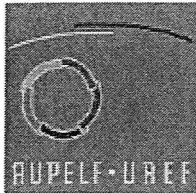


Faisabilité de projets d'électricité rurale décentralisée à partir de la biomasse



Liberté • Égalité • Fraternité

**Actes de l'atelier régional du 25 au 30 Septembre 2000
YAOUNDE (CAMEROUN)**



**ORGANISATION ET SUIVI DE L'ATELIER
DE FAISABILITE DE PROJET
D'ELECTRICITE
RURALE DECENTRALISEE
A PARTIR DE LA BIOMASSE**



CIRAD-Forêt



Ecole Nationale Supérieure
de Polytechnique

CIRAD-Dist
UNITÉ BIBLIOTHÈQUE
BAILLARGUET

CIRAD-Dist
UNITÉ BIBLIOTHÈQUE
Baillarguet

YAOUNDE (CAMEROUN)

25 au 30 Septembre 2000

PROBLEMATIQUE D'ELECTRIFICATION RURALE ET CONDITIONS D'INSERTION DE LA FILIERE BIOMASSE / ELECTRICITE DANS L'ELECTRIFICATION RURALE

Pierre SACLIER

IED - 2 chemin de la Chauderaie - 69340 Francheville - FRANCE
Tél : 04.72.59.13.20 - Fax : 04.72.59.13.39 - p.saclier@ied-sa.fr

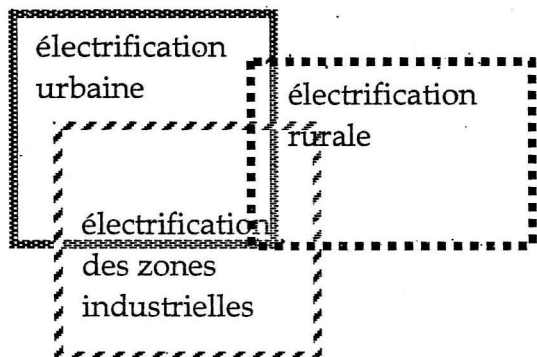
1 INTRODUCTION

L'atelier qui démarre va être axé sur la production d'électricité à partir de biomasse, avec comme objectif **d'accroître la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement électrique des zones rurales.**

Cette question apparemment simple recoupe en fait la complexité des systèmes électriques qui rend souvent problématique leur développement rationnel. Un tel sujet exige donc de prendre le recul du planificateur : avant de fixer des options d'approvisionnement, ou d'arrêter des schémas d'équipement, on doit **s'interroger sur les liaisons pertinentes entre la production d'électricité à partir de biomasse, et l'électrification rurale.**

Structure du secteur électrique

En considérant le secteur électrique sous une vue d'ensemble, on distingue trois sous-ensembles qui interfèrent :



On observe d'abord qu'une grande partie des zones industrielles sont interconnectées avec les réseaux urbains, soit que ces zones avoisinent les villes, soit qu'elles se trouvent interconnectées à travers le réseau HT national.

Par ailleurs, une frange notable de l'électrification rurale va se développer dans la périphérie des réseaux urbains, et des possibilités de desserte rurale seront également dégagées dans la périphérie d'industries isolées.

En outre, **dans les pays dont la géographie n'est pas trop extensive, la majeure partie des systèmes ruraux vont se trouver progressivement raccordés au réseau national.**

Insertion de la biomasse/électricité

Actuellement en Afrique et dans le monde entier, la production d'électricité à partir de biomasse concerne essentiellement le sous-ensemble industriel. Cette filière a aussi franchi quelques étapes dans les systèmes électriques urbains de pays développés (exemple de chauffages urbains et de génération d'électricité à partir de paille, ou encore de centrales à déchets) et se trouve naturellement en voie de promotion dans les contextes ruraux où la ressource est relativement abondante.

A cet égard, il est important de noter que la génération simple d'électricité à partir de biomasse, requiert une matière première quasi gratuite, alors que les différentes formules de cogénération augmentent les possibilités de schémas de production d'électricité concurrentiels.

Potentiellement, lorsque les conditions géographiques permettent d'assurer un approvisionnement économique en régime soutenable, les systèmes biomasse / électricité devraient se développer non seulement à l'intérieur des trois sous-ensembles électriques, mais encore à l'échelle de réseaux nationaux, sous forme de **centrales à biomasse alimentées par des cultures dédiées à la production d'électricité.**

Problématique d'électrification rurale dans les pays d'Afrique présentant un faible taux d'équipement

Si l'on veut assurer des bases solides à la promotion des filières biomasse / électricité pour la desserte des zones rurales en Afrique, il est nécessaire d'entrer en profondeur dans le sujet même de l'électrification rurale, d'en acquérir une connaissance critique, de l'intérieur.

La faible allure de progression des électrifications rurales, en face d'une demande d'électricité qui va se généraliser dans les dix à quinze ans, amène d'abord à s'interroger sur la **philosophie politique qui sous-tend la démarche.** En simplifiant, plusieurs positions typiques sont en présence :

Position 1 – l'ERD est jugée comme une affaire impossible, ou en tous cas il est estimé trop onéreux de vouloir gagner des années dans la concrétisation de ces marchés... laissons donc libre cours aux pratiques informelles qui font preuve d'une certaine efficacité et qui jusqu'à présent ont largement alimenté la modélisation des solutions (exemple de l'utilisation spontanée de batteries rechargeables pour la télévision...).

Cette position d'attente, sous une forme généralement implicite, se rencontre logiquement chez les acteurs bancaires qui demandent à « toucher du doigt » les cash flows avant d'intervenir.

Position 2 – l'ERD est considérée comme un puits sans fond ; néanmoins, on poursuit des actions ponctuelles, avec des subsides qui le plus souvent ne sont pas coordonnés ; cela occupe des acteurs intermédiaires, crée des spécialisations ; il n'en résulte pas d'effet réellement structurant, et les taux de réalisation durable sont très faibles.

Position 3 – le cas des sociétés d'électricité : la plupart ont fait des avancées dans le rural, en équipant des centres secondaires ou même des séries de villages, soit à travers les techniques conventionnelles, soit moyennant un début d'adaptation de ces techniques ; toutefois le contexte de ces investissements n'a pas induit de grands efforts commerciaux ni la recherche de rentabilité. Ces préoccupations économiques et financières sont apparues seulement ces dernières années, dans le contexte de libéralisation et de transition institutionnelle.

Position 4 – on décide de raisonner à horizon fini, en fixant des objectifs d'équipement de tout le territoire ; sous un réflexe de pudeur sociale, on ne va pas s'accorder 50 ans pour aboutir, mais plutôt 25 ans, 20 ans. On se trouvera alors, en jalonnant à rebours les étapes d'équipement (par exemple aux horizons 20 ans, 15 ans, 10 ans, 5 ans, 2 ans...) devant une exigence d'intervention massive à court terme, même si l'on n'applique pas une loi de croissance linéaire.

Alors de deux choses, l'une :

- ou bien on reviendra à la position d'expectative (1) ou de transition indéfinie (2), alors même que l'intervention des grands opérateurs historiques risque d'être gelée par les nouvelles législations,
- ou bien on décidera d'affronter cette exigence d'équipement à haute dose ; on s'obligera ainsi :
 - à beaucoup mieux identifier les verrous,
 - à prendre des décisions fortes, à assumer des basculements d'orientations : par exemple est-ce qu'on va être très fortement conditionné par les financements extérieurs ? ou plutôt est-ce qu'on ne pas assurer le rythme d'investissement sur une large base de financements nationaux, dès lors que la demande solvable a été sérieusement identifiée ?

