

AEP à pompage solaire
AEP à pompage thermique
AEP à pompage mixte

**Les critères de choix
sociaux, techniques et économiques**

Objectifs

La problématique que nous abordons aujourd'hui est l'approvisionnement en eau potable, à partir de forages, de communautés rurales (<4000-5000 h) ou semi-urbaines (<10000h) de pays à faible niveau de développement. Ces petites communautés n'ont pas accès en règle générale à un réseau de distribution électrique.

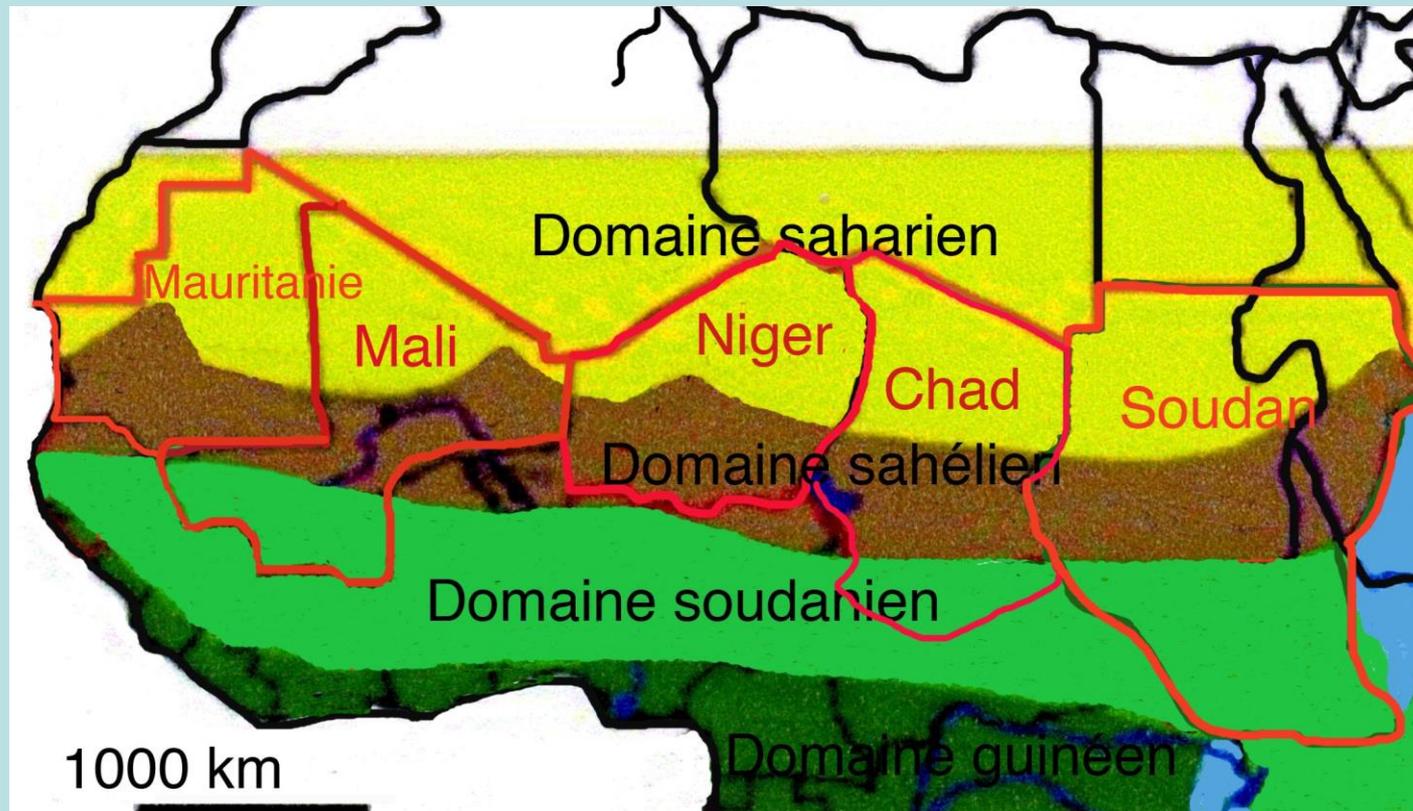
Au delà de 10000 habitants, les communautés plus importantes, dites, urbaines disposent en général de réseau électrique et le service de l'eau est assuré par une société de niveau national

Objectifs

L'objectif de notre réflexion d'aujourd'hui est de préciser les critères sociaux, techniques et économiques permettant de définir le mode de pompage le plus approprié pour ces petites communautés rurales ou semi-urbaines :

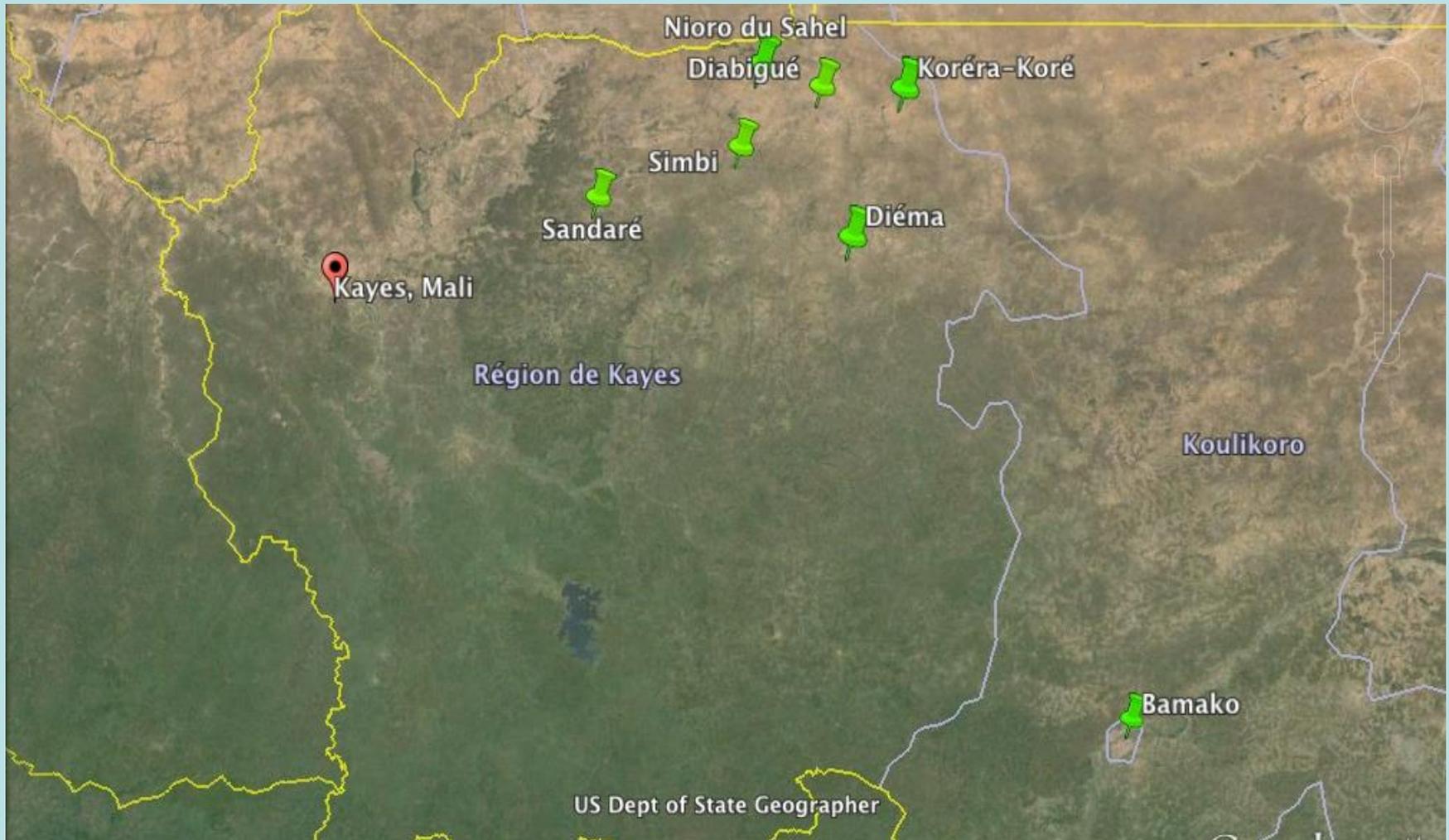
- Pompage thermique
- Pompage solaire
- Pompage mixte solaire-thermique

Principales zones climatiques



Isohyètes Nord (100mm/an) et Sud (600mm/an)

La région de Kayes



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 **jpdh Essonne-Sahel**

Comparaison qualitative (avant 2009) pompage solaire et pompage Diesel

	Solaire	Diesel
Investissement	Élevé(avant 2009)	moyen
Coût de l'énergie	nul	moyen
Durée de vie	20 à 25 ans	10000 h
Fiabilité	très élevée	médiocre
Coût maintenance	très faible	élevé
Coût d'exploitation	très faible	assez élevé
Volume de production	Déterminée par la puissance du générateur et l'ensoleillement	Proportionnel au nombre d'heures de fonctionnement
Horaire de production	de 8h à 17 h autour du midi solaire	A la demande

A- Retour d'expérience des programmes d'adduction d'eau en région de Kayes

- Le Plan régional solaire sur l'ensemble du Sahel (PRS)
- deux grands projets au Mali dans la région de Kayes
 - Le programme 21 AEP de l'AFD (thermique pur)
 - Le programme 25 AEP de KfW-GTZ (pompage mixte)

A-1- Le plan régional solaire PRS

Plus de 1000 AES à pompage solaire ont été réalisées dans le Sahel sur financement européen de 1994 à 2009

Les principaux problèmes rencontrés ont été liés:

- Au coût de la technologie photovoltaïque, incitant au vol de panneaux et induisant un coût de remplacement élevé des panneaux volés ou défectueux
- A la grande fiabilité, qui n'encourageait pas la constitution d'une épargne de renouvellement
- Au manque de formation des comités de gestion de l'eau
- Au manque de Suivi Technique et Financier
- EN 2010, 40% des réalisations n'étaient plus fonctionnelles

A-1- Le plan régional solaire PRS

Générateur solaire de Diéma installé en 1994

Puissance 3600 Wc

Production 45 m³/j

En 2011, 90% de la puissance initiale



A-1- Générateur solaire de 1200 Wc installé en 1995
En 2011, 70% de la puissance initiale
Un bel exemple de fiabilité et durabilité:



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 **jpdh Essonne-Sahel**

A-1-Le plan régional solaire PRS

Le PRS a eu un impact très structurant:

Les entreprises compétentes pour installer des AEP et en particulier des systèmes de pompage solaire sont pour la plupart dirigées par des techniciens formés à l'école du PRS

A-2- Suivi Technique et Financier au Mali- STeFi

- 1996- A l'initiative de la coopération allemande, expérimentation du STeFi sur 6 AEP
- 1998- Généralisation progressive à l'ensemble du pays sous la responsabilité de la DNH
- 2004- Privatisation du STeFi, avec recrutement de deux opérateurs par la DNH, 2AEP pour la région de Kayes et GCS-AEP pour le reste du pays

A-2- Suivi Technique et Financier- STeFi

- Un arrêté semestriel des comptes de gestion des associations d'usagers de l'eau
- Inspection technique des installations.
- Appui □ conseil et formation continue des exploitants
- Les prestations de suivi technique et financier
- Capitalisation des données d'exploitation dans une base de données et sur le site internet de 2AEP
- Edition de rapports d'audits par centre pour exploitants, autorités communales. Restitution des résultats d'audit en assemblée des usagers
- Les opérateurs de STEFI sont rétribués par les communes sur la base d'un taux forfaitaire de 20 Fcfa par m³ d'eau produit.

3. Recueil de données sur l'exploitation des AEP

a. Des niveaux de consommation d'eau variés et une moyenne régionale plutôt faible

Cercles	Nbre centres	Population	Prix moy. m3	Production moy. m3/an	Consom moy. m3/an	Consom en l/h/j
BAFOULABE	4	26 341	469 F	40 769	30 441	3
DIEMA	8	39 911	500 F	54 416	54 350	4
KAYES	25	132 081	533 F	395 496	340 125	7
KENIEBA	1	13 376	375 F	55 613	44 948	9
KITA	7	31 048	589 F	14 759	12 532	1
NIORO	17	69 942	462 F	91 947	76 241	3
YELIMANE	15	87 050	464 F	344 829	304 700	10
Totaux	77	399 748	485 F	997 829	863 337	6

Base 2AEP, données d'audit 2005 - 2009

A-3- Programme KfW-2003-2009 – audit 2009

- 25 AEP dont 22 en pompage mixte et 3 en pompage thermique (à noter, pas de pompage solaire seul)
- Prix de vente moyen 600 Fcfa/m³
- En 2009, 11 AEP en résultat négatif
- Pour 10 centres, consommation très faible < 4 l/j par habitant, ce qui menace la pérennité des AEP
- Pour ces AEP, le rapport de 2AEP recommande un usage exceptionnel du pompage thermique.
- En fait, ces AEP à faible consommation auraient du être équipées uniquement en pompage solaire

A-4-Les 21 AEP du programme AFD- 2003-2007

Pompage thermique



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 jpdh Essonne-Sahel

A-4- Audit 2009 par 2AEP du programme AFD des 21 AEP à pompage thermique

Consommation spécifique saison chaude	8,5 l/j/h
Production moyenne par centre saison chaude (premier semestre)	7300 m ³ ou 40 m ³ /j
Résultat négatif pour 11 centres sur l'année 2009	
Epargne constituée insuffisante pour le renouvellement des installations dans le cas de 11 centres	
Coût de revient moyen Prix de vente	574 Fcfa/ m ³ < 500 Fcfa/m ³

A-4- STeFi 2AEP du programme AFD

Moyenne des résultats d'exploitation sur 6 ans

Programme des 21 AEP de l'AFD - Données STeFi sur la période 2007-2013 (2AEP)						
Communes	nombre hab	consom. annuelle moyenne	conso. moyenne par jour	conso en l/j/h	résultat d'exploitation	coût gasoil et amortissement groupe
AEP au niveau de consommation annuelle > 10000 m ³ - couverture correcte des charges fixes						
Guétéma	3907	12586	34	8,8	-65	301
Diangounté-Camara	10935	21726	60	5,4	-64	310
Simby	4462	12395	34	7,6	-13	267
Diéma*	8350	62632	172	20,6	36	241
Youri	10687	32974	90	8,5	92	175
Fatao	6343	25295	69	10,9	130	163
Sandaré	3803	20247	55	14,6	157	174
Diandioumé-Kourouké-	8263	34262	94	11,4	129	148
Yérééré	5857	16757	46	7,8	157	99

