



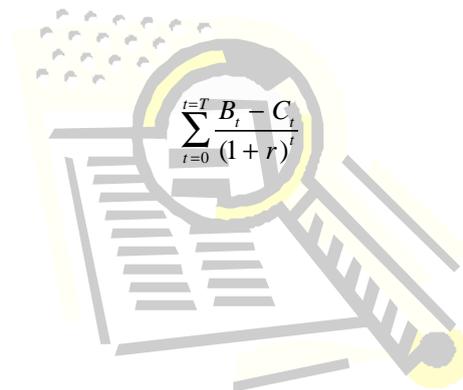
Improving Economic and Social Impact of Rural Electrification (IMPROVES-RE)

Amélioration de l'impact social et économique de l'électrification rurale

BURKINA FASO, CAMEROUN, MALI et NIGER

- D2 -

CADRES INSTITUTIONNELS ET APPROCHES ACTUELLES DE PLANIFICATION DE L'ELECTRIFICATION RURALE



Projet cofinancé par le Programme COOPENER de la Commission Européenne



Coordination européenne

Innovation Energie Développement (IED)

2, chemin de la chaudière

69340 Francheville – France

Tél. +33 4 72 59 13 20, Fax : +33 4 72 59 13 39

ied@ied-sa.fr - www.ied-sa.fr

TABLE DES MATIERES

1. INTRODUCTION.....	4
2. CAS DU BURKINA FASO	5
2.1 CONTEXTE DE L'ELECTRIFICATION RURALE AU BURKINA FASO	5
2.1.1 <i>La réforme du sous-secteur de l'électricité</i>	5
2.1.2 <i>Mise en place du nouveau cadre réglementaire et institutionnel</i>	6
A. Révision des textes de loi relatifs au sous-secteur de l'électricité.....	6
B. Mise en place d'un organe de régulation pour le sous-secteur de l'électricité	6
C. Création de la Société de Patrimoine.....	6
D. Transformation de la SONABEL en Société Fermière et choix du partenaire stratégique de référence.	6
2.2 L'ELECTRIFICATION RURALE AU BURKINA FASO	6
2.2.1 <i>Présentation de la structure en charge de l'ER au Burkina Faso : le Fonds de Développement de l'Electrification (FDE)</i>	7
A. Cadre institutionnel, Objectif général - Missions et Financement	7
B. Stratégie d'intervention.....	7
C. Cadre organisationnel du FDE	8
2.2.2 <i>La planification de l'ERD au Burkina Faso</i>	8
A. Les fondements macro : le PNE	8
B. Les fondements micro	9
C. La programmation de 2001 - 2004	9
D. La programmation de 2004 - 2006	10
2.3 DIFFICULTES	10
3. CAS DU CAMEROUN.....	12
3.1 CADRE INSTITUTIONNEL.....	12
3.1.1 <i>Le contexte de la réforme</i>	12
3.1.2 <i>Identification des principaux acteurs de l'Electrification rurale</i>	12
A. Acteurs publics	12
B. Autres acteurs.....	14
3.1.3 <i>Planification actuelle de l'Electrification rurale</i>	15
A. Objectif global	15
B. Objectifs spécifiques et résultats attendus.....	15
C. Schémas techniques retenus	15
D. Analyse économique et financière	16
E. Cas des petites centrales hydroélectriques	17
F. Cas des kits solaires.....	17
4. CAS DU MALI	18

4.1	CADRE INSTITUTIONNEL	18
4.1.1	<i>Organisation du secteur</i>	18
4.1.2	<i>Les acteurs impliqués</i>	19
4.2	LE MODELE DE PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS DE L'AMADER	19
4.2.1	<i>Objectifs</i>	19
4.2.2	<i>Liaisons fonctionnelles du Modèle</i>	19
4.2.3	<i>Evaluation du Marché Potentiel</i>	20
4.2.4	<i>Evaluation des Investissements</i>	20
4.2.5	<i>Evaluation des besoins de financements</i>	20
4.2.6	<i>Fixation Objectifs et Simulation</i>	21
5.	CAS DU NIGER	22
5.1	CADRE INSTITUTIONNEL	22
5.1.1	<i>Le Ministère des Mines et de l'Energie</i>	22
5.1.2	<i>Attributions de la DEENR</i>	22
5.1.3	<i>La Société nigérienne d'électricité: Nigelec</i>	22
5.1.4	<i>Le Centre National d'Energie Solaire: CNES</i>	23
5.1.5	<i>Autres acteurs</i>	23
5.2	PRINCIPES DE LA STRATEGIE NATIONALE D'ÉLECTRIFICATION RURALE	23
5.2.1	<i>Chemin critique à partir de la facture potentielle des ménages</i>	24
	A. Grilles détaillées de la demande et diagramme de charge global d'un village	24
	B. Coûts de réseau public basse tension et des branchements	24
	C. Tableau récapitulatif des données et coûts de production diesel locale	24
	D. Grille tarifaire d'une électrification villageoise par groupe diesel et réseau basse tension	25
	E. Coûts d'interconnexion	25
	F. Logique tarifaire d'une électrification villageoise interconnectée.....	25
6.	CONCLUSION	27

1. INTRODUCTION

Dans chacun des pays concernés par le programme IMPROVES-RE (Burkina Faso, Cameroun, Mali et Niger), la revue de l'approche actuelle de planification de l'électrification rurale analyse en particulier les hypothèses économiques derrière les modèles utilisés. Il s'agit par exemple des options techniques et leurs coûts (extension de réseau, systèmes isolés, énergies renouvelables), de l'adoption ou non de normes simplifiées pour réduire les coûts d'investissement, de la promotion de pratiques et technologies en matière d'efficacité énergétique, etc.

L'objectif de ce rapport est de faire un état des lieux et d'analyser dans quelle mesure ces différentes approches tiennent compte de l'impact socio-économique de l'électrification rurale.

L'examen du cadre institutionnel permet d'identifier les principaux acteurs du secteur de l'électrification rurale, en mettant en évidence ceux qui : (i) peuvent avoir un rôle à jouer dans le financement ou la gestion des systèmes locaux d'électrification, (ii) sont responsables des investissements et de la gestion des infrastructures locales, et (iii) peuvent en grande partie tirer bénéfice des services améliorés de l'électricité, tels que les petites entreprises, les écoles, les centres de santé, les bâtiments communautaires, les services de télécommunication, etc.

Ces différents éléments, cadres institutionnels et approches de planification, ont été présentés à Bamako par les partenaires institutionnels de IMPROVES-RE. Le Consortium a également complété cette analyse, étant donné son expérience récente dans la plupart des pays concernés, dans le cadre d'études de stratégie, de planification ou de faisabilité de projet d'électrification rurale.

2. CAS DU BURKINA FASO¹

2.1 CONTEXTE DE L'ELECTRIFICATION RURALE AU BURKINA FASO

2.1.1 La réforme du sous-secteur de l'électricité

Une étude sur la compétitivité du Burkina Faso a montré que **le développement socio-économique** du pays est *handicapé par le coût élevé des facteurs de production* et particulièrement celui de **l'énergie**. Aussi, comme partie intégrante de son programme de réforme économique, le Gouvernement du Burkina Faso a-t-il décidé de *rechercher les voies et moyens pour réduire les coûts de l'énergie, augmenter l'offre et faciliter l'accès des populations à celle-ci*.

Pour rendre l'économie du Burkina Faso plus compétitive, il a donc été décidé de reformer en profondeur le secteur énergétique, et partant le sous-secteur de l'électricité.

En conséquence, une stratégie de réforme a été mise en place à travers la **lettre de politique de développement du secteur de l'énergie** du **30 décembre 2000**. Les principaux axes de cette stratégie sont :

- la définition et la mise en œuvre d'une stratégie d'électrification du pays à moindre coût et de réduction des coûts du kWh,
- la mise en place d'un nouveau cadre institutionnel et réglementaire pour les sous-secteurs de l'électricité et des hydrocarbures,
- et enfin la mise en œuvre d'un plan de désengagement de l'Etat de la **SO**ciété **NA**tionale **Burkinabè d'EL**ectricité (**SONABEL**) car l'option retenue pour atteindre les objectifs assignés est le désengagement de l'Etat des secteurs d'activités de l'énergie pour y faire jouer au privé un rôle moteur.

Pour la mise en œuvre de cette Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie, l'Assemblée Nationale a adopté le **04 juillet 2001**, la **loi n°15-2001/AN** portant **autorisation de privatisation d'entreprises à participation de fonds publics dont la SONABEL et la SO**ciété **NA**tionale **Burkinabè d'Hydrocarbure (SONABHY)**.

