

2023

**Projet de veille technologique en électrification rurale :
Innovation dans la conception des modèles connus.**



Financement : XXXXX

Programme Energies Durables

Madiop NDIAYE

09/02/2023

Table des matières

I.	Contexte et justification	2
II.	Identification des projets innovants.....	2
III.	Illustration du concept et Cartographie d'un paquet Prosper	5
IV.	Analyse de la demande et dimensionnement des puissances	6
4.1	Approche de calcul.....	6
V.	Détermination des besoins en ligne MT et BT	7
5.1	Calcul de la ligne mère (dorsale).....	7
5.2	Optimisation de répartition des lignes MT secondaire	7
VI.	Etude Financière du prosper.....	9
VII.	Test de sensibilité définissant les contours de compétitivité de la solution ProSPER.	11
VIII.	Conclusion.....	13

I. CONTEXTE ET JUSTIFICATION

La veille technologique est l'objectif spécifique premier de l'AXE n°2 du PSD de l'ASER « **Améliorer sensiblement l'accès à l'électricité en milieu rural** ». Il s'agit de mettre en place un dispositif de veille technologique qui permet de suivre l'actualité sur les modes d'électrification innovants et durables au profit des populations rurales.

Ce dispositif de suivi technologique a permis à la **Direction des Etudes et de la Planification (DEP)** d'identifier des projets pilotes en rapport avec l'accès des ménages à l'électricité. Ces projets d'innovation devront être appliqués sur un échantillon afin d'évaluer à court-terme, les effets immédiats induits sur la continuité du service électrique et la satisfaction des abonnés afin de faire leur capitalisation par une réplique dans d'autres zones de concession suivies par l'ASER.

Par ailleurs, le secteur de l'électrification rurale a toujours été confronté aux problèmes de soutenabilité financière conduisant ainsi l'Etat du Sénégal à procéder aux subventions des projets d'accès à l'électricité au bénéfice des concessionnaires, opérateurs ERILS et GDT. Force est de reconnaître qu'avec ce modèle floté des minicentrales solaires et kits SHS, il a toujours été quasi impossible de rentabiliser de tels investissements et qu'un devoir d'assurer l'équité en matière d'accès à l'électricité pousse l'Etat à injecter d'importants moyens financiers afin de soutenir l'activité des opérateurs ERILS. Ce qui n'est pas en phase avec le trilemme énergétique actuel. D'où la nécessité de changer d'approche d'électrification et de proposer une innovation de taille qui va impacter positivement sur l'architecture des réseaux de distribution et sur l'exploitation des périmètres affermés aux opérateurs en vue de rendre l'activité d'électrification, rentable, durable et à moindre coût.

Cette veille technologique permettra également d'actualiser au fur et à mesure les minima techniques de l'ASER de même que les coûts associés aux équipements électriques (modules, batteries, groupes électrogènes, onduleurs etc.) sur la base des réponses aux dossiers d'appel d'offres.

II. IDENTIFICATION DES PROJETS INNOVANTS

L'identification des projets est orientée par l'actualité des équipements électriques, notamment dans le domaine des énergies renouvelables. Aujourd'hui, on note que l'évolution des technologies du solaire photovoltaïque suit une tendance très dynamique en termes de performance avec le nouveau rendement record de 29% enregistré en 2020 (soit un saut de 10%). Ces résultats récemment publiés dans le cadre de travaux du laboratoire de **Insolight** de **Madrid** dont le dopage des modules est effectué à l'aide de l'Arséniure de Gallium. Ces performances sont également couplées à une baisse du coût du Watt-crête.

Pour l'activité 2020, la DEP a identifié un projet innovant qui mériterait d'être examiné en phase pilote sur la base des villages orientés « **Solaire** » dans le cadre du Plan Opération du SE4ALL 2025. La matrice suivante présente le contenu du projet.

Tableau 1: Tableau descriptif du projet

Projets Pilotes	Nom du projet Pilote	Description	Résultats attendus / Cibles	Partenaires
Nouveau projet pilote identifié	ProSPER (Projet de Synthèse des Productions d'Electrification Rurale)	<p>Ce projet consiste à centraliser la gestion de l'électrification rurale par voie solaire. C'est un projet de production, transport et distribution à petite échelle.</p> <p>Configuration d'un paquet : Pour un rayon de 10 km qui balaie au moins 15 villages, une seule centrale sera réalisée et la tension sera élevée en HTA pour alimenter les villages et permettre l'injection future sur le réseau interconné.</p> <p>Ce projet permet de stimuler la demande et de centraliser la gestion des minicentrales avec une optimisation effectuée sur la base des postes H61 partagés avec des départs BT dédiés à chaque village.</p> <p>Une dorsale traverse de façon optimale la zone de couverture appelée « paquet » et les villages seront alimenté par des départs BT issus des postes H61 (maximum 4 départs par poste) sur une distance en BT d'au plus 2 km en fonction de la puissance appelée.</p> <p>Technologie de production utilisée :</p> <p>Types de modules : Cellules de hauts rendement Type de batterie : Lithium-ion ou Gel (contenurs batterie climatisé) Source d'appoint : Groupe Diesel (insonorisé) Emplacement onduleurs réseaux : Sous les modules Emplacement onduleurs chargeurs : dans contenurs batterie Contrôle commande : Au niveau local et à distance via plateforme Elévation de la tension : Transformateur au sol avec ventilation naturel (câbles anterré) Cellules de départ : Départ MT et BT</p> <p>Technologie de distribution utilisée : Ligne MT : Triphasé ALMELEC 54.6mm2 Types de supports MT : Béton Poste de transformation : H61 max 160kVA Réseaux BT : Câbles torsadés 70mm2, 35mm2 et 16mm2</p>	<p>Résultats attendus :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contribuer à la couverture universel à l'électrcité ; - Rendre plus souple l'exploitation des centrales ; - Améliorer le coûts de revient du kWh ; - Baisser considérablement la subvention de l'Etat du Sénégal ; - Améliorer les conditions de vie par un service continu et qui incite au développement des usages productifs. <p>Les cibles :</p> <ul style="list-style-type: none"> - des villages regroupés par paquet et qui étaient alimentés par des minicentrales solaires non fonctionnelles et qui ne sont pas inscrits dans les nouveaux projets d'électrification ; - des villages concentrés dans un paquet et qui étaient prévus en solution « minicentrales hybrides » dans les 	<p>Partenaire technique : GIZ/PED, LER, CERER, LEA, CIFRES etc.</p> <p>Partenaire Financier : GIZ/PED</p>