A-4- Moyenne des résultats d'exploitation et coûts du pompage thermique sur 6 ans

AEP à faible niveau de production - couverture insuffisante des charges fixes						
Sans arrêt depuis 4 ans	1273	1368	4	2,9	-396	474
Kainera	2576	3015	8	3,2	-85	301
Nioro-Tougouné-Rangabé	3405	6335	17	5,1	40	262
Baniré-Koré arrêté pendant 6 mois	3864	3503	10	2,5	-10	239
Farandalla	3548	3895	11	3,0	-3	163
Gavinané	8060	8860	24	3,0	40	163
Diabigué	3108	1617	4	1,4	-23	192
Béma	5405	4079	11	2,1	95	118
Fassoudébé arrêté depuis 2 ans	4992	6093	17	3,3	70	99
Fossé Kaarta	2993	3154	9	2,9	40	76

A-4- Bilan 2007-2013 du programme AFD

- Consommation faible inférieure à 3 l/j pour 8 AEP
- Coût du pompage thermique trop élevé (> 250 Fcfa/m³) pour 8 AEP
- Difficultés de maintenance des groupes électrogènes par manque de formation et d'expérience pour la majorité des électromécaniciens et pour des difficultés d'approvisionnement de pièces détachées
- Lent apprentissage des comités de gestion et des communes à l'exercice de leurs responsabilités respectives
- La démonstration de l'intérêt du STeFi

A-4- Bilan 2007-2013 du programme AFD

- 9 AEP en résultat d'exploitation négatif avec une corrélation claire entre coût du pompage thermique et résultat d'exploitation
- Les résultats des AEP à faible niveau de consommation sont aggravés par la faible couverture des charges fixes. Les raisons de la faible consommation sont à investiguer, ressources en eau autres ou prix de vente trop élevés,...
- Une AEP est arrêtée depuis 4 ans, la pérennité de 3 AEP est menacée, l'AEP de Diéma a été sauvée par solarisation des quatre forages en exploitation.

A-5- Comptes d'exploitation AEP solaire vs AEP à pompage thermique

Éléments du Compte d'Exploitation	Koréra-Koré 2012		Simby (janvier 2010-juin 2013)	
Pompage	2 forages pompés solaire		1 forage pompé par groupe	
Consommation annuelle moyenne en m3	11394		14576	
	Fcfa	Fcfa/m3	Fcfa	Fcfa/m3
Prix de vente de l'eau		400		500
Charges liées à la source d'énergie (groupe électrogène (gasoil, maintenance, consommables))			3257557	223
amortissement groupe			1674825	115
amortissement générateurs solaires sur 20 ans	300000	26		
provision pour maintenance générateurs solaires	150000	13		
Charges liées à l'énergie de pompage	450000	39	4932482	338
Résultat d'exploitation	788784	69	-811068	-56

A-6- Analyse des difficultés rencontrées sur les AEP de ces grands programmes

Les principales difficultés rencontrées sont liées à :

- un trop faible niveau de consommation, qui ne permet pas de couvrir correctement les charges fixes :

Analyse insuffisante du besoin en eau « payante »

- un coût du pompage thermique trop élevé pour de nombreuses AEP: **Sous-estimation de l'augmentation du coût du pompage thermique dû au prix du gasoil et du coût de la maintenance**

- un coût encore élevé du pompage solaire

Le solaire n'est devenu économiquement intéressant qu'après 2009

A-6- Analyse des difficultés rencontrées sur les AEP de ces grands programmes

- La formation insuffisante des comités de gestion de l'eau pour assumer leurs responsabilités techniques et financières
- Le manque d'implication des communes dans l'exercice du contrôle des comités de gestion

A-6- Le nouveau contexte technique et économique

- Augmentation du prix du gasoil:
les prix ont augmenté de 275 Fcfa/l en 2000 à 690 Fcfa/l en 2013
- Baisse des prix des panneaux photovoltaïques,
de 10 € / Wc en 2000 à 3-4 € /Wc en 2009 et <1€ / Wc en 2013 sur le marché international

A-7- Evolution du coût du kWh solaire

Les panneaux photovoltaïques

- Sur le marché allemand, des prix de l'ordre de 0,7 € le Wc
- Une part de la production mondiale en Chine passée de 40% en 2008 à 80% en 2011. Parmi les 10 plus grands fabricants mondiaux, huit sont chinois
- Des panneaux de puissance de plus en plus importante (200 Wc à 300 Wc) développés pour le couplage au réseau, et non plus pour recharger des batteries

A-7- Les panneaux photovoltaïques

- 1- Fiabilité exceptionnelle en climat sec
- 2- Produit garanti sur 10 ans
- 3- Tenue en puissance >80% garantie sur 25 ans, avec dégradation linéaire des performances
- 4- Les installations réalisées il y a 15 ans au Sahel, garanties pour une perte de puissance inférieure à 20% en 20 ans , ont respecté cet objectif

A-6-Evolution des prix du kWh solaire et du kWh en pompage thermique de 2003 à 2013

Prix du kWh en Fcfa	Pompage solaire	Pompage thermique
2003	500	380-530
2013	120- 160	620- 820

A-7- Evolution du coût du kWh solaire

	AEP de Diéma 2013	AEP de Lakoulé 2013
Puissance du générateur solaire	3780	2150
Investissement total du champ solaire en Fcfa en 2013	7406000	2752475
dont fourniture des panneaux solaires	4536000	1418000
Coût du Wc en €	1,83	1,01
Durée d'amortissement en nombre d'années	20	20
Amortissement	370300	137624
Nettoyage de panneaux	180000	120000
Provision pour entretien et maintenance	370300	137624
Total des charges d'exploitation	920600	395248
Nombre moyen de kWh produits annuellement	5722	3255
Coût du kWh en Fcfa en 2013	161	121
Ce dernier calcul fait l'hypothèse que toute la production est consommée		
Montant de l'investissement du champ solaire et du coût du kWh en fonction du coût du Wc		
Investissement champ solaire pour un coût de 5€ de Wc en 2007-2008	15268400	8386475
Coût du kWh en 2007-2008	298	295
Investissement champ solaire pour un coût de 10€ de Wc en 2003	27666800	15438475
Coût du kWh en 2003	515	511
Calcul du coût de production d'un m³ d'eau en 2013		
Rendement pompe	0,5	0,42
HMT en m	55	30
Energie pour élever 1 m ³ de l'a HMT en Wh	300	195
coût de production d'un m ³ d'eau en Fcfa	48	24

A-7- Evolution du coût du kWh solaire

	AEP de Diéma 2013	AEP de Lakoulé 2013
Puissance du générateur solaire	3780	2150
Investissement total du champ solaire en Fcfa en 2013	7406000	2752475
dont fourniture des panneaux solaires	4536000	1418000
Coût du Wc en €	1,83	1,01
Durée d'amortissement en nombre d'années	20	20
Amortissement	370300	137624
Nettoyage de panneaux	180000	120000
Provision pour entretien et maintenance	370300	137624
Total des charges d'exploitation	920600	395248
Nombre moyen de kWh produits annuellement	5722	3255
Coût du kWh en Fcfa en 2013	161	121
Ce dernier calcul fait l'hypothèse que toute la production est consommée		
Montant de l'investissement du champ solaire et du coût du kWh en fonction du coût du Wc		
Investissement champ solaire pour un coût de 5€ de Wc en 2007-2008	15268400	8386475
Coût du kWh en 2007-2008	298	295
Investissement champ solaire pour un coût de 10€ de Wc en 2003	27666800	15438475
Coût du kWh en 2003	515	511
Calcul du coût de production d'un m³ d'eau en 2013		
Rendement pompe	0,5	0,42
HMT en m	55	30
Energie pour élever 1 m ³ de l'a HMT en Wh	300	195
coût de production d'un m ³ d'eau en Fcfa	48	24

A-8- Coût du pompage thermique

1- Les groupes installés sont surdimensionnés parce qu' au démarrage, le courant d'appel des moteurs à courant asynchrone est environ 5 fois supérieur au courant en régime établi, mais aussi parce que les groupes moins puissants avec refroidissement par air ont une durée de vie limitée au Sahel

2- Ces groupes travaillent donc à régime de charge assez faible, avec un rendement médiocre. L'énergie fournie peut tomber à environ 1 kWh par litre de gasoil consommé, alors qu'elle peut monter à 3 kWh/l à une charge de 100%

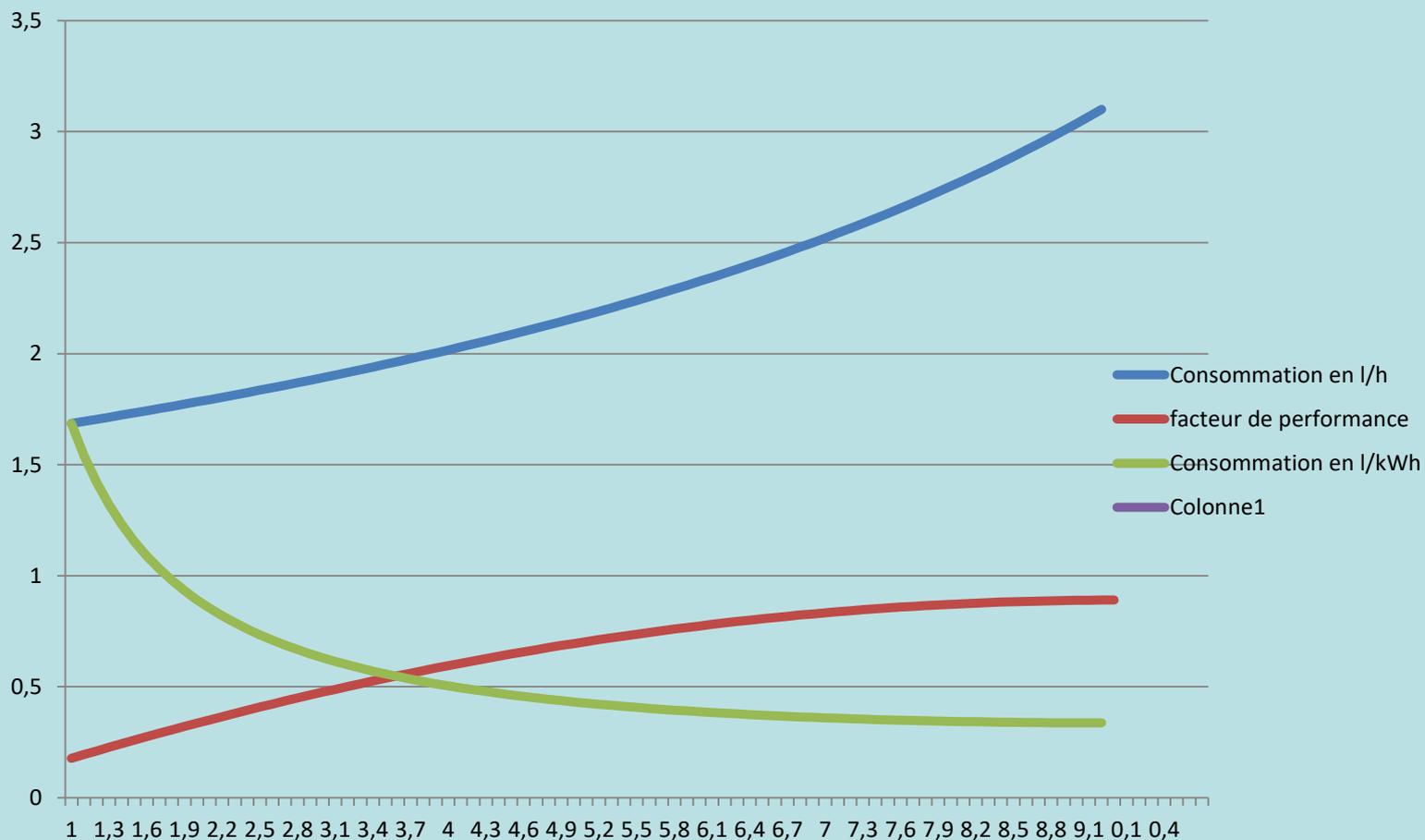
3- Définition du facteur de performance k , fonction du régime de charge:

Energie fournie par l de gasoil en kWh = $k \cdot 3,3$

A-8-Puissance pompe et groupes installés

Puissance hydraulique max de la pompe	1,1	1,5	2,2	3
Puissance tirée sur le groupe en kW	1,47	2,0	2,93	4,0
Groupe SDMO PRP en kW	T8K 5,5	T12K 8,4	T16K 11,6	T22K 16
Régime de charge	27%	24%	25%	25%
Facteur de performance	40%	33%	44%	49%

A-8- Performances du groupe T12K de SDMO en fonction de la charge



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
 AESN janvier 2014 jpdh Essonne-Sahel

A-8- Coût du pompage thermique en Fcfa/m³

1- Coût lié à la consommation de gasoil

- Energie pour élever 1m³ de la HMT avec un rendement r de la pompe: $E = 2,725 * HMT / r / 1000$ en kWh
- Un groupe de facteur de performance k produit k*3,33 kWh par l de gasoil
- La consommation en l de gasoil par m³ s'écrit donc:

$$\text{Conso (l/m}^3\text{)} = 2,725 * HMT / (k * r * 3333)$$

soit pour un coût de gasoil de Px (Fcfa/l), un coût par m³ de:

$$\text{Coût}_{\text{gasoil}} \text{ (Fcfa/m}^3\text{)} = \text{conso (l/m}^3\text{)} * Px \text{ (Fcfa/l)}$$

A-8- Coût du pompage thermique en Fcfa/m³

2- Coût lié à l'amortissement

- Montant de l'investissement Invest en Fcfa
- Amortissement sur 10000 h (recommandé par la DNH)