Au cours des analyses qui vont suivre, et des discussions qu'elles vont soulever, on va s'efforcer de vérifier si une telle démarche est crédible.

2 VUE D'ENSEMBLE, CONFRONTANT LA DEMANDE RURALE, AUX DIFFERENTS SYSTEMES D'APPROVISIONNEMENT ELECTRIQUES

Le tableau 1 « Remontée, de la demande rurale d'électricité, vers les systèmes d'approvisionnement électriques » illustre notre proposition.

Il convient de distinguer les secteurs consommateurs :

- Equipements collectifs
- Activités productives
- Habitat

Fondements de la demande électrique sont les suivants :

- Usages incontournables d'où vont ressortir les plus fortes impulsions de développement (exemples TV, télécommunications)
- Besoins essentiels à cibler à travers l'ERD, mais comportant des alternatives en cas de coût excessif (exemples motorisation artisanale, pompage, éclairage)
- Usages de confort couramment liés à l'électricité (exemple réfrigérateur pour le rafraîchissement des boissons)
- Besoins essentiels pour lesquels l'électricité est rarement une option économique (exemples cuisson, eau chaude, conditionnement thermique de l'habitat).

Cette demande est :

- l'expression des choix individuels à travers le règlement des coûts réels du service.
- l'expression des contraintes de la collectivité : définition de priorités, arbitrages sur les périmètres desservis, horaires, niveaux de puissance, etc.
- intègre une revue des systèmes d'approvisionnement en compétition.
- Confronté aux Questions des modes et du taux de pénétration des ENR : incidences du contexte (autoproduction, petit réseau, et grand réseau) sur la prise en compte du solaire, de l'éolien, de l'énergie hydraulique, de la biomasse.

3 COMMENT SELECTIONNER LES VECTEURS D'APPROVISIONNEMENT ELECTRIQUE

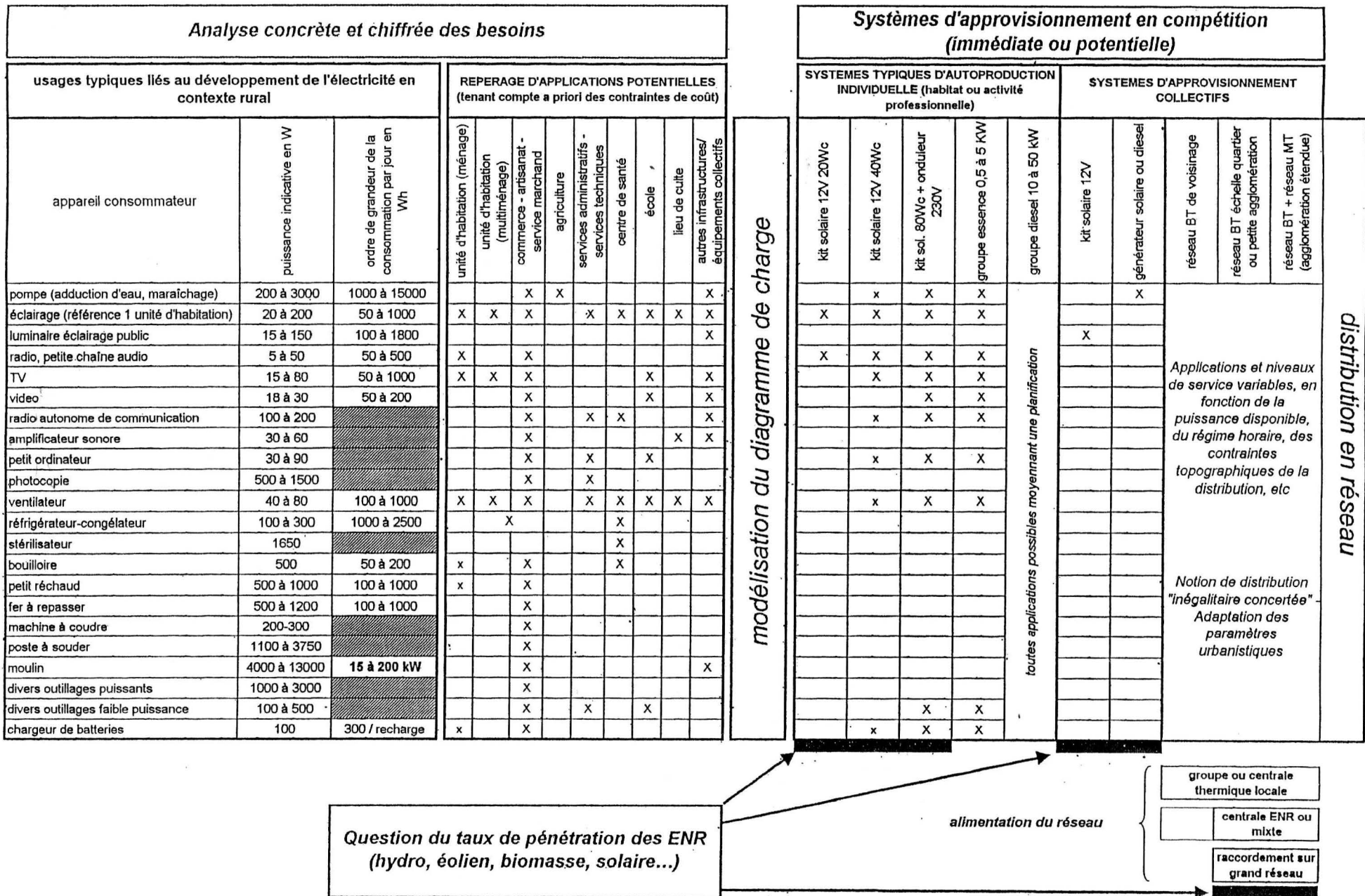
En complément du tableau précédent, le tableau « Synoptique des systèmes ERD les plus courants et de leur impact potentiel de marché » vient soutenir l'étude comparative des configurations d'approvisionnement et de distribution de l'électricité.

Trois questions critiques sont soulevées :

- la distribution de puissance pour les usages productifs ;
- la durée de service et rationalisation du diagramme de charge ;
- la maîtrise technico-commerciale de la très petite fourniture, pour obtenir le plus haut taux possible de pénétration de l'habitat.

Cette analyse limitée au groupe diesel et au photovoltaïque, peut servir de référence pour faire entrer dans la compétition, suivant le contexte : le petit hydraulique, l'éolien, la biomasse.