Par la suite, le gouvernement a adopté lors de la séance du Conseil des Ministres du **24 mars 2004**, une nouvelle structuration du sous-secteur de l'électricité qui est la suivante :

1. La scission du **sous-secteur en deux segments** ; le **premier segment étant constitué des centres exploités actuellement par la SONABEL** et le **second segment, de l'électrification rurale exploité par le Fonds de Développement de l'Electrification (FDE)**;
2. La poursuite **de la mise en œuvre de la loi n°060/98/AN** portant réglementation générale de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique après une relecture afin de prendre en compte le nouveau schéma institutionnel adopté ;
3. La transformation de la **SONABEL** en **une société fermière** avec l'ouverture de son capital de façon majoritaire à un partenaire stratégique de référence et **la création d'une société de patrimoine en charge de la réalisation des investissements et de la gestion des biens du sous-secteur** ;
4. Le **financement et l'exécution (« faire-faire ») d'activités d'électrification rurale à travers le Fonds de Développement de l'Electrification** en vue d'assurer une couverture plus importante des zones rurales en électricité. **A ce titre, des concessions sont attribuées à des personnes physiques ou morales pour la mise en place de systèmes d'approvisionnement en énergie électrique.**

¹ Ce texte a été préparé par M. Saliou TALL, Responsable Planification au Fonds de Développement de l'Electrification Rurale du Burkina Faso (FDE), pour l'Atelier de Bamako (juillet 2005), tallsaliou@yahoo.fr.

A l'issue de la structuration du sous-secteur, le processus de réforme s'est scindé en deux volets :

- Le volet Mise en place du nouveau cadre institutionnel et réglementaire dont la maîtrise d'œuvre est assurée par le **Ministère des Mines, des Carrières et de l'Energie** ;
- Le volet transaction en vue de la privatisation de la SONABEL qui incombe au **Ministère du Commerce, de la Promotion de l'Entreprise et de l'Artisanat** à travers la **Commission de Privatisation** tel que prévu par les textes.

2.1.2 Mise en place du nouveau cadre réglementaire et institutionnel

A. Révision des textes de loi relatifs au sous-secteur de l'électricité

Le cadre législatif et réglementaire est défini à partir du projet de loi révisant la loi 060/98/AN portant réglementation générale de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique qui a été soumis au Conseil des Ministres qui l'a adopté en sa séance du 23 mars 2005. Le projet de loi a été soumis à l'Assemblée Nationale. La Commission du Développement Economique et de l'Environnement (CODE) de cette institution l'a adopté le 20 avril 2005. Le projet de loi a été soumis à la plénière de l'Assemblée Nationale, le 12 mai 2005 qui l'a adopté.

B. Mise en place d'un organe de régulation pour le sous-secteur de l'électricité

Le projet de loi révisant la loi 060/98/AN portant réglementation générale du Burkina Faso en énergie électrique qui a été soumis à l'Assemblée Nationale créé un organe de régulation du sous-secteur de l'électricité et définit ses missions. Son organisation et son fonctionnement devront être précisés par décret dès la promulgation de la loi. Le projet de décret est prêt à être introduit pour adoption par le Conseil des Ministres.

C. Création de la Société de Patrimoine

Il est prévu le recrutement d'un bureau d'étude pour une assistance en vue de la création de la société de patrimoine. Le financement de cette activité sera assuré par la Banque Mondiale à travers le Projet d'Appui à la Compétitivité et au Développement de l'Entreprise. Les termes de référence de cette assistance ont été élaborés et transmis au Projet en vue d'engager la procédure de recrutement du consultant.

D. Transformation de la SONABEL en Société Fermière et choix du partenaire stratégique de référence.

Ce volet, comme indiqué plus haut est conduit par la Commission de Privatisation. Pour mener à bien ces activités, les études préalables ont été identifiées et sont en cours de préparation.

Dans la perspective d'atteindre ces objectifs, le Ministère en charge de l'énergie a élaboré un vaste programme couvrant la période 2003-2020. Avec l'appui des partenaires techniques et financiers, la réalisation des projets d'électrification rurale inscrits dans ce programme permettra de porter le taux d'électrification du Burkina de 13% actuellement à 60% à l'horizon 2015 à travers le Fonds de Développement de l'Electrification qui est opérationnel depuis novembre 2004, définira désormais *des critères plus transparents s'appuyant sur un instrument de planification qu'est le Plan national d'Electrification en cours de finalisation* afin de promouvoir une couverture équitable du territoire national en énergie électrique.

2.2 L'ELECTRIFICATION RURALE AU BURKINA FASO

Dans cette nouvelle approche, l'électrification rurale (ER) repose sur les **acteurs suivants** :

- Le **Ministère en charge de l'énergie** : il a pour rôle de concevoir, de mettre en œuvre et de suivre la politique énergétique du Gouvernement ;
- Le **Fonds de Développement de l'Electrification (FDE)** : c'est l'organe facilitateur (*exécution*) et de *financement* de la politique d'électrification rurale au Burkina Faso. Il a été créé en février 2003 ;

- **L'Organe de Régulation du Sous-Secteur de l'Electricité (ORSSE)** : son rôle principal est de veiller au respect des dispositions des textes législatifs et réglementaires régissant le sous-secteur de l'électricité. **Sa mise en place en cours ;**
- **Les collectivités territoriales** : le gouvernement octroie des compétences en matière d'approvisionnement en énergie électrique aux collectivités territoriales ;
- **Les regroupements coopératifs et associatifs** : la loi leur permet d'obtenir des concessions/autorisations dans le segment de l'électrification rurale ;
- **Les privés** : ils sont sollicités pour la réalisation des études, la gestion des systèmes d'approvisionnement et pour développer toute initiative de création de projets d'électrification rurale.

2.2.1 Présentation de la structure en charge de l'ER au Burkina Faso : le Fonds de Développement de l'Electrification (FDE)

A. Cadre institutionnel, Objectif général - Missions et Financement

Le FDE, fruit de la Coopération danois-burkinabè, a été officiellement créé le 19 février 2003 (*Décret n° 2003-89/PRES/PM/MCE du 19 février 2003*).

Une Convention de financement danois (*en date du 30/11/2004*) dérivant de la Convention Cadre de Coopération (n°104 BKF du 8 décembre 1999) signée entre le Gouvernement du Burkina Faso et le Gouvernement du Royaume de Danemark consacre l'ancrage institutionnel du FDE. Son exécution dans le cadre de cette convention couvre la période allant de juin 2004 à juin 2006.

L'objectif global du FDE est de promouvoir une couverture équitable du territoire national en énergie électrique en développant l'électrification rurale et ce pour une amélioration des conditions/niveaux de vie et des revenus des populations des localités électrifiées.

Les **missions essentielles** dévolues au FDE sont :

- 1- Promouvoir une couverture équitable du territoire national en énergie électrique en développant l'électrification rurale ;
- 2- Contribuer à la mise en œuvre du Plan National d'Electrification des zones rurales
- 3- Appuyer la mise en œuvre de projets pilotes d'électrification rurale ;
- 4- Faciliter l'accès des populations rurales à l'électricité en servant de fonds de garantie et en intervenant sous forme de subventions dans les investissements ou sous forme d'appui aux études ;
- 5- Assurer la préparation technico-économique et la promotion des projets d'électrification rurale ;
- 6- Développer l'électrification rurale ou la planification de l'approvisionnement en électricité par la promotion de nouvelles technologies.

Le principal partenaire financier du FDE pour l'instant est le Royaume de Danemark qui intervient sous forme de subvention non remboursable. Le montant de la subvention danoise pour la **période 2004-2006** est de **Trois milliards sept cent quarante deux millions six cent quatre vingt un mille cinq cent vingt franc CFA (3 742 681 520 F CFA)**.

L'Etat burkinabè participe au financement à hauteur de cent cinquante millions (150 000 000) de F CFA au titre de l'exercice budgétaire 2005.

Des financements sont actuellement recherchés auprès d'autres bailleurs de fonds qui s'intéressent à l'ER.

B. Stratégie d'intervention

L'intervention du FDE se fera sur le terrain en étroite collaboration avec l'ensemble des partenaires et parties prenantes (les bureaux d'études, les entreprises d'électricité, les bénéficiaires, les services déconcentrés et décentralisés de l'administration publique, les promoteurs privés).

La Direction Générale de l'Energie demeure le partenaire technique privilégié du FDE surtout pour des questions relevant de la politique générale d'électrification du **Ministère des Mines, des Carrières et de l'Energie (MCE)**.

Le FDE finance les projets d'ER sur **une approche participative**. **Les techniques d'électrification à moindre coût guident ses actions**. Un modèle de financement reposant sur **60%** de subvention et **40%** de prêts à l'investissement est actuellement pratiqué par le FDE.

Ce modèle permet l'implication des bénéficiaires au financement du projet, ce qui les responsabilise davantage tout en leur octroyant une subvention assez substantielle pour la réalisation du projet. La faiblesse des revenus des populations rurales est prise en compte dans ce modèle.

Toutefois, des réflexions sont en cours pour déterminer d'autres modalités de financement adaptées à la technologie et à la zone d'intervention.