Taux horaire d'amortissement: $T_h = \text{Invest} / 10000$

- Pour un débit d'exploitation $Q(\text{m}^3/\text{h})$, le coût du pompage lié à l'amortissement du groupe est donc de:

$$\text{Coût}_{\text{amort}} (\text{Fcfa}/\text{m}^3) = T_h / Q$$

A-8- Coût du pompage thermique en Fcfa/m³

Prix du gasoil en Fcfa/l				690			
Rendement de la pompe				0,4			
Facteur de performance du groupe				0,4			
taux d'amortissement				550	660	800	1000
HMT en m	25	30	40	50	60	70	
Débit en m ³ /h							
4	226	243	279	314	377	412	
5	198	216	251	308	344	379	
6	180	197	251	286	322	380	
7	167	184	235	271	326	361	
8	157	175	224	276	312	347	
9	149	179	214	265	300	358	
10	143	172	221	256	312	347	
11	138	166	214	267	302	338	
12	134	161	208	260	295	330	
13	139	167	218	253	288	324	
14	135	163	212	248	283	318	
15	132	159	208	243	278	313	
16	129	156	204	239	274	309	
17	135	165	200	235	270	306	

A-8- Coût en fonction de la HMT et du débit d'exploitation

Programme des 21 AEP de l'AFD - Données SeFi sur la période 2007-2013 (2 AEP)						
Communes	conso. moyenne par jour	résultat d'exploitation	nombre de forages	débit	HMT	coût gasoil et amortissement
Youri	90	92	2	8,03	35 et 39	175
Fatao	69	130	1	8,01	32	163
Sandaré	55	157	1	8	32	186
Yérééré	46	157	1	17,7	18	99
Gavinané	24	40	2	11	29 et 32	163
Béma	11	95	1	10,7	18	118
Fassoudébé	17	70	1	10,45	23	99
Fossé Kaarta	9	40	1	17,8	18,5	76
Guétéma	34	-65	1	9,3	72	341
Sansankidé arrêté	4	-396	1	3,8	56	457
Diangounté-Camara	60	-64	2	15	110	328
Baniré-Koré	10	-10	1	5	38	224
Kaïnera	8	-85	1	5	42	306
Nioro-Tougouné-Ranga	17	40	1	5	63	262
Simby	34	-13	1	5	32	270

A-8-Coût du kWh en pompage thermique

Le coût du kWh en Fcfa s'écrit, si E est l'énergie en kWh pour élever 1m³ de la HMT

$$1- \text{Coût (Fcfa/kWh)} = (\text{Coût}_{\text{gasoil}} + \text{Coût}_{\text{mort}}) / E$$

$$2- \text{Coût (Fcfa/kWh)} = \text{Prix}(\text{gasoil}) / (k * 3,33) + T_h / (P \text{ kW} * 1 \text{ h})$$

Où P est la puissance fournie par le groupe

A-8- Coût du kWh en fonction du prix du gasoil

Groupe DMO	T8K	T12K	T16K	T22K
Investissement en Fcfa	4500000	5500000	6600000	8000000
Taux horaire en Fcfa/h	450	550	660	800
Prix du gasoil				
Puissance pompe	1,1	1,5	2,2	3
Puissance groupe	1,47	2	2,93	4
Facteur de performance	0,4	0,33	0,44	0,49
Prix du gasoil en Fcfa/l	300			
coût du kWh (gasoil)	225	273	205	184
coût du kWh (amort)	306	275	225	200
coût (Fcfa/kWh)	531	548	430	384
Prix du gasoil en Fcfa/l	690			
coût du kWh (gasoil)	518	628	471	423
coût du kWh (amort)	306	275	225	200
coût (Fcfa/kWh)	824	903	696	623

A-9- conditions nécessaires pour un pompage purement thermique

L'analyse des données d'exploitation des 21 AEP, cohérentes avec les résultats du calcul, indique que le résultat d'exploitation en pompage purement thermique peut être positif à condition que:

- la HMT soit relativement faible, inférieure à 40m environ, avec un débit d'exploitation d'autant plus grand que la HMT augmente
- **Attention: cette conclusion n'est valable que pour les configurations simples, avec au maximum deux forages par groupe. Cft. le cas des 3AEP de Diandioumé, avec 2 forages et 3 pompes de refoulement**

A-10- Politique d'Essonne-Sahel dans le domaine des AEP

A-10- Forces et faiblesses des pompes solaires et pompes thermiques analysées en 2013

- Pompage solaire

Coût faible du kWh < 150 Fcfa

Excellente fiabilité

Offre rigide définie par la puissance du générateur solaire, limitée aux heures d'ensoleillement, question délicate des « jours sans soleil » ou des jours de surconsommation (marché, fêtes, etc.)

- Pompage thermique par groupe diesel

Offre parfaitement flexible, sans le problème des jours sans soleil

Coût élevé du kWh (de 620 à 820 Fcfa/kWh) qui peut entraîner un coût de production du m³ d'eau trop élevé

Maintenance difficile à assurer

Présence nécessaire d'un mécanicien

A 10- Politique de développement des AEP adoptée par Essonne- Sahel Prix de vente de l'eau

- Pour les communautés rurales ($>5000h$), dont les activités génératrices de revenus sont peu développées, prix de vente socialement accepté < 400 Fcfa/m³
- Pour les communautés semi-urbaines ($<10000h$), dont le développement économique est plus marqué, prix de vente plus élevé < 500 Fcfa/m³

A-10- Maitrise des coûts de production et de la fiabilité

- Assurer la maitrise des coûts de production pour parvenir à un prix de vente socialement acceptable tout en permettant le renouvellement des équipements
- Assurer un niveau de fiabilité garantissant le service de l'eau, en particulier en saison chaude:
 - 48 h d'arrêt au maximum pour les communautés rurales (un seul forage, un seul château d'eau)
 - au moins 50% de la production pour les communautés semi-urbaines (plusieurs forages et châteaux d'eau)

A-10- Besoins et contraintes des communautés rurales (<5000h)

- En saison chaude, les besoins en eau domestique varient de 5l/j à 15 l/j/h en fonction du tarissement des puits
- Un taux d'arrêt de fonctionnement acceptable très faible
- (du fait du manque de compétences techniques et de l'absence de redondance, un seul forage, un seul château d'eau)
- Branchements publics par bornes-fontaines, quelques branchements administratifs, très peu de branchements privés
- Contrainte acceptable: Une distribution limitée sur une plage horaire 8h-18h
- **Un système de pompage solaire** pour permettre un prix de vente de l'eau inférieur à 400 Fcfa/m³, tout en provisionnant les ressources nécessaires à l'entretien et au renouvellement de l'équipement

A-10- Besoins et contraintes des communautés semi-urbaines (<10000h)

- Consommation de 15 à 30 l/j/h en saison chaude
- L'activité économique impose une distribution sur une plage horaire plus large (6h-24h) , qui demande des capacités de pompage en dehors des heures d'ensoleillement, donc de pompage thermique ou de couplage au réseau en plus du pompage solaire
- L'activité économique exige la permanence du service de l'eau (maintenance, pannes, absence d'ensoleillement) et donc la redondance des principaux équipements et des sources d'énergie
- **Un système de pompage mixte solaire-thermique** pour permettre un prix de vente de l'eau inférieur à 500 Fcfa/m³, tout en provisionnant les ressources nécessaires à l'entretien et au renouvellement de l'équipement

B- Éléments de dimensionnement d'une AEP

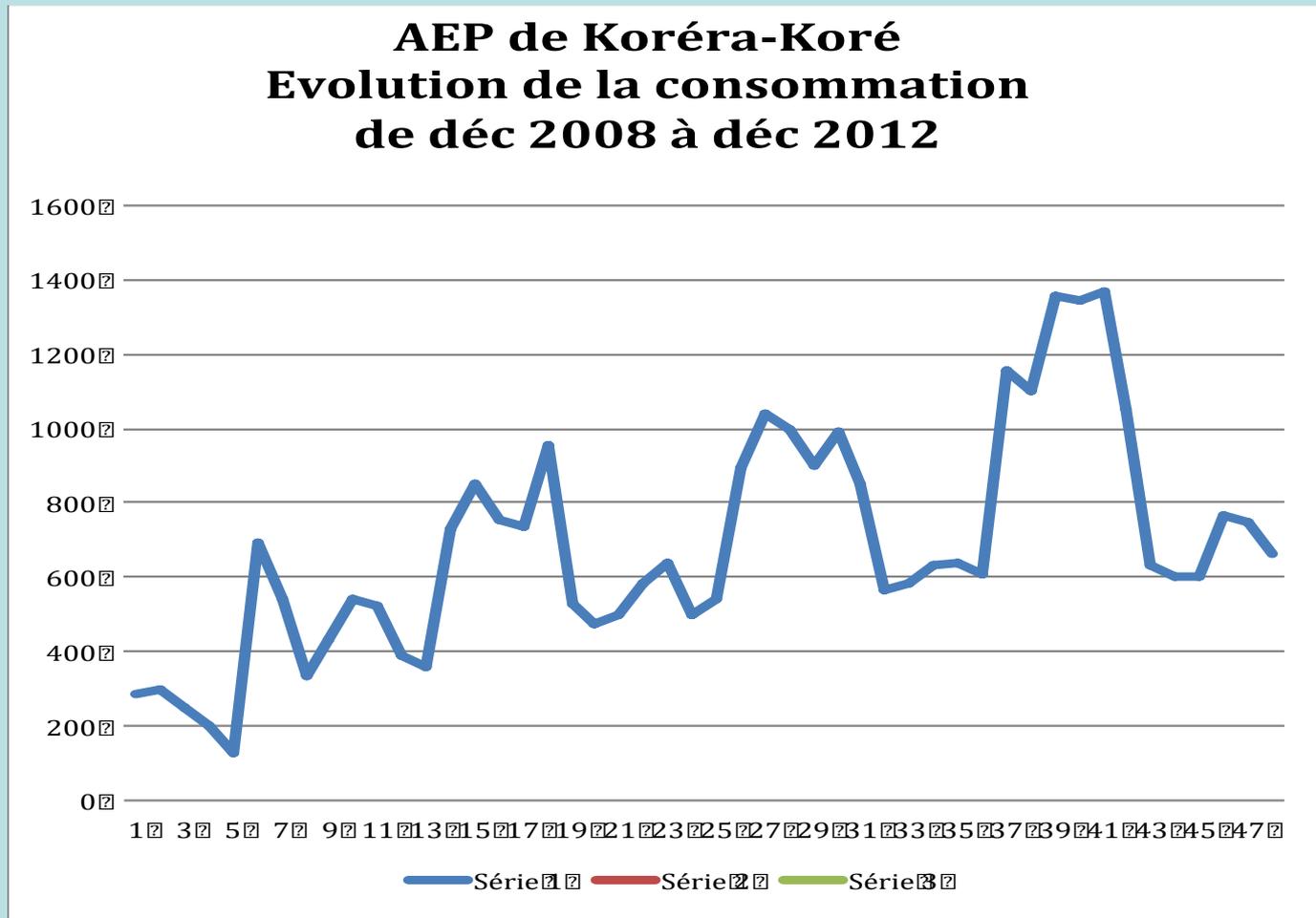
B-1- le besoin en eau

B-2- les forages

B-3- les pompes submersibles

B-4- puissance de pompage et débit

B-I- le besoin en eau



B-1- En saison chaude, complément d'approvisionnement en eau à Gakou et Baniéré-Tougouné à 7 kms de distance

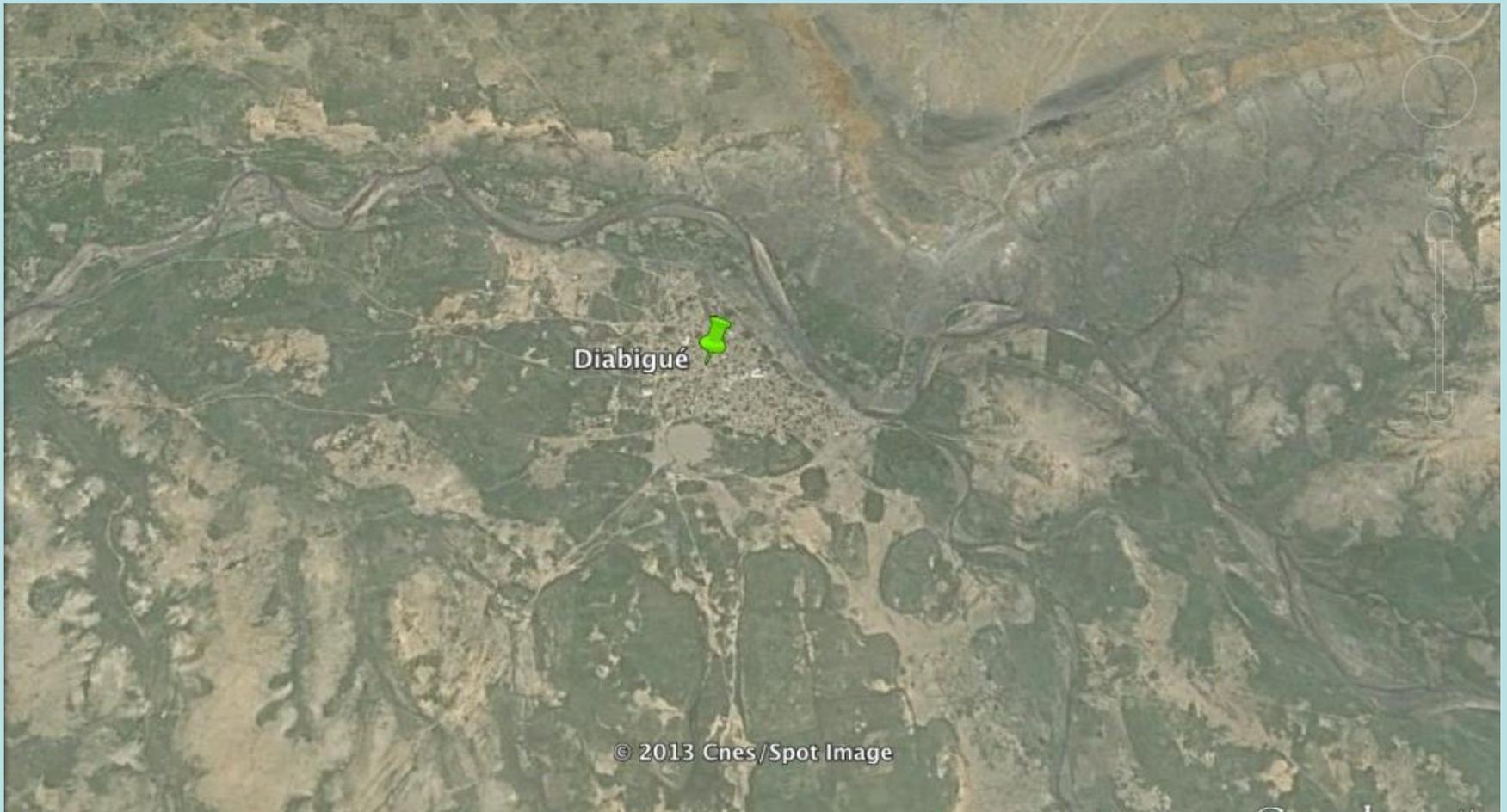


Pompes solaires et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 **jpdh Essonne-Sahel**

