est un élément important de la stratégie de transition énergétique. S'il semble peu réaliste à ce jour compte tenu des évolutions du marché du PV de concurrencer les acteurs asiatiques sur la fonderie et la fabrication de modules, l'assemblage local, l'ingénierie, le montage de structures, le développement de projets pourraient être des opportunités prioritaires pour le Sénégal par exemple.

Montant des investissements nécessaires	Elevé	Fonderies de wafers Fabrication de cellules Fabrication d'onduleurs	Assemblage de modules
	Faible	R&D Formations professionnelles de courtes durées	Développement de projets Ingénierie Génie Civil Montage de structures Electricité Raccordement au réseau O&M
		Faible	Elevé

⁵³ Aldieri & Al. 2019

Quelques éléments sur la chaîne de valeur de l'éolien⁵⁴

L'intégration de nouveaux projets éoliens n'est pas prévue à horizon 2030, mais une réflexion sur la période post 2030 peut d'ores et déjà être initiée. A ce titre, il est rappelé que la chaîne de valeur de l'éolien peut se décomposer de la sorte :

Segment de la chaîne de valeur	Activité
1. Développement et structuration	1.1. Sélection du Site
	1.2. Etudes de faisabilité technico-économiques
	1.3. Ingénierie & design
	1.4. Développement de projet
	1.5 Permitting et autorisations
2. Achat / sourcing	2.1. Définition des spécifications techniques
	2.2. Détermination du contenu local pour les achats
3. Fabrication & Assemblage	3.1. Fabrication et assemblage de la nacelle
	3.2. Fabrication des pales
	3.3. Fabrication et assemblage du mât
	3.4. Fabrication des équipements électriques et de suivi
4. Transport	4.1. Transport des équipements
5. Installation	5.1. Préparation du site et génie civil
	5.2. Assemblage des différents équipements
6. Connexion au réseau et commissioning	6.1. Connexion au réseau
	6.2. Commissioning
7. Opération and maintenance	7.1. Opération
	7.2. Maintenance
8. Décommissioning	8.1. Préparation du décommissioning
	8.2. Démantèlement
	8.3. Recyclage et traitement des équipements en fin de vie
	8.4. Remise en état du site

6.3.2. Opportunités pour des emplois qualifiés

Les programmes de formation, de promotion de la R&D et de renforcement des capacités proposés pour chaque axe stratégique doivent servir à accompagner cette montée en puissance.

Le renforcement des capacités des acteurs publics et privés, la structuration d'une offre de formation adaptée aux besoins du marché, la promotion de la Recherche et Développement sont en effet autant d'éléments essentiels pour une transition énergétique réussie, pour accompagner le développement du secteur privé, la montée en compétence des acteurs locaux, et la capacité à exécuter des marchés aujourd'hui captés par des acteurs étrangers.

⁵⁴ Source: GAMESA (2013) IRENA (2018 - LEVERAGING LOCAL CAPACITY FOR ONSHORE WIND)

6.4. Evaluation et priorisation des investissements

6.4.1. Inclusion et équité

- Assurer une répartition territoriale équilibrée des investissements
- Intégrer des critères d'évaluation des projets qui permettent de prendre en compte l'équité et les impacts sociaux

6.4.2. Participation de la société civile

- Intégrer la voix de toutes les composantes de la société
- Intégrer la participation de la société civile

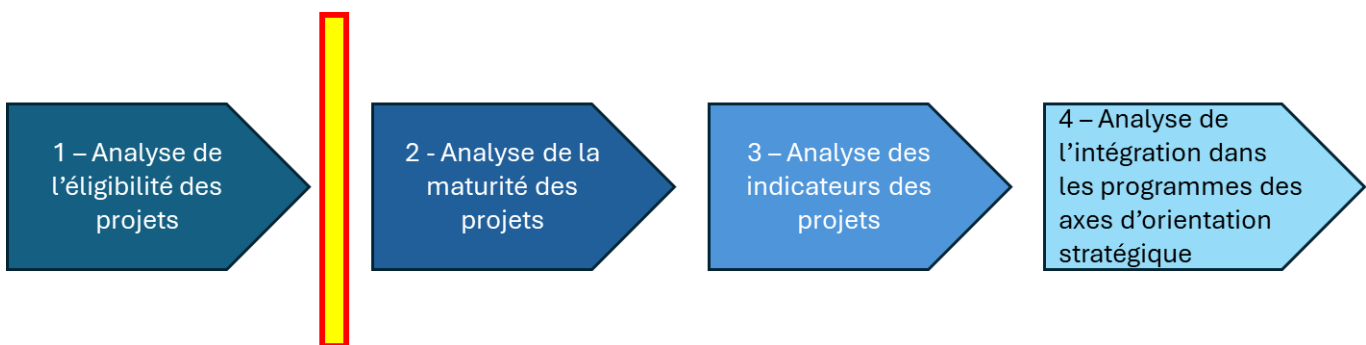
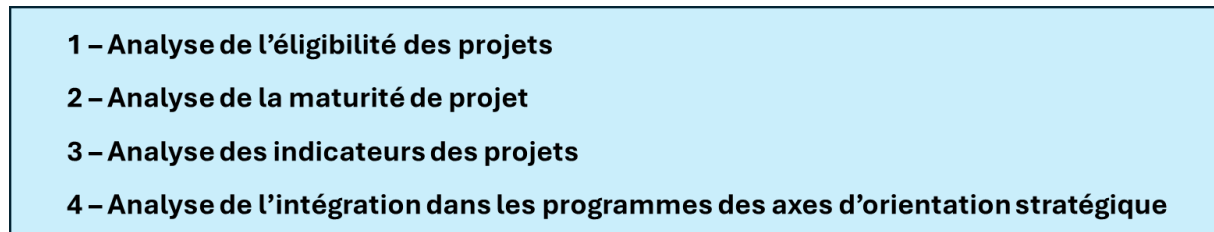
La grille d'évaluation des projets proposée intègre la dimension équité justice :

#	Catégorie	Critères de mesure	
1	Coût du projet	Coût du projet	
2	2.1	Maturité	Maturité du Projet
	2.2	Délai mise en œuvre	Délai
	2.3	Scalabilité	Scalabilité
3	Rentabilité	TRI Projet	
4	Accès universel à l'énergie	4.1	Population avec accès à l'électricité
		4.2	Population impactée par MDE
		4.3	Population avec accès à la cuisson propre
5	Energies Renouvelables	5.1	Puissance installée rajoutée réseau
		5.2	Puissance installée rajoutée offgrid
		5.3	Energie renouvelable produite
		5.4	Coût de l'électricité produite
6	Maîtrise de la Demande en Energie	6.1	Economies d'énergie
		6.2	Puissance effacée
7	Impacts environnementaux	7.1	Réduction d'émissions de GES annuelle
		7.2	Réduction d'émissions de GES totale
		7.3	Coût d'abattement de la tonne de CO2eq.
		7.4	Réduction déchets / pollution
8	Souveraineté énergétique	Capacité du Projet à diminuer les importations de combustible	
9	Impacts sociaux	9.1	Emplois créés
		9.2	Contenu local: Préférence nationale et soutien au développement du secteur privé national
		9.3	Formation: intégration de la dimension formation et du renforcement des capacités
		9.4	Dialogue Social: Intégration du dialogue avec les parties prenantes et information des populations locales impactées
		9.5	Genre et droits humaines: Assurer l'équité entre les genres et le respect des droits humains

6.5. Méthodologie d'évaluation des projets intégrant la dimension Equité Justice

Une méthodologie d'évaluation des projets spécifiquement conçue pour la Transition Energétique Juste a été proposée.

La méthodologie se compose de 4 niveaux d'analyse des projets :



Cette méthodologie est destinée à évaluer les projets qui seront proposés dans le cadre du plan d'Investissement de la transition énergétique juste du Sénégal.

L'unité en charge de la gouvernance du plan d'investissement (voir chapitre 9) pourra utiliser les différents outils de la méthodologie pour :

- Evaluer l'éligibilité des projets
- Proposer des modifications permettant une prise en considération plus importante des critères d'équité – justice.

Elle pourra également évoluer et intégrer des amendements au fur et à mesure de l'avancement des travaux de l'unité de suivi du plan d'investissement.

Le détail de la méthodologie des Projets figure en Annexe 1.

Chapitre 7

Sources de financement mobilisables pour la transition énergétique



La répartition des financements du JETP montre une approche mixte et complémentaire pour soutenir les pays dans leur transition énergétique :

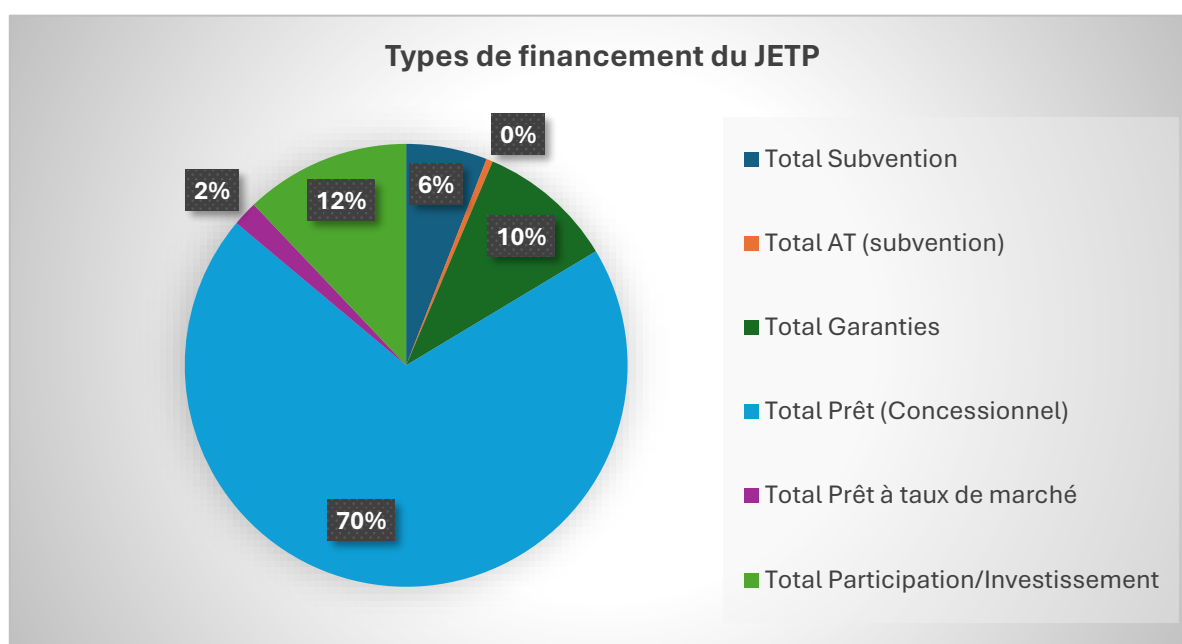
- **Les prêts concessionnels (1 743 millions EUR)** constituent la majeure partie de l'aide, indiquant que le JETP cherche à fournir des fonds à long terme à faible coût pour des projets d'envergure.
- **Les garanties (250 millions EUR) et les subventions (160 millions EUR)** jouent un rôle essentiel dans la réduction des risques, tout en favorisant l'attrait de financements privés pour la transition énergétique.
- **Les prêts à taux de marché (46 millions EUR)** sont plus limités et représentent des financements dans des projets plus matures ou moins risqués.
- **Les participations et investissements (302 millions EUR)** montrent l'implication directe dans des projets de transition, en prenant une part active dans le financement d'initiatives et en partageant les risques et les bénéfices.

Cette répartition montre une approche équilibrée visant à combiner des financements publics, privés, et à prendre en compte les risques pour encourager une transition juste et efficace.

Tableau récapitulatif des types de financement du JETP

**Montants en millions EUR*

Total Subvention	Total AT (subvention)	Total Garanties	Total Prêt (Concessionnel)	Total Prêt à taux de marché	Total Participation / Investissement	JETP Total
148	12	250	1 743	46	302	2 500



7.1.2. Autres bailleurs régionaux ou multilatéraux

Dans le cadre des sources de financement additionnelles, il convient d'inclure le Millennium Challenge Account (MCA), dont le Sénégal bénéficie d'un accord de financement⁵⁵. Ce partenariat stratégique a déjà permis de soutenir des projets de développement essentiels, renforçant ainsi les efforts du pays pour améliorer ses infrastructures, son secteur énergétique et agricole.

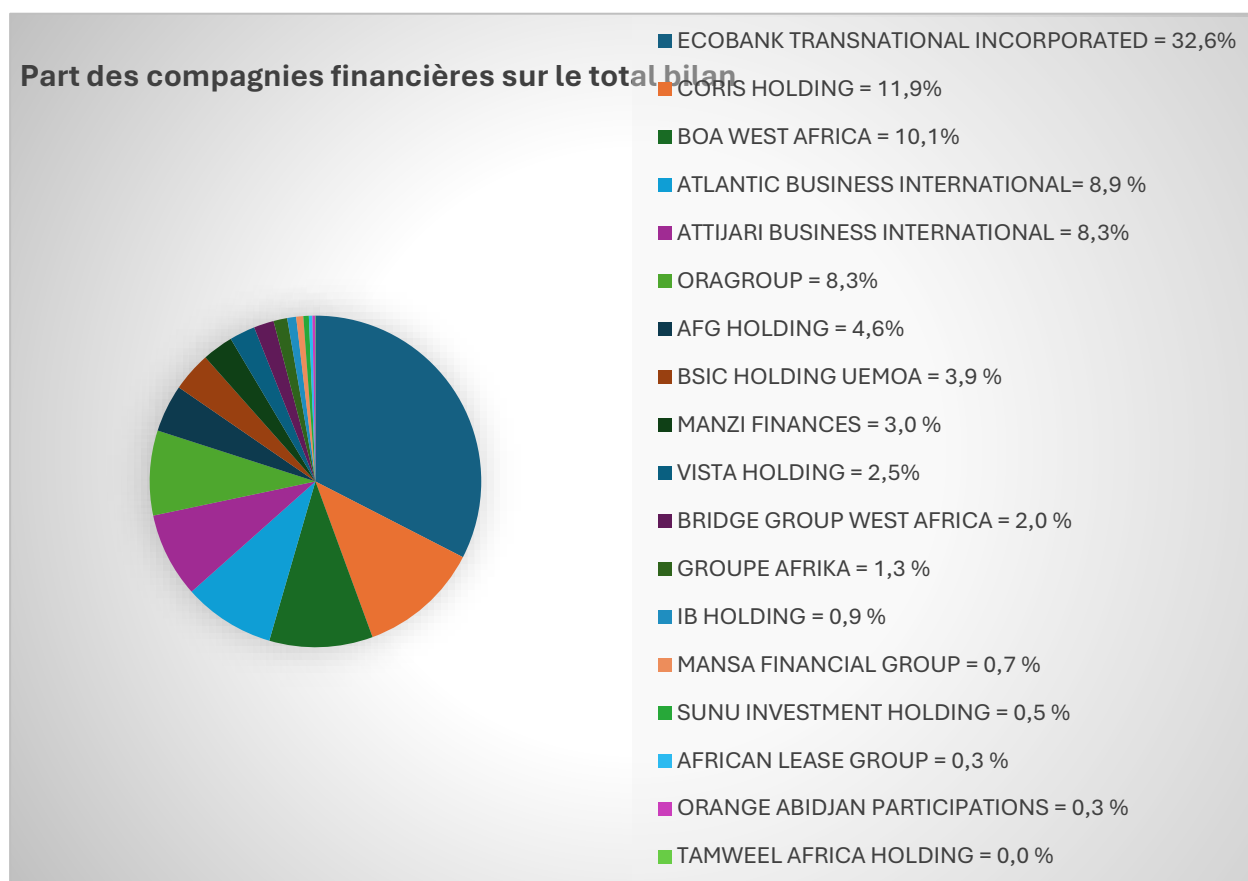
7.1.3. Sources de financement bancaires potentiels

7.1.3.1. Sources de financement local

La Zone UMOA

La zone UMOA contient dix-huit (18) compagnies financières qui accumule un total bilan de 49 623 milliards F CFA.