C. Cadre organisationnel du FDE

Le FDE est coordonné et géré à travers le cadre organisationnel suivant :

L'Assemblée Générale Annuelle des Parties Prenantes (AGAPP) : C'est un cadre de concertations de l'ensemble des acteurs de l'ER présidé par le Ministre chargé de l'Energie. Ses missions sont entre autres :

- examiner et adopter les actes du Conseil d'Administration du FDE ;
- approuver les programmes et procédures de gestion du FDE.

L'AGAPP se réunit une fois l'an.

L'AGAPP comprend les structures de l'Etat, les municipalités, l'UNACOOPEL, les bailleurs de fonds, les sociétés qui travaillent dans le secteur, les associations de consommateurs et l'Organe de régulation du secteur de l'électricité (en cours d'installation).

Le Conseil d'Administration (CA) : il a un caractère interministériel et il est présidé par **M. Ali SEYE, DEP/MCE**.

Les missions et attributions du CA sont :

- l'examen et l'adoption des bilans et programmes d'activités du FDE,
- le suivi et l'évaluation techniques et financiers du FDE.

Les membres du CA sont : l'Etat, les Associations des Coopels, les sociétés travaillant dans le secteur, les banques et établissements financiers, les partenaires au développement

La Direction Générale du FDE : elle est chargée de gérer et de mettre en œuvre les programmes d'activités du FDE. Elle est dirigée par une **Directrice Générale** et est structurée en deux (02) directions (**Direction Technique & Direction Administrative et Financière**) et une (01) **Agence Comptable**.

2.2.2 La planification de l'ERD au Burkina Faso

A. Les fondements macro : le PNE

En raison de l'exposé prévu sur le PNE du Burkina Faso, il est donné ici seulement que quelques indications :

- Fournit un schéma global, une orientation générale de l'électrification au BF.

- Priorisation à accorder **dans la planification à des localités à fort potentiel de croissance** et **Chef-lieux de départements**. Ces localités sont définis/choisis en respectant le nécessaire équilibre géo-politique par soucis d'équité sociale (**égalité d'accès à l'énergie**).

L'indication programmatique porte sur **une centaine de localités**

B. Les fondements micro

Le **FDE** travail sur la base de Modules développés par DANIDA. Ces modules sont :

- o Module Socio-économique ;
- o Module de Calcul économique et financier ;
- o Module technique ;
- o Module COOPEL ;
- o Module DAO.

Les principes de base

- Prix économique du kwh inférieur ou égal à 250 F CFA,
- Nombre d'abonnés minimum,
- Financement : subvention (**60%** reseau local, % ligne de transport HTA) / prêt (**40%**) sur **10 ans** avec un **différé de trois (3) ans**,
- Paiement d'un droit d'accès à la ligne de transport HTA.

Les aspects techniques/organisationnels

- L'étude de faisabilité : coûts des options techniques, normes réducteurs de coûts (dimension du réseau, choix des équipements, options sur coûts...), aspects EIE², Impacts socio-économiques, VIH/SIDA
- APS/Mise en place des Coopels
- Recrutement de l'entrepreneur chargé de construire les systèmes et de le gérer pendant une période 5 ans par un contrat de gestion où il est rémunéré au rendement (rémunération : partie fixe et variable)
- Recrutement du MOOD/ACA (missions du MOOD/ACA).

Les aspects/procédures juridico-administratifs

- La concession,
- La passation des marchés par l'application des principes de la réglementation en vigueur,
- La contractualisation,
- L'exécution,
- Le suivi, le contrôle,
- L'appui-suivi, l'appui-supervision.

C. La programmation de 2001 - 2004

Les expériences « labo »

- Le cas de Bama
- Les cas de Gayérie, Sebba, Seytenga.

Les expériences « PDL »

- Le cas de Bouéna

² Etudes Impact Environnemental

- Le cas de Mogtédó

Les expériences « en cours »

- Les cas de Bégúédó et Niagho ;
- Le cas de Tanghin-Dassouri ;
- Les cas de Sindou, Douna, Battié ;
- Le cas de l'ERD-Ouahigouya (une dizaine de localités concernées au moins regroupées au sein de trois Provinces : *Yatenga, Sourou, Nayala*) ;
- Le cas de huit (08) localités : Bagassi, Solenzo, Sabou, Sapouy, Zabré, Titao, Boussé, Ouargaye.

D. La programmation de 2004 - 2006

Les principes révisés de base

- Prix économique du kwh inférieur ou égal à 250 F CFA
- Nombre d'abonnés minimum
- Financement : subvention (**60% réseau local, 100%** ligne de transport HTA) / prêt (**40%**) sur 10 ans avec un différé de trois (3) ans
- Critères de sélection des nouveaux projets (**PNE + Stratification par le critère de la population**).

Des réflexions se mènent pour définir et soumettre à l'autorité centrale pour examen des critères définitifs de sélection des Projets d'ER: critères de la population, répartition spatiale, critères politico-administratif, opportunités d'investissement.

Les nouveaux projets engagés

- Localités en cours d'électrification précédemment citées.
- **15** localités (études et électrification / financement danois)
- **16** localités (études budget national)

Beaucoup de chantiers sont en cours, ce qui permettra à l'horizon de voir plus clair au niveau de notre planification à moyen et long terme.

2.3 DIFFICULTES

Les premiers projets « pilotes » (Bouéna, Mogtédó, Bama, Gayéri, Seytenga et Sebba) ont permis d'avoir une vision plus nette :

- Tant sur le plan du choix de la technologie (*1 réseau, plusieurs mini-réseaux, alimentation monophasé ou triphasé, usage photovoltaïque là où les coûts de réseaux seraient exorbitants*)
- Que sur celui de l'organisation et de la gestion (aspect de la propriété, type de gestion, système de recouvrement et tarification, participation du secteur privé et autofinancement des usagers).

Dans la mise en œuvre de ces projets, les difficultés suivantes ont été notifiées :

- **Les inégalités de traitement**, en particulier sur les aspects fiscaux, entre la Société Nationale d'électricité du Burkina (SONABEL) et les coopératives d'électricités, il s'agit entre autres :
 - L'exonération sur les droits et taxes à l'importation des équipements ;

- L'exonération sur les droits et taxes sur les produits pétroliers qui permettra une réduction sensible du tarif ;
 - L'exonération des droits de la patente, de l'impôt minimum forfaitaire et de l'impôt sur le résultat compte tenu du fait que la finalité de cette opération est d'assurer le service électrique à l'ensemble de la localité au moindre coût. Aussi tout bénéfice dégagé sert-il à développer le réseau électrique ou à réajuster le tarif ;
 - L'exonération de la TVA pour les travaux de construction des ouvrages de production, de transport et de distribution de l'électricité.
-
- **Pour le volet renforcement des capacités**, il a été constaté :
 - La faiblesse des acteurs techniques du secteur de l'électrification rurale car ne disposant pas à ce jour d'aucune expérience d'exploitation de systèmes d'électrification rurale, d'assise financière pour une implication en tant que co-investisseur, d'expérience en matière de solutions techniques simplifiées et à moindre coût ;
 - La mobilité des agents formés ;
 - L'insuffisance de formation des bureaux d'études et entrepreneurs afin d'assumer leur Rôle ;
 - La tarification au niveau des centres interconnectés est le tarif HT particulier qui est cher par rapport au tarif industriel

 - **Le niveau d'assimilation des membres des coopératives** d'électricité ne leur permet pas d'appréhender le concept de l'électrification rurale décentralisée (gestion , ACA, ..)
 - **La demande relativement faible** entraînant une incidence financière sur le coût du kWh
 - **L'absence d'outils de financement adaptés à l'électrification rurale** : ni les banques burkinabé, ni les systèmes financiers décentralisés n'ont d'expériences propres en matière (financement) d'électrification rurale ou ne dispose pas de produits financiers adaptés, les structures financières étant hésitant pour les projets d'électrification rurale.

3. CAS DU CAMEROUN

3.1 CADRE INSTITUTIONNEL

3.1.1 Le contexte de la réforme

Le Gouvernement camerounais a engagé depuis quelques années, une réforme du secteur de l'électricité qui a abouti à la **Loi N°98/022 du 24 décembre 1998**. Cette loi régit désormais le secteur, et consacre sa libéralisation. A travers cette loi, l'orientation clairement adoptée par les pouvoirs publics consiste à confier l'implantation et l'exploitation des installations électriques sur l'ensemble du territoire à des opérateurs privés, des collectivités territoriales décentralisées ou des organisations communautaires.

En application de la loi N°98/022, qui peut être qualifiée de loi-cadre du secteur de l'électricité au Cameroun, plusieurs actes ont été signés par le Chef de l'Etat, par le Premier Ministre Chef du gouvernement, ou par Arrêté du Ministre des Mines, de l'Eau et de l'Energie.