Remontée, de la demande rurale d'électricité, vers les systèmes d'approvisionnement électriques (vue d'ensemble)



SYNOPTIQUE DES SYSTEMES ERD LES PLUS COURANTS ET DE LEUR IMPACT POTENTIEL DE MARCHÉ

configuration et contexte géographique	durée journalière de service	niveau de desserte	usages	PROBLEMATIQUE DE PENETRATION DANS L'HABITAT				
				coût indicatif de la très petite fourniture	consommation sociale indicative	facture indicative très petite fourniture	taux indicatif potentiel de pénétration des ménages	
				FCFA / kWh	kWh / mois	FCFA / mois		
1	mini-réseau villageois interconnecté au grand réseau	24h	infrastructures, activités, habitat	toutes applications, tous usages de puissance, avec gestion de la charge	200	4	800	90%
2	groupe diesel et mini-réseau villageois isolé, zone économiquement active	10 - 15h	infrastructures, activités, habitat	applications diversifiées (dont réfrigération et quelques usages de puissance), avec gestion des créneaux horaires	300	4	1200	75%
3	groupe diesel et mini-réseau villageois isolé	4 - 6h	infrastructures, activités, habitat	principalement éclairage et audiovisuel dans l'habitat, autres applications limitées (pompage, éclairage public, quelques	350	3,5	1200	60%
4	groupe léger et très petit réseau de voisinage au sein d'un quartier, ou bien groupement isolé d'habitations	2 - 4h	principalement habitat	éclairage - audiovisuel	400	3	1200	40%
5	kits solaires individuels habitat isolé (VOIR ANNEXES VARIANTE BASSE - VARIANTE HAUTE)	2 - 4h	principalement habitat	éclairage - audiovisuel partagé	750	2	1500	10%

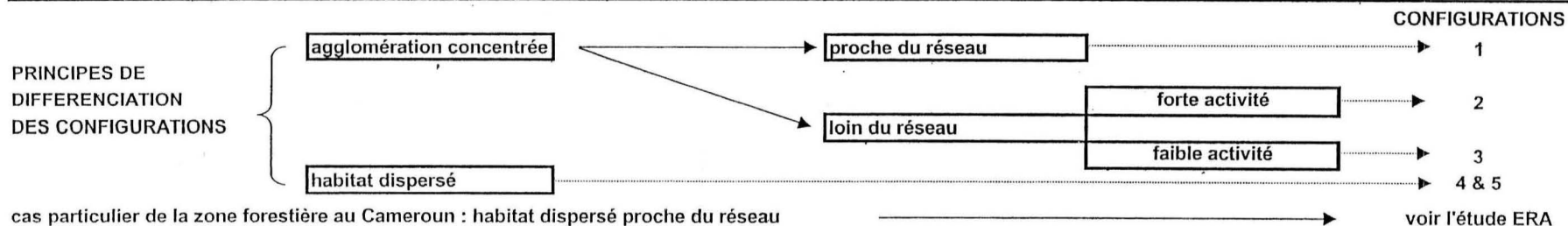
futures cibles d'interconnexions en cas de succès de l'électrification type 10-15 heures

l'éclairage est toujours considéré en basse consommation

montant supérieur au coût moyen du kWh

Atelier "Montage de projet en électrification rurale décentralisée" 25 au 30 septembre 2000 - Yaoundé (Cameroun)

11



4 DIAGNOSTIC DU SYSTEME ELECTRIQUE A CONSTRUIRE DANS UNE ZONE DONNEE, EN ARTICULANT L'ANALYSE LOCALE ET L'ANALYSE REGIONALE

Analyse locale

Points clefs du diagnostic au niveau d'un village :

- Préparation documentaire (photos aériennes, plans de village existants par exemple pour la distribution d'eau,...):
Taille et configuration de l'agglomération, nombre et forme des îlots construits, densité de construction à l'hectare, typologie des quartiers...

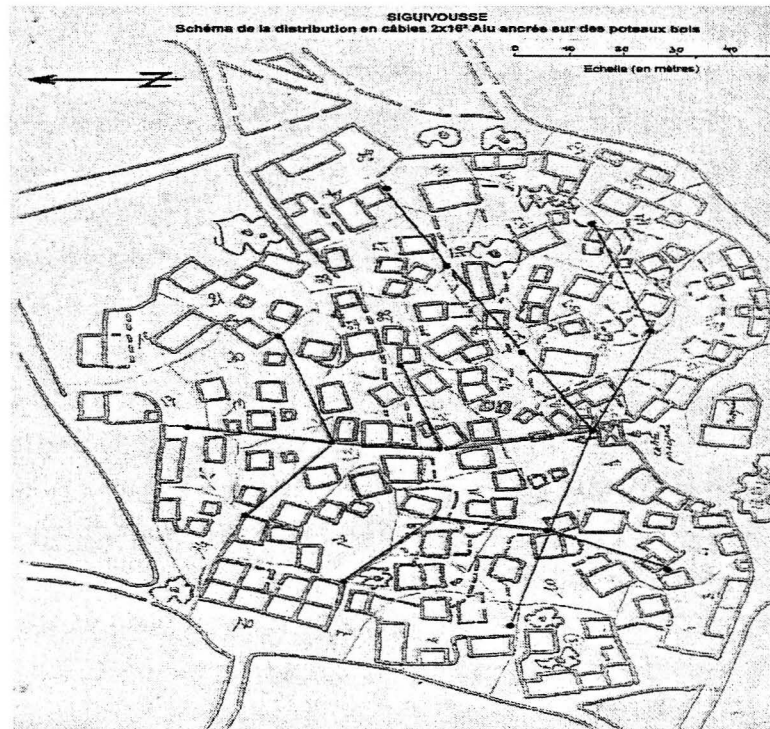
Exemple de Siguivoussé au Burkina Faso : équivalence de 250 clients par km de réseau BT de faible section ;

Exemple en zone forestière au Cameroun : 10 clients par km de réseau BT de section moyenne ou forte.

- Visite des lieux : en l'absence de documents cartographiques, esquisse topographique à vue avec mise à l'échelle. Suivant le niveau d'avancement du projet : diagnostic rapide de

l'habitat et des activités, ou bien établissement d'une base de données systématique sur les habitations classées par niveau de standing, sur les activités professionnelles et infrastructures collectives.

- Première modélisation du marché sans enquête directe (problèmes de biais des enquêtes) ; principe de pénétration maximale de l'habitat et des activités.
- Enquête détaillée sur des échantillons, variation des méthodes suivant le contexte et l'avancement (voir les études de cas) : composition de la famille, appréciation des revenus, appréciation du pouvoir d'achat d'électricité notamment à travers la méthode de la dépense substituable, enregistrement critique des attentes, etc.
- Enquête sur les capacités techniques et organisationnelles, sur des références d'autres investissements collectifs, etc.
- Amélioration de la modélisation de la demande et projection dans le temps, esquisses techniques et analyses économiques comparatives, pour dégager la meilleure configuration d'approvisionnement et de distribution.
- Options organisationnelles et juridiques, scénarios financiers et tarifaires (dans le respect des nouvelles réglementations).



Planification d'une zone

- Même processus d'établissement d'une base de données géographique.
- Interprétation correcte des informations macro (exemple population administrative, population groupée, relation entre le nombre des ménages et les unités d'habitation), et établissement d'une typologie des centres actuels et potentiels de consommation électrique, à partir des diagnostics locaux.
- Notions pratiques d'économie de la production et du transport d'électricité (voir annexes).

5 EXEMPLES D'APPLICATION A GRANDE ECHELLE

5.a zone Nord-Est du Burkina Faso

Ci-après la carte support de la présentation de cette étude.