Le total bilan est ainsi réparti au sein de ces compagnies financières :



La liste exhaustive des acteurs du secteur bancaires sénégalais (Cf. Annexe 3 et 4)

⁵⁵ Il conviendra néanmoins de s'assurer de la disponibilité des financements américains compte tenu du contexte politique actuel

Le secteur bancaire local sénégalais

Le Sénégal abrite une totalité de vingt-neuf (29) Banques, dont vingt-trois (23) filiales et six (6) succursales

Selon le rapport de la Commission Bancaire de l'UMOA, le secteur bancaire sénégalais présente de bons ratios avec un ratio moyen de solvabilité des établissements de crédit de 15,4% pour une moyenne dans l'UMOA qui est de 14,1%.

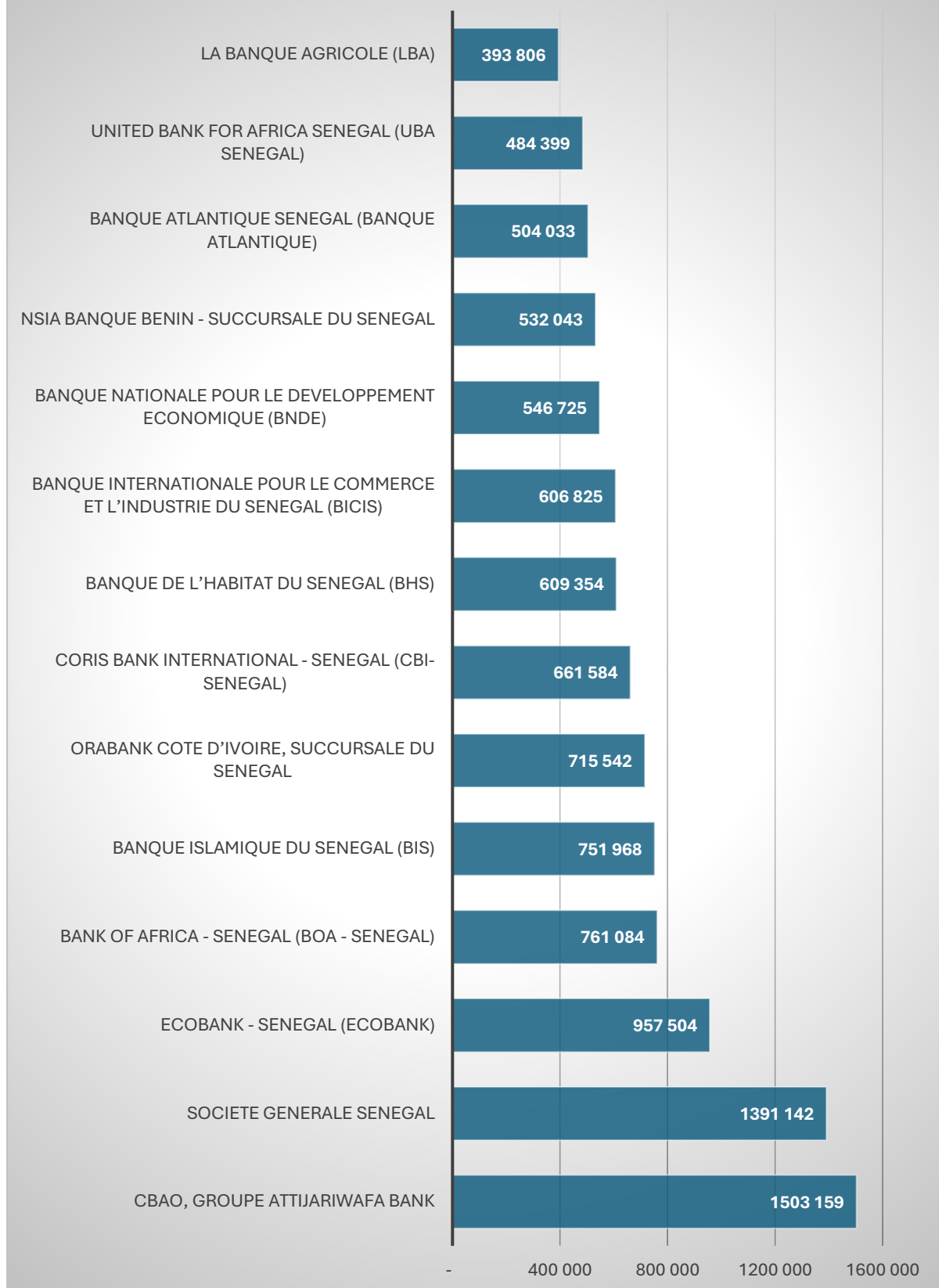
Le ratio de levier mesure la maîtrise de la croissance du bilan d'un établissement au regard de ses fonds propres et de limiter l'accumulation de l'effet de levier. La norme minimale a été fixée à 3%. Le secteur bancaire sénégalais, dans sa globalité, affiche un ratio de levier de 7,2% qui est au-dessus de la moyenne de l'UMOA qui est de 6,9%.

Le coefficient de liquidité à court terme du secteur bancaire sénégalais est de 103,5% qui est satisfaisant et indique un secteur capable de faire face aux dépenses à court terme. Le seuil minimal de ce ratio est de 75% dans la réglementation.

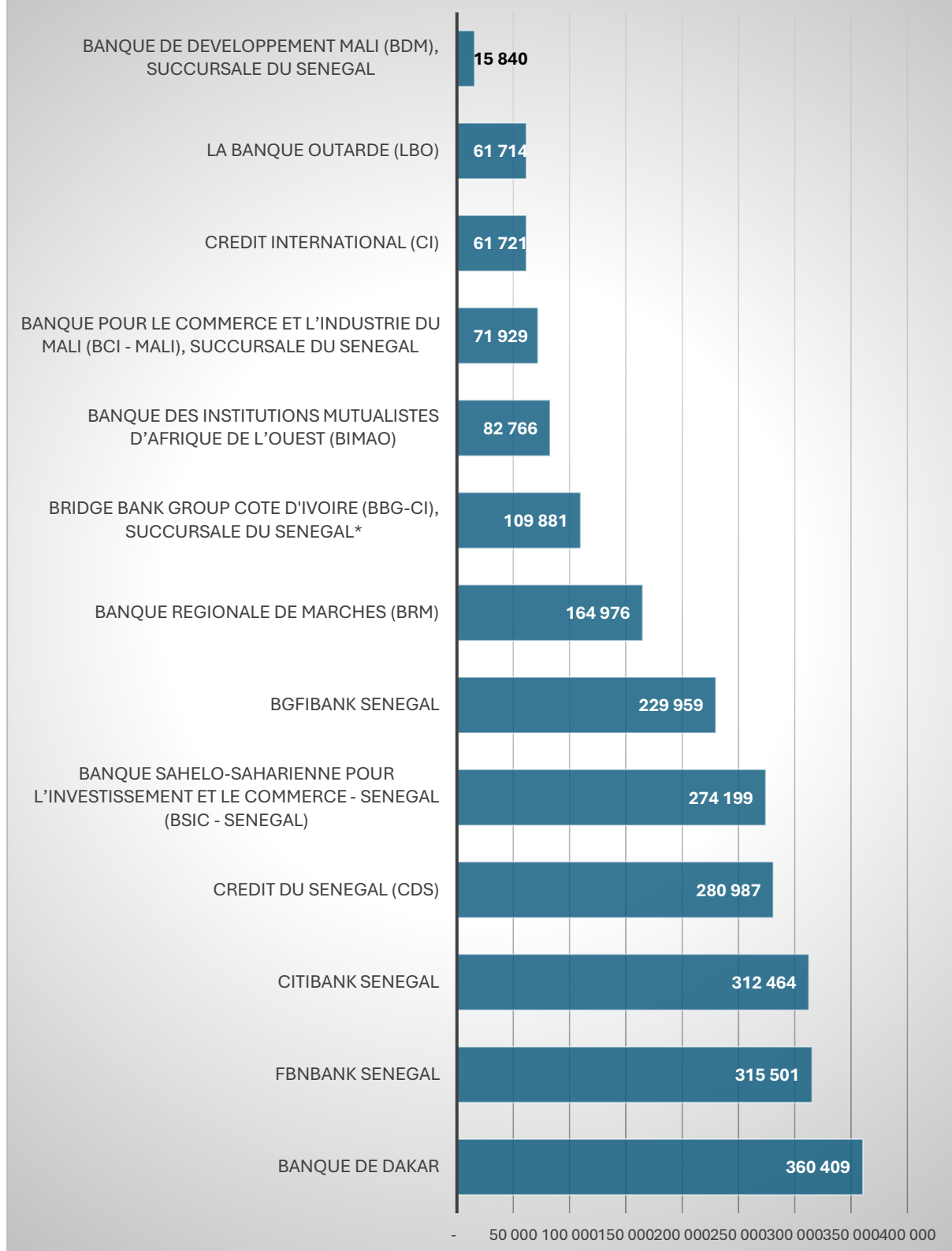
❖ Acteurs du secteur bancaire local

Avec un total bilan de 12 853 milliards F CFA, le secteur bancaire local sénégalais est ainsi réparti par ordre de grandeur :

Bilan par banque (1/2)

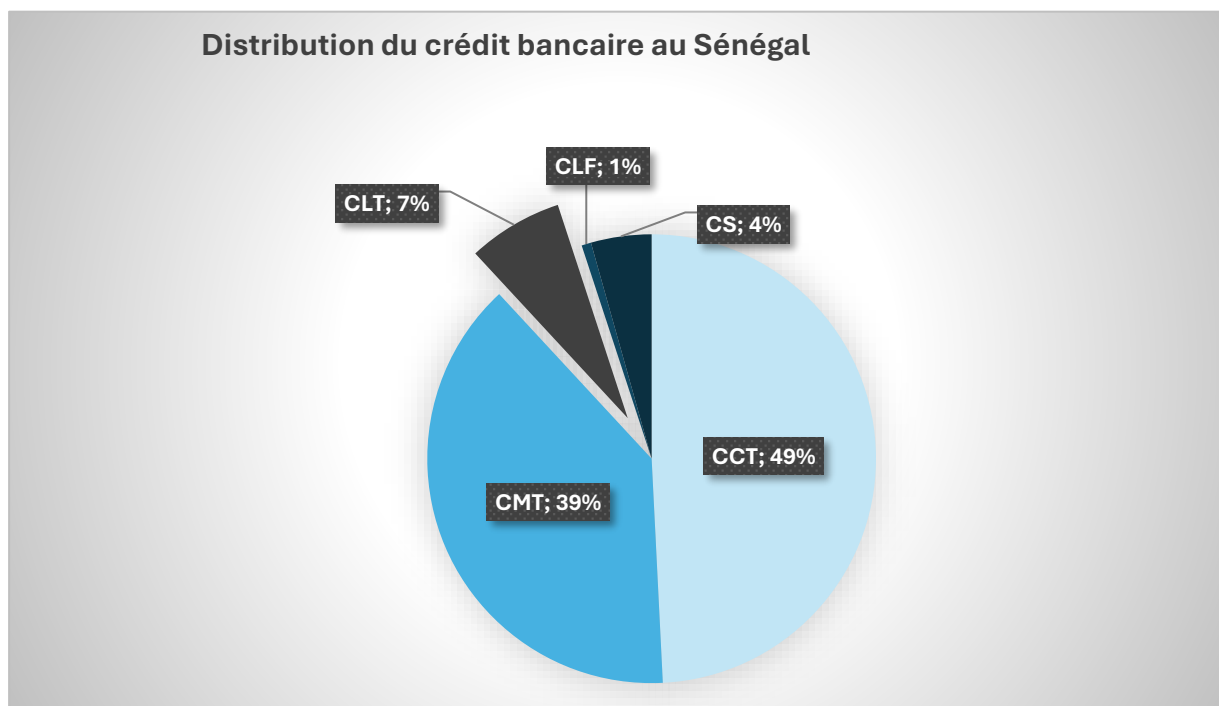


Bilan par banque (2/2)



La liste exhaustive des acteurs du secteur bancaires sénégalais figure en ANNEXE 3.

❖ Caractéristiques du secteur bancaire local



CCT =Crédit Court Terme
CMT = Crédit Moyen Terme
CLT = Crédit Long Terme
CLF = Crédit en Location financement
CS = Crédits en Souffrance

(Cf. Annexes 3 et 4)

Globalement le secteur bancaire sénégalais fait plus de crédit à court et moyen terme, avec une pondération de ses deux masses qui est de 89% des crédits octroyés dans le secteur.

Il est constaté une très faible part en crédit long terme (7+ années), qui représente seulement 7% soit 523 692 millions F CFA du total des 7 651 645 millions F CFA de prêt octroyé par les banques locales en 2023.

Considérant le global de crédit à long terme, il ressort une faible implication du secteur privé local dans le financement des infrastructures au Sénégal durant l'année 2023.

Face à cette problématique, le JETP peut être un levier pour inciter le secteur privé local à investir dans les infrastructures et plus précisément dans le secteur de l'Énergie à travers des mécanismes innovants.

7.1.4. FONSIIS comme potentiel véhicule dans l'exécution du financement JETP

Le Fonds Souverain d'Investissements Stratégiques (FONSIIS) est un fonds national qui adhère aux Principes de Santiago et a pour objectif principal d'attirer massivement des capitaux privés dans des projets stratégiques et transformationnels. Sa mission est d'accélérer la transformation structurelle de l'économie sénégalaise en utilisant le levier du capital-investissement.

Le FONSIIS facilite l'accès au financement pour le secteur privé local en réduisant les risques associés aux projets, en offrant des taux compétitifs et en mettant à disposition de la dette subordonnée. Le taux de sortie, proposé au secteur privé, est déterminé en fonction du taux d'entrée, qui correspond au taux auquel le FONSIIS obtient des financements d'institutions spécialisées, ou bien à partir du taux de rendement attendu par les Limited Partners.

Le FONSIIS gère plusieurs fonds thématiques, dont le Renewable Energy & Energy Efficiency Fund (REEF), qui s'inscrit parfaitement dans les axes stratégiques du Just Energy Transition Partnership (JETP).

REEF priority sectors	
Sub-sector	Renewable Energies (RE)
Industry	Renewable energy kits
Power generation	Solar PV with/without batteries
	Wind power with/without batteries
	Solar CSP with thermal storage & desalination
	Biomass & Biofuel
	Energy waste
Transport	eMobility, green transport
Nexus	Water - Renewable energies – sustainable agriculture
Training	Renewable Energy Technologies and Sustainable Agriculture
Energy Efficiency (EE)	
	Electricity transmission and distribution
	Green buildings
	Lighting
	Air conditioning
	Clean cooking

A date, le REEF est dans sa phase de Roadshow pour lever du financement.

Le FONSIIS peut être un véhicule pour répondre à la problématique de l'accès au financement du JETP par le secteur privé à travers le sous-fonds REEF.

7.1.5. Autres sources de financement

D'autres instruments de financement pourraient être mobilisés par le Sénégal et compléter les options de financement de la transition énergétique.

7.1.5.1. Fonds Vert pour le Climat

Le Fonds Vert pour le Climat (Green Climate Fund) est un organisme financier de l'Organisation des Nations unies, rattaché à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, et un instrument financier créé en 2010 lors de la COP16 à Cancun afin d'aider les pays en développement à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, à s'adapter aux changements climatiques et à financer leurs politiques de transition énergétique.