Nous en citons ici les plus importants, chronologiquement :

- Le décret **N°99/0125 du 15 juin 1999**, portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL), chargée de la régulation de l'ensemble du secteur de l'électricité ;
- Le décret **N°99/0193 du 08 septembre 1999**, portant organisation et fonctionnement de l'Agence d'Electrification Rurale (AER), chargée de la promotion de l'électrification rurale ;
- La loi **N°99/016 du 22 décembre 1999**, portant statut général des établissements publics, et des entreprises du secteur public et parapublic ;
- Le décret **N°2000/464/PM du 30 juin 2000**, régissant les activités du secteur de l'électricité au Cameroun ;
- Le décret **N°2001/021/PM du 29 janvier 2001**, fixant le taux, les modalités de calcul, de recouvrement et de répartition de la redevance sur les activités du secteur de l'électricité ;
- L'arrêté **N°061/CAB/MINMEE du 30 janvier 2001**, fixant la composition des dossiers et les frais d'instruction des demandes de concession, de licence, d'autorisation et de déclaration en vue de l'exercice des activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente d'énergie électrique.

Parallèlement à la mise en place de ce dispositif institutionnel, le processus de privatisation de la Société Nationale d'Electricité (SONEL) a été lancé. Il a abouti à la signature d'un contrat de concession sur 20 ans avec la société américaine AES, en juillet 2001.

3.1.2 Identification des principaux acteurs de l'Electrification rurale

A. Acteurs publics

Il sont organisés autour de trois fonctions principales :

1. **Politique générale de l'électrification rurale**, comprenant en particulier :
 - La conception, mise en œuvre et suivi de la politique gouvernementale dans le secteur de l'électricité
 - La planification de l'électrification rurale
 - Le suivi du respect de la législation et de réglementation en vigueur
 - Le suivi de l'utilisation des sources d'énergie primaires, notamment renouvelables
 - La détermination des standards et des normes applicables aux activités et aux entreprises du secteur de l'électricité
 - La signature des contrats de concession et délivrance des licences et autorisations

- La représentation de l'Etat dans le cadre d'activités relatives au secteur de l'électricité

Cette fonction incombe à l'administration centrale chargée de l'électricité, à savoir le **Ministère des Mines, de l'Eau et de l'Energie (MINMEE)** d'après la Loi N°98/022 du 24 décembre 1998 (en particulier l'article 40) et le décret N°2000/464/PM du 30 juin 2000 ;

2. **Assistance technique et éventuellement financière³ aux opérateurs**, comprenant en particulier :

- La réalisation d'enquêtes, études, solutions technico-économiques en matière d'ER
- L'élaboration de dossiers techniques en appui aux opérateurs de l'ER et en liaison avec les administrations concernées
- La négociation des financements de l'ER en liaison avec les administrations concernées, et assistance aux communautés villageoises
- L'élaboration de mécanismes de gestion communautaire et de maintenance des installations d'ER
- L'exercice de missions d'intérêt général confiées par le Gouvernement dans le cadre de l'ER

Cette fonction incombe à l'**Agence d'Electrification Rurale (AER)** d'après la Loi N°98/022 du 24 décembre 1998 (en particulier l'article 59) et le décret N°99/193 du 08 septembre 1999 ;

3. **Régulation**, comprenant en particulier :

- La promotion du développement rationnel de l'offre d'énergie électrique
- L'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité, préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité
- La sauvegarde des intérêts des consommateurs et la protection de leurs droits pour ce qui est du prix, de la fourniture et de la qualité de l'énergie électrique
- La promotion de la concurrence et de la participation du secteur privé dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires
- La préparation et transmission pour signature à l'autorité compétente, des contrats de concession, et demandes de licence et d'autorisation
- La mise en œuvre, suivi et contrôle du système tarifaire établi
- Le suivi du respect de la législation relative à la protection de l'environnement
- Le suivi du respect par les opérateurs du secteur des conditions d'exécution des contrats de concession, des licences et des autorisations
- Le suivi de l'application des standards et des normes par les opérateurs du secteur de l'électricité

Cette fonction incombe à l'**Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL)** d'après la Loi N°98/022 du 24 décembre 1998 (en particulier les articles 41, 62 et 63), le décret N°99/125 du 15 juin 1999 (portant organisation et fonctionnement de l'ARSEL), et le décret N°2001/021/PM du 29 janvier 2001 fixant le taux, les modalités de calcul, de recouvrement et de répartition de la redevance sur les activités du secteur de l'électricité ;

³ La loi est restée relativement floue sur la fonction de financement, *éventuellement* assurée par l'AER. En ce qui concerne les investissements portés par des collectivités locales, le financement des travaux d'investissement communaux ou intercommunaux peut être assuré par le Fonds d'Equipement et d'Intervention Communale (FEICOM), d'après la Loi communale **N°74/23 du 5 décembre 1974** et décret N°77-85 du 22 mars 1977 fixant les modalités de fonctionnement et de gestion du FEICOM. Ce décret a été récemment précisé par le décret N°2000/365 du 11 décembre 2000.

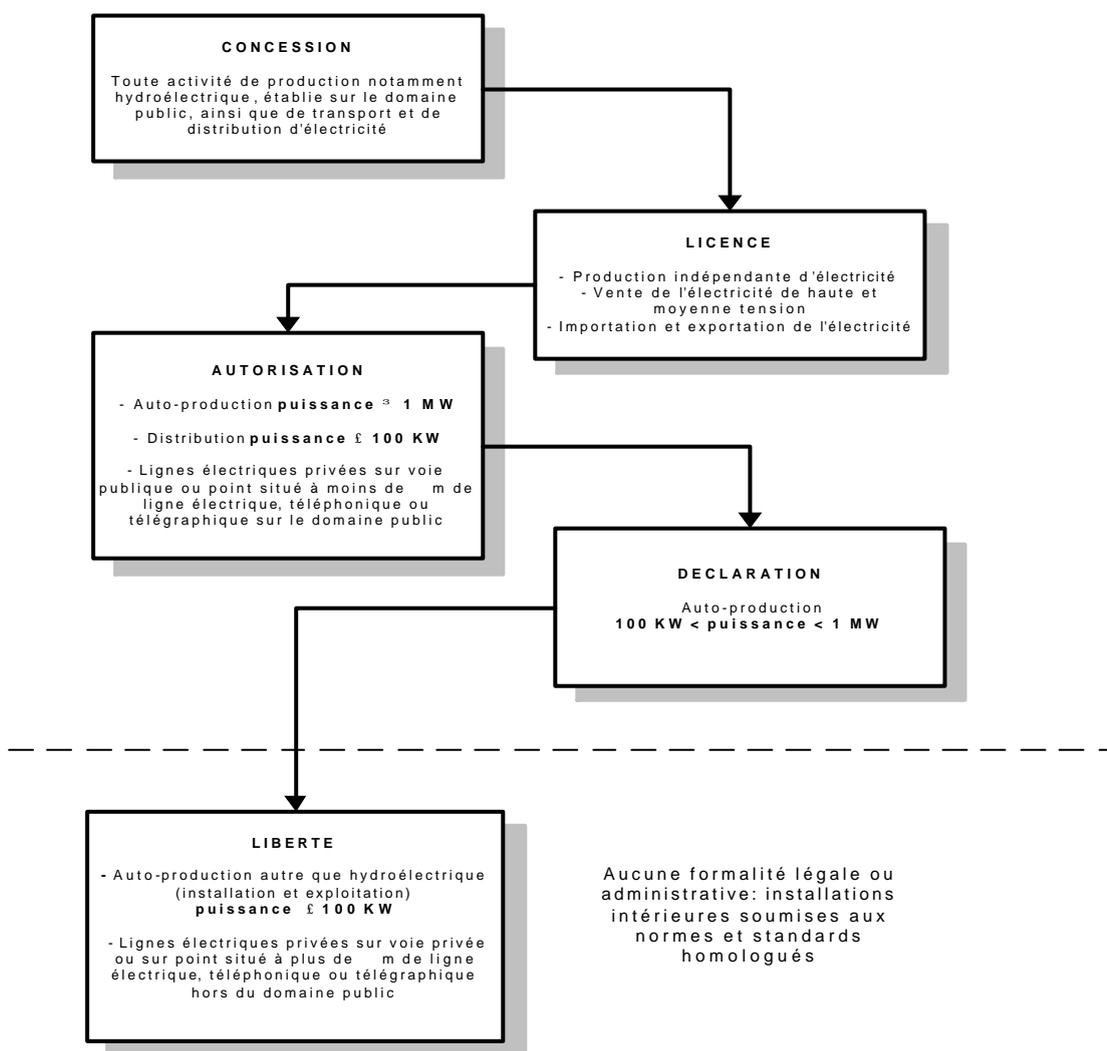
B. Autres acteurs

Ils sont organisés autour de deux principales fonctions :

1. **Une fonction d'opérateur de l'électrification rurale** : d'après la Loi N°98/022, il s'agit de toute personne physique ou morale de droit camerounais ayant le droit d'opérer une activité dans le secteur de l'électricité. L'arrêté N°061/CAB/MINMEE du 30 janvier prévoit en particulier l'exigence dans le dossier technique de demande d'autorisation, de licence et de concession, des accords éventuels entre le demandeur et les collectivités territoriales décentralisées ou les populations riveraines sur l'indemnisation des droits aliénés. L'opérateur peut être responsable de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique ;

L'exercice de cette fonction nécessite l'obtention préalable d'un acte juridique délivré par l'autorité compétente, à moins de bénéficier d'une liberté d'exercice : concession, licence, autorisation ou déclaration.