L'option de mise en réseau et la prise en compte partielle du rural dans le Schéma directeur régional de Ouahigouya, ont déterminé l'horizon d'interconnexion avec le réseau national, entre 2010 et 2015

5.b zone autour de Yaoundé

Ce cas sera présenté par ERA Cameroun

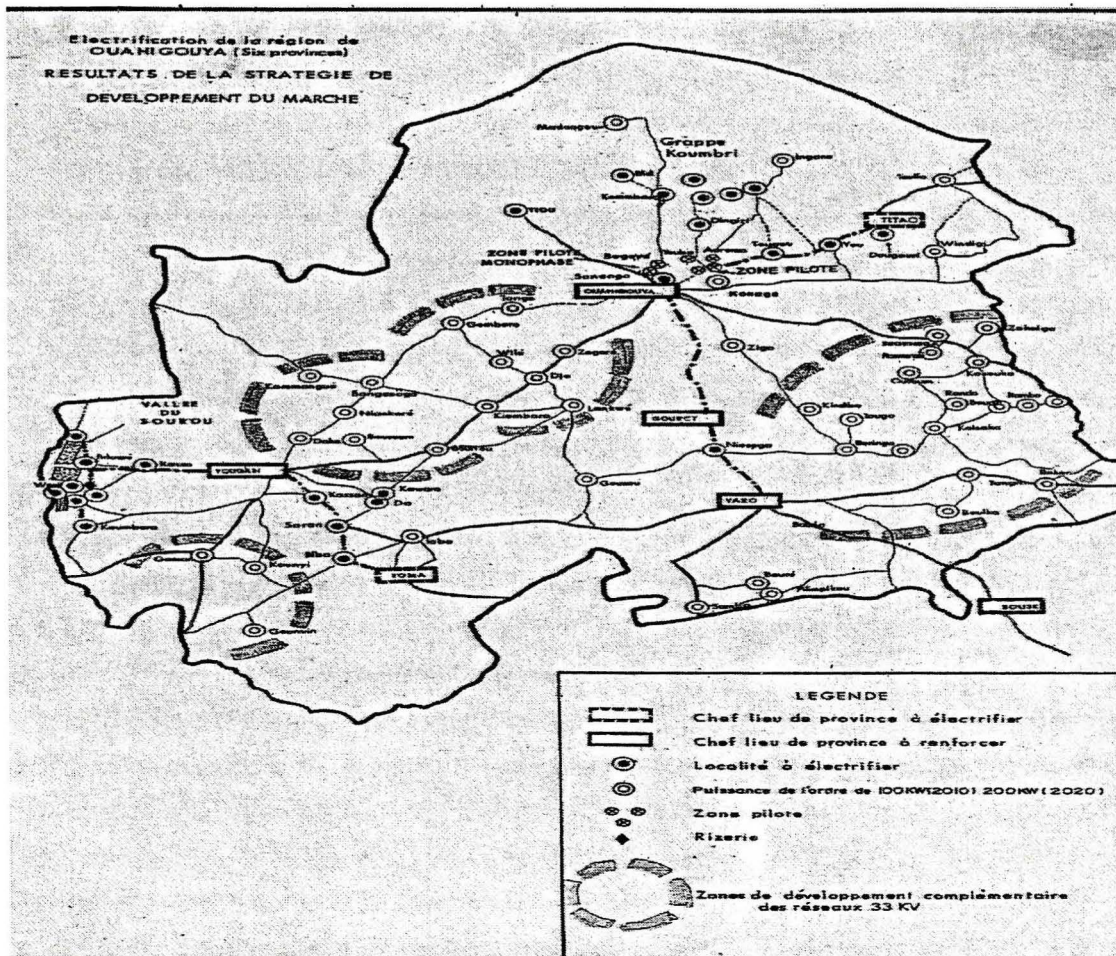
6 GRAND CADRAGE DU MARCHÉ DE L'ERD

L'esquisse chiffrée ci-après illustre les masses financières en jeu.

Cette simulation est strictement basée sur le pouvoir d'achat des clients ruraux, supposé de 2.500 FCFA / mois pour leur budget électricité.

Bien que le marché prévisionnel d'un seul pays se chiffre par **centaines de milliards de FCFA sur 20 ans**, des calculs élémentaires de structure des coûts dans les principales filières démontrent l'absolue nécessité de se limiter à des systèmes très économiques, pour être à même de couvrir les différentes charges d'amortissement, de renouvellement, de maintenance et d'exploitation.

Au lieu de cela, on constate que de nombreux projets passés et en cours sont plus caractérisés par l'écoulement de matériels coûteux dans un environnement de financements publics, que par la recherche de matériels radicalement plus économiques.



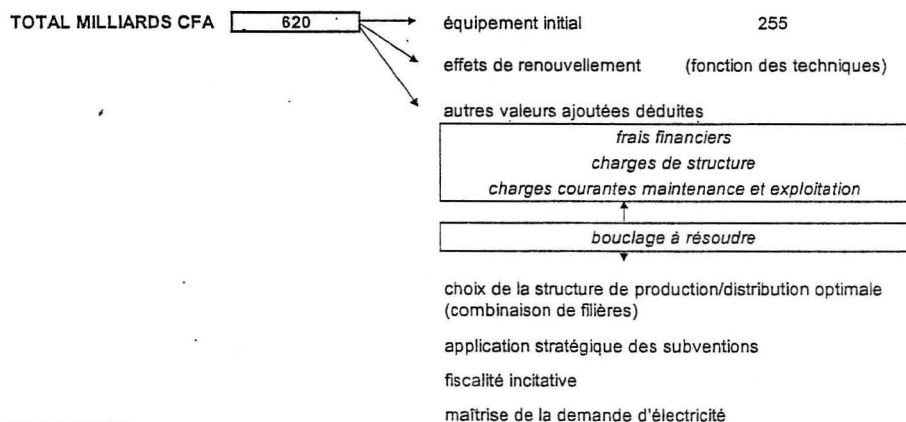
REFLEXION ELEMENTAIRE SUR L'ORDRE DE GRANDEUR DU MARCHÉ DE L'ERD
ET L'IMPORTANCE DETERMINANTE DU SYSTEME D'APPROVISIONNEMENT

exemple d'un pays de 10-12 millions d'habitants
 hypothèse volontariste d'achèvement de l'électrification rurale en 20 ans (tous systèmes confondus)

Ordre de grandeur du marché (chiffre d'affaires)

hypothèse de facture annuelle moyenne d'un client	30 000	FCFA
soit par mois	2 500	FCFA
facteur de croissance annuelle de la facture moyenne	1,02	
équipement initial (coût objectif)	150 000	FCFA

année	clients nouveaux	clients cumulés	chiffre d'affaires annuel du sous-secteur (MFCFA)
1	10 000	10 000	300
2	20 000	30 000	918
3	30 000	60 000	1 873
4	40 000	100 000	3 184
5	50 000	150 000	4 871
6	75 000	225 000	7 453
7	75 000	300 000	10 135
8	100 000	400 000	13 784
9	100 000	500 000	17 575
10	125 000	625 000	22 408
11	150 000	775 000	28 342
12	150 000	925 000	34 504
13	150 000	1 075 000	40 901
14	125 000	1 200 000	46 570
15	125 000	1 325 000	52 449
16	100 000	1 425 000	57 536
17	100 000	1 525 000	62 805
18	100 000	1 625 000	68 262
19	50 000	1 675 000	71 769
20	25 000	1 700 000	74 297



	effets de renouvellement
solaire avec stockage	forts
thermique local	moyens
grand réseau	faibles

le client rural, financeur de référence

attention aux effets d'optique, en termes de "business"
 place pour une activité économique saine et rationalisée (pas d'effets de rente)
 coûts de "techniciens", à l'échelle locale
 charges de structure réduites (exemple danois : sociétés coopératives)

ANNEXES 1

Coût en capital du kWh produit par petit groupe diesel.

Mise en perspective des coûts d'installations photovoltaïques individuelles de niveau social (variante haute).