Projets Pilotes	Nom du projet Pilote	Description	Résultats attendus / Cibles	Partenaires
		Types de supports BT : métalliques Minima technique utilisés : ASER pour les réseaux et centrales solaires ; et SENELEC pour les lignes, cellules et transformations MT	nouveaux projets d'électrification rurale.	

La liste des localités qui satisfont le critère de distance dans le cadre du PO, révèle une quantité importante de grappes potentiellement éligibles. A titre de projet pilote, nous pouvons retenir un seul paquet de villages dans la région de Tambacounda. Ce paquet de village est présenté dans le tableau ci-après.

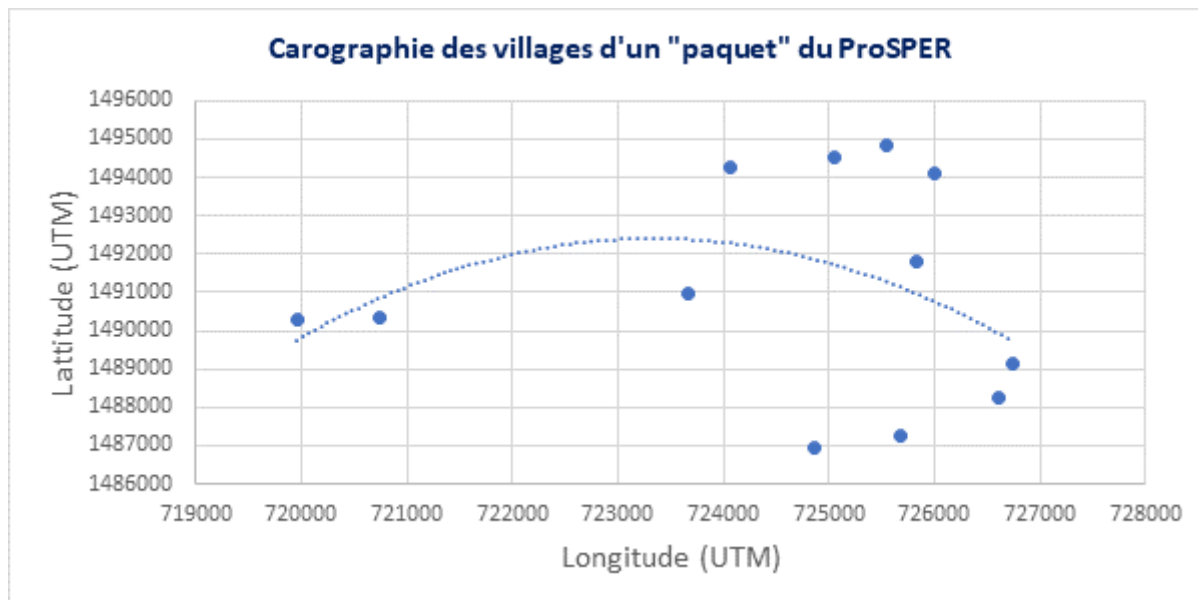
Tableau 2 : Grappe extraite du Plan Opérationnel avec les options de base

REGION	DEPARTEMENT	Commune	TYPE_LOCA	VILLAGE	X	Y	Pop. 2023	Men. 2023	Solution Tech.	DIST_MT
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	VILLAGE	BERMA	724056	1494252	165	15	Mini-Réseau PV	Sup à 10
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	VILLAGE	BOKO	720747	1490346	339	26	Mini-Réseau PV	Sup à 10
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	HAMEAU	H1 GOUREL SOULEYMANE	719958	1490274	59	3	PV Autonome	Sup à 10
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	HAMEAU	H2 KATELI I	725058	1494532	105	6	Mini-Réseau PV	Sup à 10
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	HAMEAU	H3 KATELI II	725546	1494821	68	4	PV Autonome	Sup à 10
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	HAMEAU	H4 KATELI III	725992	1494089	121	7	Mini-Réseau PV	Sup à 10
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	HAMEAU	H5 PANANGOTO	723665	1490976	52	4	PV Autonome	Sup à 10
TAMBACOUNDA	GOUDIRY	KOMOTI	VILLAGE	SAROUDIA	725828	1491818	389	31	Mini-Réseau PV	Sup à 10
TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	HAMEAU	H4 GOUREL MAMADOU BA	724861	1486922	3	1	PV Autonome	Sup à 10
TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	HAMEAU	H1 TANDA MADINA	726614	1488242	84	6	PV Autonome	Sup à 10
TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	HAMEAU	H2 GOUREL HAROUNA	726734	1489146	32	4	PV Autonome	Sup à 10
TAMBACOUNDA	TAMBACOUNDA	DIALACOTO	HAMEAU	H3 TIMBING MADINA	725683	1487240	111	20	Mini-Réseau PV	Sup à 10
							Total	1527	128	