B-1- Comparaison des consommations d'eau de Diabigué et Koréra-Koré

- Les populations des deux villages sont très proches culturellement, ce sont des Soninkés Diawara
- La population de Koréra-Koré consomme une moyenne de 7-8 l/j par habitant, celle de Diabigué 1,6 l/j par hab.
- Les puits tarissent dès février-mars à Koréra-Koré, et les ressources les plus proches en eau sont à 7 kms. Par contre, les ressources de Diabigué en eau de surface (puits, mares) sont pérennes

B1- Les ressources en eau de Diabigué sont pérennes



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 **jpdh Essonne-Sahel**

B1- Consommation moyenne d'eau potable des AEP de la région de Kayes

- pour les communautés rurales, en fonction du degré de tarissement des ressources en eau, la consommation moyenne par habitant varie de 5l/j par habitant à 15 l/j par habitant pendant la saison chaude
- pour les communes en développement économique, la consommation peut monter de 20l/j à 30l/j pendant la saison chaude

B1- Spécification du besoin en eau

Importance des études socio-économiques

Conduire une étude socio-économique spécifique au village en analysant:

- Les ressources alternatives en eau et le degré de tarissement de ces ressources en saison chaude
- Les activités génératrices de revenu et l'aptitude payer le service de l'eau
- Le degré de sensibilisation aux maladies d'origine hydrique

Le niveau moyen de consommation d'eau domestique (eau potable, soins corporels, cuisine, lessive, petits animaux) est de l'ordre de 15l/j/hab

B1- Spécification du besoin en eau

- Déterminer l'objectif de production des premières années et vérifier sa cohérence avec les productions et consommations enregistrées dans des villages proches
- Déterminer l'objectif à 10 ans en tenant compte
 - de l'évolution démographique
 - d'une augmentation de la consommation journalière par personne. Cette augmentation sera d'autant plus grande que le potentiel de développement économique du village est grand et que la sensibilisation à la qualité de l'eau aura progressé.

B1- Erreurs à ne pas commettre

Ne pas dimensionner systématiquement une AEP aux normes de l'OMS, soit 25l/j par habitant

Le risque est en effet de surdimensionner et d'avoir une AEP déficitaire, peut-être non maintenable si le déficit dure plusieurs années

Il faut prévoir un système évolutif, dont la capacité de production peut suivre l'évolution de la demande

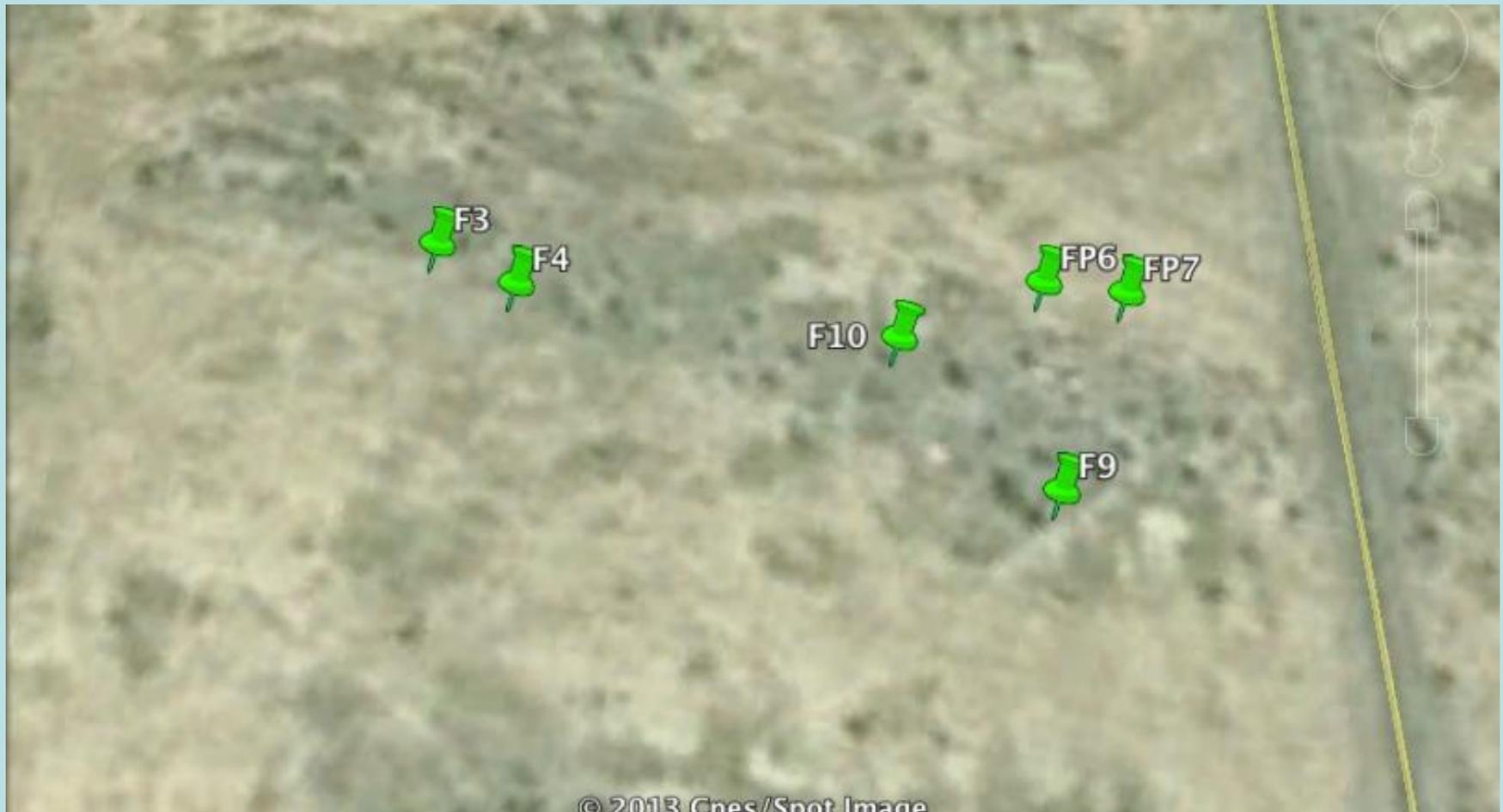
B-2- Les aquifères et les forages des cercles de Nioro et Diéma

- Aquifères discontinus à perméabilité fissurale dans des formations schisto-gréseuses et pélitiques de l'infra-cambrien et du cambrien
- Nombreuses intrusions doléritiques
- Principales venues d'eau entre 30m et 60m
- Niveaux statiques de 5 m à 25 m
- Débits maxima des forages de l'ordre de 15 m³/h
- Taux de réussite des forages après études géophysiques de l'ordre de 60%

B2- Essais de pompage

- Zone très hétérogène: à quelques dizaines de m, forages positifs ou négatifs en fonction de la proximité du forage des fractures ou fissures du socle
- des transmissivités de quelques 10^{-5} à 10^{-3} m²/s
- des ND pour les meilleurs forages de 15 à 20 m, avec régime permanent observé dans les essais de 24h.
- des forages éliminés par les essais classiques 3 paliers, mais dont une étude plus fine montre l'extension de la zone de pompage d'une région de mauvaise transmissivité à une zone de bonne transmissivité

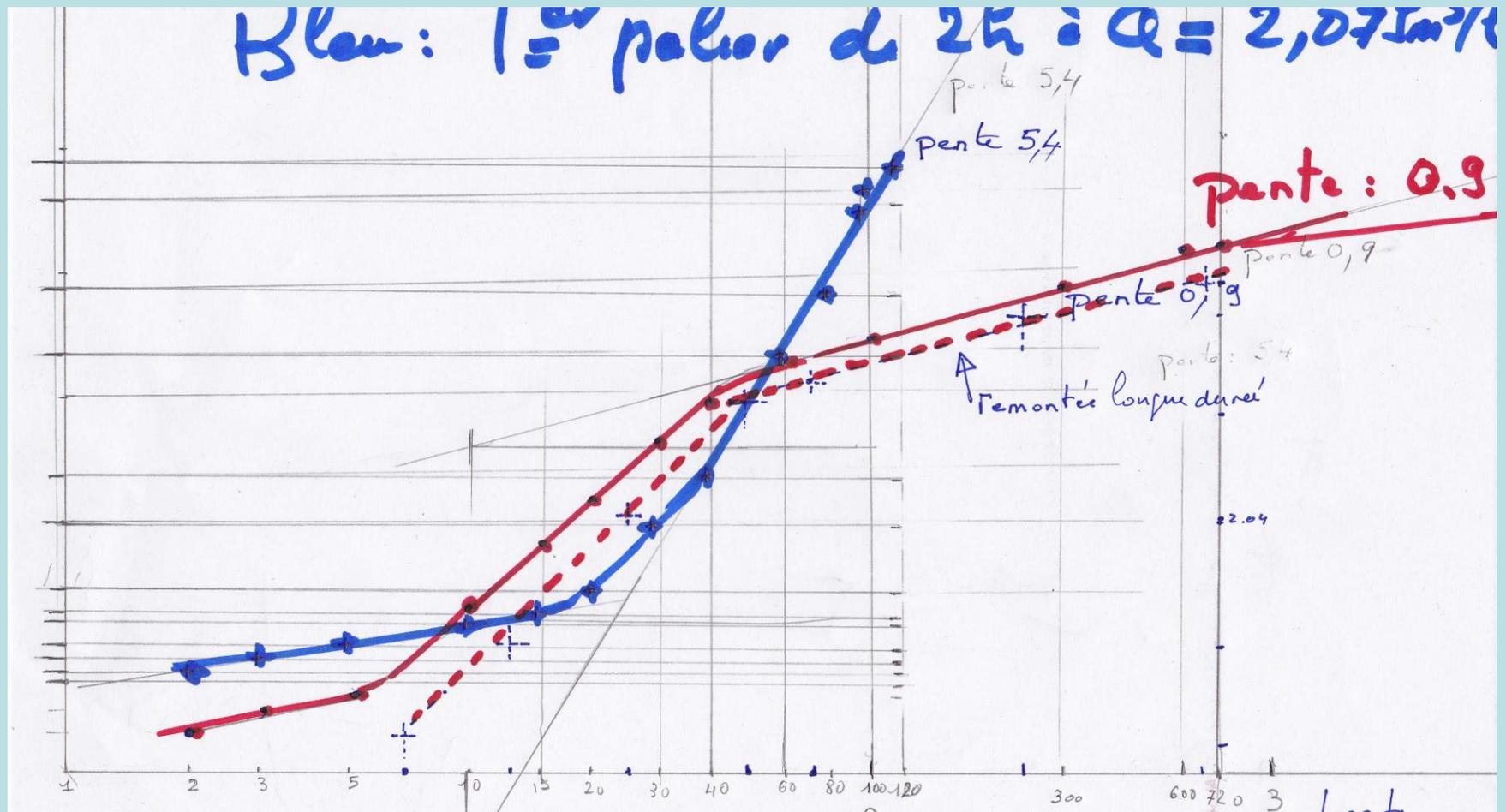
B2- Le contexte hydrogéologique de Diéma