Le Fonds Vert Climat (FVC) dispose d'une modalité **d'accès direct** via des intermédiaires ou des entités de mise en œuvre nationaux, régionaux (Ministères, ONG, banques nationales de développement etc.) et **indirect** via des entités régionales et internationales accréditées (banques multilatérales et régionales et agences onusiennes, institutions financières internationales). Les entités du secteur privé peuvent également être accréditées en tant qu'intermédiaires ou entités de mise en œuvre. A ce titre, CSE et LBA sont accrédités auprès du FVC pour mener à bien des opérations au Sénégal, tandis que l'accréditation est en cours pour les fonds publics, le Fonds de garantie des investissements prioritaires (FONGIP) et le FONSIIS.

Pour une meilleure appropriation et interaction avec le fonds au niveau national, un cadre national a été institué :

- Une Autorité Nationale Désignée (AND) instituée au sein de la DCCTEFV (Direction du Changement Climatique, de la Transition écologique et des Financements verts) qui sera l'interface ou l'intermédiaire entre le Gouvernement du Sénégal et le FVC ;
- Le Centre de Suivi Ecologique (CSE) et LBA (La Banque Agricole) ont été accrédités comme entité nationale de mise œuvre pour l'accès direct au fonds Vert et appuie les porteurs de projets/programmes répondant aux critères d'éligibilité.

Le Sénégal a bénéficié des ressources du FVC pour le financement de 16 projets

- Le projet de **restauration des terres salées pour l'amélioration de la résilience des écosystèmes et des communautés dans le bassin arachidier**, avec le Centre de Suivi Ecologique (CSE) comme entité d'exécution en 2015 ;
- Le projet « **scaling up solar** » de 100 MWc avec la Société Financière Internationale de la Banque Mondiale, financé dans le cadre du programme « readiness » du Sénégal pour des études de préparation de projet en 2015 ;
- Le projet de « **Gestion Intégrée des Inondations au Sénégal** », avec l'Agence Française de Développement, en 2016.

Il s'agit d'un instrument avec des délais relativement longs et des procédures généralement décrites comme complexes, mais qui peut constituer une source complémentaire de financement pour le Sénégal, d'autant plus que plusieurs partenaires financiers du JETP sont déjà impliqués dans des projets financés par le FVC.

7.1.5.2. Global Green Bonds

La Global Green Bonds initiative favorise l'émission de Green Bonds, "d'emprunts verts", qui sont destinés à financer des projets contribuant à la transition écologique et énergétique

La Global Green Bond Initiative est un instrument de l'UE pour faciliter les flux de capitaux privés d'investisseurs institutionnels vers des projets climatiques et environnementaux dans les pays partenaires de l'UE, pour améliorer leur accès aux capitaux.

La GGBI fournit une assistance technique aux émetteurs d'obligations vertes sur les marchés émergents et dans les économies en développement (MEED) et en mobilisant des investisseurs privés par l'intermédiaire d'un fonds spécifique axé sur l'atténuation des risques, qui agira comme investisseur de référence pour les obligations vertes émises sur les MEED.

Ce fonds pourrait mobiliser entre 15 et 20 milliards d'EUR d'investissements verts.

La sélection des investissements doit être conforme à une taxonomie verte, qui définit l'éligibilité de projet aux financements, et qui se rapproche de l'exemple en Figure 67 ci-après.

La BAD est un partenaire régional de la GGBI depuis fin 2023. Un travail est en train d'être réalisé au sujet des Global Green Bonds au niveau du ministère de l'environnement.



Figure 67 : Taxonomie verte – Climate Bonds Certified

7.1.5.3. Marchés de carbone

Même si le mécanisme de MDP a pris fin en 2020, il existe un portefeuille de projets actifs au Sénégal, ou qui pourrait demander son transfert vers le futur mécanisme de l'article 6.4 (même si ce transfert doit être demandé très rapidement, avant fin 2025 - délai imparti aux entités de coordination autorisées pour soumettre leurs documents complets et définitifs sur les modalités de communication (MoC) en attente⁵⁶).

⁵⁶ De plus amples informations sont disponibles dans le rapport de la réunion du SB011, paragraphe 27.

Une liste de projets éligibles existe déjà (dont la plupart sont dans le secteur de l'énergie). Le Ministère a jusqu'à décembre 2025 pour décider de leur transition

Total projects found: 10	
Registered	Title
06 May 10	Félou Regional Hydropower Project
28 Dec 10	Energy efficiency improvement Project of CSS sugar mill
02 Jan 12	Partial Substitution of Coal by Jatropha Fruits and Biomass Residues in the Production of Portland Cement
29 Feb 12	Taiba N'diaye Wind Energy project, Senegal
21 Mar 12	Oceanium mangrove restoration project
11 Oct 16	Grid-connected Solar PV project in Méouane
24 Oct 16	Grid-connected Solar PV project in Bokhol
02 May 17	Grid-connected Solar PV project in Mérina Dakhar
26 Feb 21	Grid-connected Solar PV project in Kahone
26 Feb 21	Grid-connected Solar PV project in Kael

Figure 68 : Liste des projets MDP enregistrés au Sénégal (source UNFCCC)

A ces 10 projets MDP s'ajoutent 10 Programmes d'activités, en particulier dans le domaine des énergies renouvelables.

Jusqu'à la fin de la durée de vie des projets définis dans leur PDD (Project Design Document) et validés et enregistrés par l'UNFCCC, ceux-ci peuvent générer des Unités Certifiées de Réduction d'Emissions de gaz à effet de serre (URCEs) et ces crédits carbone peuvent être valorisés, notamment sur les marchés volontaires.

Il est encore possible de développer des projets via des mécanismes carbone volontaire (Vera, Gold Standard, ...) sous réserve d'éligibilité. Il s'agit d'un processus long, complexe, potentiellement coûteux pour des petits projets, et le prix de la tonne de CO₂eq. peut varier en fonction des marchés et de la nature des projets.

Article 6 de l'accord de Paris

Le mécanisme dit de l'article 6 de l'Accord de Paris est dans une certaine mesure le successeur du mécanisme de développement propre. Mais ce mécanisme en attente de validation par les Parties.

L'article 6 de l'accord de Paris vise à mettre en place et à encadrer des mécanismes de coopérations entre les différents acteurs de la transition écologique. Le but ultime étant de faciliter l'atteinte des engagements volontaire des pays (CDN, pour Contributions Déterminées Nationales). L'article 6 est divisé en différents paragraphes et distingue 3 approches,

- L'approche coopérative (6.1, 6.2, 6.3):

Celle-ci permet à des pays d'échanger leurs résultats d'atténuation entre eux afin d'atteindre leur CDN. Concrètement, un pays pourra décider de renoncer à une part de ses efforts d'atténuation pour les céder à un autre pays. On parle de « résultats d'atténuation transférés au niveau international » (ITMO en anglais pour Internationally transferred mitigation outcomes), l'équivalents de quotas qui représentent chacun 1 tonne de CO₂eq.

- L'approche de contribution à l'atténuation des émissions (6.4 à 6.7):

Celle-ci doit prendre la forme d'un mécanisme permettant à des acteurs privés et publics de participer aux efforts de réduction des pays en finançant des projets. Il s'agit ici d'acheter ou d'échanger des crédits carbone issus de projets de réduction ou séquestration carbone.

- L'approche non basée sur des mécanismes de marché, celle-ci doit permettre à des pays de collaborer à l'atteinte de leurs engagements sans qu'il n'y ait de transaction. Il s'agit ici de partages d'expérience, de transferts de technologies ou de renforcement de capacités par exemple.

L'article 6.4 pourrait donc être le successeur du MDP, cependant, une période de transition est inévitable en attendant que l'article 6.4 soit complètement opérationnel. Les projets déjà certifiés pourront continuer à générer des crédits jusqu'à leur transfert sous le mécanisme de l'article 6.

Ces crédits, ainsi que tous ceux générés depuis 2013 et pas encore vendus, pourront être utilisés dans le cadre de l'article 6.4. C'est là un point important car cela représente environ 300 millions de tonnes de CO₂eq. qui ne feront pas l'objet d'ajustement de la part du pays hôte.

7.1.5.4. *Autres mécanismes*

Le référentiel Sénégal 2050 rappelle que d'autres mécanismes ou sources de financement pourraient être mobilisées :

- Diaspora Bonds

L'Éthiopie est le premier pays africain à avoir émis des obligations destinées à sa Diaspora, et cet exemple est suivi par d'autres pays comme le Kenya, le Nigéria, le Rwanda et le Zimbabwe. L'Union africaine a officiellement adopté lors de sa 40e session tenue les 2 et 3 février 2022 à Addis-Abeba, la création du «Cadre stratégique, commercial et opérationnel pour une Société Financière de la Diaspora Africaine (ADFC)».

Le Sénégal fait partie des pays qui disposent d'une diaspora importante et qui pourraient émettre des obligations destinées aux membres de la diaspora et à leurs descendants.

- Les instruments de finance islamique, notamment les sukuk

Les sukuk sont des instruments des marchés financiers au même titre que les actions et les obligations, structurés de manière à respecter certains principes islamiques. Des institutions internationales comme la Banque islamique de développement, qui est une institution supranationale ayant pour objectif de promouvoir une croissance sociale et économique durable dans ses pays membres, émet plusieurs milliards de dollars de sukuk assortis d'une notation AAA chaque année.

- Les mécanismes de financement participatif

Le principe du financement participatif consiste en une levée de fonds auprès du public, organisée la plupart du temps sur une plateforme privée en ligne spécialisée, permettant de financer des projets personnels et des projets professionnels. Certaines plateformes peuvent être spécialisées.

Le financement participatif peut ainsi permettre de financer une nouvelle activité, ou une activité existante. Il peut s'agir de la création d'une activité ou bien de son développement lorsqu'elle existe déjà.

Cette collecte de fonds est alimentée par l'intervention de multiples contributeurs, qui peuvent être des particuliers, privés ou selon les cadres réglementaires applicables des investisseurs institutionnels. Ces financements peuvent se faire sous forme de dons (crowdfunding), de prise de participation (crowdfunding) ou d'intérêts avec remboursement du principal (crowdlending).

Avantages	Inconvénients
Mobilisation rapide de fonds	Il n'existe pas à ce jour de cadre réglementaire applicable spécifiquement à ce mode de financement
Intégration potentielle d'une campagne de communication simultanée pour promouvoir le projet et le financement participatif	Absence de garantie pour les contributeurs : si le projet n'aboutit pas, les participants peuvent perdre leur mise sans recours, d'autant plus en l'absence d'un cadre juridique adapté
Possibilité d'obtenir des fonds pour des projets qui n'auraient pas nécessairement accès à des financements plus classiques	Fonds limités, des projets de taille modeste peuvent être financés mais le financement de projets de grande envergure est plus complexe via ce mode de financement

7.1.6. Mécanismes innovants d'effet de levier de mise en œuvre

Il y a plusieurs mécanismes innovants pouvant être utilisés pour maximiser davantage le montant de financement disponible ou pour améliorer les termes de financement ou pour apporter de la célérité dans l'accès au financement concessionnel ou pour faciliter l'accès au financement au secteur privé local. L'appréciation de leur pertinence et la structuration adéquate se fait souvent à un stade avancé pour des besoins bien précis avec des contraintes bien fixées. Toutefois, certains de ces mécanismes sont abordés dans les illustrations d'affinement de la stratégie de financement sur l'Axe 1.

À titre d'exemple, pour diminuer le coût de l'électricité dans le système, il aurait été pertinent d'encourager des mécanismes de refinancement au sein des centrales à énergie fossile, en y intégrant des solutions renouvelables à travers une extension de leur capacité.

7.2. Mobilisation du secteur privé y compris local pour le financement de la transition énergétique

Les besoins en financement identifiés dépassant largement les sources de financement mobilisables, la mobilisation du secteur privé est cruciale pour relever les défis et financer la transition énergétique.

le Plan d'Investissement identifie donc:

- Les projets qui pourraient être réalisés en priorité (Projets « Quick Win »), et qui feraient intervenir des acteurs privés locaux lorsque possible
- Une priorisation des axes d'orientation stratégique et des programmes de la stratégie du Plan d'Investissement
- Des pistes pour l'amélioration de l'accès au financement du secteur privé local

Dans le même temps, **le renforcement du secteur privé local est un aspect essentiel de l'appropriation de la transition énergétique par les acteurs sénégalais**. Elle doit se faire en incluant et en favorisant la montée en puissance d'acteurs locaux, pour répondre aux objectifs de densification du tissu économique sénégalais. Elle doit ainsi permettre l'émergence d'entreprises ou d'acteurs de taille critique capables financièrement et techniquement de s'impliquer dans les marchés liés à la transition énergétique. Il s'agit d'un aspect essentiel de la dimension juste de la transition énergétique.

La mobilisation du secteur privé passe donc par :

- **A) L'amélioration d'un cadre favorable aux investissements privés**

Le gouvernement du Sénégal a rappelé son engagement inscrit dans le pilier 4 du Pacte National pour l'Energie, engagement à identifier les obstacles afin de débloquer les investissements privés dans la production, le transport et la distribution d'électricité.

La création d'un environnement favorable aux investissements privés ne doit pas se limiter au secteur de l'électricité, et des mécanismes permettant de réduire les risques pour les investisseurs privés pourront être déployés.

Ainsi le pilier 4 du Pacte National pour l'Energie rappelle que pour faciliter les investissements privés dans les énergies renouvelables décentralisées, le Gouvernement s'engage à rendre applicable le régime des concessions d'électrification rurale décentralisée (CER), tel qu'introduit par le Code de l'électricité. Outre cette première mesure qui facilitera l'atteinte des objectifs de l'axe stratégique 2, un processus d'approbation réglementaire clairement défini pour les mini-réseaux gérés par le secteur privé (y compris les licences, les tarifs et l'intégration du réseau) sera mis en place en août 2025 et contribuera également à l'amélioration du cadre pour la participation du secteur privé aux efforts d'accès universel à l'électricité.

De la même manière, la mise en place, d'ici le premier trimestre 2026 d'un mécanisme de subvention/financement pour rendre les projets d'ERD économiquement et

financièrement viables pour le secteur privé et accessibles financièrement pour les consommateurs permettra d'améliorer la viabilité financière des solutions d'énergie renouvelable décentralisées menées par le secteur privé. Une stratégie visant à arrimer l'utilisation productive de l'énergie aux projets d'accès à l'électricité hors réseau doit permettre à la fois d'améliorer la viabilité financière des ERD et de favoriser l'accès à l'énergie des acteurs économiques locaux.

• **B) Renforcement de l'économie sénégalaise et participation d'acteurs locaux**

La transition énergétique doit être une opportunité pour :

- Permettre aux acteurs privés locaux de capter des marchés, de croître et d'améliorer leurs compétences techniques. Ils doivent pour cela accéder à des financements compétitifs. Une réflexion sur l'adaptation du fonds REEF par le FONSIS a été initiée pour explorer les possibilités de faciliter ainsi l'accès au financement du secteur privé.

Le fléchage de financements publics pour les projets « Quick Wins » de l'axe stratégique 1 (3 projets de 100 MWc de puissance solaire PV) doit ainsi favoriser la **création de champions nationaux et une meilleure appropriation du marché des énergies renouvelables par les acteurs locaux** et favoriser la participation des acteurs privés sénégalais aux projets les plus bancables.

- Renforcer le tissu local financier en créant les conditions d'une participation plus importante du secteur privé sénégalais au financement de la transition énergétique : les acteurs financiers locaux doivent pouvoir accroître la capacité de financer des projets d'énergies renouvelables ou d'efficacité énergétique, ou liés à la transition énergétique.

Le secteur bancaire local ne dispose pas nécessairement des capacités ou de la surface financière suffisante pour financer la transition énergétique. Un appui des acteurs financier internationaux pourrait permettre de :

- renforcer le bilan et permettre aux banques locales d'agir sur des montants plus importants
Une des difficultés du secteur bancaire local réside en effet dans la taille limitée des tickets sur lequel il peut intervenir.
Une collaboration avec les DFI et les acteurs financiers internationaux doit permettre des financements indirects via le secteur bancaire local pour accroître les compétences et d'accroître la capacité financière des acteurs locaux.
- Des véhicules d'investissement locaux, tels le REEF (voir section 7.1.4) pourraient être abondés en partie par des financements concessionnels pour accroître la taille et améliorer les conditions de financement. Cet

apport pourrait jouer un rôle de catalyseur et permettre à des investisseurs locaux qui n'ont pas encore l'expérience d'investir dans la transition énergétique de rejoindre ce type de véhicules par la suite.