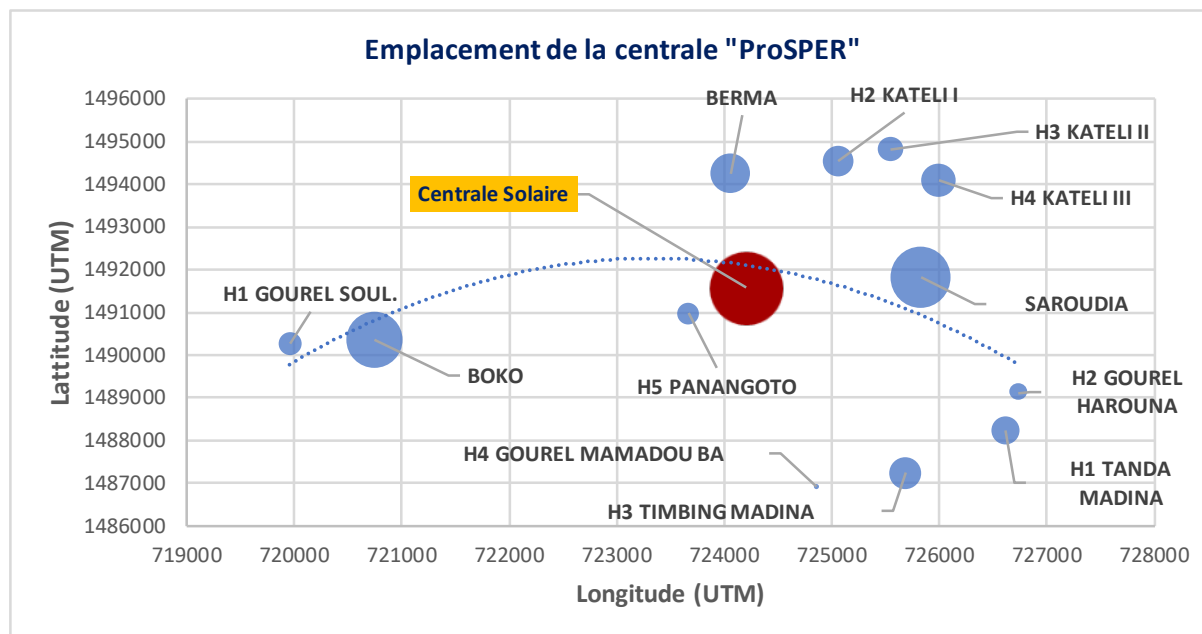
Ce tableau révèle que la plupart de ces villages sont des Hamos et que la taille des populations par village n'exède pas les 400 habitants. D'où l'idée de réaliser une seule centrale à partager entre ces villages avec une puissance suffisante qui permettrait de stimuler la demande et de permettre la rentabilité du service de l'exploitation par l'opérateur d'électrification rurale.

III. ILLUSTRATION DU CONCEPT ET CARTOGRAPHIE D'UN PAQUET PROSPER

La figure ci-après présente la situation évoquée dans la section précédente où les villages se situant sur un rayon maximal de 10km les uns des autres sont regroupables sous-forme de grappes appelées « **Paquets** ». Les points du graphique représentent les villages du paquet.



La centrale sera placée au barycentre des villages de façon à équilibrer la répartition de la puissance au niveau de chaque village. Les transformateurs abaisseurs de tension seront dans la mesure du possible partagés entre 4 villages au maximum avec une cellule de départ T4-800 en triphasé ou en monophasé selon la demande.