Pompage solaire et Adduction d'eau
potable AESN janvier 2014
indh Essonne-Sahel

B2- AEP de Diéma

Essais de pompage sur forage F4

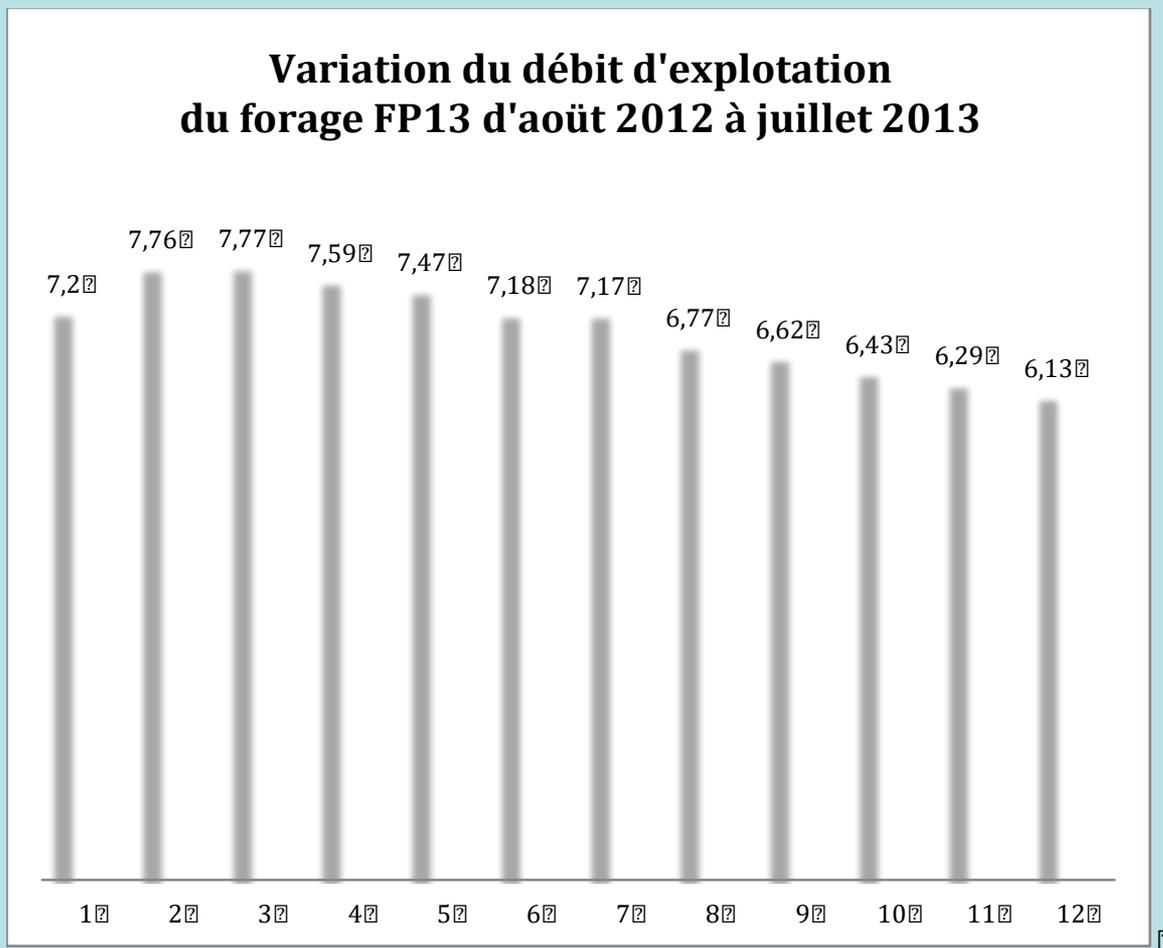


B2- Niveau dynamique

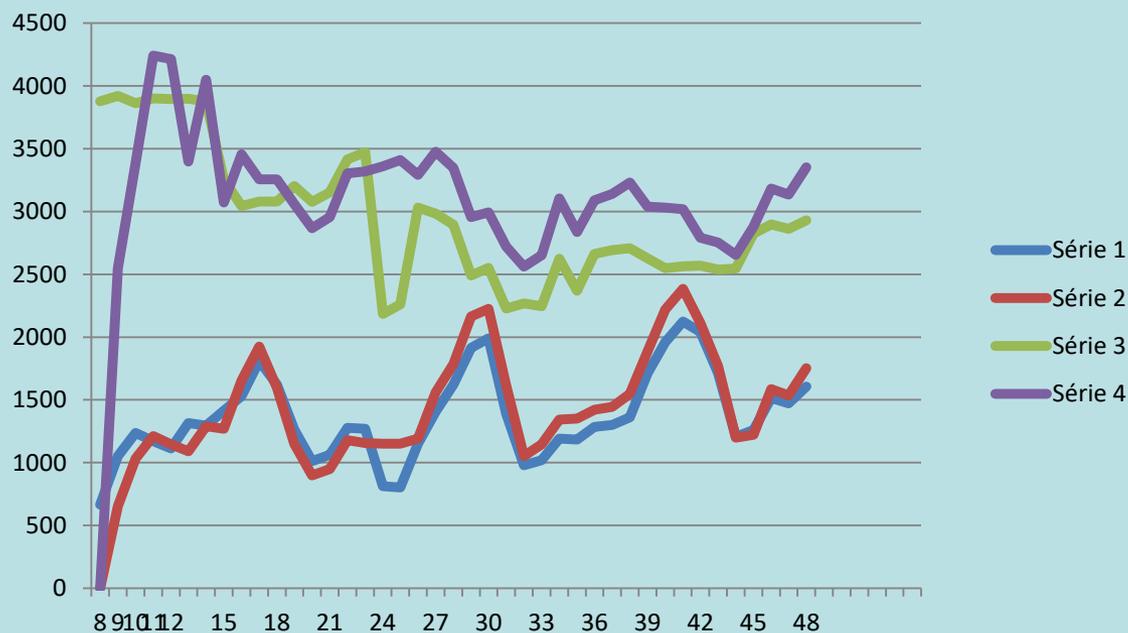
Le niveau de l'eau dans un forage dépend du débit de pompage, du débit d'exploitation quotidien et annuel de production et de la saison.

Il est indispensable que le forage ait été caractérisé non seulement par des essais de pompage classiques 3 paliers, mais aussi pour une AEP par un pompage de 24h à 48 h au niveau du débit d'exploitation envisagé

B2- Débit de pompage en fonction du niveau de la nappe- AEP de Diéma



B2- Débit de pompage en fonction du niveau de la nappe: AEP de Sandaré



B2- Hauteur manométrique totale (HMT)

A la hauteur de refoulement, somme du niveau dynamique, de la hauteur du réservoir et de la différence d'altitude des sites forage- réservoir, il faut ajouter les pertes de charge dans le circuit de refoulement, ce qui donne la hauteur manométrique totale (HMT)

Ces pertes de charge dépendent :

- a) de la vitesse d'écoulement dans le circuit, du diamètre et du matériau des conduites
- b) des vannes, compteur, dispositif anti-retour, etc. installés

B3-Les pompes submersibles

La grande innovation a été le développement des moteurs submersibles, directement couplés à l'hydraulique. Introduite il y a une vingtaine d'années par un français Guinard, elle a été industrialisée par le danois Grundfos. Pendant plus de 10 ans, ce sont les moteur asynchrone, dont la technologie est ancienne, fiable et éprouvée , qui ont été intégrés . Puis, les grands progrès réalisés dans les moteurs de petite puissance (< 4 kW)) par le développement des moteurs à courant continu sans balai ont permis à Grundfos, puis Lorentz d'introduire cette technologie dans les pompes submersibles

B3- Les pompes à moteur à courant continu sans balais

Il y a 10 ans:

Les aimants étaient sur le stator et les enroulements sur le rotor. Il fallait donc des contacts tournants assurés par les charbons, d'où des interventions fréquentes et un manque de fiabilité

Depuis 10 ans:

Les intensités d'aimantation beaucoup plus importantes obtenues avec les aimants à terre rare ont permis de réaliser des aimants moins volumineux, qu'on embarque maintenant sur le rotor, les bobinages sont donc sur le stator et les contacts tournants ne sont plus nécessaires

B3- Les pompes à moteur à courant continu sans balais

Cette technologie se développe extrêmement rapidement, en particulier pour les besoins des véhicules électriques.

Les gains en rendement sont importants. Pour les petits moteurs de puissance < 4 kW, on passe de rendement moteur de l'ordre de 75% en triphasé à des rendements supérieurs à 92% pour les moteurs DC.

Cette technologie est mise en œuvre pour les pompes submersibles par le leader mondial des pompes submersibles, le danois Grundfos, et un challenger de talent, l'allemand Lorentz, qui a pris le leadership du domaine

B3- Les pompes à moteurs à courant continu sans balais

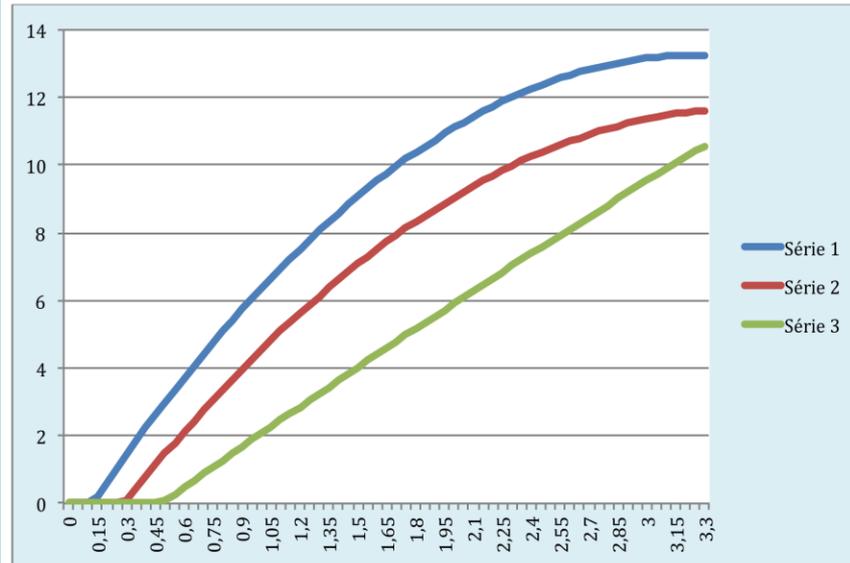
- Fonctionnement dans le domaine de puissance inférieur à 4 kW
- Ces pompes, avec des générateurs de 1000 Wc à 5000 Wc ont la capacité de produire de 20 m³ à 90 m³ par jour en fonction de la HMT
- Elles utilisent directement le courant continu des panneaux photovoltaïques, sans avoir besoin d'onduleurs comme les pompes à moteur à courant alternatif
- Leur performance supérieure permet donc de minimiser, à production donnée, la puissance du générateur
- Elles peuvent aussi utiliser , avec une électronique adaptée, le courant alternatif en provenance d'un groupe électrogène
Elles permettent donc d'assurer la production des jours sans soleil ou le complément de production de la saison chaude par un groupe Diesel

B3- Deux familles de pompes

- Les pompes centrifuges
- Les pompes volumétriques

B3- Pompe Lorentz à moteur à courant continu SJ8-15

Courbes débit-puissance paramétrées par la HMT



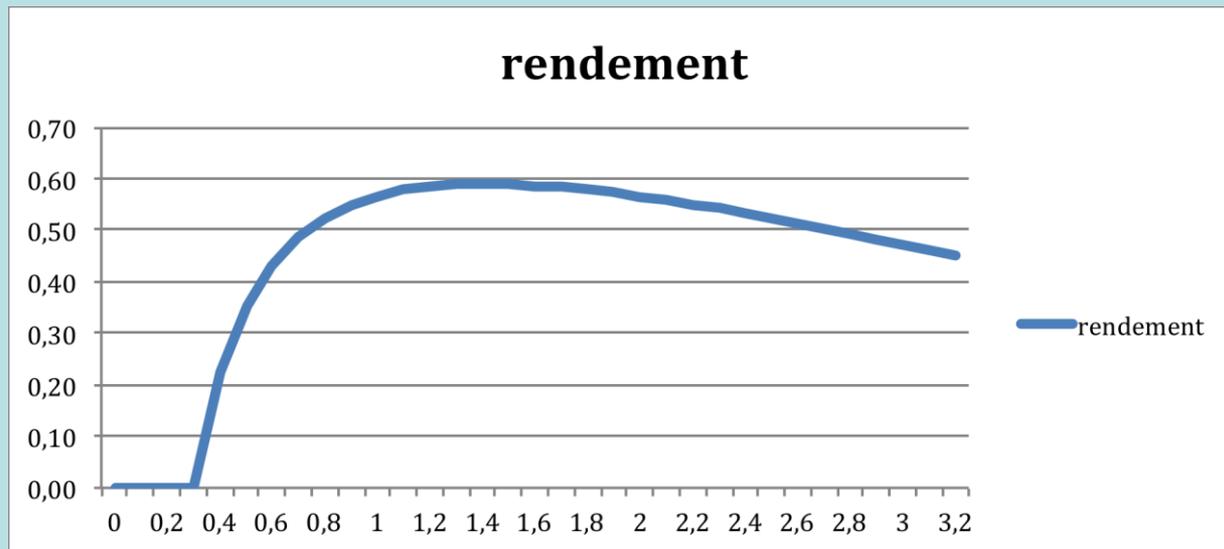
HMT : bleu (30,5m) ; rouge (45,7m) ; vert(60,6)

Calcul du rendement : $P = 2,725 * HMT * Q / r$, d'où

$r = 2,725 * HMT * Q / P$

Puissance en W	500	1000	2000	3000
HMT en m				
30,5	56,0%	52,8%	42,5%	36,5%
45,7	56,0%	56,5%	51,6%	47,1%
60,6	0	46,9%	48%	52,4%

B3- Rendement hydraulique de la pompe Lorentz SJ8-15



B-4- Puissance de pompage et débit

Energie pour élever 1m³ de 1 m:

$$E \text{ (joule)} = 1000 * 9,81 * 1 = 9810 \text{ Joule}$$

$$1 \text{ watt} = 1 \text{ J/s} \quad \text{donc } 1 \text{ Wh} = 3600 \text{ J}$$

$$E \text{ (Wh)} = 9810 / 3600 = 2,725 \text{ Wh}$$

Une puissance de 2,725 W appliquée pendant 1 h permettrait d'élever 1 m³ de 1m si le rendement était de 100%

Pour obtenir un débit horaire Q (m³/h) pour une HMT en m et un rendement de pompage r, il faut donc une puissance P en W:

$$P = 2,725 * HMT * Q / r \text{ ou } Q = P * r / (2,725 * HMT)$$

B4- Puissance de pompage et débit

Exemple de Diéma

Hypothèses:

débit de pompage: 8 m³/h au midi solaire

HMT: 52m

rendement η de pompage: 50%

$$P = 2,725 \cdot 52 \cdot 8 / 0,5 = 2270 \text{ W}$$

* Attention, ce rendement de 50% est valable pour la pompe à moteur à courant continu SJ815. de Lorentz

Le rendement des pompes classiques à moteurs à courant alternatif n'est que de 43%

C- Dimensionnement d'un système de pompage solaire

C-1- les panneaux photovoltaïques

La puissance crête d'un panneau photovoltaïque

C'est une mesure normalisée de la puissance de sortie d'un panneau, dans des conditions dites STC

Standard Test Conditions

- sous un rayonnement de 1 kW/m^2 ,
de composition spectrale bien définie
- sous une température de cellule maintenue
à 25° C

Son intérêt est de permettre de comparer les performances des différents fabricants

C-1-Puissance en sortie d'un panneau photovoltaïque

1- La puissance de sortie P est proportionnelle à l'intensité I du rayonnement tombant sur le panneau:

$$P = P_c \times I \text{ avec } I \text{ en kW/m}^2$$

2- P dépend aussi de la température de la cellule, qui dépend elle-même de la température ambiante T_a et de l'intensité I

Le laboratoire d'essais des modules photovoltaïques de l'Etat de Californie donne la formule empirique suivante:

$$T_c = T_a + 32,5 \cdot I, \text{ avec } I \text{ en kW/m}^2$$

Exemples pour $T_a = 40^\circ \text{ C}$

$I = 0,9 \text{ kW/m}^2$ $T_c = 69,25^\circ \text{ C}$ à midi en mars

C-1- Prise en compte de la température de cellule

La puissance de sortie diminue lorsque la température de cellule augmente :

- de 0,45% par ° C au-delà de 25° C pour les cellules en silicium mono ou polycristallin
- de 0,33% par ° C pour les cellules en silicium amorphe ou en tellure de cadmium

Exemple d'un Panneau de 100Wc Si mono et T_a de 35° C

$T_a=35^\circ \text{ C}$	0,1 kW/m ²	0,3 kW/m ²	0,5 kW/m ²	0,85 kW/m ²
T_c (° C)	38,25	44,75	51,25	62,625
$0,0045*(T_c-25)$	5,9%	8,8%	11,8%	16,9%
P (W)	9,4	27,3	44,1	70,5

C-1- Prise en compte des pertes

Prise en compte de pertes diverses:

- 2% pertes électriques
- 5% salissures des panneaux
- 10% à 10 ans par vieillissement des panneaux
- 20% à 20 ans par vieillissement des panneaux

Soit 7% environ en début d'exploitation, 17% à mi-vie et 27% à 20 ans

C-1- Puissance en sortie d'un module de 100 Wc à Diéma pour une Ta de 35° C à mi-vie

I en kW/ m2	0,1 kW/m2	0,3 kW/m2	0,5 kW/m2	0,85 kW/m2
P en W Ta= 35° C	9,4	27,3	44,1	70,5
P(W) Pertes 17%	7,8	22,6	36,6	58,5

C-1- Les données Nasa de rayonnement et de température

22 ans de données satellites de 1983 à 2005, à l'échelon mondial, moyennées sur des zones de 1° par 1° , pour chaque mois de l'année

<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse>

C-1- Données Nasa (1983-2005) de rayonnement à Diéma

	jan	fév	mar	avr	mai	jun	jui	août	sept	oct	nov	déc
I(kW/m2) Midi solaire	0,68	0,80	0,91	0,92	0,90	0,86	0,81	0,78	0,80	0,81	0,75	0,67
E(kWh/m2) Par jour	4,73	5,69	6,60	6,94	7,03	6,80	6,35	5,95	5,93	5,63	4,98	4,44

C-2- Générateur photovoltaïque Puissance crête et Débit quotidien

Si $p(T)$ le facteur de perte en température et p le facteur de pertes telles que le vieillissement, les salissures des panneaux, la puissance P en sortie du générateur s'écrit:

$$P = P_c \times I \times (1 - p(T)) \times (1 - p) \text{ avec } I \text{ en kW/m}^2$$

Le débit Q est égal à : $Q = P \times r / (2,725 \times HMT)$

$$Q = P_c \times I \times r \times (1 - p(T)) \times (1 - p) / (2,725 \times HMT)$$

Le débit quotidien s'obtient en sommant sur toute la journée

Difficultés:

le rendement de pompe dépend du débit et les pertes en température

C-6- Calcul approché

- On retient un rendement moyen constant r_m
- On prend un coefficient de perte en T constant $p_m(T)$

Le débit quotidien Q_d en m^3/j s 'écrit alors en fonction du rayonnement quotidien I_d en kWh/m^2 :

$$Q_d = P_c \times I_d \times r_m \times (1 - p_m(T)) \times (1 - p_d) / (2,725 \times HMT)$$

C-6- Dimensionnement rapide

On peut réécrire la formule précédente sous la forme:

$$P_c = 2,725 \times Q_d \times HMT / (Rend \times I_d) = 2,725 \times P_{hydr} / (Rend \times I_d)$$

Q_d = débit quotidien souhaité en m^3/h , HMT en m

P_{hydr} puissance hydraulique en m^4/h

I_d énergie solaire reçue quotidiennement en kW/m^2

$$Rend = r \times (1 - p(T)) \times (1 - p(d))$$

Rend est un facteur de rendement global prenant en compte le rendement moyen de la pompe r et les pertes de puissance relative des panneaux liée à la température $p(T)$ et à des sources de pertes diverses $p(d)$

C-6- Rendement global

- Coefficient moyen en température: pour le Sahel, il faut prendre un coefficient moyen en température de 0,1
- Coefficient de perte: il faut prendre le coefficient moyen prenant en compte le vieillissement des panneaux à mi-vie et les pertes diverses, soit 17 %
- Rendement de pompe moyen: de 40% à 50%
- **Le rendement global est de 0,3 à 0,35 avec ces hypothèses**

C-6- Estimation rapide de la puissance crête d'un générateur solaire

?									
Intensité de rayonnement moyen quotidien en kWh/m ²					5,7	Rendement pompe	Pertes en T	Pertes	
						0,30	0,4	0,1	0,17
HMT en m	Débit en m ³ /h								
	20	30	40	50	60	70	80	90	100
20	640	960	1280	1600	1920	2240	2560	2880	3200
30	960	1440	1920	2400	2880	3360	3840	4320	4800
40	1280	1920	2560	3200	3840	4480	5120	5760	6400
50	1600	2400	3200	4000	4800	5600	6400	7200	8000
60	1920	2880	3840	4800	5760	6720	7680	8640	9600
70	2240	3360	4480	5600	6720	7840	8960	10080	11200
80	2560	3840	5120	6400	7680	8960	10240	11520	12800
90	2880	4320	5760	7200	8640	10080	11520	12960	14400
100	3200	4800	6400	8000	9600	11200	12800	14400	16000

C-7-Calcul du débit quotidien- Logiciel Essonne-Sahel et logiciel Lorentz

Un calcul plus précis est possible si on dispose des données suivantes:

- Variation de la température et du rayonnement solaire en fonction de l'heure
- Variation du débit de la pompe en fonction de la puissance et de la HMT

Les logiciels développés par Lorentz (Essonne-Sahel) mettent en œuvre ce calcul pour les pompes de Lorentz (les pompes les plus utilisées de Lorentz et Grundfos)

D- AEP de Koréra-Koré et Lakoulé

D-1- AEP solaire de Koréra-Koré

1994-2006: Système solaire PRS (1200 Wc) alimentant un réservoir de 15 m³ en béton surélevé de 1,50m.

Capacité initiale de production de 22 m³/j, tombé à 15 m³/j en 2007, remis à niveau en juin 2010 avec une pompe de nouvelle génération donnant une production de 22 m³/j avec une puissance tombée à 70% de la puissance initiale.

2006: Mise en service d'une AEP avec pompage thermique

(objectif 5 m³/h) avec château d'eau de 15 m³, à 12m du sol, 8 B-F et 4 branchements privés. Grande satisfaction de la population, mais graves difficultés de maintenance du groupe en saison chaude 2007 et quasi-refus du comité de gestion de l'eau de régler les approvisionnements en gasoil. Arrêt sur panne groupe en saison froide 2007 . Décision en début 2008 d'alimenter le château d'eau par le PRS

2009: Réalisation d'un nouveau forage , avec un générateur solaire de 1750 Wc, alimentant le château d'eau, d'une capacité de production moyenne de 28 m³/j

D-1- Compte d'exploitation 2012 de l'AEP à pompage solaire de Koréra-Koré

AEP de Koréra-Koré: Eléments du Compte d'exploitation 2012		
Consommation totale en m³	11394	
	Fcfa	Fcfa/m ³
Produit des ventes	4443660	390
Charges		
Rétribution des fontainiers	820368	72
Salaires, indemnités des membres du Co	432972	38
Frais de gestion	125334	11
Frais d'entretien du réseau de distributi	216486	19
Contrats de maintenance de 2 pompes	398790	35
Montant des impayés fontainiers, mair	455760	40
Variation de la caisse	1993950	175
amortissement générateurs solaires sur	300000	26
amortissement pompes sur 17 ans	428500	38
amortissement bornes-fontaines sur 15	326666	29
provision pour maintenance générateur	150000	13
Résultat d'exploitation	788784	69

D-1- Commune de Koréra-Koré

Evolution du coût de réalisation de générateurs solaires

Village de Koréra-Koré- 2009

Générateur de 1750 Wc

Coût des panneaux: 2500 Fcfa le Wc

Coût du générateur: 5 900 000 Fcfa



Village de Lakoulé-2013

Générateur de 2150 Wc

Coût des panneaux: 650 Fcfa le Wc

Coût du générateur: 2 750 000 Fcfa



Pompage solaire et Adduction d'eau potable

AESN janvier 2014

jpdh Essonne-Sahel

D-2- AEP de Lakoulé- Besoin quotidien en eau

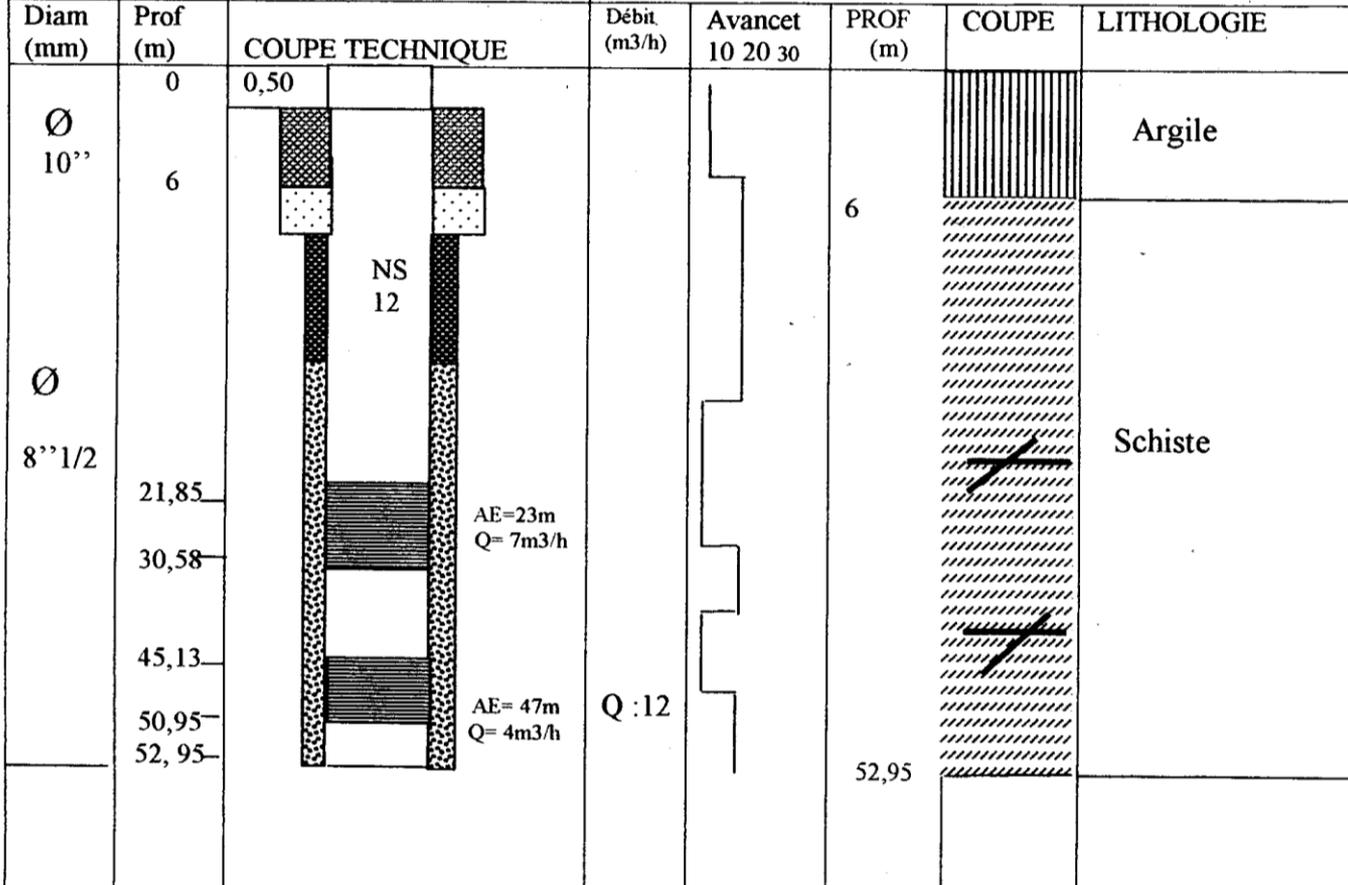
taux d'accroissement RGP 2009	0,026		
Taux de pertes de distribution	0,05		
Taux de perte de production	0,05		
??	2012	2022	2032
Taux d'accroissement	1	1,293	1,67
Consommation AEP en l/j par habitant	15	22,5	30
Consommation en l/j par élève	10		
Consommation en l/j par lit	100		
population	3018	3902	5040
élèves	277	358	463
nombre de lits du dispensaire	10	13	17
consommation de la population en m ³ /j	45,3	87,8	151,2
Consommation des élèves	2,8	3,6	4,6
Consommation dispensaire	1,0	1,3	1,7
Consommation quotidienne Qc en m³/j	49,0	92,7	157,5
Distribution quotidienne Qd en m³/j	51,5	97,3	165,4
Production quotidienne Qp en m³/j	54,1	102,2	173,6

D-2- Circuits de distribution



(m)	Nature : ---PVC Ø intérieur : 150 mm Ø extérieur : 165 mm	Entreprise : COVEC-MALI Région : KAYES
Forée : 52,95		Commune : Koréra Koré
Equipée : 52,95	Longueur plein : 35,95m	Date : du 22 au 23 /12/ 2011
Alt : 6 m	Longueur crépine : 17,46 m	Implantation géophysique : N 15°04'51'' W° 08°51'43''
Roche : 46,06 m	Ouverture crépines : 1mm	

Débit de fin de foration : 12 m3 /h	Alésage : Oui	Développement : Débit 12 m3/h Durée : 30 mn Eau claire
	Gravier filtre Nature : siliceux Granulométrie : 2 3mm	Observations : Forage productif



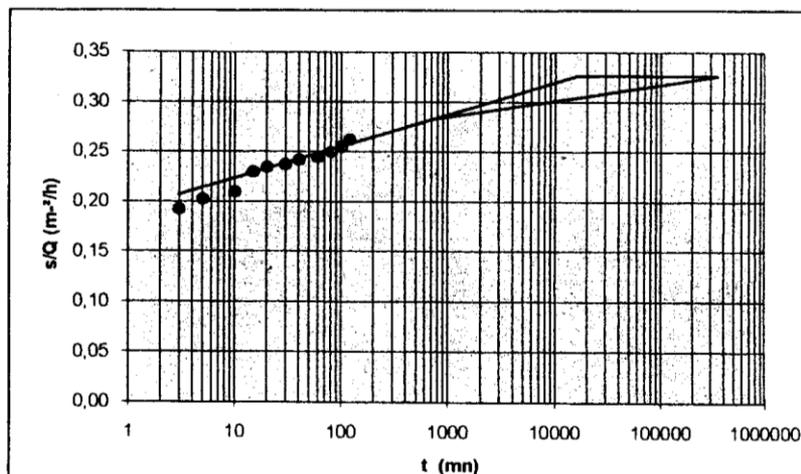
D-2- Dépouillement des essais de pompage

Estimation du rabattement maximum (s max)