- Le développement du fonds Leral : un Fonds Leral » collecterait ses ressources **auprès des ménages ou entreprises sénégalaises et de certaines institutions partenaires**. Ces ressources seront utilisées sous forme de financement « blended » destiné aux projets solaires. L'accès à des subventions et des ressources concessionnelles des institutions partenaires permettra au Fonds Leral d'avoir un financement blended qui sera en attente de rémunération plus faible que celles des champions nationaux ou des banques commerciales.

Le renforcement du secteur financier local passe donc par 2 principaux principes :

- Améliorer la capacité financière du secteur bancaire local

Apporter des financements permettant d'augmenter la taille du bilan des acteurs locaux et accroître leur capacité à intervenir sur des tickets de plus grande taille

- Apporter une assistance technique :

Une assistance technique et une collaboration entre DFI et acteurs financiers internationaux d'une part et le secteur bancaire local pourrait également permettre de renforcer les capacités locales et contribuer à l'intervention plus importante des acteurs locaux.

C) L'optimisation de l'allocation des fonds publics

Certains axes d'orientation stratégique et certains programmes de la stratégie sont de nature à nécessiter des financements publics, sous la forme de prêts concessionnels.

Les fonds publics doivent être en priorité alloués :

- Aux projets les moins bancables :

L'évaluation des projets doit permettre d'identifier la rentabilité ou la bancabilité des projets

- Aux projets présentant un intérêt au regard de la transition énergétique mais ayant un profil de risque plus élevé :

Les garanties permettent par exemple de créer un environnement moins risqué pour les acteurs privés locaux

- Aux projets permettant l'émergence de champions locaux ou de sénégaler l'économie

Les projets Quick Wins de l'axe stratégique 1 proposent de mobiliser des fonds publics pour des projets bancables, ceux-ci permettront à terme d'accroître les capacités du secteur privé local, de créer des champions nationaux ou des ETI capables de capter des marchés locaux et sous-régionaux, et d'améliorer le contenu local

Les financements publics seront ainsi indispensables pour le financement des projets de renforcement ou d'extension du réseau électrique.

Le plan d'investissement permet de prioriser les investissements en attribuant des ordres de priorité.

Chapitre 8

Contribution du JETP à la réduction du coût de l'électricité, à la baisse de la dette nationale et au développement de champions nationaux



8.1. Pourquoi le JETP peut avoir un impact majeur sur la réduction du coût de l'électricité, la baisse de la dette nationale, et le développement de champions nationaux

Le JETP peut avoir un impact clair sur le déploiement de la transition énergétique au Sénégal et notamment sur la politique de développement des énergies renouvelables au Sénégal.

Mais, de façon plus impactante encore, le JETP peut potentiellement apporter des solutions de financement exceptionnelles qui pourront créer une rupture et favoriser l'atteinte des Objectifs Clés de la SND (OCS)

- **Réduction du coût de l'électricité**
- **Optimisation du contenu local : consommer sénégalais / création de champions nationaux**
- **Création d'emplois (notamment chez les jeunes)**
- **Réduction de la dette nationale**

8.2. Les leviers de réduction des coûts de l'énergie

- Partant du constat que le déploiement des EnR est définitivement lancé à grand pas au Sénégal et que les projections montrent que l'objectif des 40% d'EnR est atteignable durablement d'ici 2030
- Partant du constat que les centrales thermiques ne sont pas dans le scope de l'étude
- Nous avons identifié **3 types de leviers principaux** de réduction des coûts de l'énergie EnR et un **type de levier pour favoriser** l'accès au privé local

Le focus est fait sur les centrales solaires, qui ont été identifiées comme la technologie renouvelable privilégiée à horizon 2030 pour répondre à l'objectif d'atteindre 40% d'énergies renouvelables.

8.2.1. Les leviers techniques

- Choix du site → pour maximiser le productible (facteur de charge)
- Excellence organisationnelle → pour optimiser les coût O&M
- Optimisation des achats et des appels d'offres → obtenir le meilleur coût EPC possible, avec
 - Optimisation de la conception → concevoir le produit le plus adapté au meilleur coût
 - Massification du volume acheté

Ce qui nécessite une réflexion programme, afin de lancer des appels d'offre massifs et de développer et mobiliser l'expertise locale pour opérer, concevoir et consulter de façon optimale (cf. renforcement de capacité).

8.2.2. Les leviers subventions

Les subventions qui vont réduire de facto le coût d'investissement (cela se justifie notamment vis-à-vis des batteries qui viennent augmenter significativement le coût de l'électricité solaire), dans le cas des études (AT) et dans le cas des coûts associés à l'emprise et au PAR (le cas échéant)

8.2.3. Les leviers financiers

Ces leviers visent à réduire les coûts financiers du projet.

- Minimiser les taux de la dette sénior → baisse le coût annualisé des frais financiers de la dette sénior
- Minimiser le taux de la dette mezzanine (en cas de *Project Finance*) → baisse le coût annualisé des frais financiers de la dette mezzanine

8.2.4. Les leviers actionnariaux

Ces leviers visent à réduire le prix à payer pour des actionnaires dans le cas d'un projet financé sur le modèle *Project Finance* (type IPP). Ce qui facilite le développement des projets par des acteurs locaux, puisque le ticket d'entrée est minimal. En conséquence, ils diminuent également le coût de l'électricité.

- Optimiser Gearing → réduit le montant des fonds propres du projet en augmentant la part dette
- Optimiser le levier sur la dette mezzanine → réduit le montant du capital social et permet une part plus importante de la dette mezzanine dans les fonds propres
- Mécanisme de garantie

8.3. Rappel des facteurs de coûts dans la génération d'électricité solaire

Le coût de l'électricité, lié à la construction de centrales EnR (notamment solaires dans le cas majoritaire du Sénégal) est très fortement lié à la **qualité du montage financier et aux conditions de financement**.

Sur le projet de référence, projet (JETP1 & JETP2) centrale de 100 MW et BESS 60 MW et 180 MWh, selon les hypothèses retenues du Projet, Les différentes options de financement ont été évaluées et montrent l'impact considérable du financement sur le coût de l'électricité.

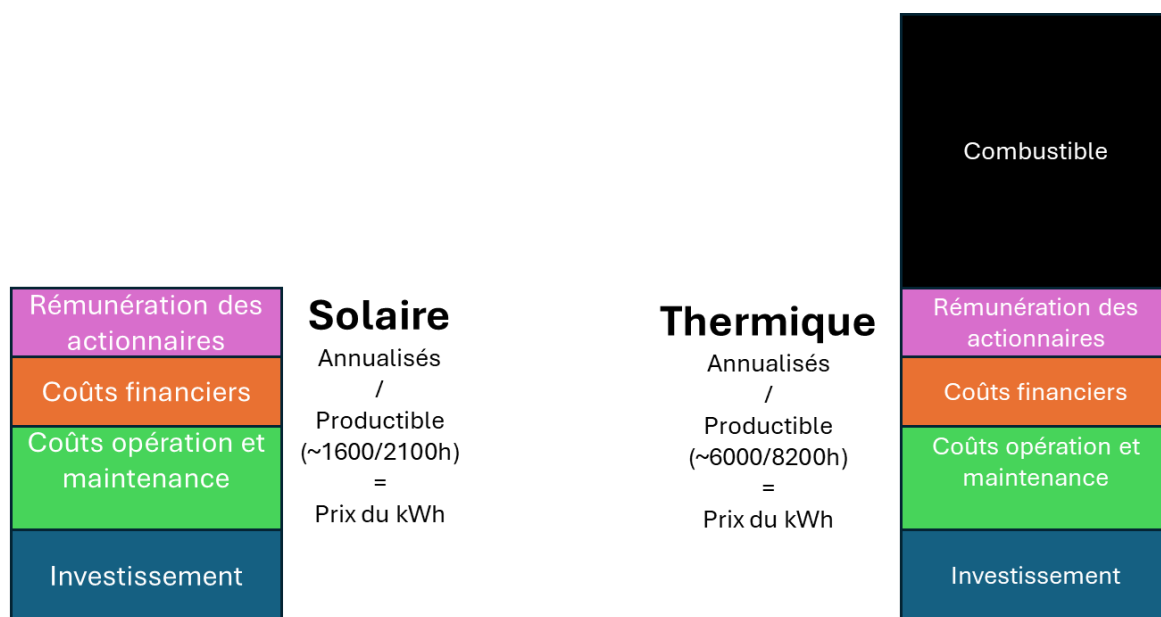
8.3.1. Les fondamentaux du coût de l'électricité

- La génération d'électricité résulte généralement d'un investissement dans une centrale électrique.
- Que l'investissement soit privé ou public, et sauf à subventionner une perte, il convient d'équilibrer les flux financiers (entrée / sortie) chaque année
- Le client devra donc payer un montant annuel qui permet d'équilibrer ces flux financiers
- On distingue 5 types de flux qui doivent être annualisés et qui additionnés représente la contrepartie annuelle à payer par le Client



8.3.2. Coût EnR vs coût thermique

- On rappelle les 2 grandes différences entre la décomposition du coût EnR et du coût thermique
 - Pas de coût de combustible pour les EnR
 - Un facteur de charge plus bas donc un productible très inférieur pour les EnR à puissance nominal égale (pour le solaire, c'est selon l'ensoleillement. Au Sénégal, les études disponibles et les retours d'expérience évaluent ce facteur de charge entre ~1 600h et ~2 100h par an, c'est-à-dire un facteur de charge entre 19% et 24%
 - Pour le thermique, on considère généralement un fonctionnement à équivalent puissance nominale entre 6 000h et 8 200h par an



8.3.3. Hypothèses de travail Solaire PV et BESS (investissement)

La base de données de référence NREL (sur laquelle sont fondées les hypothèses de Senelec (projets JETP 1 & 2, financés par l'AFD) indique les coûts suivants.

Les montants sont **hors coûts de raccordement et frais financiers relatifs à la nature du financement.**

	<u>Advanced</u>	<u>conservative</u>
Coût système PV (\$/kW)	1 259 \$	1 331\$
Coût BESS 3H (\$/kW)		1 485\$

Figure 69 : Coûts estimés 2025 PV et BESS 3h (Source – NREL)

Centrale 100 MW BESS 60 MW / 3h	Montant (Scénario Conservatif)
coût PV	133 100 000 \$
coût BESS 3H	89 100 000 \$
TOTAL PV+BESS 3H	222 200 000 \$
TOTAL PV+BESS 3H + 3% pour aléas	8 888 000 \$
GRAND TOTAL	231 088 000 \$ Soit ~195 M EUR ⁵⁷ / ~128 Mds XOF

⁵⁷ Ce montant, la référence donnée par Senelec, est sans doute très conservateur. Cf 8.4.2.1 qui montre l'impact du coût EPC sur le coût de l'électricité

Figure 70 : Coûts estimés de la centrale 100 MW + BESS 60MW/180 MWh (Source – NREL)

Soit in fine⁵⁸:

• **Système PV:**

- ~1,12 MEUR / MW
- Total ~112 MEUR pour 100 MW

• **BESS 3h**

- ~1,38 MEUR / MW
- Total ~83 MEUR pour 60 MW

8.3.4. Coût annualisé de l'investissement

Pour annualiser l'investissement on divise le coût de l'investissement par le nombre d'années de durée de vie de l'équipement (une opération et maintenance adéquate permet de garder un investissement performant sur la durée de vie)⁵⁹.

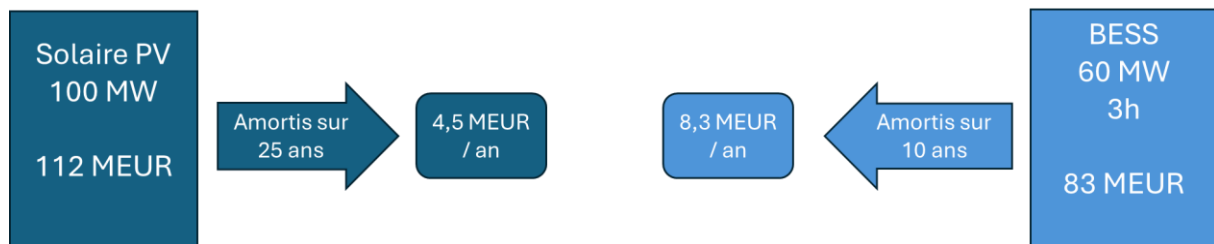


Figure 71 : Coûts estimés annualisés de l'investissement PV + BESS

Attention, l'impact du coût des batteries dans le prix de l'électricité n'est pas proportionnel à la durée de vie du projet, mais à la durée de vie des batteries qui est moindre que celui de la centrale PV.

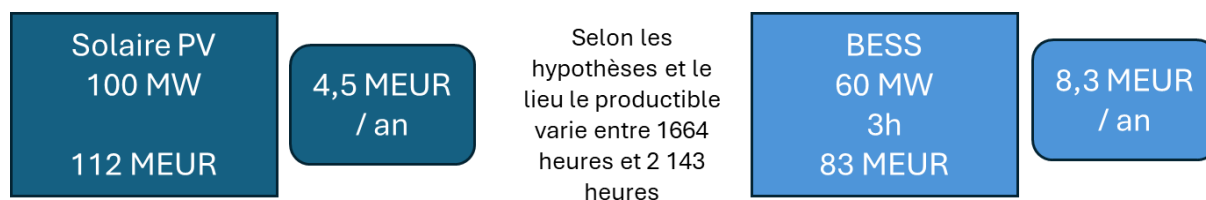
Dans notre cas de base, nous considérons la durée de vie des batteries de 10 ans. Bien évidemment si la durée est augmentée, le coût de l'électricité en sera diminué d'autant.

⁵⁸ Avec Misc – Aléas = 3%

⁵⁹ Comme nous le montrons en 8.4.2.3, la durée de vie des batteries a un impact considérable sur le coût de l'électricité

8.3.5. Coût de l'investissement / productible

Pour obtenir le coût de l'investissement dans le coût de l'électricité on ramène le coût annuel par kWh ou MWh :



productible en MWh	productible / heures par an	4 500 000		8 300 000		PV + BESS en EUR / MWh	PV + BESS en XOF / kWh
		100 MW Solaire PV en EUR /MWh	100 MW Solaire PV en XOF / kWh	60 MW BESS 3h en EUR / MWh	60 MW BESS 3h en XOF / kWh		
166 400	1664	27,0	17,7	49,9	32,7	76,9	50,5
176 000	1760	25,6	16,8	47,2	30,9	72,7	47,7
186 000	1860	24,2	15,9	44,6	29,3	68,8	45,1
196 000	1960	23,0	15,1	42,3	27,8	65,3	42,8
206 000	2060	21,8	14,3	40,3	26,4	62,1	40,8
214 000	2140	21,0	13,8	38,8	25,4	59,8	39,2

Selon le productible⁶⁰, le coût d'amortissement du solaire varie de 13,8 à 17,7 XOF / kWh. L'ajout de batterie triple ce coût.

Ainsi le choix du site a une importance de premier ordre dans le coût de l'électricité.