Régimes juridiques des activités du secteur de l'électricité



2. **Une fonction d'usage de l'électricité** : selon la Loi N°98/022, est considéré comme usager toute personne physique ou morale connectée à un réseau de distribution en vue d'être approvisionnée en électricité au point de livraison.

3.1.3 Planification actuelle de l'Electrification rurale

L'Agence d'Electrification Rurale du Cameroun a réalisé en 2002 une étude de faisabilité dans la Province du Centre. La revue de cette étude permet de dégager la vision actuelle de la planification des projets d'électrification rurale.

A. Objectif global

Le projet d'électrification rurale décentralisée dans la Province du Centre a pour objectif global de contribuer à la transformation du monde rural par l'amélioration des conditions de vie, l'augmentation de la productivité des entreprises et activités rurales et le renforcement des capacités des communautés rurales et des collectivités décentralisées.

Le projet concerne 19 localités, retenues sur la base des critères successifs suivants :

- 1- Centres administratifs non électrifiés,
- 2- Localités non électrifiées ayant une population de plus de 1000 habitants,
- 3- Localités précédentes offrant une possibilité de réplique de la démarche ERD par réseau isolé au sein du même arrondissement, et enfin
- 4- Sélection des localités se situant à priori dans une zone hors de l'influence du réseau AES-SONEL.

B. Objectifs spécifiques et résultats attendus

Pour atteindre cet objectif global, et étant donné son caractère novateur, le projet d'électrification rurale décentralisée dans la Province du Centre vise à :

- 1- Clarifier par la pratique, l'environnement institutionnel, contractuel, juridique, financier et fiscal de l'électrification rurale décentralisée hors zone de concession AES SONEL, par la mise en place d'un projet d'électrification rurale décentralisée sur une base commerciale, fondée sur l'équité et une approche par la demande.
- 2- Impliquer le secteur privé camerounais national et local et les collectivités locales, renforcer leurs capacités technique et organisationnelle pour intervenir dans le domaine de l'électrification rurale décentralisée.
- 3- Promouvoir les solutions techniques adaptées à moindre coût, y compris les solutions à base d'énergies renouvelables (solaire, éolien), tout en garantissant la qualité du service et en assurant la protection des consommateurs.

C. Schémas techniques retenus

Pour satisfaire la demande dans les localités étudiées, les moyens de production électrique suivants ont été retenus :

- Le raccordement au réseau AES-SONEL par antenne MT lorsque l'éloignement le justifie : en ce sens, une localité alimentée à partir du réseau AES-SONEL, achète l'énergie en moyenne tension, le système électrique local étant alors entièrement de son ressort,
- La production autonome par groupe diesel comme option d'électrification de base: la solution «groupe diesel » a été retenue comme scénario de référence pour les localités qui ne sont pas raccordables au réseau AES SONEL. L'option de n'équiper qu'avec un seul groupe a été adoptée afin de limiter le coût d'investissement. Les puissances unitaires des groupes ont été standardisées (100, 80, 50, 40 et 20 kVA) et un juste dimensionnement en fonction de la demande de chaque localité a été adopté,
- L'équipement des sites potentiels hydroélectriques à proximité des 19 localités étudiées : après un travail cartographique autour de toutes les localités enquêtées et une mission de reconnaissance, trois sites potentiels de développement de Petites Centrales Hydroélectriques (PCH) ont été identifiés,
- La diffusion de kits photovoltaïques : une option kits solaires a été également étudiée, en complément aux autres schémas d'électrification, malgré une rentabilité financière inférieure à celle des autres options étudiées.

D. Analyse économique et financière

Les principales hypothèses de la modélisation économique et financière sont présentées ci-après :

- Charges d'investissement initial : les budgets d'investissements résultent de l'analyse des schémas techniques. Pour le calcul des amortissements, la durée de vie des équipements est indiquée prise comme suit : 15 ans pour le bâtiment de la centrale, 4 ans pour le Groupe, 50 ans pour le Génie civil des PCH, 25 ans pour l'électromécanique des PCH, 25 ans pour les réseaux, 15 ans pour les raccordements.
- Charges d'exploitation et de maintenance : les charges d'exploitation sont liées aux prestations assurées par le fermier. Elles se décomposent en prestations P1 et P2.
 - (1) Les prestations P1 correspondent à l'approvisionnement en carburant pour les localités alimentées par groupe et à l'achat d'électricité MT au réseau AES SONEL pour les localités raccordées. Les valeurs suivantes ont été retenues : 135 FCFA/kWh consommé pour l'alimentation par groupe⁴, 47 FCFA/kWh consommé pour l'alimentation par réseau AES SONEL⁵,
 - (2) Les prestations P2 correspondent (a) au fonctionnement du du groupe électrogène, y compris approvisionnement en huile et consommables (b) à l'entretien du groupe et du réseau, et au suivi technique d'exploitation (c) au dépannage (d) aux conseils (e) à la gestion déléguée du service de l'électricité, émission et recouvrement des factures
- La grosse maintenance périodique : la grosse maintenance périodique ne rentre pas dans la définition de P2. Son coût a été estimé à 1% / an du budget d'investissement des réseaux et à 5% / an du budget d'investissement des groupes. Dans le cas des petites centrales hydroélectriques, la grosse maintenance périodique a été estimée à 2% / an du coût de la partie électromécanique.
- Taxes et Douanes : les Taxes douanières comprennent (a) la TEC sur base du tarif extérieur commun qui varie suivant la catégorie du bien (10 ou 20% de la valeur CAF pour les équipements électriques), (b) un précompte (5% de la valeur CAF, réduit à 1% avec une carte de contribuable), (c) une taxe informatique (1,5 % de la valeur CAF), (d) une taxe SGS (0,95% de la valeur FOB), (e) d'autres taxes (ex-taxe ONPC : 1115 kg/tonne. Dans le calcul, elle a été estimée à 1% de la valeur CAF). En sus de ces taxes douanières, la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) a également été considérée au taux de 18,7%. La TVA s'applique sur la valeur imposable du bien. Dans le cas des équipements électriques, la valeur imposable est égale à la valeur CAF + la TEC.
- Extensions futures : au niveau de la distribution, les charges d'extensions futures ne concernent que des nouveaux raccordements : les nouveaux abonnés sont situés dans le périmètre desservis par le réseau initial. Il s'agit donc essentiellement de densification. Cette modélisation est simplificatrice car il est acquis que des extensions de réseau seront nécessaires sur la période de 15 ans, mais celles-ci desserviront des nouveaux consommateurs qui ne sont pas pris en compte dans les prévisions de la demande. L'extension des groupes diesel est prévue, par l'ajout d'un groupe diesel de même puissance. Cela permettra la standardisation des matériels dans une même localité. Les nouveaux groupes diesel sont installés toutes les 20 000 heures de fonctionnement. Cette valeur de 20 000 heures est réaliste pour les petits groupes s'ils sont correctement maintenus (< 60 kVA), et pourrait être révisée à la hausse pour les plus gros moteurs.
- Charges d'accompagnement, de suivi et de contrôle : idéalement, le prix de vente de l'électricité doit couvrir les frais de maîtrise d'ouvrage locale, ainsi que le coût d'appui / conseil dont pourra avoir besoin la maîtrise d'ouvrage. Le modèle intègre ces deux coûts, chiffrés à respectivement 1,0 et 2,0 FCFA / kWh. Il est vraisemblable que ces valeurs ne permettront pas de couvrir la totalité des frais de maîtrise d'ouvrage locale, qui devront être complétées par des ressources autres des Communes.

⁴ Hypothèses de calcul : 335 FCFA/ litre de GO - 8% de perte - 3,2 kWh / litre de GO - 20 % de marge de l'opérateur

⁵ Hypothèses de calcul : 36 FCFA/kWh MT - 8% de perte - 20 % de marge de l'opérateur

- Actualisation : l'analyse économique est effectuée sur une période de 15 ans, sauf dans le cas des PCH pour lesquelles la durée d'étude est portée à 25 ans. Les coûts sont actualisés, avec un taux d'actualisation égal à 5%.