Données forage		Données hydrogéologiques		Conditions en fin d'été	
Profondeur totale	: 52,95 m	Profondeur V.E. principale	: 22 m	Niveau d'été an. essai	: 15,78 m
Profondeur tubée	: 52,95 m	Epaisseur altérites	: 6 m	Niveau dynamique max.	: 21,85 m
Profondeur crépine sup.	: 21,85	Débit développement	: 12 m ³ /h	Rabattement max	: 6,07 m

Interprétation par la méthode normalisée du C.I.E.H

Courbe Essai-Exploitation Extrapolation des données du palier 1	
Débit :	4,00 m ³ /h
Droite de Jacob	
$d s/Q =$	0,03184104 m ⁻² .h
$T =$	1,60E-03 m ² /s
Rabattements extrapolés	
à 12h =	1,13 m
à 8mois =	1,30E+00 m
(cycle 12h/j)	



Caractéristiques du puits ($s/Q = AQ + B$)

Courbes caractéristiques

D-2- Analyses physico-chimiques

Naves		MORO		Korera Kore		Covec-Mall	
Paramètres		Résultats		Paramètres		Résultats	
Température °c				PH	7,89	Mat Sol Totales (105° C) mg/l	713,79
Couleur UCV	12			Cond (25°) µs /cm	941	Mat en Suspens (105° C) mg/l	
Turbidité UNT	1			Dureté mg/l Caco ₃	296	Mat en Susp Vol (105° C) mg/l	
				Alcalinité mg/l Caco ₃	187		
				OH ⁻			
				Acidité			
Calcium mg/l Ca ²⁺	105,17			Carbonates CO ₃ ²⁻		Nitrates mg/l NO ₃ ⁻	60,24
Magnesium mg/l Mg ²⁺	8,11			Bicarbonates mg/l HCO ₃ ⁻	227,95	Fluorures mg/l F ⁻	0,556
sodium mg/l Na ⁺	82			Sulfates mg/l SO ₄ ²⁻	22,98	Iodures mg/l I	
Potassium mg/l K ⁺	2,5			Chlorures mg/l Cl ⁻	35,35		
Fer mg/l Fer ⁺²	0,025			Manganèse mg/l Mn		Silice mg/l SiO ₂	
Aluminium mg/l Al				Cuivre mg/l Cu ²⁺		Zinc mg/l Zn	
Fer Total				Argent Ag mg/L			
NH ₄ ⁺							
Nickel mg/l				Azote ammoniacal mg/l N		Ortho phosphates mg/l	
Oxygène dissous mg/l O ₂				Nitrites mg/l NO ₂		Phosphore total mg/l	
% Saturation O ₂ dissous				Azote kjeldahl mg/l		Phosphore Hydro mg/l	
DBO5 mg/l				Cyanures mg/l CN ⁻		Sulfures mg/l S	
DCO mg/l				Arsenic mg/l As		Cyanure total mg/l	
Plomb mg/l Pb				Cadmium mg/l Cd		Indice de Ryznar	6,49

AEP de Lakoulé- calcul de la HMT

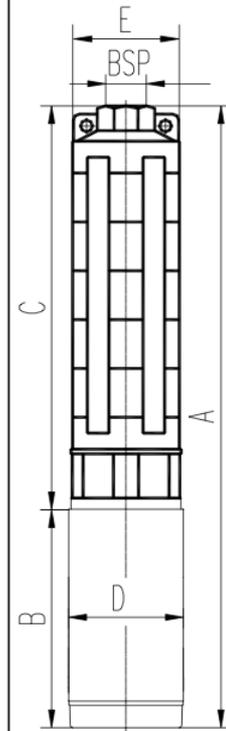
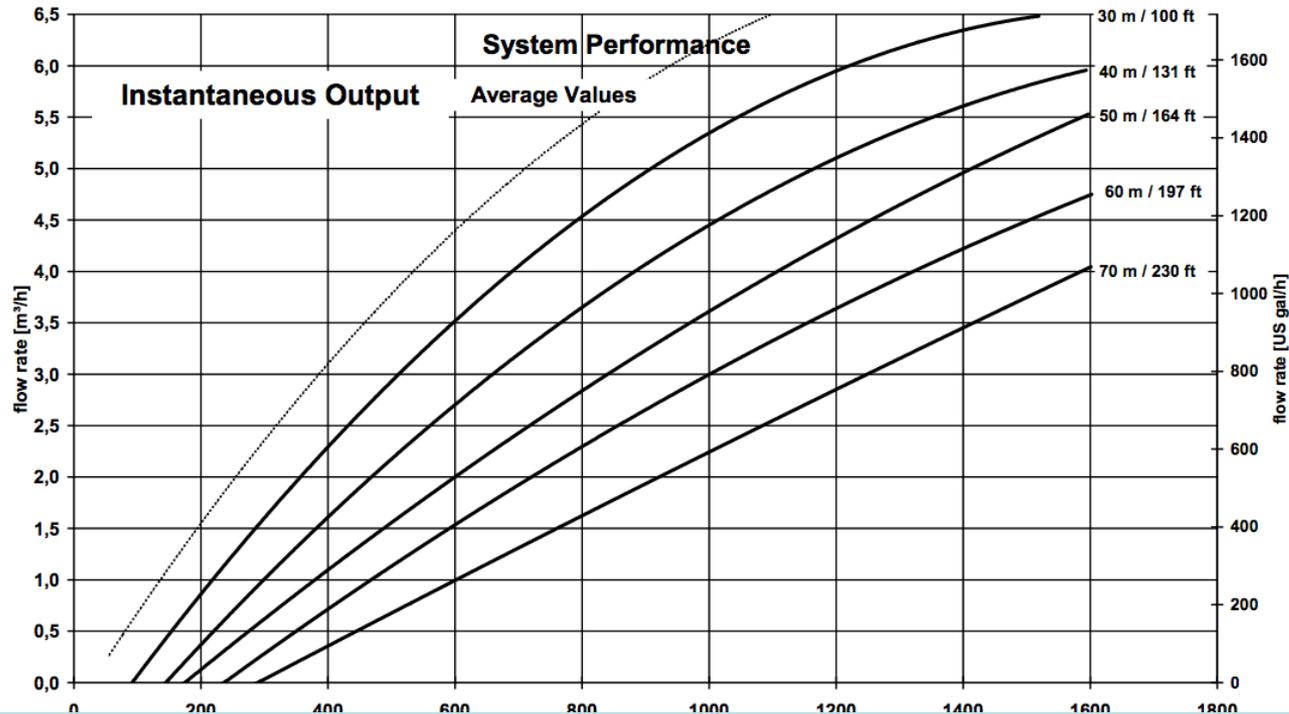
Débit d'exploitation en m^3/h	5	7	10
Différence d'altitude	0,5	0,5	0,5
Hauteur point haut réservoir	13	13	13
ND à 8 mois	13,97	14,61	15,58
Circuit de refoulement en DN75 461m	0,52	0,95	1,80
Pc circuit de refoulement Eau à 30°C*	0,52	0,95	1,80
Pc singulières (vannes, compteur, coudes, ventouse, etc.)	0,5	1	2,5
HMT à 8 mois	28,49	30,06	33,38

D-2- Pompe SJ5-12



PS1800 C-SJ5-12 (Item No. 1163) for Solar Operation

(Solar generator: Nominal voltage 72 to 96 V DC, open circuit voltage max. 200V DC)



Pompage solaire

Données de température et de rayonnement Nasa: mars

Pompe Lorenz SJ5-12 HMT en m 35

Puissance crête du générateur 2150 pertes en %: 7

Heure	Ta	I nasa	Tc	delta P en%	P en W	P après pertes	Débit	Rendement pompe
6.13	17,90	14	18,36	-2,99	31	29	0,00	0,00
7.13	19,20	194	25,51	0,23	417	387	1,90	0,47
8.13	21,30	427	35,19	4,58	877	815	4,27	0,50
9.13	23,80	647	44,84	8,93	1268	1179	5,58	0,45
10.13	26,20	817	52,75	12,49	1537	1430	6,11	0,41
11.13	28,60	918	58,44	15,05	1677	1560	6,27	0,38
12.13	30,80	946	61,56	16,45	1700	1581	6,28	0,38
13.13	32,40	899	61,63	16,48	1615	1502	6,21	0,39
14.13	33,20	781	58,57	15,10	1425	1325	5,93	0,43
15.13	33,50	597	52,90	12,55	1122	1044	5,17	0,47
16.13	33,20	370	45,21	9,10	722	672	3,57	0,51
17.13	32,90	140	37,45	5,60	284	264	1,05	0,38
18.13	31,80	1	31,84	3,08	2	2	0,00	0,00

Production journalière en m3 **52,18**

Energie journalière disponible en sortie de générateur Wh 11802

Energie théorique pour élever la production journalière Wh 4977

Rendement du pompage 42,17%

Irradiation journalière NASA sur le plan du générateur Wh/m2 6758

Ta Température ambiante, Tc Température de cellule, $Tc = Ta + 0,0325 * I \text{ nasa}$

delta P : perte de puissance en % dû à l'augmentation de température des cellules PV
(la perte typique est de 0,45% par °C au-dessus de la température usine Tu)
delta P = 0,45% * (Tc - Tu)

P : Puissance disponible en fonction de l'irradiation et de la température:
P = Pc * I nasa / I usine * [1 - 0,45(Tc - Tu)]

I usine: rayonnement de 1000 W de composition spectrale précisément définie
Pc est mesurée sous le rayonnement I usine

$Q(m^3/h) = a + b * P + c * P * P (kW/m^2)$ **-1,02** **8,48** **-2,44** **6,50**

D-2- AEP de Lakoulé

Mise en service- juin 2013



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 **jpdh Essonne-Sahel**

D-2- Coûts de réalisation de l'AEP de Lakoulé

• Etudes	5400 €
• Pompages pour études nitrates	4625 €
• Assistance à la maîtrise d'ouvrage	3050 €
• Contrôle et suivi	3200 €
• Pompage solaire	7279 €
• Château d'eau	17956 €
• Circuits de distribution	16784 €
• Bornes-fontaines et branchements	7619 €
• Local technique et de gardiennage	4614 €
• Electrification du local	2634 €
• Traitement des eaux par chloration	2286 €
• Valorisation du travail villageois	3432 €
• Total réalisation	62604 €
• Total Projet	78869 €

D-3- Nombre d'habitants potentiellement desservis par un seul forage solaire

Population desservie par un seul forage en pompage solaire									
débit d'exploitation du forage au midi solaire en m ³ /h		3	4	5	6	7	8	9	10
potentiel moyen de production en m ³ /j		21	28	35	42	49	56	63	70
consommation saison chaude	l/j								
bas-fonds et puits non taris	5	4200	5600	7000	8400	9800	11200	12600	14000
bas-fonds sans eau, puits profonds non taris	10	2100	2800	3500	4200	4900	5600	6300	7000
les puits sont taris en saison chaude	15	1400	1867	2333	2800	3267	3733	4200	4667

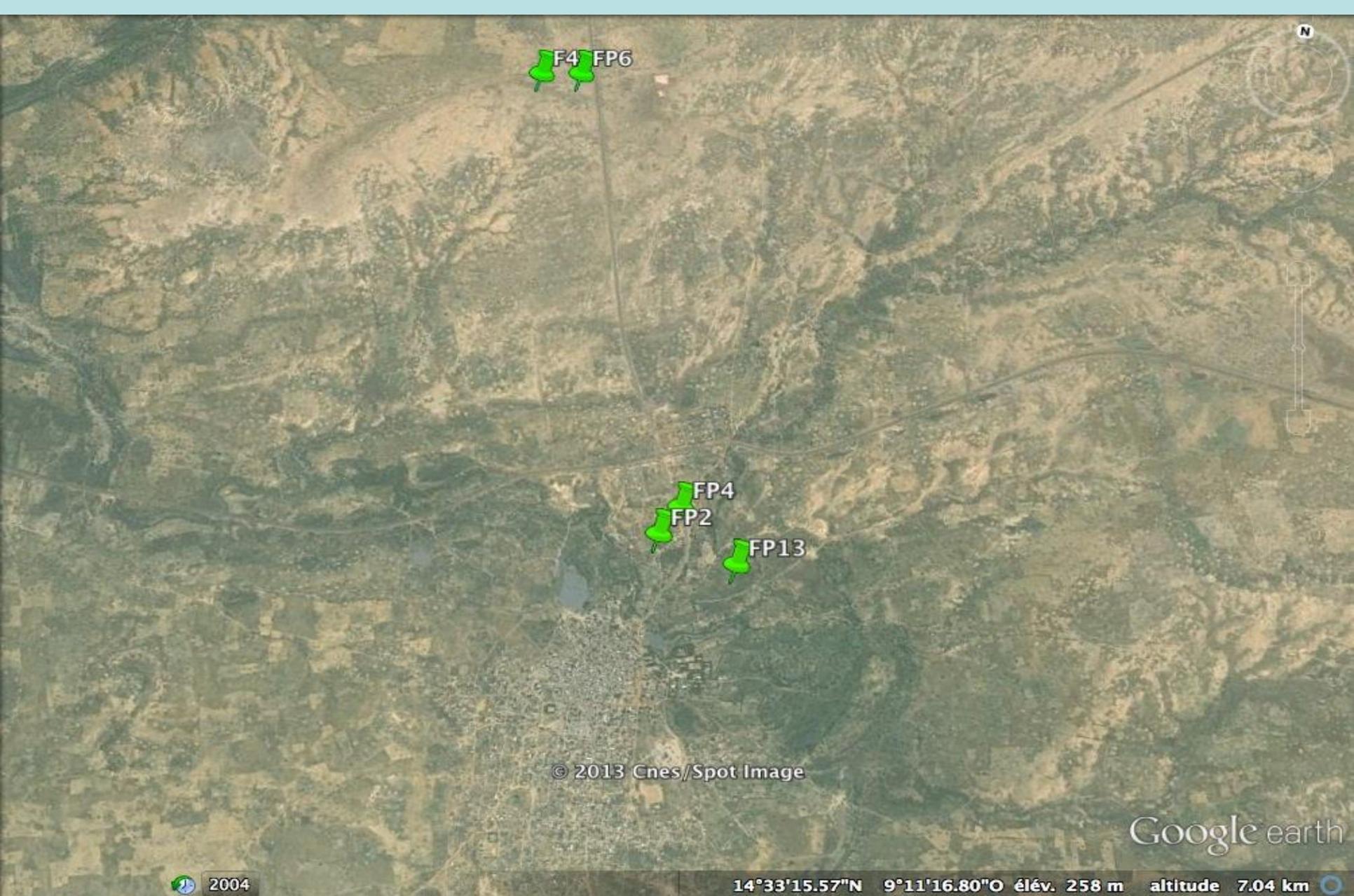
E- Pompage Mixte- AEP de Diéma

E-1- Consommation d' un centre semi-urbain en plein développement économique, Diéma

Diéma est une petite ville de 8000h , au carrefour des axes routiers Bamako-Dakar et Bamako- Nouakchott
La consommation à partir de l' AEP varie de 20 l/j pendant la saison froide à 30 l/j pendant la saison chaude, limitée par la capacité de production en avril, mai et juin, soit 240 m³/j.