8.3.6. Coût Opération et Maintenance / productible

Les coûts Opération et Maintenance sont des ordres de grandeur (ajustés des valeurs NREL) qui sont définis par kW



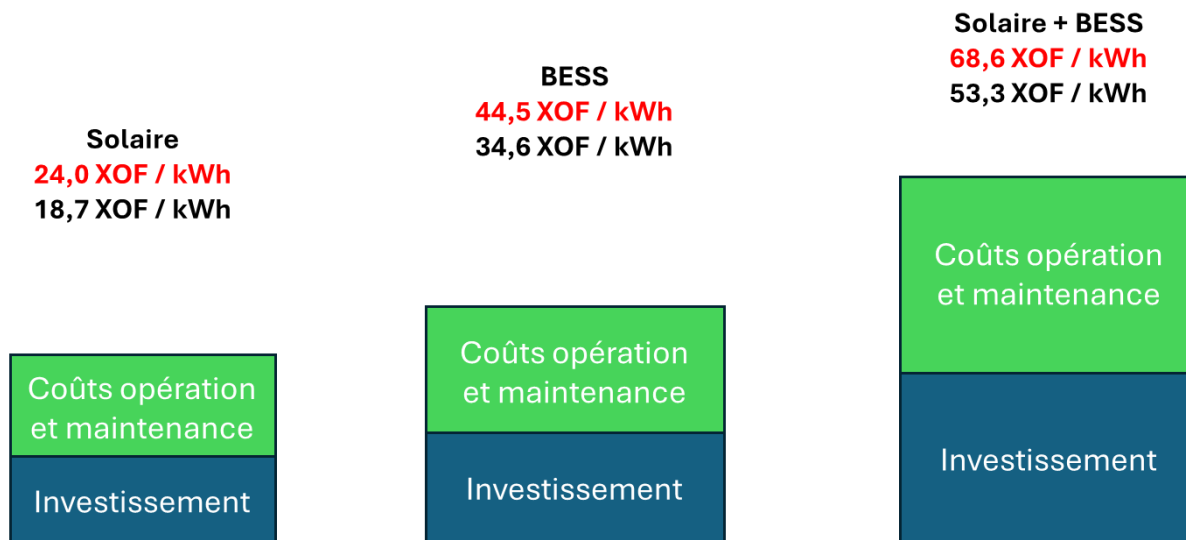
productible en MWh	productible / heures par an	1 600 000		3 000 000		PV + BESS en EUR / MWh	PV + BESS en XOF / kWh
		100 MW Solaire PV en EUR /MWh	100 MW Solaire PV en XOF / kWh	60 MW BESS 3h en EUR / MWh	60 MW BESS 3h en XOF / kWh		
166 400	1664	9,6	6,3	18,0	11,8	27,6	18,1
176 000	1760	9,1	6,0	17,0	11,2	26,1	17,1
186 000	1860	8,6	5,6	16,1	10,6	24,7	16,2
196 000	1960	8,2	5,4	15,3	10,0	23,5	15,4
206 000	2060	7,8	5,1	14,6	9,6	22,3	14,6
214 000	2140	7,5	4,9	14,0	9,2	21,5	14,1

Selon le productible, le coût de l'O&M du solaire varie de 4,9 à 6,3 XOF / kWh. L'ajout de batterie triple ce coût.

⁶⁰ Cf : 8.4.2.2 qui montre l'impact du productible sur le coût de l'électricité

8.3.7. Coût du CAPEX + O&M, dans le coût du kWh Solaire

Dans le cas idéal où le coût de financement est nul et la rémunération des actionnaires est nulle, le prix de l'électricité est égal aux valeurs ci-dessous. On rappelle que le coût de raccordement n'est pas comptabilisé ici (ni le coût de financement dans le CAPEX)



Si l'on se réfère au scénario conservateur de 1664 h de fonctionnement annuel (productible), le seul coût des CAPEX (hors coûts de financement et de raccordement) représente plus de 68 FCFA / kWh.

On constate ci dessus l'impact considérable du productible qui en passant de 1664h à 2143h réduirait le coût de l'électricité⁶¹ (hors coûts financiers) de 25%.

Coût auquel il convient d'ajouter les coûts de financements et la rémunération éventuelle des actionnaires dans le cas d'un projet de type IPP.

La section suivante a pour objectif de détailler et quantifier la contribution possible du JETP.

⁶¹ On est bien sûr dans une proportionnalité absolue puisque l'on divise le coût annuel par l'énergie annuelle produite

8.4. Comment le JETP peut contribuer à réduire le coût de l'électricité, réduire la dette nationale et favoriser le développement de champions nationaux

Le JETP pourrait⁶²

- Subventionner tout ou partie des batteries, d'autres charges et coûts de développement (AT)
- Financer la dette senior de tous projets solaires à taux concessionnel Prêt Concessionnel (taux utilisé de 1% à titre indicatif pour les simulations)⁶³
 - Qu'il s'agisse de projets publics ou privés.
- Financer la dette mezzanine de tous les projets (*Project Finance*) à taux concessionnel (taux utilisé de 1% à titre indicatif pour les simulations)⁵⁸
- Prendre le relais de l'état pour la garantie
- Permettre un *gearing* de 20/80 dans le cas de *Project Finance*⁶⁴
- Permettre un levier de 10/90 sur la part *equity* (90% étant financé par la dette mezzanine)⁵⁹
- Apporter la garantie nécessaire

Cette optimisation financière, va créer un différentiel majeur dans le montage financier et permettra de réduire le coût de l'électricité solaire jusqu' à 60%.

C'est une avancée et une rupture exceptionnelle que peut apporter le JETP.

Toujours sur la base du projet de référence, **projet (JETP1 & JETP2) centrale de 100 MW et BESS 60 MW et 180 MWh, nous allons analyser 3 cas de figure et quantifier l'impact du JETP⁶⁵.**

8.4.1. Les 3 Projets Solaires de l'Axe Stratégique 1

Pour atteindre les 40% d'EnR à horizon 2030, la trajectoire du mix électrique intègre donc 3 projets référence de 100 MW chacun

1. Le Projet EPC F (JETP1 / JETP2) 100 MW PV+ BESS 60MW/180MWh
2. Le Projet IPP « Champions Nationaux » 100 MW PV + BESS 60MW/180MWh
3. Le Projet IPP « Leral » +100 MW PV BESS 60MW/180MWh

Pour des raisons d'homogénéité, chacun des 3 projets reprend le même format technique et économique (hypothèses NREL⁶⁶, soit un coût EPC de ~1,12 MEUR / MW PV et de ~1,38 MEUR / MW)

⁶² Au-delà des taux du prêt concessionnel, tous les mécanismes du montage financier décrit ci-dessous sont impossibles dans le JETP

⁶³ Conditions de financement impossible à réaliser sans JETP

⁶⁴ Conditions de leverage impossible à réaliser avec des banques commerciales

⁶⁵ Le modèle financier pour évaluer ces impacts donne des résultats de l'ordre de grandeur. Il n'intègre pas la fiscalité, par exemple.

⁶⁶ Hypothèses Senelec du projet JETP1/JETP2

Chaque projet est une solution différente, avec chacune ses spécificités. Chacun de ces projets vise néanmoins à maximiser la **valeur ajoutée pour le Sénégal et pour les Sénégalais**. Ces projets ont été identifiés comme projets quick wins.

8.4.2. Contribution générale du JETP sur les leviers techniques

Avec une Assistance Technique du JETP, on pourra définir la meilleure solution technique pour réduire le coût de l'électricité:

- Les 3 projets sont développés sur la même base technique, on peut donc envisager un **Appel d'Offre international** pour un EPC de 3 x 100 MW⁶⁷. Qui pourra permettre de réduire le coût de l'EPC.
- On recherchera le lieu avec le meilleur ensoleillement pour **maximiser le facteur de charge**.
- **Rechercher la meilleure solution technico-économique de stockage**. Eu égard au coût du BESS et de la durée de vie estimée

8.4.2.1. Impact du Coût EPC dans le coût de l'électricité

Si l'on prend le projet de base : EPC +F (cf. 8.4.3.1)

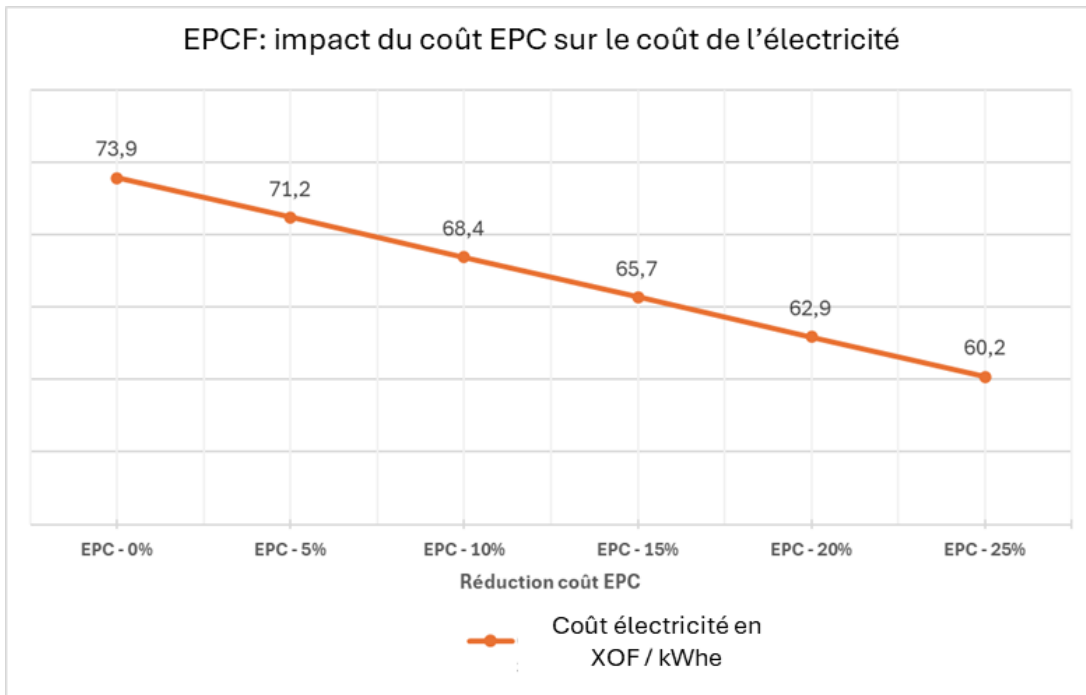
- coût total 202 MEUR (dont EPC 190 MEUR) **voir avec les variations**
- durée de vie centrale PV : 25 ans
- durée de vie BESS : 10 ans
- facteur de charge de 19%
- Taux intérêt dette : 1%

on rappelle que ce projet de base est très conservateur sur les hypothèses (sauf le coût de la dette qui est fixé à 1%)

on peut évaluer l'impact considérable du coût EPC sur le coût final de l'électricité ce qui bien évidemment valorise l'excellence du processus de sourcing (Appel d'Offre International, recherche d'une solution technique optimale, standardisation, massification des volumes, négociation,)

Par exemple : une baisse du montant EPC de 25% implique une baisse du coût de l'électricité de près de 20%

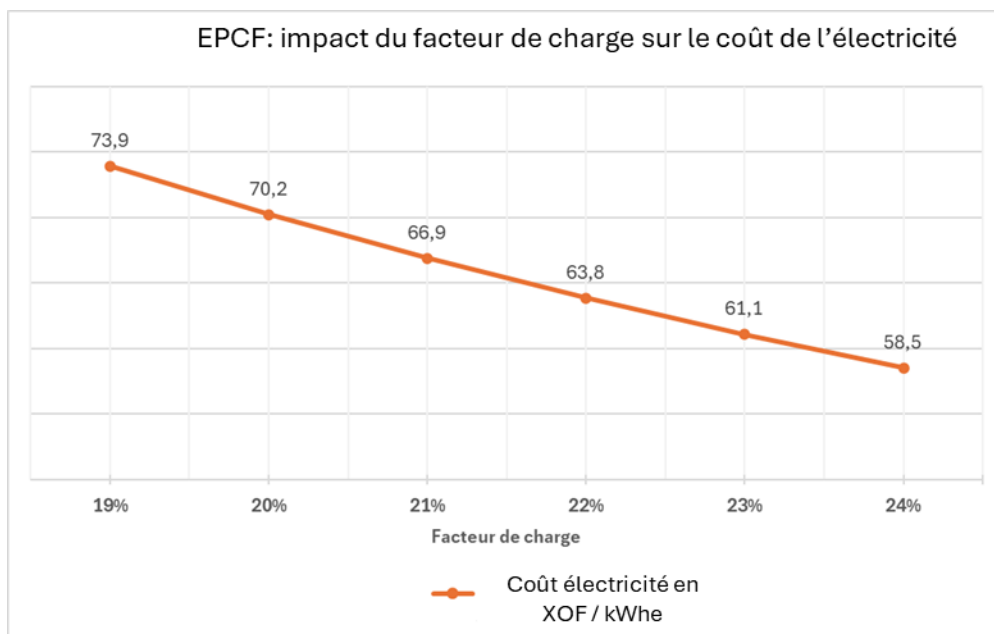
⁶⁷ Effet de standardisation, de massification, de concurrence optimisée



8.4.2.2. Impact du facteur de charge dans le coût de l'électricité

Si l'on prend le projet de base : EPC +F (cf. 8.4.3.1) avec les mêmes hypothèses que 8.4.1.1 on peut confirmer par l'exercice de sensibilité sur le coût de l'électricité, l'impact proportionnel du facteur de charge sur le coût de l'électricité

- coût total 202 MEUR (dont EPC 190 MEUR)
- durée de vie centrale PV : 25 ans
- durée de vie BESS : 10 ans
- facteur de charge : **variable**
- Taux intérêt dette : Pour les besoins de la simulation, un taux de 1% est utilisé



Si l'on passe d'un facteur de charge de 19%, à 24% soit une augmentation de 26%, alors le coût de l'électricité baisse de 26% (de 73,9 à 58,5 XOF / kWh)

Si l'on combine les hypothèses du 8.4.2.1. et du 8.4.2.2 soit le **facteur de charge à 24%** et la **baisse du coût EPC de 25%**, on obtient un coût du kWh à **~44, 4 XOF du kWh**.

Avec les hypothèses :

- coût total 166 MEUR (dont EPC 154 MEUR)
- durée de vie centrale PV : 25 ans
- durée de vie BESS : 10 ans
- facteur de charge de 24%
- Taux intérêt dette : Pour les besoins de la simulation, un taux de 1% est utilisé

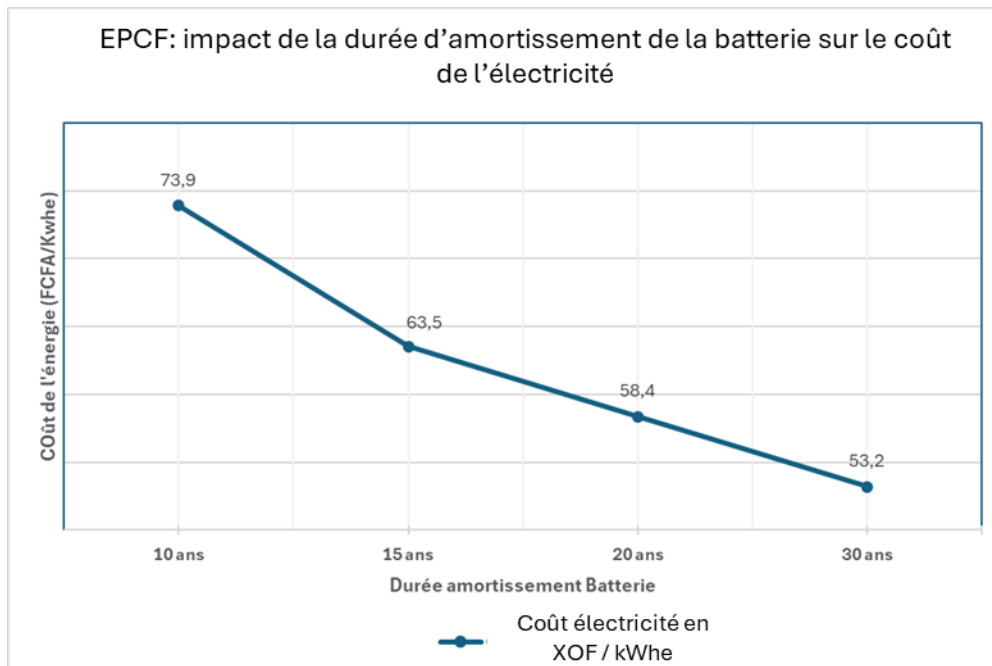
8.4.2.3. Impact de la durée de vie du BESS dans le coût de l'électricité

Si l'on prend le projet de base : EPC +F

- coût total 202 MEUR (dont EPC 190 MEUR)
- durée de vie centrale PV : 25 ans
- durée de vie BESS : **variable**
- facteur de charge de 19%
- Taux intérêt dette : Pour les besoins de la simulation, un taux de 1% est utilisé

le graphe ci-dessous montre l'impact de la durée de vie du BESS dans le coût de l'électricité. Bien évidemment l'enjeu est considérable entre remplacer le BESS au bout

de 10 ans, ce qui nécessite un nouvel investissement ; ou bien amortir les BESS sur 25 ans, comme le PV.