Mise en perspective des coûts d'installations photovoltaïques individuelles de niveau social (variante basse).

Schéma directeur Ouahigouya :

- Analyse comparative des coûts de production dans le contexte de la zone d'étude

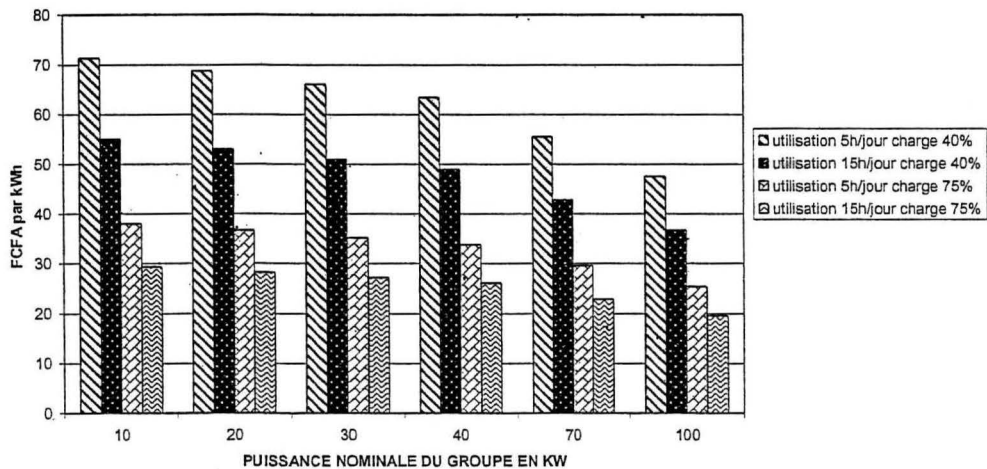
- Récapitulatif des coûts de production thermique
- Exemple d'abaque de coûts de transport (ligne 33kV)

Logique tarifaire d'une électrification rurale isolée (par groupe électrogène et réseau BT)

Instruments de financement de l'ERD : commentaire et tableau illustrant un mécanisme de financement national

ANNEXE 1 : COUT EN CAPITAL (hors pièces de rechange) DU KWH PRODUIT PAR PETIT GROUPE DIESEL
en fonction de la durée journalière de fourniture et du taux d'utilisation de la puissance du groupe

coût du kW installé (hors génie civil et stockage) dégressif linéaire de 300.000 FCFA pour 10 kW à 200.000 FCFA pour 100 kW



ANNEXE 2

MISE EN PERSPECTIVE DES COÛTS D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES INDIVIDUELLES DE NIVEAU SOCIAL
valeurs monétaires en FCFA

VARIANTE "HAUTE"

Atelier "Montage de projet en électrification rurale décentralisée" 25 au 30 septembre 2000 - Yaoundé (Cameroun)

Services procurés	Indications sur les appareils et la consommation	
télévision partagée au niveau d'une concession	1 TV noir et blanc 20W x 4h / 4 ménages	total 20 Wh par jour
éclairage individuel d'un ménage (type 6 personnes)	1 lampe basse consommation 11W x 4h	total 55 Wh par jour
	1 lampe basse consommation 11W x 0,5h	
	1 lampe basse consommation 11W x 0,5h	

Composition de l'installation	coûts actuels circuits de distribution spécialisés	coûts améliorés en activant les circuits courants de	coûts objectifs horizon 5 ans	observations	durée de vie moyenne	coût mensuel (hors frais)	
	offre inadaptée par rapport à la demande potentielle non subventionnée	effet de "procurement"	effet de marché		années	FCFA	
<i>(on raisonne sur une installation équivalente, intégrant 1/4 de l'énergie nécessaire pour la TV)</i>							
module 22 Wc (production utilisable 75 Wh)	120 000	80 000	65 000		15	361	15,8%
batterie 45 à 60 AH 12 V	60 000	45 000	35 000	coût souvent inférieur, par recours au	3	972	42,6%
régulateur antidécharge profonde	20 000	15 000	10 000	important pour durée batterie	4	208	9,1%
câblage et accessoires	25 000	20 000	15 000		10	125	5,5%
3 luminaires basse consommation	45 000	25 000	15 000		3	417	18,2%
<i>petite TV N & B</i>	35 000	35 000	35 000	marché de l'occasion			
participation TV, soit 25%	8 750	8 750	8 750		5	146	6,4%
frais de pose	30 000	20 000	10 000	évolution vers la pose par l'utilisateur	15	56	2,4%
totaux	308 750	213 750	158 750			2 285	100,0%
				dont approvisionnement électrique		1 632	
	énergie nette / mois	2,25	kWh	coût moyen FCFA / kWh		725	

ANNEXE 3

MISE EN PERSPECTIVE DES COÛTS D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES INDIVIDUELLES DE NIVEAU SOCIAL
valeurs monétaires en FCFA

VARIANTE "BASSE"

Atelier "Montage de projet en électricité rurale décentralisée" 25 au 30 septembre 2000 - Yaoundé (Cameroun)

Services procurés	Indications sur les appareils et la consommation	
télévision partagée au niveau d'une concession	1 TV noir et blanc 20W x 3h / 5 ménages	total 12 Wh par jour
éclairage individuel d'un ménage (type 6 personnes)	1 lampe basse consommation 11W x 3h 1 lampe basse consommation 11W x 0,5h	total 38 Wh par jour

Composition de l'installation	coûts actuels circuits de distribution spécialisés	coûts améliorés en activant les circuits courants de	coûts objectifs horizon 5 ans	observations	durée de vie moyenne	coût mensuel (hors frais)
	offre inadaptée par rapport à la demande potentielle non subventionnée	effet de "procurement"	effet de marché		années	FCFA
<i>(on raisonne sur une installation équivalente, intégrant 1/5 de l'énergie nécessaire pour la TV)</i>						
module 15 Wc (production utilisable 50 Wh)			44 200		15	246
batterie 45 AH 12 V			25 000	coût souvent inférieur, par recours au important pour durée batterie	3	694
régulateur anti-décharge profonde			10 000		4	208
câblage et accessoires			12 000		10	100
2 luminaires basse consommation			10 000		3	278
<i>petite TV N & B</i>			35 000	marché de l'occasion		
participation TV, soit 20%			7 000		5	117
frais de pose			7 500	évolution vers la pose par l'utilisateur	15	42
totaux			115 700			1 684
				dont approvisionnement électrique		1 219
	énergie nette / mois	1,53	kWh	coût moyen FCFA / kWh		797