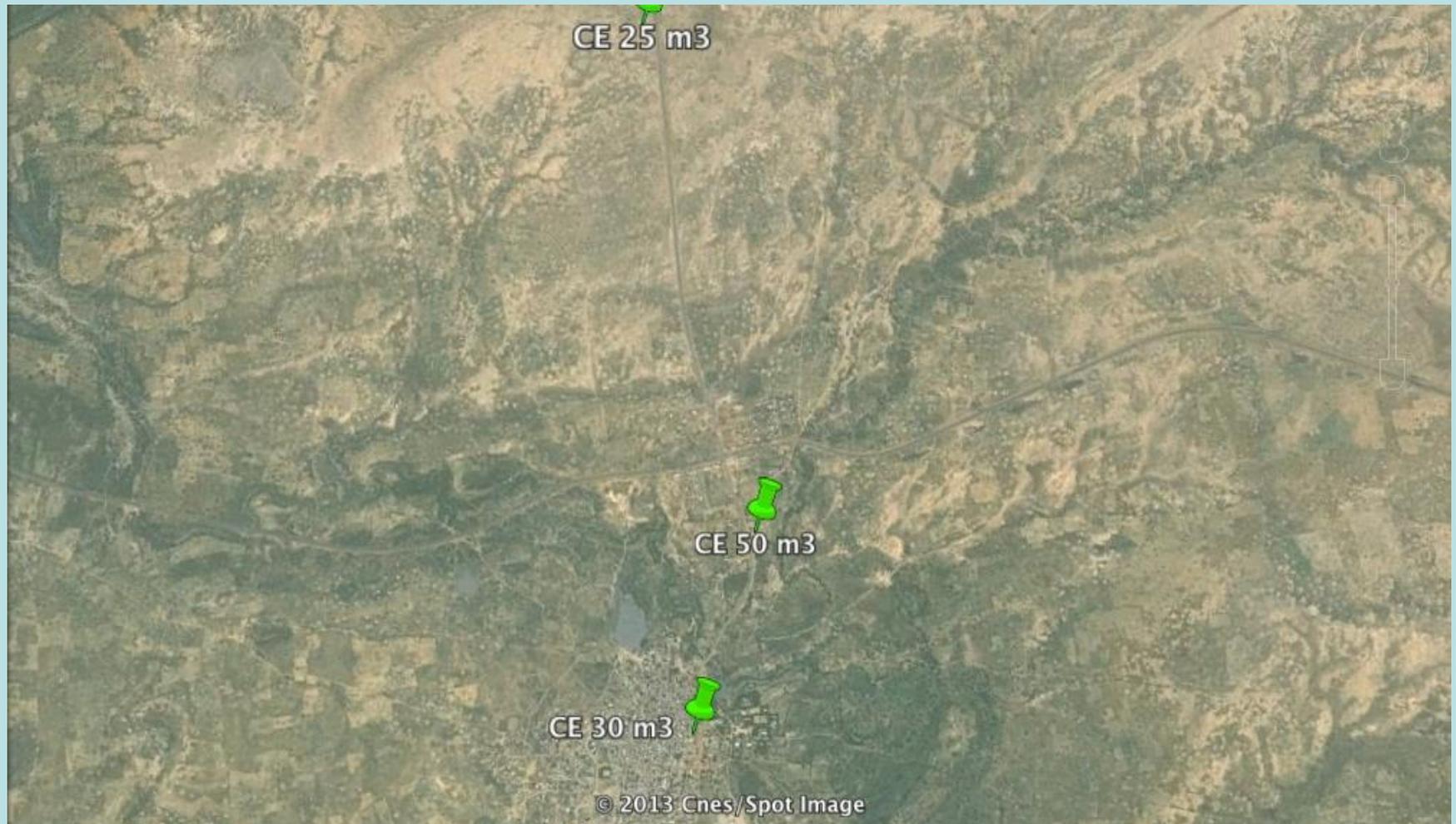
Le développement est freiné par le manque d' eau pendant les mois les plus chauds

L' activité économique est le moteur de la consommation, le frein du manque de ressources n' est plus dominant



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 jpdh Essonne-
Sahel

Châteaux d'eau de l'AEP de Diéma



Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 **jpdh Essonne-Sahel**

E-3- AEP de Diéma- Suivi technique et financier après arrêt du PRS solaire en début 2010

AEP de Diéma: Données du suivi technique et financier(STEFI)		
prix de vente de l'eau	500 Fcfa/m3	
Période	janv 2010-juin 2012	juillet 2012-juin 2013
production en m3	182281	79470
vente en m3	170517	71282
consommation de gasoil en l	56895	15870
consommation en l/m3	0,31	0,20
charges techniques groupe	en Fcfa/m3 produit	
gasoil	183	
amortissement	83	
consommables et entretien	55	
total charges techniques groupe	321	
charges techniques hors groupe	25	
salaires, indemnités, frais de gestion	62	
divers (impôts, logistique, formation)	11	
Stefi	21	
provision pour impayés	62	
total des charges hors groupe	181	
total des charges	502	
produits d'exploitation		
vente de l'eau en Fcfa/m3 produit	438	
reprise d'impayés	0	
résultat d'exploitation	-64	

E-2- AEP de Diéma- Coût de production en pompage thermique du forage FP13

AEP de Diéma- Forage FP13- Calcul du coût du pompage thermique lié à la consommation de gazoil et à l'amortissement			
I- Calcul de la Hauteur Manométrique Totale		II- Performance de la pompe	
Débit moyen d'exploitation en m ³ /h	7,3	Marque Grundfos	
Niveau dynamique en pompage 20h/24h en m	35	type SP8A-12	
Hauteur point de refoulement réservoir en m	16	Puissance hydraulique en kW	1,68
Différence d'altitude forage-réservoir en m	0	Rendement hydraulique	0,575
Distance forage-réservoir en m	500	Rendement moteur	0,75
Diamètre conduite de refoulement en mm	110	Rendement global pompe	0,43
Perte de charge en m	0,67	Puissance tirée par la pompe en kW	2,24
HMT en m	51,67		
III- Performance du groupe		IV- Energie E2 pour élever 1 m ³ de la HMT	
Marque Génélec 16kVA moteur Hatz 2 cylindres		$E2 = 1000 * 9,81 * HMT / \eta$	1175380
PRP en kW	12,8	$E2 = 1000 * 9,81 * HMT / \eta * 3600$	326
Régime de charge	0,175		
Facteur de performance k	0,4	V- Consommation C de gazoil pour élever 1 m ³ de la HMT	
Energie E1 fournie par le gazoil consommé en Wh/l	1333	$C = E2 / E1$	0,24
$E1 / l = k * 3333$			
VI- Coût en gazoil pour élever 1 m ³ de la HMT		VII- Amortissement	
Coût du gazoil en Fcfa	690	Montant de l'investissement du groupe en Fcfa	660000
		Durée de vie moyenne des groupes en an	10000
		Taux horaire d'amortissement	660
Coût en gazoil (Fcfa/m ³)	169	Coût de l'amortissement par m ³ pompé	90
Coût du pompage thermique lié à la consommation de gazoil et à l'amortissement en Fcfa/m ³			259
Prix de revient du kWh en Fcfa hors entretien, maintenance et salaire de l'électromécanicien			794

AEP de Diéma- Objectifs de réduction des coûts de production par pompage mixte

AEP de Diéma- Projets de diminution des coûts de production liés à la génération de l'énergie électrique							
Projet Eau 2010-2012 (Exécuté en 2012- début 2014)							
		FP4	FP2-PRS	FP13	FP6		
		solaire	solaire groupe	solaire groupe	solaire groupe	m3	Fcfa
Avant mise en service du FP2-PRS de janvier 2010 à mars 2012	coût de production en Fcfa/m3	50	50	260	370	production totale	coût moyen de production
	production en m3/j	18	0	140	80	238	281
Etape 1- Pompage solaire de haute performance sur le forage FP2							
De mars 2012 à septembre 2013, après mise en service du générateur solaire FP2-PRS avant solarisation du FP13	coût de production en Fcfa/m3	50	50	260	370	production totale	coût moyen de production
	production en m3/j	18	60	140	20	238	200
Etape 2- Composante de pompage solaire sur le principal forage productif FP13 pompé par groupe							
Après solarisation de FP13	coût de production en Fcfa/m3	50	50	50 260	370	production totale	coût moyen de production
	production en m3/j	18	60	60 80	20	238	147
Etape 3- Composante de pompage solaire sur le forage FP6 pompé par groupe							
Après solarisation du FP6, suppression de la pompe de refoulement, installation d'une pompe adaptée	coût de production en Fcfa/m3	50	50	50 260	50 280	production totale	coût moyen de production
	production en m3	18	60	60 40	40 20	238	105
Etape 4- Augmentation de la production en pompage thermique							
Augmentation de la capacité de production	coût de production en Fcfa/m3	50	50	50 260	50 280	production totale	coût moyen de production
	production en m3	18	60	60 70	40 30	278	128
Projet Eau 2013-2015							
Installation d'un groupe électrogène sur FP2-PRS	coût de production en Fcfa/m3	50	50 260	50 260	50 280	production totale	coût moyen de production
	production en m3/j	18	60 60	60 70	40 30	338	151

Générateurs solaires de Diéma



Coût de réalisation du système de pompage solaire

- Champ solaire: 7 400 000 Fcfa HT
- Pompe SJ8-15: 3 100 000 Fcfa HT
- Divers: 500 000 Fcfa HT

AEP de Diéma – Charges groupe et résultats d'exploitation après solarisation des forage FP2, FP13 et FP6

Projet 2011-2013 Diéma-Chilly-Mazarin Réduction des coûts de production de l'AEP de la commune de Diéma				
Date de solarisation des forages	FP4 juin 2008	FP2 avril 2012	FP13 août 2013	FP6 1er trimestre 2014
% de production en pompage solaire	10 % solaire	33 % solaire	56 % solaire	66 % solaire
Période considérée	janv 2010-juin 2012	juillet 2012-juin 2013	juillet 2013-déc 2013	année 2014
Origine des données	STEFI	STEFI	Calcul	Calcul
Coût moyen du gasoil sur la période en Fcfa/l	610	635		
consommation en l/m3	0,32	0,22	0,14	0,10
consommation moyenne par jour en m3	187	195	254	255
gasoil en Fcfa/m3	196	141	90	64
amortissement en Fcfa/m3	88	70	52	36
total charges techniques groupe en Fcfa/m3	341	239		
amortissement générateur solaire en Fcfa/m3	4	8	9	12
total des charges hors groupe en Fcfa/m3	194	210		
total des charges d'exploitation en Fcfa/m3	535	463		
total des produits d'exploitation en Fcfa/m3	468	483		
résultat d'exploitation en Fcfa/m3	-67	20	environ 90	environ 125

Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 **jpdh Essonne-Sahel**

AEP de Diéma- Evolution de la production

Données de production de l'AEP de Diéma - Synthèse du mois de décembre 2013									
	FP2-PRS solaire	FP4 solaire	FP6 solaire	FP6 groupe	FP13 solaire	FP13 groupe	total en m3/j	total solaire en m3/j	% production en solaire
	panne 2010-2011 remis en service 01/03/2012	2008			août-13				
août-12	41,045	15,08		49,27		103,64	209,035	56,13	26,85%
sept.-12	46,09	17,03		55		89,97	208,09	63,12	30,33%
oct.-12	panne compteur	22,7		38,35		105			
nov.-12	56,65	22,2		36,69		114,37	229,91	78,85	34,30%
déc.-12	48,13	22,1		44,61		104,23	219,07	70,23	32,06%
janv.-13	48,2	18,8		35,39		90,13	192,52	67,00	34,80%
févr.-13	64,75	19,6		24,68		106,29	215,32	84,35	39,17%
mars-13	63,94	20		21,57		133,42	238,93	83,94	35,13%
avr.-13	66,13	19,03		29,67		130,1	244,93	85,16	34,77%
mai-13	63,61	11,7		42,32		126,26	243,89	75,31	30,88%
juin-13	63,8	4,6		56,87		118,1	243,37	68,40	28,11%
juil.-13	59,19	4,1		37,61		119,23	220,13	63,29	28,75%
août-13	52,65	18,9		44,68		33,8	150,03	71,55	47,69%
sept.-13	53,57	21,5		26,84	48,36	44,89	195,16	123,43	63,25%
oct.-13	56,97	21,3		31,1	48,4	57,9	215,67	126,67	58,73%
nov-13	56,93	20,6		21,31	53,4	64	216,24	130,93	60,55%
déc-13	51,48	20,2		54,77	57,29	63,3	247,04	128,97	52,21%

de mai à juillet 2013, panne compteur FP4

**En vous remerciant
de votre attention**

**Pompage solaire et Adduction d'eau potable
AESN janvier 2014 jpdh Essonne-
Sahel**

L'intérêt du pompage mixte

- Le coût du kWh solaire est environ cinq fois inférieur au prix du kWh en pompage thermique.
- Dans tous les cas où le pompage thermique conduit à des résultats d'exploitation négatifs ou faiblement positifs, il faut réaliser des systèmes de pompage mixte ou des systèmes purement solaires

Coût du kWh solaire

Coût du kWh en pompage solaire dans les cercles de Nioro et Diéma	
Production moyenne par an en kWh/Wc d'un générateur à mi-vie (17% de pertes)	1,582
Coût moyen de réalisation d'un champ solaire de 70 en 2013 en Cfa/Wc	1750
durée d'amortissement en nombre d'années	20
amortissement annuel	87,5
prix du kWh hors entretien et maintenance en Cfa	55
Nettoyage des panneaux en Cfa/Wc	60
Provision pour maintenance	87,5
Prix du kWh y compris entretien et maintenance en Cfa	149