Ainsi avec une batterie que l'on pourrait amortir sur 25 ans ou plus , le coût de l'électricité serait réduit de ~25%.

On rappelle que cette durée de vie de la batterie sera liée à la qualité et au design adhoc du produit, à son usage, et aux conditions de fonctionnement et à son entretien / maintenance.

8.4.2.4. Renforcement du contenu local et 'made in Sénégal'

Par le renforcement de capacités, visant à développer des champions nationaux dans le domaine des études, de la construction, de l'assemblage, de l'opération des centrales solaires, il est possible, comme évoqué dans le Plan Solaire du Sénégal (cf 8.7), par le déploiement de ces 3 projets de grosse capacité, de :

- Installer **une unité de montage de panneaux / batteries** locale (condition d'attribution du Contrat EPC)
- Renforcer **l'exigence sur le contenu local** vis-à-vis de l'EPC
- Utiliser une **expertise technique locale** dans les études et la conception des projets solaires

8.4.3. Contribution du JETP pour le modèle EPC + F

Le cas ici est le projet JETP1 & JETP2, centrale de 100 MW et BESS 60 MW et 180 MWh, projet EPC + F développé par Senelec et financé par le JETP.

Avec une dette souveraine et garantie souveraine.

Est mesuré ici l'impact:

- De l'apport d'une subvention
- Du taux d'intérêt de la dette

En partant d'un plan de financement d'environ 202 MEUR, coût total à financer qui comprend :

8.4.3.1. Plan de financement d'un projet solaire EPC + F

FORMAT PLAN DE FINANCEMENT PAR TRANCHE : Mode EPC + F					
EMPLOIS (millions euros)			RESSOURCES (millions euros)		
		%			%
CB1 - Coût EPC	190,00	93,78%	R1 – Subvention (varie de 0% à 100%*)	X	X1%
CB2 - Coût Etudes /Permis	5,00	2,47%	R2 - Dette concessionnelle	Y	X2%
CB3 - Coût d'acquisition/libération des emprises	1,90	0,94%	R3 - Contrepartie Etat - Nature	1,90	0,94%
CB4 - Coût de financement	5,70	2,81%	R4 - Contrepartie Etat - Dette commerciale souveraine	7,60	3,75%
			R5 - Dette commerciale projet	0,00	0,00%
TOTAL	202,60	100%	TOTAL	202,60	100%

Rappel des autres hypothèses du modèle :

- Amortissement de la centrale PV (25 ans)
- Amortissement de la batterie BESS (10 ans)

La Figure 72 ci-après montre l'impact des 2 leviers de réduction de coût de l'électricité que sont :

- L'apport en subvention pour la batterie notamment
- Le taux d'intérêt de la dette

Exemple :

- **Sans subvention**, avec un taux d'intérêt de :
 - **1%**, le coût de l'électricité est de **73,9 XOF / kWh**
 - **8%** le coût de l'électricité est de **109,9 XOF / kWh**

- Avec une subvention de **50% du coût de la batterie**, avec un taux d'intérêt
 - **1%**, le coût de l'électricité est de **57,2 XOF / kWh**
 - **8%** le coût de l'électricité est de **86,5 XOF / kWh**

- Avec une subvention de **100% du coût de la batterie**, avec un taux d'intérêt
 - **1%**, le coût de l'électricité est de **40,5 XOF / kWh**
 - **8%** le coût de l'électricité est de **63,0 XOF / kWh**

8.4.3.2. Coût de l'électricité du projet solaire EPC + F, en fonction du taux d'intérêt et du montant de la subvention

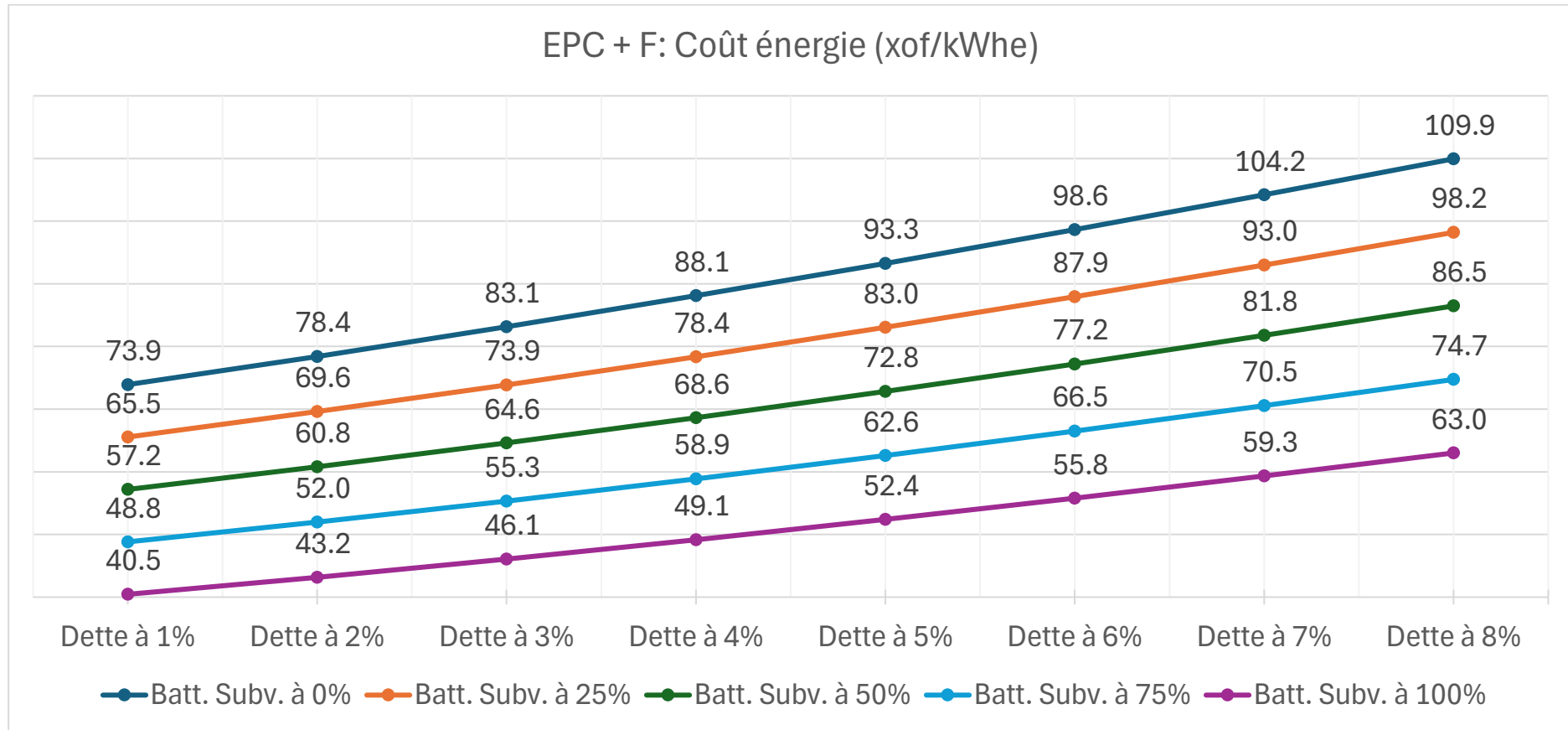


Figure 72 : Impact du coût de financement sur le prix de l'électricité

8.4.4. Contribution du JETP pour les centrales IPP champions nationaux ⁶⁸

Comme déjà évoqué, le développement de nouvelles centrales solaires est une opportunité unique pour créer des champions nationaux du solaire et répondre ainsi aux objectifs de la SND.

Dans ce cadre, le JETP a un double rôle à jouer :

- Permettre aux investisseurs de contrôler l'actionnariat avec un apport le plus faible possible :
 - Permettre un gearing de 20/80 (20% de fonds propres, 80% de dette sénior)
 - Permettre un effet de levier (capital social / fonds propres) avec un apport en cash de seulement 10% des fonds propres et 90% fournis par la dette mezzanine.
- Fournir des conditions de financement exceptionnelles, pour réduire le coût de l'électricité.
 - Un taux d'intérêt Au Sénégal, il y a de très nombreux projets de centrales solaires existants avec des contrats d'achats d'électricité déjà signés. Cela étant, Il est possible, pour ces projets en développement, de refinancer la dette, avec des taux d'intérêt plus bas. Il est également possible de subventionner les batteries, le cas échéant, de la même façon qu'illustré en section précédente.

Dans cette section, l'impact du taux d'intérêt de la dette sénior sur le coût du kWh, et l'impact d'une subvention de la batterie seront étudiés, en partant toujours du projet référence , le projet (JETP1 & JETP2), centrale de 100 MW et BESS 60 MW et 180 MWh.

Dans ce cas, s'applique le cas du financement du projet sur le modèle *Project Finance* de type IPP.

⁶⁸ On rappelle que les hypothèses prises pour les calculs du coût de l'électricité sont très conservatrices

8.4.4.1. Plan de financement d'un projet solaire IPP

FORMAT PLAN DE FINANCEMENT : Mode IPP					
EMPLOIS (millions euros)		%	RESSOURCES (millions euros)		%
CB1 - Coût EPC	190,00	88,00%	R1 – Subvention (varie de 0% à 100%*	X	X1%
CB2 - Coût Etudes /Permis	5,00	2,32%	R2 - Dette concessionnelle	Y	Y1%
CB3 - Coût d'acquisition/libération des emprises	1,90	0,88%	R3 - Contribution sponsor - Capital social	Z	Z1%
CB4 - Coût de transaction	19,00	8,80%	R4 - Contribution sponsor - Dette Mezzanine	M	M1%
CB4.a - DSRRA	7,60	3,52%	R5 - Dette commerciale projet	C	C1%
CB4.b - IDC & others	11,40	5,28%			
TOTAL	215,90	100%	TOTAL	215,90	100%

Rappel des autres hypothèses du modèle :

- Amortissement de la centrale PV (25 ans)
- Amortissement de la batterie BESS (10 ans)
- Gearing (20/80) : 20% de fonds propres et 80% de dette sénior
- Levier mezzanine (10% de capital social, 90% de dette mezzanine)
- TRI actionnaires ~13%

Dans le cas d'un financement d'un projet IPP, on note le coût de transaction évidemment plus élevé que celui de projet EPC + F, ce qui fait passer le coût du projet total de 202 MEUR à 216 MEUR.

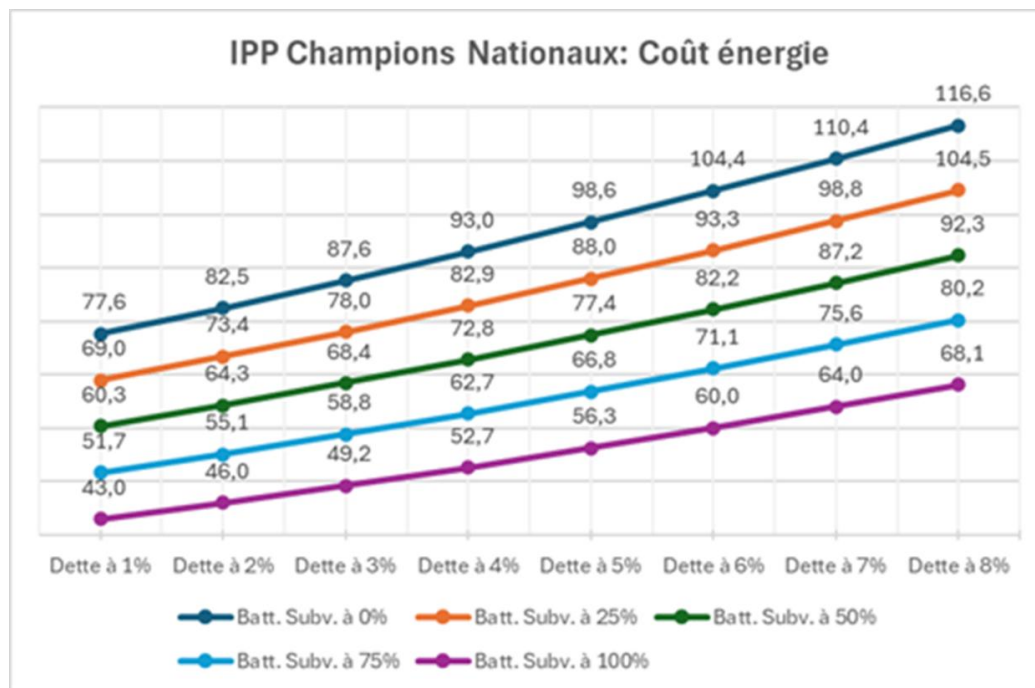
La figure ci-après montre l'impact du taux d'intérêt des 2 leviers de la dette sénior sur la réduction de coût de l'électricité que sont :

- L'apport en subvention pour la batterie notamment
- Le taux d'intérêt de la dette sénior de dette mezzanine (identiques dans cet exercice de modélisation)

Exemple pour un projet de type IPP champions nationaux:

- **Sans subvention**, avec un taux d'intérêt de :
 - **1%**, le coût de l'électricité est de **77,6 XOF / kWhe**
 - **8%** le coût de l'électricité est de **116,6 XOF / kWhe**
- Avec une subvention de **50% du coût de la batterie**, avec un taux d'intérêt
 - **1%**, le coût de l'électricité est de **60,3 XOF / kWhe**
 - **8%** le coût de l'électricité est de **92,3 XOF / kWhe**
- Avec une subvention de **100% du coût de la batterie**, avec un taux d'intérêt
 - **1%**, le coût de l'électricité est de **43,0 XOF / kWhe**
 - **8%** le coût de l'électricité est de **68,1XOF / kWhe**

On note bien sûr que pour les mêmes hypothèses de financement, le coût de l'électricité d'un projet IPP est plus élevé qu'un projet EPC+F car il faut rémunérer les actionnaires à un taux supérieur au taux de rémunération de la dette et que le coût de transaction est plus élevé.



8.4.5. Synthèse des modélisations⁶⁹

- On peut évaluer la contribution du JETP sur les 3 options de structuration du projet de centrale de référence (Taux intérêt dette : Pour les besoins de la simulation, un taux de 1% est utilisé)

a. Projet EPC + F⁷⁰

- Coût électricité si dette 1% et subvention batteries 100% → ~40 XOF / kWh (effet maximal possible JETP)
- Coût électricité si dette 8% et sans subvention batteries → ~109 XOF / kWh

b. Projet IPP existant⁷¹

- Coût électricité si dette sénior 1% et subvention batteries 100% → ~55 XOF / kWh
- Coût électricité si dette sénior 8% et sans subvention batteries → ~123 XOF / kWh

⁶⁹ Les hypothèses de coût sont très conservatrices (coût EPC, facteur de charge, durée de vie des batteries)

⁷⁰ Rappel des hypothèses: coût projet ~202 MEUR / amortissement PV (25 ans) / batteries (10 ans)

⁷¹ Rappel des hypothèses: coût projet ~216 MEUR / amortissement PV (25 ans) / batteries (10 ans) / gearing 25/75 / TRI actionnaires ~13% / pas de dette mezzanine

c. Projet IPP Champions Nationaux ⁷²

- Coût électricité si dette sénior et dette mezzanine 1% et subvention batteries 100% → ~43 XOF / kWh
- Coût électricité si dette sénior et dette mezzanine 8% et sans subvention batteries → ~116 XOF / kWh

8.4.6. Coût de référence optimisé de l'électricité avec hypothèses favorables⁷³

Dans les chapitres précédents, nous avons quantifié l'impact du coût EPC, du facteur charge et des conditions de financement sur le coût de l'électricité de la centrale solaire de référence.