Analyse des coûts de production et compatibilité avec la capacité à payer

Dans cette première étape d'analyse économique, deux indicateurs ont été utilisés pour (i) comparer les localités entre elles et (ii) juger de la viabilité de l'électrification d'une localité : le coût du kilowattheure et le montant de la facture mensuelle :

- **Le coût du kilowattheure**, a été calculé pour chaque village et chaque centre, pour chacune des trois hypothèses de subvention envisagées (0, 50 et 100% de subvention sur l'investissement) : l'étude n'a pas été poursuivie pour certaines localités présentant des coûts du kilowattheure très élevés, même avec une subvention de 100% sur l'investissement initial : dans ces localités, les factures mensuelles seraient très supérieures à la capacité à payer des ménages. Par ailleurs, sans que cela ne constitue une surprise, les coûts du kilowattheure ont été plus élevés dans les localités alimentées par groupe diesel que dans celles alimentées par une antenne MT à partir du réseau AES SONEL.
- **La facture mensuelle** a ensuite été comparée, pour les trois niveaux de subvention, à la capacité de paiement des ménages issue de l'analyse de la demande.

Détermination d'un tarif cible moyen

Le modèle d'analyse financière a été bâti à partir des mêmes hypothèses de coût que l'analyse économique. Il a été guidé par le principe suivant : s'assurer que le cash flow de l'opération est bien régulièrement positif plutôt que de rechercher en fin de période une rentabilité globale.

Ce modèle a donc été construit sur la base du tarif comme variable d'ajustement, ajusté pour obtenir un cash flow suffisant pour assurer le remboursement d'une partie ou de l'intégralité des investissements initiaux.

Dans le schéma d'affermage proposé, le préfinancement de l'intégralité des investissements est assuré par projet : le projet supporte le financement initial et recouvre une partie de cet investissement à travers la redevance versée par le fermier. Cette redevance est, au maximum, égale au cash flow dégagé par l'exploitation des systèmes d'électrification rurale décentralisée, après déduction de la rémunération du fermier, des charges de maintenance et du coût du financement du projet : dans le modèle financier, il a été retenu un financement concessionnel : Taux d'intérêt de 3,50%, durée du prêt de 15 ans dont 5 ans de différé. Le tarif cible du projet a été déterminé sur la base de ces hypothèses et du mode d'approvisionnement.

E. Cas des petites centrales hydroélectriques

Les petites centrales hydroélectriques (PCH) viennent en substitution d'une alimentation à partir du réseau MT de AES SONEL. Pour qu'une PCH mérite d'être intégrée au projet, il faut que le coût de production du kWh soit inférieur au coût d'approvisionnement en électricité facturé par le fermier, soit P1.

F. Cas des kits solaires

L'option kits solaires est un complément aux autres schémas d'électrification. La modularité de cette option permet de répondre aux types de demande des abonnés des kits de différents niveaux de puissance pour un coût de [fonctionnement + maintenance] inférieur à la capacité à payer de ces ménages. La modélisation adoptée pour l'analyse financière de l'option de kits solaires est identique à celle utilisée pour les autres schémas d'électrification.

4. CAS DU MALI⁶

4.1 CADRE INSTITUTIONNEL

4.1.1 Organisation du secteur

L'Etat a décidé de libéraliser le secteur de l'électricité selon les modalités prévues dans l'Ordonnance n° 00-019/P-RM du 15 mars 2000 portant organisation du secteur de l'Electricité et fixant les modalités d'application de celle-ci.

Les principales modalités de la réglementation dudit secteur sont les suivantes :

- Conformément aux dispositions de l'article 4 de la loi portant organisation du secteur de l'Electricité, **les activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente d'électricité en vue de satisfaire les besoins du public relèvent du service public de l'électricité et sont déléguées à des opérateurs privés ou publics dans le cadre de concession ou d'Autorisation).**
- L'Etat définit la politique sectorielle de l'électricité et assure le développement du secteur dans l'ensemble du pays.
- La maîtrise d'ouvrage du service public de l'électricité est assurée par l'Etat à travers la Direction Nationale de l'Energie (DNE).
- Des Opérateurs Privés assurent, dans le cadre d'une délégation de service public du maître d'ouvrage, la fonction de réalisation et/ou de gestion et maintenance des installations d'électricité.
- La Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (CREE) détermine la politique tarifaire et effectue la régulation du service public de l'électricité à l'intérieur du périmètre de concession d'EDM-SA et pour des localités possédant une puissance installée supérieure à 250 KW.
- L'AMADER régule, contrôle et participe au financement du développement de l'activité d'électrification rurale notamment dans toutes les localités où la puissance installée est inférieure ou égale 250 kW.
- Les auto producteurs produisent de l'électricité pour leur propre usage.
- La production d'électricité est assurée par EDM-SA dans le cadre du régime de la concession, sans exclusivité par rapport à d'autres opérateurs: auto producteurs, producteurs indépendants, concessionnaires et permissionnaires.
- L'achat en gros d'électricité auprès des producteurs indépendants est assuré à titre exclusif par le ou les concessionnaire(s) de transport ou de distribution pendant une période de dix ans au titre de leur qualité d'Acheteur Central sur le réseau qui leur est concédé. A l'expiration de cette période, la Commission de régulation du secteur pourra autoriser certains producteurs et certaines catégories de consommateur ou distributeur tiers à conclure des conventions de fourniture directe d'électricité entre eux sur la base du décret spécifique adopté en Conseil des Ministres.
- Le transport d'électricité haute tension sur le territoire de la République du Mali est assuré à titre exclusif par EDM-SA sur l'ensemble du réseau de transport qui lui est concédé.
- La distribution d'électricité moyenne et basse tension à l'intérieur des périmètres qui lui sont concédés est assurée à titre exclusif par le concessionnaire.
- La régulation du secteur de l'électricité relève de la commission de Régulation du secteur selon les modalités prévues dans l'ordonnance n° 00-021/P-RM du 15 mars 2000 portant création et organisation de la Commission de Régulation de l'électricité et de l'eau.

⁶ Texte préparé par M. Adama Sissoko, Directeur de l'Electrification Rurale, et présenté à l'atelier de Bamako adama@amadermali.net

4.1.2 Les acteurs impliqués

Au Mali, les activités du secteur de l'énergie sont placées sous la responsabilité du Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Eau (**MMEE**) qui, par l'intermédiaire de la Direction Nationale de l'Energie (**DNE**), est responsable de la définition de la politique et de la planification générale en matière d'énergie, de la réglementation, du contrôle et du suivi des activités des secteurs. Un service rattaché à la DNE, le Centre National d'Energie Solaire et des Energies Renouvelables (**CNESOLER**) s'occupe de la recherche et de la vulgarisation des équipements d'énergie renouvelables.

La Société Energie du Mali SA (**EDM-SA**) est concessionnaire depuis le 21 décembre 2000 du service public de l'électricité et de l'eau potable au Mali pour une période de 20 ans extensible à 25 ans. Elle est chargée du développement de la gestion et de l'exploitation de la production, du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie électrique dans la limite de son domaine concédé.

La Société de Gestion de l'Energie de Manantali (**SOGEM**) et la Société d'Exploitation de Manantali (**ESKOM**) opèrent pour le compte de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (**OMVS**) qui a son siège à Dakar (Sénégal) et qui regroupe le Mali, la Mauritanie et le Sénégal. L'OMVS a achevé la réalisation de la centrale hydroélectrique de Manantali et du réseau électrique interconnecté régional la reliant aux réseaux électriques des trois pays où elle vend de l'énergie aux sociétés d'électricité nationales.

La Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (**CREE**), mise en place le 21 septembre 2001 assure la politique tarifaire et la régulation du secteur dans le milieu urbain concerné par les concessions.

L'Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale (**AMADER**), créée par la loi n° 03-06/AN-RM du 21 mai 2003 est chargée de la maîtrise de l'Energie Domestique et du développement et l'Accès des populations rurales et péri-urbaines aux services d'énergies modernes.

4.2 LE MODELE DE PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS DE L'AMADER

4.2.1 Objectifs

Le Modèle de Planification des Investissements de l'AMADER est conçu pour :

- Evaluer le marché Potentiel de l'ER et de l'ED : nombre de concession, nombre de ménages, nombre de clients communautaires (unités de production, eau potable, santé, éducation, communication etc.) ainsi que leur demande en énergie, en équipement pour la consommation des produits de substitution au bois de chauffe (gaz et pétrole lampant)
- Evaluer les Investissements nécessaires à la satisfaction du marché potentiel avec les technologies conventionnelles et renouvelables (réseaux interconnecté, groupes électrogènes, solaire, éolienne, mini centrale hydro etc.) ainsi qu'avec la subvention du gaz et du pétrole
- Dégager les besoins de financements y afférents avec prise en compte des financements existants (Banque Mondiale, FEM, KFW, Budget national, Opérateurs privés, Fonds propres AMADER)
- Réaliser des Simulations selon Objectifs fixés

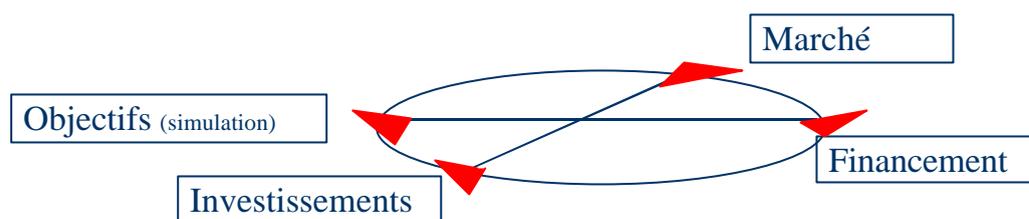
4.2.2 Liaisons fonctionnelles du Modèle

1/ Marché Potentiel : évalué en utilisant la Base de Données de la Décentralisation,