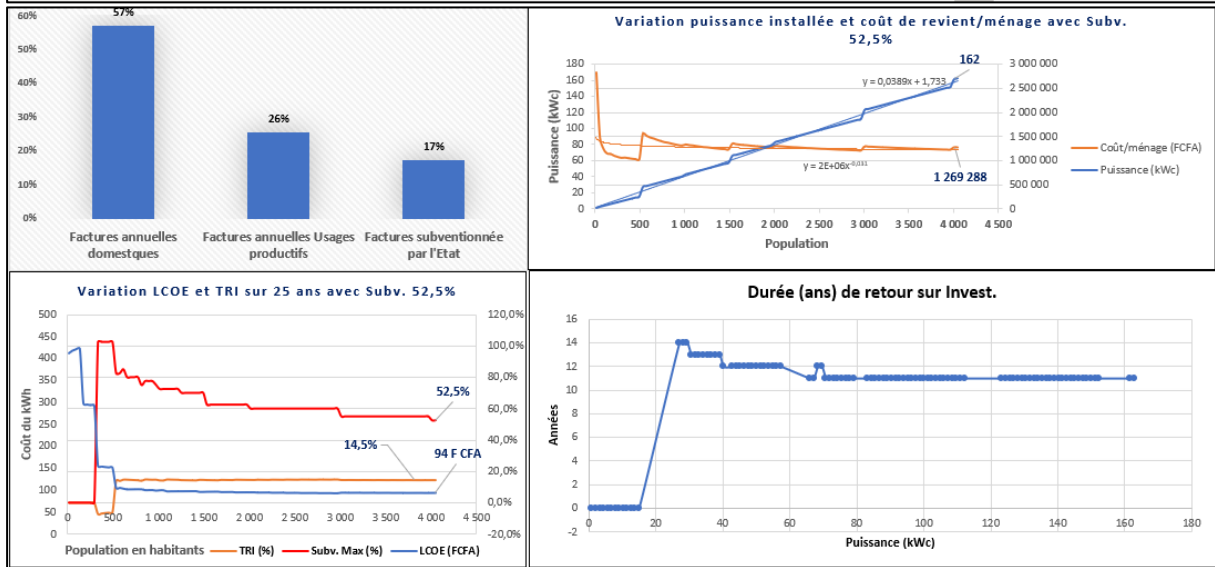


IV. ANALYSE DE LA DEMANDE ET DIMENSIONNEMENT DES PUISSANCES

4.1 Approche de calcul

La méthode de calcul est basée sur l'outil OPIER (*Outil de Planification des Investissement en Electrification Rurale*) qui a été élaboré par la DEP en vue de planifier les meilleures options technologiques sur le plan technico-économique partant des investissements (CAPEX) à l'exploitation (OPEX) des minicentrales sur une période de 25 ans. Il s'agit entre autres, d'un modèle de plan d'affaire qui établit des résultats à l'échelle de chaque localité en fonction des statistiques des dernières études commanditées par l'ASER pour déterminer les besoins en énergies domestiques, productifs, sociocommunautaires et en éclairage public. La figure ci-après présente quelque capture d'écran de l'outil OPIER.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
#	Région	Département	Commune	Village	Pop	Ménages	Distance MT (km)	Technologie Optimale		Simuler							Indicateur avec option solaire : subv. = 53%				
																Puissance (kWc)	Coût/ménage (FCFA)	LCOE (FCFA)	TRI (%)	Durée (ans) de retour sur invest.	Subv. Max (%)
1	TAMBACOUNDA	BAKEL	BELE	GOUREL DEMBA KONKON	20	2	16	SHS								1	1 875 392	415	#NOMBRE!	+ infini	0,0%
2	TAMBACOUNDA	BAKEL	SADATOU	SONFARA	100	10	3	SHS								4	1 205 105	421	#NOMBRE!	+ infini	0,0%
3	TAMBACOUNDA	BAKEL	BALLOU	AROUNDOU	180	18	7	SHS								6	1 119 988	297	#NOMBRE!	+ infini	0,0%
4	TAMBACOUNDA	BAKEL	GABOU	BORDE FOULBE	260	26	14	SHS								8	1 062 500	293	#NOMBRE!	+ infini	0,0%
5	TAMBACOUNDA	BAKEL	SADATOU	SEKHOTO	340	34	1	SHS								11	1 050 992	155	7,1%	+ infini	102,5%
6	TAMBACOUNDA	BAKEL	SADATOU	KAOUROU	420	42	1	SHS								13	1 028 547	153	6,5%	+ infini	102,5%
7	TAMBACOUNDA	BAKEL	BELE	BOUBOULYA	500	50	6	Centrale Solaire								25	1 553 754	106	14,0%	14	82,5%
8	TAMBACOUNDA	BAKEL	GABOU	FALOROUILLA	580	58	3	Réseau MT								28	1 499 491	104	15,0%	14	85,0%
9	TAMBACOUNDA	BAKEL	SINTHIOU-FISSA	BOHE YALALBE	660	66	10	Centrale Solaire								31	1 444 601	102	16,8%	13	80,0%
10	TAMBACOUNDA	BAKEL	SADATOU	FALALA	740	74	18	Centrale Solaire								33	1 392 884	102	16,6%	13	80,0%
11	TAMBACOUNDA	BAKEL	GABOU	BILE BOBORE	820	82	12	Centrale Solaire								36	1 359 105	102	14,1%	13	75,0%
12	TAMBACOUNDA	BAKEL	GABOU	MEDINA CARREFOUR	900	90	7	Centrale Solaire								38	1 324 181	100	14,9%	13	77,5%
13	TAMBACOUNDA	BAKEL	MOUDERY	DIEKOULANE	980	98	7	Centrale Solaire								40	1 301 526	99	14,8%	12	75,0%
14	TAMBACOUNDA	BAKEL	MOUDERY	CARREFOUR SARE AMADI	1 060	106	7	Centrale Solaire								44	1 310 071	100	14,9%	12	72,5%
15	TAMBACOUNDA	BAKEL	SADATOU	GOUREL	1 140	114	3	Réseau MT								47	1 293 385	98	14,8%	12	72,5%
16	TAMBACOUNDA	BAKEL	MOUDERY	BANDIAGARA	1 220	122	4	Réseau MT								49	1 270 249	98	16,3%	12	72,5%
17	TAMBACOUNDA	BAKEL	MOUDERY	GOUREL DAO	1 300	130	14	Centrale Solaire								52	1 256 489	98	14,5%	12	70,0%
18	TAMBACOUNDA	BAKEL	MOUDERY	BELI	1 380	138	10	Centrale Solaire								54	1 239 682	98	14,4%	12	70,0%
19	TAMBACOUNDA	BAKEL	SADATOU	DIYALLA BACARY	1 460	146	2	Réseau MT								56	1 229 086	96	14,7%	12	70,0%
20	TAMBACOUNDA	BAKEL	BALLOU	GANGALA	1 540	154	3	Réseau MT								66	1 340 833	97	14,6%	11	62,5%
21	TAMBACOUNDA	BAKEL	SINTHIOU-FISSA	KOUNDEL	1 620	162	14	Centrale Solaire								69	1 322 584	97	14,3%	12	62,5%
22	TAMBACOUNDA	BAKEL	BELE	ARY HARA (GOUREL BOCAR SAMBA)	1 700	170	17	Centrale Solaire								71	1 309 599	96	14,7%	11	62,5%
23	TAMBACOUNDA	BAKEL	MOUDERY	DIAMWELY GARAGE	1 780	178	13	Centrale Solaire								73	1 294 166	96	14,6%	11	62,5%
24	TAMBACOUNDA	BAKEL	SADATOU	EUMALO	1 860	186	10	Centrale Solaire								76	1 283 520	95	14,8%	11	62,5%



Les courbes présentées ci-dessous donnent les équations qu'il faut considérer pour déterminer les puissances requises en centrales solaires avec les prix unitaires par ménages en fonction de la taille du village. Ce qui est intéressant est que l'équation de régression linéaire montre que le prix unitaire varie légèrement en fonction de la taille du village. C'est-à-dire, l'effet d'échelle est appliqué.

Pour les puissances crêtes requises par villages et le coût unitaire de tous les investissements (depuis la centrale jusqu'aux installations intérieures) sont respectivement définies par :

- $P_{solaire} (kWc) = 0.0389 * x + 1.7133$, avec x étant la population considérée ;
- $P_{Unit/ménage(FCFA HT HD)} = 2.10^6 e^{-0.031x}$

Le tableau ci-après présente les résultats de calcul sur la base de cette méthode.