Projet PV de 100 MW seul :

Dans le cas optimal, en combinant toutes les hypothèses favorables, où :

- Projet EPCF avec seulement la Centrale Solaire de 100 MW (équivalent dans l'exercice à 100% de subvention batterie)
- Montant EPC de référence réduit de 25% qui passe donc pour la seule centrale PV (sans batterie) de ~109 MEUR à ~82 MEUR
- Avec le facteur de charge qui passe de 19% à 24 soit de 1664h à 2102h
- Avec un taux de dette de 1%

On atteindrait donc un coût optimisé de **17,6 FCFA/kWh pour le solaire PV, dans le cas d'un projet EPCF.**

Projet PV 100 MW + BESS 60 MW – 3h :

Si l'on rajoute le BESS (60 MW, 180 MWh) avec des hypothèses favorables où :

- Projet EPCF avec donc la Centrale Solaire de 100 MW et le BESS (60 MW, 180 MWh)
- Montant EPC de référence réduit de 25% qui passe donc pour la centrale PV et le BESS de ~190 MEUR à ~154 MEUR
- Avec le facteur de charge qui passe de 19% à 24 soit de 1664h à 2102h
- Avec un taux de dette de 1%
- Avec une durée de vie de BESS à 25 ans (idem centrale PV)

On atteindrait donc un coût optimisé de **37,4 FCFA/kWh pour le solaire PV avec BESS, dans le cas d'un projet EPCF.**

⁷² Rappel des hypothèses: coût projet ~216 MEUR / amortissement PV (25 ans) / batteries (10 ans) / gearing 20/80 / TRI actionnaires ~13% / levier mezzanine 10/90 / dette mezzanine = dette sénior

⁷³ Ce coût de référence optimisé montre à quel point les hypothèses prises impactent le coût de l'électricité. Aussi, dans les faits, il conviendra d'analyser avec précision le modèle financier du Projet et les hypothèses prises (que ce soit le coût EPC, le facteur de charge, la durée de vie de BESS, les conditions de financement.....)

8.5. Conditions du financement de l'accès universel à l'électricité

Dans le cas d'un financement sur le modèle de dette souveraine, avec garantie souveraine, le JETP aura un impact de premier ordre sur le coût pour l'état et le poids de la dette en :

- Réduisant le taux d'intérêt de la dette
- En allongeant la durée du prêt
- En allongeant la durée de la période de grâce

8.6. Stratégie de financement et optimisation de la contribution JETP

D'après les échanges entre les parties durant le COPIL, le montant du financement total JETP pourrait accru de même que le montant de la subvention.

Cela étant, il existe un déficit de financement entre les besoins totaux du plan sénégalais de la transition énergétique et le budget JETP à date.

Il est sans doute un peu prématuré de finaliser la stratégie de financement, qui in fine, relèvera d'un accord entre le Sénégal et le JETP. Cela étant, nous explorons dans les chapitres suivants des pistes possibles pour maximiser l'impact du JETP.

On rappelle que l'effet sur le coût de l'électricité est décrit dans le chapitre précédent. On décrira ci-dessous les principes et solutions possibles et innovantes de mise en œuvre.

Nous attirons l'attention sur notre recherche de favoriser le 'made in Sénégal' et la 'vulgarisation' et participation collégiale à la transition énergétique.

A ce titre, **fonds « Leral » pour permettre aux Sénégalais de prendre une participation dans un projet solaire**, nous semble particulièrement intéressant (voir plus loin).

8.6.1. Blended finance

Le déficit de financement souligne la nécessité d'avoir une stratégie de financement qui permet de faire du JETP un effet de levier pour du « blended » finance en recourant à des financements privés quand c'est possible et si le coût est moindre afin d'atteindre les objectifs stratégiques et de mettre en œuvre les projets d'investissement correspondants. Bien entendu cela n'exclut pas d'envisager de tout financement moins onéreux disponible.

Toutefois il est évident de noter qu'une approche pro-rata reste limitée car tous les besoins n'ont pas le même niveau de maturité d'avancement ni le même niveau de priorité pour l'impact attendu.

L'approche prise a été l'approche prorata en fixant la priorité sur les axes stratégiques 1 et 2 au vu de leur importance.

Toutefois un scénario haut JETP serait d'envisager un effet de levier 3/1 sur la garantie et les participations avec des mécanismes innovants, le montant de financement privé potentiel augmente de près 1 milliard EUR.

C'est pourquoi dans les Axes où le besoin d'investissement privé potentiel est plus élevé, il y a besoin d'affiner la stratégie de financement en optimisant sur les instruments traditionnels. Cela peut se faire à travers des mécanismes innovants pour augmenter l'effet volume de taux de couverture des besoins mais également réduire l'effet coût onéreux lié à tout recours à un financement privé en favorisant l'objectif d'un développement endogène. Cette possibilité est présentée dans la section suivante en faisant un zoom sur l'Axe 1.

8.6.2. Optimisation de la stratégie de financement de l'axe 1

Au-delà d'atteindre l'objectif ENR sur l'axe stratégique 1, le JETP doit être un instrument avec une valeur ajoutée impactant l'économie sénégalaise. En plus de la massification pour avoir un effet d'échelle et d'une stratégie de compétition qui permettent de réduire les besoins, il est préconisé une stratégie de financement ayant cinq (5) leviers pour apporter un triplé d'impacts ci-après :

- **IMPACT 1 :** Privilégier des schémas de financement qui impactent moins l'endettement de l'Etat
- **IMPACT 2 :** Privilégier des schémas de financement à moindre coût pour la production de l'électricité
- **IMPACT 3 :** Privilégier le développement endogène avec des champions nationaux et la redistribution des richesses aux sénégalais

Leviers pour impact JETP souhaité	IMPACT 1	IMPACT 2	IMPACT 3
LEVIER 1 : maximiser le volume de subvention disponible	très fort	très fort	fort
LEVIER 2 : accélérer la mise à disposition du financement concessionnel	faible	Fort	moyen
LEVIER 3 : Apporter des mécanismes d’optimisation et d’effet de levier pour augmenter le volume de financement privé disponible	fort	moyen	moyen
LEVIER 4 : Apporter un mécanisme de garantie / de « derisking » en vue de baisser le coût de financement commercial	moyen	fort	moyen
LEVIER 5 : Apporter des mécanismes innovants et adaptés pour augmenter la part d’investissement de locaux /les retombées locales	moyen	faible	très fort

Les sous-sections suivantes rappellent l’adéquation de ces leviers avec la stratégie d’endettement de l’Etat, et présente en détail soit les besoins ou les mécanismes nouveaux pouvant être adressés par le JETP.

8.6.2.1. LEVIER 1 : maximiser le volume de subvention disponible

Pour rappel, dans la Loi de Finance 2025, le Sénégal décline sa stratégie pour la réduction de l’endettement publique :

- A. La mise en œuvre d’une politique d’endettement prudente pour préserver les marges de viabilité de la dette. La stratégie retenue consiste à mobiliser les ressources concessionnelles disponibles auprès des bailleurs classiques à travers une sélection rigoureuse de projets à financer.
- B. Le développement du financement domestique et des financements innovants, conformément à la Stratégie nationale de Développement 2025-2029,
- C. La prise du relais de l’État par le privé à travers le recours aux contrats de partenariat public-privé (PPP)

Par conséquent le JETP aura un très forte impact dans cette stratégie s’il permet de maximiser le volume de subvention disponible pour baisser le besoin d’endettement de l’Etat dans les investissements requis sur l’axe 1.

Par conséquent il sera nécessaire de mobiliser davantage de subvention mais aussi de faire un arbitrage sur la meilleure utilisation de cette subvention. Le critère de maturité du projet pourrait être pris en compte pour contribuer dans l'atteinte des résultats rapide en attendant de mobiliser d'autres subventions pour les projets moins matures.

Par ailleurs si l'option d'éliminer le charbon du mix électrique est envisagée, un besoin additionnel en subvention de 212 Millions EUR est à prendre en compte.

8.6.2.2. LEVIER 2 : Accélérer la mise à disposition du financement concessionnel

Le recours au financement concessionnel rentre en parfaite adéquation de la stratégie d'endettement de l'Etat. Toutefois si l'accès aux ressources n'est pas accéléré, il y a un risque d'atteindre les objectifs visés notamment sur l'Axe 1 et l'Axe 2 trop lentement.

Le seul défi souvent réside dans l'accessibilité dans le temps imparti pour des investissements critiques. Les bailleurs ont su révéler dans les périodes d'urgences notamment de COVID 19, la possibilité d'avoir des mécanismes flexibles pour accéder plus rapidement aux ressources. Par conséquent se pose la question quelle mécanisme éventuel pour accélérer les procédures d'accès et de mise à disposition des ressources concessionnelles prévues dans le JETP pour assurer l'atteinte des objectifs à temps notamment dans l'Axe 1 et l'Axe 2 ?

Parmi ces mécanismes, il y a lieu de considérer la possibilité d'envisager une approche suivante ou une combinaison d'entre elles :

- Une procédure spécifique du bailleur pour avoir un schéma plus adéquat au calendrier des besoins
- Une possibilité d'avoir une banque commerciale qui centralise et agit comme agent,
- Une possibilité d'avoir un financement commercial qui sert de bridge sur la base que le financement concessionnel sera disponible ultérieurement

Cela permettra de parvenir à une meilleure exécution des projets candidats de l'Axe 1 et l'Axe 2. Il permet également à l'Etat d'éviter de recourir principalement à des financements à des taux de marché élevés.

8.6.2.3. LEVIER 3 : Apporter des mécanismes d'optimisation pour augmenter le volume de financement privé disponible

Pour augmenter le volume de financement privé, il sied de considérer les dispositions pour d'une part :

- Faire un effet de levier avec le gearing dans le cas d'investissement envisagé en schéma Project Finance (par exemple 80/20)
- Envisager des crédits avec des maturités plus longues pour augmenter la capacité d'endettement des projets.
- Recourir à des mécanismes de financement participatif

8.6.2.4. *LEVIER 4 : Apporter une garantie pour faciliter des instruments de derisking pour baisser le coût de financement*

Le financement privé bien qu'il soit adapté à certains besoins d'infrastructures ou de services, il est assez souvent cher. Donc en fournissant des garanties sur la partie Dettes du financement des projets, le JETP permettrait de réduire les risques des projets et inciterait à attirer l'investissement privé dans la transition énergétique avec des attentes de rentabilité et un coût de financement moins onéreux.

- L'accès à une garantie permet les instruments de derisking suivants :
 - o La mise en place d'une tranche de financement sénior
 - o La mise en place de la lettre de crédit de paiement des IPPS : une garantie pour SENELEC au bénéfice des banques locales pour mettre en place une lettre de crédit en lieu et place d'un cash-collatéral qui affecte la trésorerie disponible de SENELEC. Par conséquent il est attendu une baisse de la marge de crédit en période de remboursement.

⇒ Toutefois il faut privilégier tout mécanisme qui ne nécessite pas une contre-garantie de l'Etat pour ne pas impacter l'endettement de l'Etat.

- **Envisager un dispositif d'un fond abondé par subvention ou prêt concessionnel** pour préfinancer la contrepartie de l'Etat qui est souvent financé par du crédit commercial court terme très cher.
- **Utilisation des garanties** : En fournissant des garanties sur la partie Dettes du financement des projets, le JETP permettrait de permettre l'accès à des financements à coût réduit, réduire les risques pour les investisseurs privés et inciter à l'investissement dans la transition énergétique.

8.6.2.5. *LEVIER 5 : Apporter des mécanismes innovants pour augmenter la part d'investissement de locaux/les retombées locales*

Le JETP pourrait jouer un rôle clé en facilitant l'accès au financement pour les entreprises locales, notamment les entreprises nationales qui souhaitent se lancer dans des projets de transition énergétique. Plusieurs outils peuvent être envisagés pour faciliter cet objectif.

Outils :

- ❖ **Une structure de capital adaptée aux contraintes de capital des acteurs locaux** : Un gearing et subgearing élevé pour attirer et créer des champions nationaux (par exemple 2% equity / 8% de dette mezzanine et 90% de dette senior). Une structure de projet pré-validée avec de la dette senior et de la dette mezzanine accessible aux IPPs portés par des champions nationaux qui doivent juste mobiliser un apport en capital réduit de 2% du projet contre usuellement 25% à 30 %.

⇒ Cela va réduire le besoin en capital et l'accès à la dette qui sont souvent les premiers handicaps majeurs pour les acteurs locaux dans le cadre des IPP.

❖ **Mécanisme de financement de la participation (de l'apport) du secteur privé**

local : au-delà de la réduction du besoin, le financement de l'apport nécessaire restera un défi pour les champions nationaux qui doivent investir dans plusieurs IPPs. Par conséquent ils doivent avoir accès à différentes sources de financement du capital. Parmi les sources potentielles ou relais il faut citer :

- **Fonds dédié au portage au niveau de FONSI** : le portage du capital est une des vocations de FONSI. Ainsi dans certains projets il pourra porter à son compte et pour le compte des champions nationaux le temps qu'il mobilise le capital nécessaire. L'intérêt de porter en même temps à son compte cela permet un alignement d'intérêts. Toutefois un tel schéma reflètera le coût du portage et le coût du financement du capital. Le JETP, à travers l'enveloppe de garantie, peut contribuer à rassurer les banques locales pour financer

⇒ Cela va réduire les délais de mise en œuvre si le JETP permet en amont à FONSI de faire face aux besoins en capital à mobiliser. Le FONSI pourra jouer un rôle majeur dans ce schéma à travers son véhicule dédié REEF.

- **Création d'un fonds « Leral » pour permettre aux Sénégalais de prendre une participation dans un projet solaire** : En plus de contribuer dans l'accès à l'électricité à moindre coût, le JETP peut jouer un rôle pour permettre aux ménages et entreprises au Sénégal de bénéficier des retombées financières des projets d'énergie renouvelable. En effet le JETP pourrait soutenir la création d'un fonds dédié qui investit en capital propre et dette mezzanine en priorité dans les IPPs champions nationaux. Ce fond pourra être abondé avec d'une part du financement concessionnel initial apporté par le JETP pour le compte de SENELEC et du financement participatif venant des usagers de l'électricité (particuliers et professionnels).

⇒ La création de ce fonds de placement sera une opportunité d'équité pour de redistribuer aux usagées une partie des retombées tirées des investissements dans les ENR. Ainsi il contribue dans le long terme à donner aux champions nationaux l'accès à du financement participatif pour leurs besoins en capital ou quasi capital.

❖ **Mobilisation des banques locales pour du financement long terme**

Pour garantir un financement durable des projets d'énergie renouvelable, il est crucial d'impliquer les banques locales. Cela permettrait de renforcer l'écosystème financier local et d'assurer que les projets énergétiques bénéficient d'un ancrage local solide qui perdura même après le JETP. Et ce JETP peut jouer un rôle de catalyseur, d'amorceur dans cette transition, dans cette impulsion du secteur bancaire local.