ANNEXE 4

Schéma directeur régional Ouahigouya

ANALYSE COMPARATIVE DES COÛTS DE PRODUCTION LOCALE DANS LE CONTEXTE DE LA ZONE D'ETUDE

QUATRE NIVEAUX CARACTERISTIQUES DE PRODUCTION			
gros village, centre rural	centre urbain secondaire	centre urbain régional	centre urbain régional pivot d'un réseau régional

caractéristiques générales :

perspectives institutionnelles	divers opérateurs	opérateur national ou autre opérateur spécialisé	opérateur national ou opérateur principal	opérateur national ou opérateur principal
ordre de grandeur puiss. installée (en kW)	50 - 150	200 - 500	1000 - 3000	4000 - 10000
fonctionnement journalier de la centrale (heures)	4 à 10 h	18 à 24 h	24 h	24 h
valeur retenue pour les calculs (heures)	6	18	24	24

valeurs typiques pour la modélisation :

pointe annuelle (kW)	100	350	2000	7000	7000
facteur de charge (8760 h)	0,18	0,35	0,48	0,52	0,52
production brute annuelle (MWh)	158	1073	8410	31886	31886
auxiliaires	2%	3%	4,0%	4,0%	3,5%
puissance installée (kW)	150	525	3000	10500	10500
ratio Puiss. installée / Pointe annuelle	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
ratio Puiss. installée / Puiss. moy. annuelle 8760 h	8,3	4,3	3,1	2,9	2,9

caractérisation des groupes :

fourchette de puissance unitaire de groupes diesel, compte tenu du diagramme de charge (kW)	25 - 80	100 - 200	500 - 1000	1500 - 3500	1500 - 3500
taille d'équipement médian (kW)	50	150	750	2500	2500
fourchette vitesse rotation (tr/mn)	1500	1500	1500 - 750	750	750
combustible	GO	GO ou DDO	GO ou DDO	HFO 90%	GO ou DDO
combustible retenu pour la comparaison	GO	GO "marqué"	GO "marqué"	GOm 10% FO 90%	GO "marqué"
conso. spécifique (g / kWh)	290	260	240	240	235
densité	0,83	0,85	0,85	0,88	0,85
coût éco. du combustible FCFA/litre (sur site)	215	190	188,3	168,1	188,3
lubrifiants, ingrédients en % de la valeur du combustible	15	15	15	15	15
coût économique combustible + lubrifiant / kWh (FCFA)	86,39	66,84	61,14	52,72	59,87
durée annuelle de fonctionnement des groupes (heures)	2000	3500	4500	6000	6000
durée de vie des groupes	5 - 8 ans	8 - 10 ans	12 - 15 ans	15 - 22 ans	15 - 22 ans
valeur retenue pour les calculs	7	10	15	20	20

génie électrique :

niveau technique	très simplifié	simplifié	moyen	moyen	moyen
durée d'amortissement technique (année)	15	20	20	25	25

génie civil :

durée d'amortissement technique (année)	15	25	35	40	40
---	----	----	----	----	----

maintenance de la centrale :

fournitures et prestations extérieures annuelles, en % de l'investissement	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
--	------	------	------	------	------

personnel d'exploitation de la centrale :

nombre (niveau maîtrise / niveau exécution)	1 + 4	1 + 10	3 + 17	3 + 17	3 + 17
coût annuel total (MFCFA)	10	30	70	70	70

TSVP →

RECAPITULATIF DES COUTS DE PRODUCTION THERMIQUE

gros village, centre rural	centre urbain secondaire	centre urbain régional	centre urbain régional pivot d'un réseau régional	
-------------------------------	-----------------------------	---------------------------	--	--

COUTS D'INVESTISSEMENT ingénierie incluse (M FCFA)

CENTRALE COMPLETE	53	263	1350	5775	4462,5
centrale complète par kW installé	0,350	0,500	0,450	0,550	0,425

DUREE MOY. PONDEREE D'AMORTISST (année)	10	15	20	25	25
---	----	----	----	----	----

ANNUITE CONSTANTE D'AMORTISSEMENT ECONOMIQUE (M FCFA)

a = 5 %	6,8	25,3	108,3	409,8	316,6
a = 10 %	8,5	34,5	158,6	636,2	491,6
a = 15 %	10,5	44,9	215,7	893,4	690,3

COUTS DIRECTS D'EXPLOITATION ANNUELS (M FCFA)

personnel	10,0	30,0	70,0	70,0	70,0
maintenance (fournitures et prestat. ext.)	1,3	6,6	33,8	144,4	111,6
combustible et lubrifiants	13,6	71,7	514,2	1681,1	1909,0

TOTAL ANNUEL DES COUTS DIRECTS DE PRODUCTION, amortissement économique inclus (MFCFA)

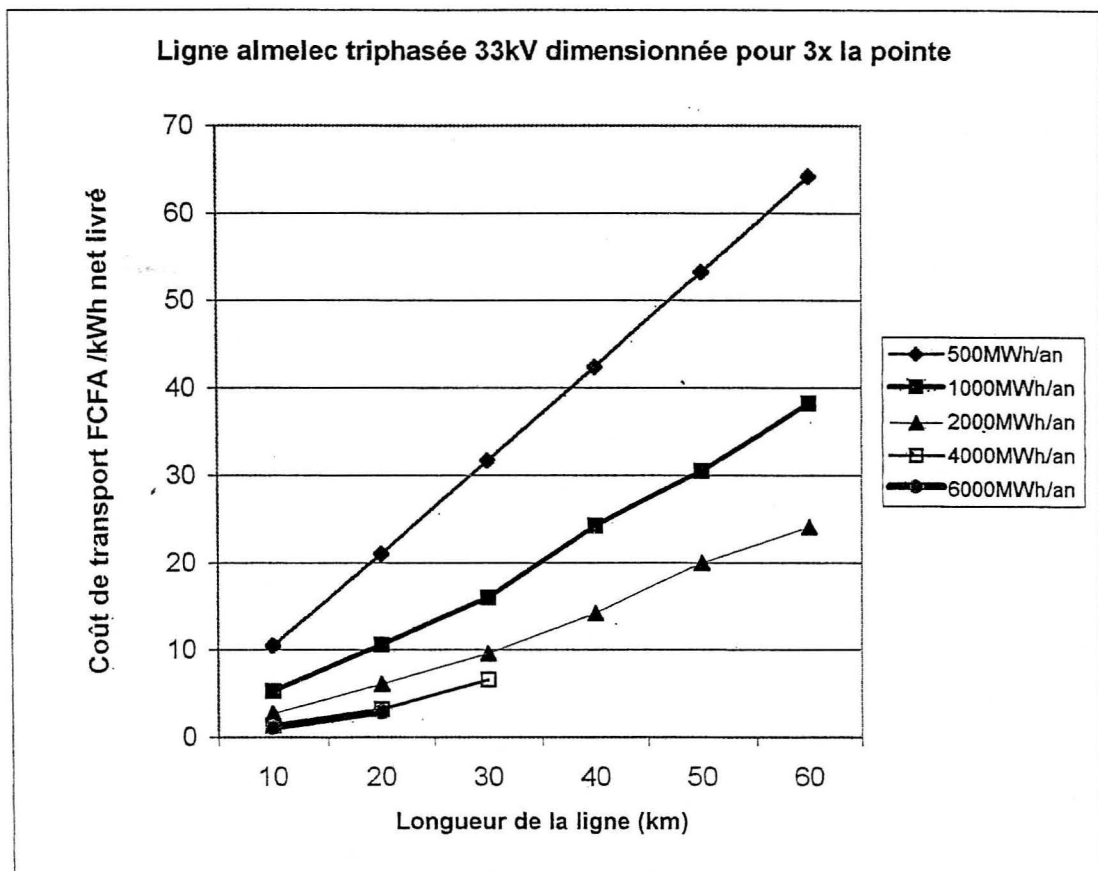
a = 5 %	31,7	133,6	726,3	2 305,2	2 407,2
a = 10 %	33,5	142,8	776,5	2 531,7	2 582,2
a = 15 %	35,4	153,2	833,6	2 788,8	2 780,9

COUT DU kWh PRODUIT (production brute) en FCFA

a = 5 %	201,3	124,5	86,4	72,3	75,5
a = 10 %	212,3	133,1	92,3	79,4	81,0
a = 15 %	224,5	142,7	99,1	87,5	87,2