2/ Investissements : calculé avec des hypothèses de coût unitaire par client et par filière, ainsi que pour le gaz, le pétrole lampant et les équipements leurs afférents

3/ Financements : estimé après utilisation des financements existants

4/ Simulation selon Objectifs d'une période: recalculer tous les investissements et financements selon courbe de Projet. (Cette courbe en S est adaptée en général à toute activité humaine: démarrage, développement/saturation)



4.2.3 Evaluation du Marché Potentiel

3 domaines d'intervention considérés pour l'électrification rurale, tout le Mali pour l'énergie domestique

1./ Domaine d'Intervention actuelle AMADER :Hypothèse Basse en terme d'investissement :
Domaine décrit dans CdR

2./ Domaine AMADER + Centres CI EDM-SA : Hypothèse Moyenne en terme
d'investissement : prise en compte des CI en charge d'EDM-SA selon contrat de concession
électricité

3./ Domaine AMADER + Centres CI + RI EDM-SA : Hypothèse Moyenne en terme
d'investissement : prise en compte des CI et RI en charge d'EDM-SA selon contrat de concession
électricité

4.2.4 Evaluation des Investissements

Les Investissements sont évalués en terme de coût, en terme d'Equipements à installer ou à acquérir (Kits solaire, de groupes de production, longueurs des réseaux, réchauds etc.) et en terme de quantité de gaz et pétrole à subventionner

L'évaluation des investissements est basée sur les hypothèses suivantes :

- Hypothèse de répartition des clients individuels / filière
- Hypothèse de coût d'1 client individuel /filière
- Hypothèse de nombre de client communautaire
- Hypothèse de coût d'1 client individuel /filière
- Hypothèse de taux de change

La Technologie adaptée aux clients communautaires en ER sera étudiée au cas par cas

4.2.5 Evaluation des besoins de financements

- On utilise les Fonds disponibles IDA, FEM KFW
- On utilise l'apport de l'Etat et des opérateurs
- On utilise les fonds propres de l'AMADER
 - Les Opérateurs apportent 35%
 - L'Etat apporte une contrepartie jusqu'en 2009
 - L'AMADER dispose de redevances

Les Décaissements sont fonction des accords avec les Opérateurs et fonction des réalisations.

4.2.6 Fixation Objectifs et Simulation

- Fonction des moyens disponibles
- Choix du rythme de progression (Ecart type CG)
- Choix du taux et du délai de saturation du marché
- Détermination des financements à trouver

Tout ceci se fait sur la base des hypothèses admises.

5. CAS DU NIGER⁷

5.1 CADRE INSTITUTIONNEL

5.1.1 Le Ministère des Mines et de l'Energie

Le Ministère des Mines et de l'Energie est chargé de conduire la politique nationale en matière d'énergie. En particulier, il est chargé de:

- Elaboration et mise en œuvre des stratégies et programmes de développement des ressources énergétiques
- Elaboration, mise en œuvre et contrôle de l'application de la législation et de la réglementation dans le domaine énergétique
- Promotion du potentiel énergétique auprès des investisseurs
- Exercice de la tutelle technique des Etablissements Publics, Sociétés d'Etat et Sociétés d'Economie Mixte relevant de son domaine de compétence
- Gestion des relations avec les organismes nationaux intervenant dans son domaine de compétence
- Gestion des relations avec les organisations et institutions internationales intervenant dans son domaine de compétence en relation avec le Ministère des Affaires Etrangères, de la Coopération et de l'Intégration Africaine

Pour pouvoir mener sa mission, le Ministère des Mines et de l'Energie dispose d'une Direction de l'Electricité et des Energies Nouvelles et Renouvelables (DEENR)

5.1.2 Attributions de la DEENR

- L'élaboration, la mise en œuvre et le suivi des stratégies, politiques et programmes énergétiques
- L'élaboration et le contrôle de l'application de la réglementation en matière d'énergie
- L'élaboration, la mise en œuvre et le suivi des stratégies de production, d'approvisionnement, de distribution et d'utilisation de toutes sources primaires ou transformées d'énergie
- La collecte, le traitement et l'analyse des données énergétiques
- La promotion du potentiel énergétique national
- La promotion de la coopération sous-régionale, régionale et internationale en matière énergétique.

Pour mettre en œuvre la stratégie de réduction de la pauvreté à travers l'électrification rurale, une structure spécifique dédiée à cette activité a été créée suivant la loi 2003-004 du 31 janvier 2003.

Sa mise en place reste encore à faire.

5.1.3 La Société nigérienne d'électricité: Nigelec

Société d'économie mixte dont le capital est à 94,7% étatique.

Les politiques en matière d'électricité sont exécutées principalement par celle-ci pour le compte du Gouvernement.

⁷ Ce texte a été préparé par M. Halilou Kané, Responsable Electrification rurale, kane_halilou@yahoo.fr, et complété par un extrait de la stratégie nationale de l'électrification rurale (décembre 2004).

5.1.4 Le Centre National d'Énergie Solaire: CNES

Établissement Public à caractère administratif placé sous la tutelle du Ministère chargé de l'Énergie dont les missions sont les suivantes :

- Mener des travaux de recherche sur l'utilisation des énergies renouvelables notamment l'énergie solaire et d'assurer la vulgarisation des résultats
- Participer à la réalisation d'études prospectives et diagnostiques en matière d'utilisation des énergies renouvelables pour tous les secteurs de l'économie nationale
- Participer à la formation en matière d'énergies renouvelables

5.1.5 Autres acteurs

- Ministère de l'Hydraulique, de l'Environnement et de la Lutte Contre la Désertification
- Ministère de la Santé Publique et des Grandes Endémies
- Ministère du Développement Rural
- Ministère de l'Intérieur et de la Décentralisation
- Ministère du Développement Communautaire
- Ministère de l'Équipement et de l'Aménagement du Territoire
- Ministère chargé de la Communication
- Les Entreprises du secteur privé national
- Les associations et ONGs
- Les partenaires au développement (PNUD, FAO, Union Européenne, Coopération Danoise, Coopération Allemande, Coopération Française, etc.)

5.2 PRINCIPES DE LA STRATEGIE NATIONALE D'ELECTRIFICATION RURALE⁸

Le Niger a récemment (décembre 2004) réalisé une étude concernant la stratégie nationale d'électrification rurale.

Les grands objectifs sont également fixés comme suit : atteindre un taux de pénétration de l'électricité de 40 à 65% en 2020 hors du périmètre de la NIGELEC, à côté d'un taux de pénétration de 90% à l'intérieur dudit périmètre.

La démarche vise à apporter des réponses valables au besoin d'électricité qui va en se généralisant sur l'ensemble du territoire.

Ceci impliquera de satisfaire une série de critères, notamment :

- Que le sujet soit entièrement développé, par rapport à l'ensemble du territoire et de la population ;
- Que les formules de service électrique préconisées soient pertinentes et optimisées, ce qui inclut une recherche des solutions de financement du service ;
- Que les investissements, au sens le plus large du terme (montage organisationnel - institutionnel et programme d'équipement) permettent de s'inscrire dans les objectifs du Millénaire.

Au regard de la situation de départ caractérisée par l'absence d'équipements collectifs dans le plus grand nombre des villages, le but visé pourrait être qualifié d'ambitieux. Mais aussi, il traduit un devoir social et un impératif politique.

⁸ Extrait de l'étude de la Stratégie Nationale d'Électrification Rurale au Niger, décembre 2004.

5.2.1 **Chemin critique à partir de la facture potentielle des ménages**

La modélisation microéconomique et financière est faite dans un tableur Excel dénommé STRATEGE, qui sert de base au montage d'un Système d'Information Géographique (SIGELEC)⁹.

Dans STRATEGE, la recherche de solutions d'électrification viables est axée sur les factures cibles des ménages. Le modèle considère aussi d'une façon stratégique les besoins d'énergie des infrastructures, activités et services, toutefois il est avéré qu'un système électrique en réseau ne pourrait se rentabiliser en ne visant que les besoins professionnels. Les charges fixes doivent être réparties entre le plus grand nombre de clients possibles, ce qui implique de raccorder la très grande majorité des ménages en leur proposant un service à hauteur de leurs moyens financiers.

La conquête du marché des ménages constitue un impératif sur le chemin critique de la faisabilité de l'électrification rurale.

Cette démarche ne vise pas en tant que tel « le social », il s'agit plutôt d'un calcul ou d'une stratégie économique dont les effets sociaux sont importants.