Outils :

- ❖ **Création d'un fonds de garantie et/ou de refinancement** : le JETP peut contribuer à l'accès à un refinancement par des ressources long terme ou des mécanismes de garanties pour faciliter les banques locales à participer avec des crédits long terme nécessaires à ces financements de projets sur la transition énergétique. Bien entendu cela pourrait nécessiter également du développement de capacités pour s'ouvrir aux approches de type de Project Finance qui est en ligne avec les attentes du secteur privé pour éviter tout recours à leurs biens non liés à ces projets.
- ❖ **Banque locale pour relais de portage d'une part des crédits concessionnels** : un effet de levier pour avoir du financement long terme en local avec du blended est possible en favorisant les banques locales dans le rôle de relai pour recevoir et re-prêter du financement

Monétisation de l'effet JETP au profit des entités publiques notamment SENELEC dans le cas des IPPs : Dans le cas des investissements privés sur la base d'un schéma Project finance avec la création d'un véhicule SPV, il est important dans la logique de développement endogène, de partage d'expérience, de développement de capacité et de partage de profit que l'impact apporté par le JETP comparé à des schémas traditionnels puissent être estimés, et monétisés en part d'intérêts économique pour la puissance publique et/ou en parts sociales sauf si c'est source de frein à la gouvernance privé.

8.7. Focus sur le Plan Solaire du Sénégal (PSDS)

Comme vu au chapitre 3, de très nombreux projets IPP sont déjà engagés, avec des contrats d'achats d'électricité signés.

Cela étant, dès que possible, il nous semble possible et utile de déployer une autre politique visant à créer des champions nationaux et à faire faire du Sénégal un leader de la filière solaire.

Aussi, nous avons imaginé une politique nouvelle, structurée et **volontariste pour promouvoir le 'made in Sénégal' en développant le Plan Solaire au Sénégal.**

8.7.1. Les points clés du PSDS

Ce Programme vise à développer un savoir-faire unique dans tous les domaines de l'énergie solaire. Aligné, nous semble-t- avec la Stratégie nationale de Développement ce PSDS doit permettre de :

- Développer des champions nationaux dans les domaines des études, du conseil stratégique /technique /financier
- De créer un centre d'excellence du solaire et des EnR visant à former des élites nationales et régionales dans le domaine
- Construire progressivement une/des unité(s) d'assemblage pour assembler des panneaux et des composants
- Créer une SPV (Senelec ? / Fonsis ? / Privés ?) qui soit la seule autoriser à développer des projets solaires au Sénégal, pour capter localement l'ensemble des projets.
- Mobiliser des structures de financement locales et régionales

Un programme complet pour développer la filière solaire dans toutes ses dimensions.

8.7.2. Les objectifs du PSDS

- Pour accompagner la SND et mettre en œuvre ses principes de souveraineté, de justesse et de développement durable
- Pour faire du Sénégal le champion Africain du Solaire
- Pour réduire le coût de l'énergie
- Pour capter la richesse et la valeur ajoutée qui est habituellement captée par l'étranger

L'idée force est de créer de la valeur ajoutée locale, de créer des emplois et garantir l'autonomie du Sénégal, qui pourra développer les futures centrales solaires en toute autonomie.

8.7.3. Les raisons du succès

- Le Sénégal est déjà un des pays où le taux d'énergie solaire est parmi les plus élevés (15%) au monde avec une prévision de 31% en 2030 (la France est à 13% actuellement). D'ici 2035, environ 600 à 700 MW solaire devraient être construits
- Le solaire la technologie la plus aisée à mettre en œuvre et à opérer.
- Le JETP pourraient être une solution pour aider à la mise en œuvre

8.7.4. Comment le mettre en œuvre concrètement avec l'aide du JETP:

- Lancer un vaste programme de formation pour renforcer les compétences locales dans tous les domaines de l'énergie solaire
 - Le JETP peut financer ce vaste programme de formation (cf. chapitre 5.5)
- Créer des champions nationaux dans tous les métiers / domaines du solaire
- Créer une SPV locale, ou une filiale Senelec avec actionnariat privé pour développer tous les projets solaires au Sénégal (au moins la rémunération des actionnaires ira au Sénégal). Aucun MW solaire ne doit échapper à cette SPV.
 - Le JETP peut apporter des modalités de financement nécessaires à ce modèle IPP champions nationaux. (cf. chapitre 8.4.4)
- Lancer un programme massif de développement de centrales solaires et imposer aux fournisseurs et EPC de construire une usine de montage de panneaux / batteries sur place
- Créer le cadre réglementaire local pour favoriser le made in Sénégal

Chapitre 9

Feuille de route opérationnelle



La mise en œuvre du Plan d'Investissement va nécessiter :

- Une gouvernance du Plan d'Investissement

Cette première étape doit consister à créer une cellule ou d'un organe à la coordination du Plan d'Investissement et au suivi et l'évaluation des projets financés et déployés dans le cadre du Plan d'Investissement.

- Un plan d'action et un calendrier d'exécution

- Mise en place d'une unité de suivi du Plan d'Investissement
- Validation et mise en place des critères d'évaluation des projets
- Intégration du comité / groupe de Travail équité – Justice
- Développement et validation d'un mode de sélection et de validation des projets entre l'unité, les autorités sénégalaises et les bailleurs
- Développement et mise en place d'un plan de suivi évaluation
- Développement de procédures et d'un calendrier d'actualisation du Plan d'Investissement
- Déploiement des projets « Quick Wins »

9.1. Création et mise en place d'une unité de suivi du Plan d'Investissement

La mise en œuvre des programmes financés via le JETP nécessitera la mobilisation d'une structure dédiée pour l'accompagnement et le suivi-évaluation. Cette structure, conçue sur la base de l'UCS, sera dédiée au suivi du Plan d'Investissement.

Cette unité aura pour mission d'accompagner, faciliter et suivre la mise en œuvre des programmes et projets qui seront retenus pour financement dans le cadre du JETP. Elle sera logée au sein de la Direction Transition énergétique du ministère de l'Energie, du Pétrole et des Mines et devra être dotée de moyens humains, logistiques et financiers pour réaliser les ambitions déclinées à travers les intentions des partenaires, les résultats des travaux du COPIL et des Groupes de Travail.

Dans la phase de mise en œuvre, il sera nécessaire de :

- Disposer d'une équipe complète dédiée au projet
- Disposer des ressources, des profils et des compétences nécessaires
- S'appuyer sur les compétences existantes au sein des autorités sénégalaises ou externes (appui de consultants externes le cas échéant), l'équipe de l'unité n'ayant pas vocation à disposer en interne de l'ensemble des compétences permettant d'évaluer ou de piloter les projets des diverses thématiques de la transition énergétique.

9.1.1. Objectifs de l'unité dédiée

- **Mettre en œuvre et piloter le Plan d'Investissement de la transition énergétique**
 - Piloter le Plan d'Investissement
 - Identifier les principes/critères d'une proposition de projet éligible qui répond aux objectifs du JETP
 - Convenir d'une approche pour élaborer les propositions de projet, les examiner et les classer par ordre de priorité, et les faire approuver par les partenaires du JETP
 - Proposer la mise à jour régulière du Plan d'Investissement
 - Assurer une revue des projets qui pourraient être intégrés et s'assurer de la conformité des projets avec les objectifs
 - Assurer la conformité des objectifs du Plan avec les objectifs stratégiques nationaux
 - Piloter le calendrier d'exécution
 - Assurer la coordination avec l'ensemble des parties prenantes impliquées

- **Assurer le Suivi et l'évaluation des Projets financés**
 - Élaborer une stratégie de suivi et d'évaluation
 - Valider les plans de suivi évaluation
 - Mesurer l'atteinte des objectifs
 - Accompagner les porteurs de Projet
 - Conduire une politique d'analyse des retours d'expérience et de processus d'amélioration continue

9.1.2. Principales tâches de l'unité dédiée

- **Evaluer les projets**
 - Via la grille et la méthodologie d'évaluation
 - Mettre à jour et faire évoluer les outils d'évaluation le cas échéant
 - Proposer des modifications ou évolutions aux projets évalués pour qu'ils répondent aux objectifs de la transition énergétique
- **Prioriser et harmoniser les interventions**
 - Orientation et benchmark
 - Assurer une convergence et un renforcement mutuel entre les interventions
 - Gestion de la pluralité des acteurs et des types de projets
- **Développer une forte capacité d'absorption des financements**
 - Naviguer entre la versatilité des financements & les décaissements tardifs
 - Jouer un rôle de facilitateur entre les parties prenantes

- **Assurer le suivi évaluation du JETP** en s'appuyant sur les outils disponibles
 - Etat d'avancement de la mise en œuvre du partenariat
 - Suivi des indicateurs techniques, financiers, environnementaux et sociaux

9.1.3. Ressources à mobiliser et mettre en œuvre

L'unité sera dotée d'un personnel permanent compétent et dédié à cette mission sur une durée initiale de 5 ans pour assurer un suivi jusqu'à 2030.

Les profils de l'unité devraient couvrir les expertises suivantes :

	Expertise / fonction	Taches principales
1	Coordination de l'unité	Coordonner les activités de l'unité et assurer la bonne marche de la structure dans toutes ses dimensions.
2	Spécialiste EnR	Apporter des conseils et des orientations d'ordre techniques et technologiques sur la nature des projets, procédés et équipements. L'expert conseillera également sur les aspects organisationnels et d'inclusion pour la mise en œuvre de projet d'électrification et de veille technologique.
3	Spécialiste de passation des marches	Un juriste ou financier spécialiste de l'énergie pour veiller sur les aspects légaux liés aux contrats (IPPs, EPC, concessionnaires, PPP, etc.). Il /Elle organisera les procédures de passation de marché pour assurer la transparence requise. Il/Elle encadrera les porteurs de projets sur les aspects légaux. Il fournira aussi de l'éclairage aux bailleurs et investisseurs sur tout aspect juridique. Cet expert devra être recruté dans les meilleurs délais.
4	Expert Financier	Pour améliorer la bancabilité des projets et améliorer les chances de financement. Cet expert est déjà disponible depuis le 3 juin 2024 et est pris en charge par l'Union Européenne pour une période de 2 ans avec possibilité d'extension
5	Expert en suivi et évaluation	Faire le monitoring continue des différents projets de manière à déceler à temps les difficultés et y apporter les mesures adéquates. Collecte de données en temps réel pour informer en continu l'évolution des projets.

6	Environnementaliste	Conseille et accompagne les porteurs de projets à strictement appliquer les directives et règlements relatives à la préservation de l’environnement. L’expert s’occupera également du suivi des impacts sociaux, du contenu local et des aspects genres.
7	Communication et visibilité	Cette personne ressource aura la charge d’assurer la visibilité du JETP, en relation avec la Cellule Communication du MEPM. Elle sera chargée de la gestion du site internet du JETP et toutes les communications officielles. Elle s’occupera également de l’organisation événementielles.
8	Equité – Justice	<p>Analyser les projets soumis pour financement et s’assurer du respect des critères d’équité justice.</p> <p>Cette activité pourra être appuyée par un groupe de travail le cas échéant.</p>

• **Expertise externe**

Au-delà de se doter d’un personnel permanent, l’existence d’un fonds pour se donner les moyens d’acquérir occasionnellement une expertise externe est nécessaire pour mener des études, revues, des évaluations quand le besoin se fera sentir. Ainsi l’unité pourra se doter d’une banque de données d’experts locaux et internationaux. L’unité nouera aussi des partenariats avec les universités et institutions spécialisées pour disposer d’un support scientifique adéquat le cas échéant

• **Suivi et évaluation**

Des moyens financiers seront également nécessaires pour assurer un monitoring continu des activités engagées afin de mener les actions de cadrage, de correction et rectification et les actions préventives nécessaires à la réussite des projets.

Ce fonds permettra aussi de disposer des moyens humains pour faire la collecte systématique d’informations vitales de manière uniformisée (standardisée) sur l’ensemble des projets retenus, et de préférence en temps réel afin de pouvoir faire les évaluations nécessaires par rapport aux objectifs préalablement définis, les livrables retenus et les comparaisons par rapport au benchmark le cas échéant.

Ce monitoring serré permettra de retracer les différents niveaux de progrès en temps réel d’informer les partenaires et les intéressés sur les progrès en cours. L’Unité devra se faire une obligation de suivre en permanence l’évolution de tous les projets et activités en cours afin de pouvoir dresser et présenter un tableau complet et actualisé tous les mois.

• **Équité Justice**

L'unité aura également pour mission de s'assurer de la compatibilité des projets soumis pour financement avec les critères d'équité – justice. L'unité pourra exiger des modifications ou des amendements aux projets pour s'assurer du respect des critères et pour s'assurer de la dimension juste de la transition énergétique.

9.1.4. Visibilité, communication, événements pour forger une identité

L'unité devrait se doter d'une forte identité au niveau local et international pour véhiculer et incarner la réalité de la transition énergétique du Sénégal.

Pour répondre aux objectifs de justice et d'inclusion, il est nécessaire d'assurer des missions de communication auprès du public.

Ainsi l'existence de budgets pour la visibilité et la communication, l'organisation d'événements pour le partage des connaissances et la sensibilisation de tous les acteurs et le public en général se justifie. Une adhésion massive des institutions et populations aux problématiques de la transition énergétique est un requis pour permettre la transformation poursuivie. La stratégie de communication nécessite des moyens de communication digitales et physiques afin de diffuser la correcte information sur la situation réelle des activités et créer l'adhésion nécessaire.

• **Moyens logistiques à déployer**

Des moyens logistiques sont requis afin de permettre des déplacements dans les régions et les visites de suivi et d'évaluation des divers projets qui seront mis en œuvre. Les rencontres de préparation et de sensibilisation avec les acteurs, institutions et populations dans les zones du projet sont importantes pour la réussite des projets.

9.2. Plan d'actions et prochaines étapes court-terme

9.2.1. Mettre en place l'unité

9.2.1.1. Définir et valider le format de l'unité

La première étape consistera à définir le format de l'unité et sa structuration :

- Format
- Rôle dans la gouvernance
- Modalités de fonctionnement

L'unité devra être définie et mise en œuvre dans un délai très rapide.

9.2.2. « Déployer les Quick Wins »

Le déploiement des projets identifiés et pouvant avoir un impact rapide ou significatif sur les indicateurs d'atteinte des objectifs et pourraient être considérés comme prioritaires.

Les premières étapes consistent à entamer le processus d'évaluation ex ante au sens du Ministère de l'Economie, du Plan et de la Coopération du Sénégal.

#	Projet Quick Win	Axe Stratégique
QW1	Projet Quick Win 1: 100 MWc EPC (JETP1 & JETP2)	1
QW2	Projet Quick Win 2: 100 MWc IPP "Champions nationaux"	1
QW3	Projet Quick Win 3: 100 MWc IPP "Leral"	1
QW4	PUELEC	2
QW5	Programme de réduction de la facture d'électricité de l'état par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	4
QW6	Projet d'installation de 27 000 biodigesteurs	3
QW7	Mise en place d'une unité de production de BioGNV pour les autobus urbains à Dakar	6
QW8	Etude de stabilité du réseau et des besoins en stockage	1
QW9	Accès à l'énergie pour tous dans les Iles du Saloum	2
QW10	Intégration des énergies renouvelables (BESS de Diass)	1
QW11	Hybridation de 2000 forages en milieu rural	8

9.2.3. Réviser sur une base régulière les priorités

- Définir les priorités d'investissement
- Définir sur une base régulière une révision du cadre de priorisation des investissements
- Définir les besoins en renforcement des capacités des différents secteurs concernés
- Identifier les besoins en études complémentaires :
 - La modification de la trajectoire des EnR nécessitera une étude de stabilité du réseau
 - L'actualisation des plans d'accès universel à l'électricité pourra être réalisée sur une base régulière
 - Autres besoins le cas échéant

9.2.4. Préparer le post-2030

Le cadre 2025 – 2030 ne concerne que la première partie de la transition énergétique. Les dynamiques de la transition énergétique devront être poursuivies, les objectifs actualisés, les moyens révisés.

Il est nécessaire d'anticiper le Post-2030 dès à présent. L'inclusion d'énergies renouvelables dans le réseau électrique au-delà de 40% de puissance renouvelable pourrait nécessiter le déploiement d'une STEP. Le Projet soumis de STEP de Sambangalou indique un calendrier de projet de 2030 à 2035 par exemple.