Tableau 3: Résultat de dimensionnement

Village	X	Y	Population	Poids	Puissance
BERMA	724 056	1 494 252	165	11%	15 kWc
BOKO	720 747	1 490 346	339	22%	21 kWc
H1 GOUREL SOULEYMANE	719 958	1 490 274	59	4%	11 kWc
H2 KATELI I	725 058	1 494 532	105	7%	13 kWc
H3 KATELI II	725 546	1 494 821	68	4%	12 kWc
H4 KATELI III	725 992	1 494 089	121	8%	13 kWc
H5 PANANGOTO	723 665	1 490 976	52	3%	11 kWc
SAROUDIA	725 828	1 491 818	389	25%	23 kWc
H4 GOUREL MAMADOU BA	724 861	1 486 922	3	0,2%	9 kWc
H1 TANDA MADINA	726 614	1 488 242	84	6%	12 kWc
H2 GOUREL HAROUNA	726 734	1 489 146	32	2%	10 kWc
H3 TIMBING MADINA	725 683	1 487 240	111	7%	13 kWc
Puissance total centralisée					164 kWc

Population	Village	X	Y	Poids	Puissance
165	BERMA	724 056	1 494 252	11%	15 kWc
339	BOKO	720 747	1 490 346	22%	21 kWc
59	H1 GOUREL SOULEYMANE	719 958	1 490 274	4%	11 kWc
105	H2 KATELI I	725 058	1 494 532	7%	13 kWc
68	H3 KATELI II	725 546	1 494 821	4%	12 kWc
121	H4 KATELI III	725 992	1 494 089	8%	13 kWc
52	H5 PANANGOTO	723 665	1 490 976	3%	11 kWc
389	SAROUDIA	725 828	1 491 818	25%	23 kWc
3	H4 GOUREL MAMADOU BA	724 861	1 486 922	0,2%	9 kWc
84	H1 TANDA MADINA	726 614	1 488 242	6%	12 kWc
32	H2 GOUREL HAROUNA	726 734	1 489 146	2%	10 kWc
111	H3 TIMBING MADINA	725 683	1 487 240	7%	13 kWc

V. DETERMINATION DES BESOINS EN LIGNE MT ET BT

5.1 Calcul de la ligne mère (dorsale)

La ligne moyenne tension est déterminée par l'équation de la courbe de tendance suivante :

$F(x) = -0,0002x^2 + 312,61x - 1E+08$. Le calcul de la longueur de cette ligne est déterminé par l'équation suivante :

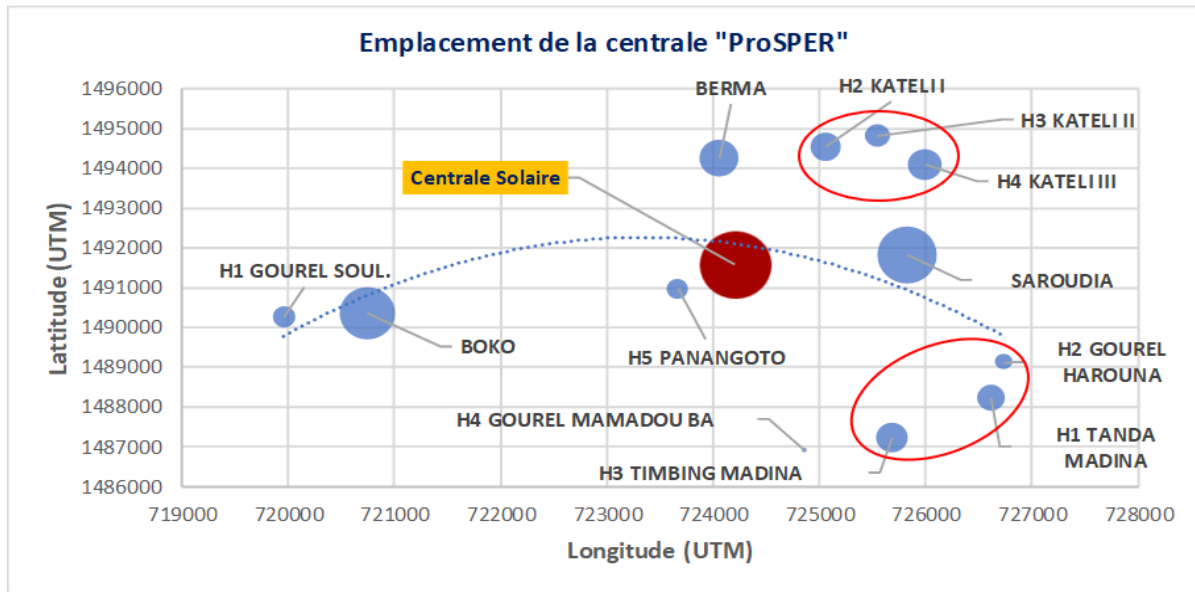
$$L(x) = \sum_{n=1}^N dl_k \quad \text{avec } dl_k = \sqrt{dx^2 + dy^2}; \quad dx \text{ étant le pas, } N \text{ étant le nombre de pas entre } x_{min} \text{ et } x_{max}; \quad dy = f(x_k + dx) - f(x_k)$$

La longueur réelle partant du village de H1 Gourel Soul et H2 Gourel Harouna s'établit à **9 km**. On décide de réduire cette distance à 5.2 km, partant de la centrale solaire en vue d'optimiser.