COUT DU kWh PLACE EN TETE DU RESEAU (FCFA)

a = 5 %	205,4	128,3	90,0	75,3	78,2
a = 10 %	216,7	137,2	96,2	82,7	83,9
a = 15 %	229,1	147,2	103,3	91,1	90,4



ANNEXE 5 : LOGIQUE TARIFAIRE D'UNE ELECTRIFICATION RURALE ISOLEE (par groupe électrogène et réseau BT)

	importance et chronologie des règlements par les usagers ou futurs usagers	acteur concerné	principe de ventilation des coûts	observations
investissement	génie civil centrale	tous clients	en fonction de la puissance souscrite	
	investissement groupe électrogène		en fonction de l'énergie (dans la phase exploitation)	l'amortissement principal est lié aux heures de fonctionnement
	investissement réseau BT		surdimensionnement "relatif", en fonction de la puissance souscrite	question à approfondir, en regard du taux de charge et du diagramme d'appel de puissance ; tenir compte aussi de la dépréciation hors fonctionnement
	investissement branchement		en fonction de la puissance souscrite	raisonner dans des zones de densité linéique homogène (ou considérées comme telles par décision de la collectivité clairement informée de l'impact de la peréquation locale)
			en fonction de la puissance souscrite	on pourrait raffiner en considérant une première tranche per capita et une deuxième tranche à la puissance souscrite
charges de structure, fonds de roulement	de zéro jusqu'à la totalité en phase investissement puis l'amortissement du reste en phase exploitation	le client à brancher	en fonction de la puissance souscrite ↓ montant à forfaitiser en relation avec la moyenne des distances économiques de raccordement dans la zone, et avec la technique considérée	quelle que soit la puissance du conducteur (dépendant d'une option du client ou du concepteur), il est important de toujours relier le concept de branchement à des niveaux de puissance souscrite double fonction de cette stratégie tarifaire: 1) signal fort (voire amplifié) sur la gestion de la charge 2) le tarif couvre ainsi : a) les frais directs de branchement b) une participation à la construction du réseau (qui peut être zéro pour les clients prenant la plus faible puissance souscrite) c) et/ou l'alimentation d'une caisse destinée à financer des actions de gestion de la charge sur devis pour les cas dépassant la distance maxi retenue pour l'application d'un forfait

fraction initiale des différents règlements, liée au montage juridique et financier :

- a) la participation de l'utilisateur à l'investissement lui confère un droit de propriété ou une créance sur le système opérateur
- b) en cas de montage classique externe aux clients, le tarif courant doit amortir l'ensemble des investissements
- c) variations possibles : mécanisme para-tarifaire d'acquisition échelonnée du capital social, par les usagers ; etc.

exploitation	frais de personnel exploitant et autres charges de structure	tous clients	per capita, soit à diviser par le nombre de clients	il y a intérêt à considérer ces charges comme liées au branchement (côté client, le branchement ouvre un accès au service, et côté fournisseur il concrétise une obligation de service) pour une saine application, éviter les "branchements secs" (qui n'induisent aucun règlement périodique si le client ne s'abonne pas) ; préférer la règle "pas de branchement sans abonnement préalable"
	gas oil, huile		proportionnel à l'énergie	
	maintenance		se rapporter aux rubriques d'investissement correspondantes	

DIFFERENTS AUTRES CAS DE GENERATEUR
CAS DE RACCORDEMENT A UN RESEAU EXISTANT
CAS MIXTE

appliquer les mêmes types de raisonnement

ANNEXE 6

INSTRUMENTS DE FINANCEMENT DE L'ERD

Dans un pays de 10 à 15 millions d'habitants, le « chantier de l'ERD » devrait être ouvert à l'échelle de 50 à 100.000 habitations par an pour s'achever en une vingtaine d'années.

Face à un tel niveau de besoins, l'approche programme public incluant des subventions directement appliquées à l'investissement, comporte des inconvénients ; notamment elle ralentit les capacités d'investissement autonome (en structurant des systèmes d'attente permanente de subsides), et décourage ainsi la mise en place de circuits financiers normaux.

De plus en plus rencontrée actuellement, l'approche « subvention d'équipement suivie d'un service marchand », qui se veut plus adaptée et responsable, transmet néanmoins aux usagers des messages déformés et risque de créer une catégorie d'« opérateurs de projets » surtout intéressés à entretenir une situation artificielle qui leur procure une rente.

Pour clairement poser la question de financement, il faut répéter que l'ERD repose sur la présence de cash flows à la base. Le financeur de référence est le client final. Ainsi un ménage installé dans une maison isolée qui dépense actuellement 2.000 FCFA par mois en pétrole lampant et piles, va préférer appliquer une grande partie de cette dépense à un petit kit solaire, **s'il a la preuve d'un matériel fiable, s'il peut l'acquérir dans son environnement immédiat et s'il a constaté que son voisin n'a pas besoin des services d'un technicien pour maintenir son installation.** La capacité de paiement de service électrique solaire de ce ménage se chiffre donc aux environs de 20.000 FCFA par an. En raisonnant sur 6 ans et en tenant compte en plus de la capacité d'investissement du même ménage (épargne monétaire ou par exemple vente de petit bétail), on peut concevoir un produit de 150.000 FCFA vendu pour un tiers au comptant (50.000 FCFA) et pour deux tiers à crédit (100.000 FCFA remboursés en 72 mensualités de 1.700 FCFA, en supposant un taux d'intérêt de 6%). Un tel profil de financement ne sera peut-être considéré intéressant ni par le banquier, ni par le client. Mais indubitablement la mise en place d'un mécanisme de ce style, incorporant des bonifications d'intérêts, aidera le produit solaire à descendre à son juste prix, tandis que les systèmes de subvention directe risquent d'aboutir à un effet contraire.

L'approfondissement de ces questions croise les formules d'organisation. Pour donner un exemple, toujours en référence à la filière photovoltaïque, des bailleurs voudraient tester l'idée d'un opérateur investisseur ayant l'exclusivité des kits solaires dans une zone, les installations étant placées chez les clients mais demeurant la propriété de l'opérateur. Celui-ci doit alors mettre au point une tarification incluant toutes les composantes du service.

Dans des zones à réel pouvoir d'achat, accorder une telle importance à la maîtrise d'une technique simple, doublée d'un savoir-faire commercial, peut sembler disproportionné et en tous les cas créera une situation de rente préjudiciable aux consommateurs. Il est certain que d'autres moyens plus fluides seraient plus appropriés pour faire émerger le marché. En zone à faible pouvoir d'achat, un tel schéma pourrait être utilisé pour « porter » l'investissement, avec un système de location-vente. Il comporte, néanmoins beaucoup de risques ; en plus d'augmenter le coût final (pour dégager une marge d'opération), il peut introduire des biais tels que des produits techniquement liés à tel ou tel fournisseur.

D'une façon générale, il faudrait éviter des montages exigeant une forte fonction de régulation, car cette dernière aura des difficultés à s'exercer (question de moyens et surtout question de réelle indépendance).

Après avoir mené des raisonnements comparables sur la mobilisation des cash flows dans le cas d'une électrification par réseau local, on vient à préconiser la mise au point d'outils de financement spécialisés, en tant que moteur du développement du secteur.