Les enquêtes et en particulier les observations sur la **dépense d'énergie traditionnelle substituable par l'électricité**, ont déterminé une gamme de factures mensuelles cibles :

4.000 FCFA	pour 15 % des ménages
1.500 FCFA	pour 70 % des ménages
500 FCFA	pour 10 % des ménages

A. Grilles détaillées de la demande et diagramme de charge global d'un village

STRATEGE comporte un module de modélisation fine de la demande d'électricité ; pour chaque catégorie d'utilisateurs, on détermine la puissance des appareils utilisés et on détermine heure par heure la puissance totale appelée.

En agrégeant les catégories d'utilisateurs, on détermine la charge heure par heure dans des villages de différentes tailles (600, 1500, 3000 et 6000 habitants), en année 1 et à différents horizons, jusqu'en 2025.

La modélisation ainsi faite est normative :

- Elle vise à favoriser le développement des activités professionnelles
- Elle intègre les concepts de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) ; en particulier elle comprime la pointe du soir en préconisant un tarif répercutant strictement les surcoûts de la pointe de puissance.

B. Coûts de réseau public basse tension et des branchements

STRATEGE analyse les coûts de la distribution, **en relation avec l'étendue du village et sa densité d'occupation**, et en proposant des techniques allégées appropriées au contexte rural (exemple de branchements en cascade en conducteur 2x10² ALU), et en indiquant leur coût d'ordre. Tous les paramètres peuvent être ajustés au gré de l'utilisateur du tableur.

Le service proposé au plus grand nombre des usagers correspond à une première souscription de puissance de 1A, évolutive vers 3 ou 5A sans autre restriction que l'application d'un tarif répercutant la réalité des coûts.

C. Tableau récapitulatif des données et coûts de production diesel locale

Une « grille de transfert des données » sert à récapituler l'ensemble des coûts du service électrique dans un scénario de production locale, par groupe diesel fonctionnant au gas oil.

Le coût du gas oil constitue une variable clef de cette étude de stratégie. Il est également mis en évidence dans les feuilles tarifaires. Suivant le type d'analyse effectué, le montant du litre de gas oil peut être modifié instantanément.

⁹ Le rapport D3 présente l'analyse des principes du rayon d'attraction développé dans SIGELEC et les possibilités d'exploitation de ce concept dans le cadre de IMPROVES-RE.

D. Grille tarifaire d'une électrification villageoise par groupe diesel et réseau basse tension

Pour chacune des quatre tailles type de village, tous les coûts afférents à l'investissement et à l'exploitation du service électrique sont collectés dans une grille tarifaire qui les ventile sur les factures mensuelles d'usagers. La répartition des coûts reflète les logiques technico-économiques et est explicitée de façon à pouvoir être retouchée au gré d'un utilisateur du modèle.

Tout système de tarification intègre des éléments volontaires, dans des objectifs de sécurisation financière, de maîtrise de la demande, d'incitation aux usages productifs, d'équilibre social, etc.

La ventilation des coûts se rapporte à la « puissance souscrite » par les usagers, chaque fois que ce critère apparaît pertinent ; cette orientation est une des lignes de force de la méthodologie du modèle STRATEGE. Elle pose au départ des garanties de durabilité d'une réalisation : de l'expérience du consultant, cette tarification pédagogique amène les futurs usagers à rabattre par eux-mêmes leur niveau de souscription, et elle évite les déséquilibres financiers consécutifs à des niveaux de consommation très inférieurs à ceux escomptés.

L'application tarifaire montre que le montant des factures reflète la combinaison de trois effets :

- **la taille du village** : dans un village de 600 habitants, les factures sont de 45% plus élevées que dans un village de 6000 habitants.
- **le degré de concentration de l'habitat** : dans les villages faiblement concentrés, les factures sont d'environ 6 % plus élevées que dans les villages denses (le surcoût de réseau BT par abonné, très élevé à l'investissement, se trouve ensuite écrasé compte tenu de la longue durée de vie de ces équipements et de leur faible poids dans la structure générale des coûts).
- **le coût du gas oil** : 434 FCFA au moment de l'étude.

En valeurs absolues, les montants des factures répercutant l'ensemble des coûts du service, s'échelonnent de 3.336 à 6.625 FCFA. Ils sont donc très éloignés de la facture cible estimée à 1.500 FCFA.

On en déduit que dans les conditions économiques de la zone d'étude, les systèmes isolés alimentés par groupe diesel, à l'échelle d'un seul village, ne sont pas une solution pertinente d'électrification rurale, au sens de service public assuré 24h sur 24h et étendu aux diverses composantes de la demande.

E. Coûts d'interconnexion

STRATEGE documente les coûts d'ordre de lignes 33 kV (et transformateurs 33/0,4) qui sont un équipement adapté pour raccorder des localités rurales au réseau national de transport d'électricité.

F. Logique tarifaire d'une électrification villageoise interconnectée

Le défaut de rentabilité d'un réseau électrique local alimenté par des groupes diesel est bien connu des sociétés d'électricité.

STRATEGE permet de mettre en comparaison les coûts dans l'hypothèse de raccordement d'une localité à un réseau électrique régional ou national, et de vérifier si cette solution permet de satisfaire aux factures cibles.

On constate tout d'abord que **les coûts sont d'environ moitié inférieurs aux coûts observés dans les systèmes diesel isolés**

L'énergie « importée » sur un grand réseau à 35 FCFA/kWh (valeur incluant les parties fixes de tarification MT), permet de viabiliser directement l'électrification de localités de taille supérieure à 1500 habitants, dont la concentration de l'habitat est moyenne ou forte.

Compte tenu des effets d'échelle, on observe une loi suivant laquelle – à montants de factures égaux – les plus grosses localités peuvent « se payer » une interconnexion plus que proportionnelle à leur taille relative.

Suivant cette même loi, on remarque que les localités de l'ordre de 600 habitants supportent un ratio d'interconnexion inférieur à 2 km, en fait plus proche de 1 km par 1000 habitants.

A 55 FCFA par kWh approvisionné, le même phénomène se produit au niveau des localités de 6000 habitants et des localités de 3000 habitants concentrées. Ces localités se trouvent alors les seules justiciables d'interconnexion, mais avec un ratio de l'ordre de 1km par 1000 habitants.

Enfin on constate qu'un approvisionnement en-tête de réseau local à 75 FCFA par kWh, caractéristique d'une source de production thermique, ne déclenche pas une interconnexion au sens de viabilisation directement acquise pour la localité candidate. Par contre, si l'on raisonne en diminution des pertes ou des subventions, on préférera raccorder la localité plutôt que de l'équiper en exploitation diesel isolée.

Ainsi, lorsque le coût de l'énergie qui peut être potentiellement transportée est connu, l'équation finale revient à poser une question simple : **combien de kilomètres de ligne de transport les usagers peuvent-ils supporter à travers leur facture, à côté de toutes les autres charges ?**

Les premières investigations économiques et tarifaires ont été faites autour d'un ratio de 2 km de ligne d'interconnexion par 1000 habitants raccordés.

Enseignements de la comparaison des systèmes isolés et interconnectés

Le balayage de la structure des coûts à travers STRATEGIE a démontré qu'il faut inventorier systématiquement les possibilités d'interconnexion, et a fourni un outillage de première évaluation, ou de dégrossissage des cas typiques susceptibles d'être rencontrés au Niger.

6. CONCLUSION

Les différents modèles de planification présentés sont caractérisés par une logique d'optimisation à la fois technique, économique et financière. Le modèle nigérien introduit très explicitement une quatrième dimension géographique.

Ces modèles sont notamment marqués par :

- Une volonté de satisfaire les différents niveaux de demande en énergie : besoins domestiques, besoins sociaux (centres de santé, écoles, pompage AEP, etc.), et besoins liés aux activités économiques (commerces, moulins, atelier de soudure, etc.)
- Des efforts de prise en compte d'une demande dite sociale en dimensionnant le service au plus prêt de la demande et en se démarquant des contraintes du service électrique urbain,
- Plus globalement, des efforts de dimensionnement au plus prêt de la demande rurale, et de réduction des coûts d'investissement,

Développés dans des contextes caractérisés par une libéralisation récente du secteur électrique et une volonté d'ouverture sur le secteur privé, ces nouvelles approches de l'électrification rurale vont ainsi dans le sens d'une plus grande rigueur en terme d'optimisation économique et financière des investissements.

Reposant essentiellement sur des critères de rentabilité économique et financière et souvent focalisé sur l'unité « localité », les modèles analysés ne prennent cependant pas explicitement en charge des objectifs globaux d'aménagement du territoire ou de lutte contre la pauvreté (en particulier selon les trois dimensions accès à l'éducation, accès à la santé et création de revenus), qui pourraient pourtant s'avérer à terme bénéfiques pour la rentabilité économique des investissements à l'échelle nationale ou d'une portion de territoire donnée. D'autant plus que ces différents modèles font bien ressortir l'impératif d'une subvention de l'investissement par l'Etat, dans un contexte rural où le projet d'électrification est généralement structurellement déficitaire.