5.2 Optimisation de répartition des lignes MT secondaire

L'optimisation consiste à regrouper des villages sur un rayon de 2 km au maximum par un seul transformateur qui va les desservir à travers un TGBT avec 4 départs au maximum. La répartition spatiale permet d'identifier deux sous-paquets ProSPER nommés S/ProSPER 1 et

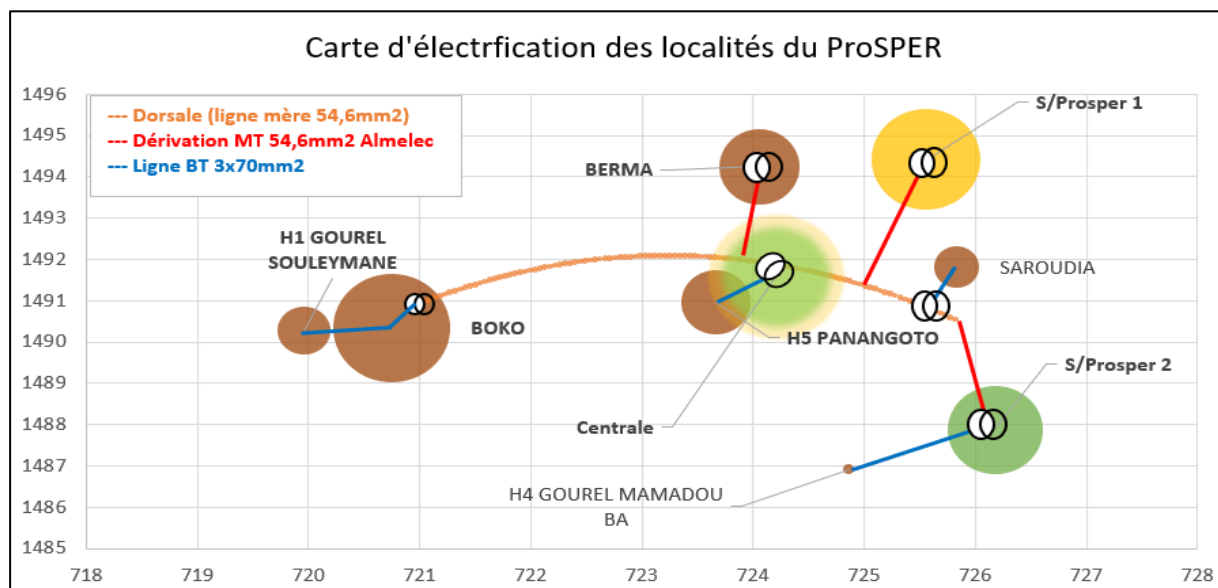
S/ProSPER 2. Chacun va abriter un transformateur abaisseur et nécessitera une dérivation à partir de la dorsale principale.



Le tableau ci-après donne la synthèse des lignes à considérer :

Libellé de la ligne	Caractéristique	Longueur MT (km)	Longueur BT (km)
Ligne mère partant de la centrale solaire	Ligne MT 3x54,6mm ²	5,2	
Ligne mère à Sous-ProSPER 1	Ligne MT 3x54,6mm ²	3,46	
Ligne mère à Sous-ProSPER 2	Ligne MT 3x54,6mm ²	3,14	
Ligne mère à BERMA	Ligne MT 3x54,6mm ²	2	
Ligne mère à BOKO	BT 3x70 mm ²		0,43
De Gourel Souley. à A BOKO	BT 3x70 mm ²		0,79
De la centrale à H5 PANANGOTO	BT 3x70 mm ²		0,8
De la centrale à SAROUDIA	BT 3x70 mm ²		0,87
De Sous-ProSPER 2 à Gourel Amadou BA	BT 3x70 mm ²		1,67
Longueur total (km)		13,8	4,56

La configuration finale est présentée sur la carte ci-après.



VI. ETUDE FINANCIERE DU PROSPER

Les coûts et hypothèses financières sont tirée de l'outils d'actualisation des coûts de référence élaboré par la DEP en 2020.

Le tableau suivant récapitule les coûts d'investissement et permet de faire une première appréciation des résultats du dimensionnement.

Localité	Puissance (kWc)	PU (FCFA/kWc)	Investissement avec approche classique (FCFA HT HD)	Investissement avec 1 seule centrale (FCFA HT HD)	Investissement en ligne MT + Transfo élévateur (FCFA HT HD)	Puissance transfo abaisseurs (kVA)	Investissement en transfo secondaire (FCFA HT HD)	Investissement en Ligne BT additionnelle 3 X 70 mm2 (FCFA HT HD)		
BERMA	15	1 707 205	28 173 955	243 243 562	157 816 891	25	1 200 000			
BOKO	21	1 669 544	56 580 897					50	1 600 000	
H1 GOUREL SOULEYMANE	11	1 762 574	10 388 472							
H2 KATELI I	13	1 731 499	18 114 439							
H3 KATELI II	12	1 754 954	11 895 094					50	1 600 000	
H4 KATELI III	13	1 723 785	20 827 694							
H5 PANANGOTO	11	1 769 886	9 127 619					50	1 600 000	
SAROUDIA	23	1 662 423	64 668 049					25	1 200 000	
H4 GOUREL MAMADOU BA	9	1 934 100	569 991							
H1 TANDA MADINA	12	1 743 327	14 642 421							
H2 GOUREL HAROUNA	10	1 795 543	5 820 733					50	1 600 000	
H3 TIMBING MADINA	13	1 728 558	19 103 129							
Total			259 912 493	243 243 562	157 816 891	250	8 800 000	38 760 000		

Les résultats globaux qui comparent les investissements sont présentés sur le tableau suivant.

Résultat ProSPER (A)	448 620 453
Résultat solaire classique (B)	259 912 493
Différence (A-B)	188 707 960
Variation +/-	↑ 42,1%

A première vue, le tableau montre que l'option classique est moins onéreuse pour les raisons suivantes :

- La longueur de la ligne mère MT a une incidence négative sur le CAPEX ;
- La longueur des lignes MT secondaires pèse également sur le CAPEX ;
- Les transformateurs additionnels ont une influence négative sur le CAPEX ;
- Les longueurs additionnelles d'extension BT en 70mm2 sur un maximum de 1km contribue à l'augmentation du CAPEX ;

Enfin, cette première observation montre que pour contrebalancer cette situation, deux paramètres sont déterminants :

- La taille des villages : ici, les tailles de population sont très petites (moins de 400 habitants) ;
- La distance en dorsale MT fait augmenter de façon rapide le budget.