De la même façon qu'il existe des produits bancaires d'épargne logement et de prêts à la construction ou à l'acquisition d'habitation, de la même façon devraient se mettre en place des instruments permanents de financement de l'ERD.

La question trouve toute sa pertinence si ces instruments et financements sont nationaux, et conçus de telle façon que les réels décideurs de l'évolution du secteur soient les clients (individus ou villages ou toutes sortes de groupements d'intérêts civils), au sens où ceux-ci seront libres de recourir à telle ou telle formule d'équipement.

Le tableau suivant vient en illustration de cette forte préconisation. Beaucoup de modifications ou variantes peuvent lui être apportées, il est proposé essentiellement en tant que support de discussions. On y voit deux instruments :

UN FONDS DE GARANTIE

- cet instrument est imaginé comme une instance unique à l'échelle nationale ; ce mécanisme de sûreté financière pourrait par exemple être logé auprès d'un consortium de banques de la place ; en fait, cette institution interviendrait plutôt en contre-garantie, les opérations de prêt devant déjà au premier degré exiger des garanties (néanmoins d'une façon allégée par rapport aux pratiques classiques).
- le fonds de garantie est directement soutenu par l'autorité de tutelle, au sens où l'essentiel de ses ressources proviendrait par exemple d'une fraction de la taxe de développement de l'ERD instituée sur le kWh urbain ; suivant les montants proposés, dix ans seraient

nécessaires à la consolidation du fonds, aux environs de 2,5 milliards de FCFA ;

- d'autres contributions peuvent être imaginées (parrainage, dépôts privés à terme) ; elles ne sont pas négligeables en tant qu'effet d'animation ;

PLUSIEURS FONDS D'INTERVENTION

- les fonds d'intervention seraient logés dans les banques commerciales ou de développement intéressées ; en se basant sur les montants simulés dans le tableau, il faudrait environ 5 fonds d'intervention pour couvrir l'intégralité des besoins de l'ERD ;
- des lignes de crédit extérieures sont requises pour l'amorçage du processus ; ensuite entrent en jeu essentiellement l'effet de rotation des prêts, et en appoint l'épargne des villages adhérents ainsi que des capacités accrues de la taxe de développement (les allocations en provenance de la taxe de développement sont divisées par 5 pour tenir compte de la coexistence de plusieurs fonds d'intervention) ;
- les lignes de crédit extérieures, d'un montant total de 5 milliards FCFA, sont intégralement remboursées entre l'année 12 et l'année 22, le mécanisme étant devenu entièrement autonome dans l'intervalle et le flux des prêts ininterrompus (au rythme de 1,1 milliards FCFA par an).
- à cette échelle, un fonds d'intervention génère l'électrification rurale « intégrale » de 40.000 habitants par an (soit par exemple 40 villages de 1000 habitants) ;
- dans cet exemple, on a supposé que la banque aura mis au point les produits financiers appropriés, correspondant aussi bien aux équipements individuels qu'aux investissements collectifs et suivant des concepts répondant aux lignes stratégiques de développement de l'ERD, ce qui suppose un important travail de préparation, en coordination avec les instances nationales concernées par la promotion de l'ERD ; cette banque aura la latitude de démultiplier l'opération à travers les caisses de microcrédit bien réparties territorialement.
- par ailleurs, ayant acquis une expertise sur le secteur électrique, le fonds pourrait aussi moduler des produits de placement et de crédit pour les besoins urbains et de centres secondaires (sans recourir dans ce cas à la taxe de développement).

Exploration d'un mécanisme de financement national autonome de l'ERD (en Millions FCFA)

année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	totaux
TAXE DEVELOPPEMENT (2% kWh urbain)	500	525	551	579	608	638	670	704	739	776	814	855	898	943	990	1039	1091	1146	1203	1263	1327	1393	1463	1536	1613	23864
fraction en encadrement, prestations spécif.	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	6250

FONDS DE GARANTIE NATIONAL DE L'ERD

40% de la taxe développement pendant 10 ans	200	210	221	232	243	255	268	281	295	310																	2516
dotations de parrainage (versements annuels)	50	50	50	50																							200
fonds privés bloqués 3 ans (dépôts annuels)		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25																250
remboursements fonds privés					-32	-32	-32	-32	-32	-32	-32	-32	-32	-32													-320
bonification d'intérêts des prêts du Fonds d'Intervention			-5	-12	-19	-32	-46	-59	-72	-85	-98	-112	-125	-138	-133	-126	-119	-106	-92	-79	-66	-53	-40	-26	-13		
FONDS DE GARANTIE totaux partiel	250	285	291	295	217	216	215	216	216	218	-105	-144	-157	-170	-133	-126	-119	-106	-92	-79	-66	-53	-40	-26	-13	990	
intérêts de placement		8	16	25	35	43	50	58	67	75	84	83	81	79	76	75	73	72	71	70	70	70	71	71	73		1497
FONDS DE GARANTIE cumulé net	250	543	849	1169	1421	1680	1946	2220	2503	2796	2774	2714	2639	2548	2491	2440	2394	2361	2339	2330	2334	2351	2382	2427	2487		

FONDS D'INTERVENTION ERD

taxe développement (fraction investiss. direct / 5)	10	13	16	19	23	27	30	34	39	43	113	121	130	139	148	158	168	179	191	203	215	229	243	257	273	3020	
ligne de crédit extérieure	1500		2500			1000																					5000
épargne villages adhérents			10	24	38	65	91	118	144	170	197	223	250	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	4642
remboursements prêts année 1			48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48													576
remboursements prêts année 2				72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72												864
remboursements prêts année 3					72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72											864
remboursements prêts année 4						132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132										1584
remboursements prêts année 5							132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132									1584
remboursements prêts année 6								132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132							1584
remboursements prêts année 7									132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132						1584
remboursements prêts année 8										132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132					1584
remboursements prêts année 9											132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132				1584
remboursements prêts année 10												132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132			1584
remboursements prêts année 11													132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132		1584
remboursements prêts année 12														132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132		1584
bonification d'intérêts par le fonds de garantie			5	12	19	32	46	59	72	85	98	112	125	138	133	126	119	106	92	79	66	53	40	26	13		1656
total ressources annuelles fonds d'intervention	1510	13	79	2675	273	448	1623	799	975	1151	1392	1572	1752	1933	1889	1820	1751	1617	1483	1350	1217	1085	954	824	694	30877	
prêts annuels	400	600	600	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	11500
rémunération épargne villages				0	1	2	3	5	6	7	9	10	11	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
remboursement ligne de crédit																											6600
solde du fonds d'intervention (partiel)	1110	-587	-521	1575	-829	-654	520	-306	-131	43	284	-138	1141	1320	1275	1206	1137	1003	869	736	604	472	940	810	680		12559
solde du fonds d'intervention (cumulé)	1110	523	2	1577	748	94	614	308	177	220	504	366	1507	2827	4102	5308	6445	7448	8318	9054	9657	10129	11069	11879	12559		
deuxième génération de prêts														1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100		14300
solde du fonds d'intervention (partiel)														41	220	175	106	37	-97	-231	-364	-496	-628	-160	-290	-420	
solde du fonds d'intervention (cumulé)														407	627	802	908	945	848	618	254	-243	-871	-1031	-1321	-1741	

plus remboursements des prêts

total des prêts = 25 milliards FCFA correspondant à une part rationalisée de financements bancaires pour environ 1000 villages de 1000 habitants

données à multiplier par 5 (supposant l'existence de 5 fonds)