Pour créer ce contrebalancement sur les investissements, il faut :

- ☑ **Passer sur des localités avec des tailles plus importantes ;**
- ☑ **Réduire dans la mesure du possible les longueurs de dorsale MT reliant les villages. Pour cela il est nécessaire de réduire le rayon maximal du paquet.**

En matière d'OPEX, la première comparaison évidente est celle liée aux charges salariales du chef de la centrale ProSPER comparées à celles des 12 petites centrales dans le cas classique.

Rubrique	Designation	Salaire mensuel	Année 1
Charges salariale	Chef de centrale ProSPER	150 000	1 800 000
	1 gardien de centrale ProSPER	50 000	600 000
	12 Chefs de centrales classiques	60 000	720 000
	12 gardiens de centrales classiques	40 000	5 760 000
	Total		-
	Première observation sur OPEX	Haut/baisse	↓ -63,0%

La première observation montre qu'en termes d'OPEX, la centrale ProSPER offre la meilleure compétitive avec une baisse de 63% comparée à l'option classique.

VII. TEST DE SENSIBILITE DEFINISSANT LES CONTOURS DE COMPETITIVITE DE LA SOLUTION PROSPER.

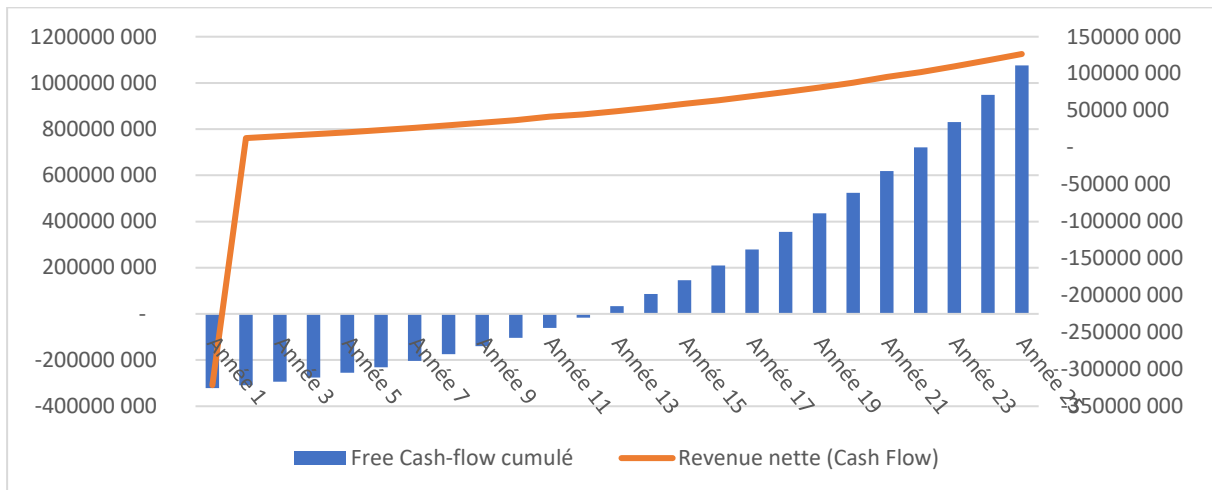
Le test de sensibilité devra permettre d'identifier la limite de compétitive du ProSPER si l'on fait bouger le rayon maximal du paquet mais également la taille des localités éligibles.

Pour cela l'outil OPIER sera utilisé pour étudier les contours recherchés en termes de population minimale et de rayon maximal à considérer.

Considérant les données d'entrées issues des premiers calculs telles que la nouvelle dorsale à ajouter et les lignes BT en 70 mm² avec ses transformateurs, on a les résultats ci-après :

Subvention	80%	1	Subvention (%)	80%	Simuler	1	
Rubrique	Designation	Année 1	Rubrique	Designation	Année 1		
Investissement	Champ PV	56 999 918	Investissement	Champ PV	53 738 520		
	Onduleur	104 176 136		Onduleur	98 215 424		
	Batterie	37 838 819		Batterie	35 673 776		
	Accessoire	3 125 284		Accessoire	2 946 463		
	Génie Civil	66 114 617		Génie Civil	62 331 700		
	Groupes Electrogènes	14 157 000		Groupes Electrogènes	16 731 000		
	Réseau BT	21 293 464		Réseau BT	21 293 462		
	Branchements	18 929 146		Branchements	20 440 984		
	Installations intérieures	18 594 934		Installations intérieures	18 594 932		
	Réseau BT additionnel	29 640 000		Total	329 966 304		
	Alimentation MT	164 268 949		Revenu	41 853 796		
	Poste Aérien H61	20 185 560		Souscription	1 204 428		
	Transformateur Aérien H61	15 200 000		Subvention initiale	263 973 024		
	Main d'œuvre partie MT	39 930 902		Total	307 031 248		
Total	610 454 730						
Produit	Revenu	42 799 014	Produit	Personnel	7 200 000		
	Souscription	1 238 668		Maintenance + entretien	41 712 068		
	Subvention initiale	488 363 784		Amortissement			
	Total	532 401 467		Frais administratives de siège	5 700 000		
Charges	Personnel	2 400 000	Charges	Pièces de rechanges	600 000		
	Maintenance + entretien	5 550 077		Total	55 212 068		
	Amortissement			Rés. imposables	Résultat brut	- 78 147 096	
	Provision facturation			Impôts	Fonds d'ER (7FCFA/kWh)		
	Pièces de rechanges	150 000		Charges	Charges totales	55 212 068	
	Total	8 100 077		Cash	Revenue nette (Cash Flow)	- 78 147 096	
Rés. imposables	Résultat brut	- 86 153 340	FCF	Free Cash-flow cumulé	- 78 147 096		
Impôts	Fonds d'ER (7FCFA/kWh)	-	VAN	Valeur Actuelle Nette	- 105 744 185		
Charges	Charges totales	8 100 077	TRI	TRI(%) sur période	4,0%		
Cash	Revenue nette (Cash Flow)	- 86 153 340					
FCF	Free Cash-flow cumulé	- 86 153 340					
VAN	Valeur Actuelle Nette	210 597 017					
TRI	TRI(%) sur période	27,58%					
	Coût du Wc installé	5 567 F CFA/Wc		Coût du Wc installé	3 120 F CFA/Wc		
	LCOE	92 F CFA/kWh		LCOE	178 F CFA/kWh		
	Coût de revient ménage	2 398 132 F CFA		Coût de revient ménage	1 344 066 F CFA		

Comparaison entre les options **ProSPER** (à gauche) et **Classique** (à droite).



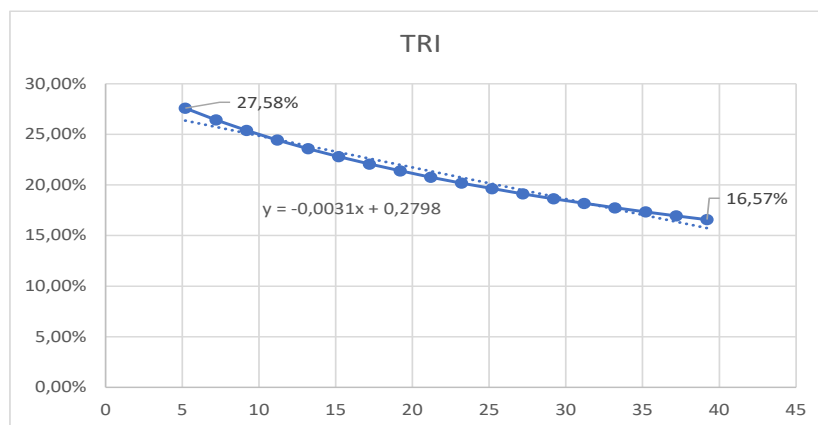
La simulation a montré qu'avec ce modèle ProSPER, le retour investissement est envisagé à partir de la 7^{ème} année d'exploitation avec un TRI de 27,58% sur une durée de 25 ans. Cette rentabilité est rendue possible grâce à la subvention initiale du projet à hauteur de 80% par l'Etat à travers les PTF et le BCI.

La subvention minimale qui permettrait d'égaliser le TRI au taux d'actualisation (10,8%) est de 42% faisant passer le point mort de la 7^{ème} année à la 12^{ème}, bien que l'Etat ait souvent la culture de subventionner à hauteur de 100% la réalisation des travaux et à leur terme, l'exploitation sera confiée aux opérateurs d'électrification rurale ou concessionnaires. Cela qui signifie que l'Etat gagnerait plus à limiter les subventions initiales en fonction de la taille des systèmes à installer et à faire contribuer les futurs exploitants à hauteurs de 20% comme main d'œuvre.

Concernant le modèle classique, l'investissement de base (CAPEX) est moins cher mais à terme, la rentabilité reste trop faible (4%) avec la même subvention de 80%. Par ailleurs, le coût de revient de l'énergie reste encore plus cher **178 FCFA/kWh** contre **92 FCFA/kWh** pour l'option **ProSPER**.

Examen du rayon limite du paquet ProSPER pour ces villages

Dans ce cas de figure, nous allons fixer les variables suivantes : subvention de l'Etat et les distances en réseau BT de même que les transformateurs avec les petites dérivations MT alimentant les villages. La variation va s'opérer sur la ligne MT mère reliant les villages.



La simulation a montré qu'on perd 3,1% de rentabilité chaque 10 kilomètres additionnelles de dorsale. Pour des investissements avec un TRI plafonné à 15% compte tenu du service public, la longueur maximale serait de l'ordre de 25 km. Soit un rayon maximal de 12,5 km.

A la lumière de cette simulation, le rayon d'un paquet contenant des localités de tailles inférieurs à 400 habitants (hameaux) ne doit pas excéder 12,5 km avec une subvention d'au minimum 60%.

En termes de subvention sur l'exploitation, l'Etat devra supporter **58 FCFA/kWh** et par ménage guise de compensation comparée aux tarifs actuels des concessionnaires qui se situent largement au-delà ce montant. Il faut noter qu'il est considéré un coût de vente de 150 FCFA pour les ménages dans les hypothèses de simulation.

Nous estimons qu'avec des populations plus importantes, l'effet d'échelle permettra d'améliorer ces indicateurs et d'élargir également ce rayon du paquet « **ProSPER** ».

En somme, les 12 villages considérés dans l'étude avec leurs populations réelles ont affiché grâce aux simulations, un certain niveau de rentabilité s'ils seraient alimentés avec cette nouvelle solution « **ProSPER** ».

VIII. CONCLUSION

Ce projet d'innovation technologique a permis d'identifier des niches d'investissement conduisant à réduire les montants conséquents que l'Etat allouait chaque année aux concessionnaires au profits des ménages.

Grâce à ce nouveau modèle d'électrification rurale « **ProSPER** » qui été conçu pour des localités de petites tailles où des solutions avec kits solaires individuels étaient le plus souvent proposées, il a été démontré qu'il est possible d'innover tout en restant compétitif et être en phase avec le développement des réseaux Moyenne Tension (MT) couplés aux sources d'énergie renouvelable.

La flexibilité de cette solution est qu'elle s'adapte à la migration future dans le réseau interconnecté moyenne tension à travers des cellules d'injection.

Enfin, ces travaux devront faire l'objet d'un projet pilote qui devra être évalué à court terme afin de procéder à sa réplication à grande échelle.

Pour cela, l'ASER devra se l'approprier et procéder à la recherche des financements nécessaires pour la réalisation et le transfert au concessionnaire de la zone concernée (ERA).