



PVPS

AIE – Agence internationale de l'énergie



Injection de photovoltaïque en réseau diesel isolé

Quelques critères de faisabilité



Octobre 2007

CONTEXTE

Dans les pays en voie de développement, beaucoup de villages et de villes isolées sont desservies par des groupes électrogènes ou des centrales thermiques fonctionnant sous l'égide des compagnies nationales (publiques ou privées), de communautés ou de producteurs individuels. Ils sont inefficaces (importante énergie consommée par kWh produit – moins de 3kWh par litre) tant en raison de leur vétusté moyenne que d'un fonctionnement en dehors des taux de charge optimaux, et subissent un coût du carburant croissant. Dans les pays Sahéliens – Mauritanie, Burkina Faso, Tchad, Niger, Mali – se trouvent plusieurs dizaines de groupes électrogènes dans chaque pays, dont la capacité se situe entre 200kW et 5MW.

Les groupes électrogènes, malgré le coût élevé du kWh, la pollution qu'ils produisent et les contraintes, particulièrement de transport du fuel, de l'huile et des pièces de rechange dans les régions éloignées, demeurent souvent la solution la plus simple dans les zones hors-réseau, ceci étant dû à leur faible coût d'investissement, leur facilité d'installation et de mise en service. D'autre part, la technologie diesel est largement répandue et trouver des mécaniciens pour la maintenance ne pose généralement pas un problème.

Les acteurs de l'électrification rurale (autorités nationales – ministères et compagnies nationales, bailleurs de fonds, politiques...) cherchent généralement à maximiser le taux d'accès, donc le nombre de bénéficiaires, ce qui revient à privilégier les solutions à coût d'initial minimum, ce qui laisse peu de chances aux alternatives proposées par les énergies renouvelables.



Centrale thermique isolée (Burkina Faso)



Malgré tout, la hausse continue du prix du pétrole et les pressions pour encourager des solutions plus respectueuses de l'environnement incitent les intervenants à trouver des alternatives plus durables.

Les kits photovoltaïques individuels ont été largement promus dans les pays en développement durant les 2 dernières décennies et ont beaucoup à offrir pour les petites activités et les ménages isolés, mais ils ne peuvent produire ni suffisamment d'électricité ni de façon assez flexible pour permettre un développement économique significatif.



Kit solaire au Laos

Devant les difficultés de chacun de ces systèmes, une nouvelle option se présente : les systèmes hybrides, alliant la flexibilité d'un réseau diesel aux économies réalisées par un système photovoltaïque, sur la durée de vie de l'investissement.

Dans ce document :

Les systèmes hybrides	4
Une approche innovante	4
Demande et profil de charge	5
Options photovoltaïques	6
Etude de cas – Mauritanie	9

LES SYSTEMES HYBRIDES

Des approches plus récentes prennent en compte des mini-réseaux combinant des sources renouvelables et des groupes électrogènes – avec ou sans stockage. Les systèmes PV peuvent agir en tant qu'économie de diesel dans un réseau alimenté par groupe électrogène. Mais le simple fait de diminuer la charge d'un groupe électrogène n'a pas un impact particulièrement positif : en effet, les groupes électrogènes fonctionnent mal pour une charge partielle. Si le profil de charge d'un mini-réseau est tel qu'un système PV, normalement couplé à une batterie, permette l'arrêt du générateur diesel périodiquement, l'impact global obtenu est supérieur :

- Le temps d'utilisation du générateur diesel en charge partielle est minimisé, ce qui améliore l'économie d'énergie,
- Le coût de maintenance et de remplacement du matériel est diminué,
- Le bruit et la pollution sont stoppés périodiquement.

L'inconvénient de cette configuration est principalement un système de production d'énergie plus complexe techniquement, qui demandera une équipe d'opération et de maintenance compétente et à coût d'investissement plus élevé en raison du coût du stockage batterie.

En se basant sur l'expérience positive des pays occidentaux en matière de systèmes PV connectés au réseau et sur les mécanismes financiers mis en place pour aider le développement des énergies renouvelables, on se doit d'envisager l'injection de solaire PV dans les systèmes de production national – dans un contexte de technologie prouvée et de coûts de production alternatifs élevés.

UNE APPROCHE INNOVANTE

« Injection de PV en réseau isolé » initié par IED, a pour but d'étudier la faisabilité d'une injection d'électricité solaire photovoltaïque dans un mini-réseau existant (mini ou local) fonctionnant sur groupe électrogène. Un bilan préliminaire du marché potentiel pour une telle approche a été réalisé dans certains pays spécifiques d'Afrique (Tchad, Burkina Faso, Mauritanie). Différents scénarii de profils de charge ont été considérés, (notamment autour de la question de fonctionnement 24h ou de demande uniquement nocturne qui nécessite un stockage solaire) et la sensibilité au prix du pétrole ont été identifiées. L'étude se fait en partenariat avec le Club d'électrification rurale, un projet soutenu par l'initiative européenne pour l'énergie (www.club-er.org).

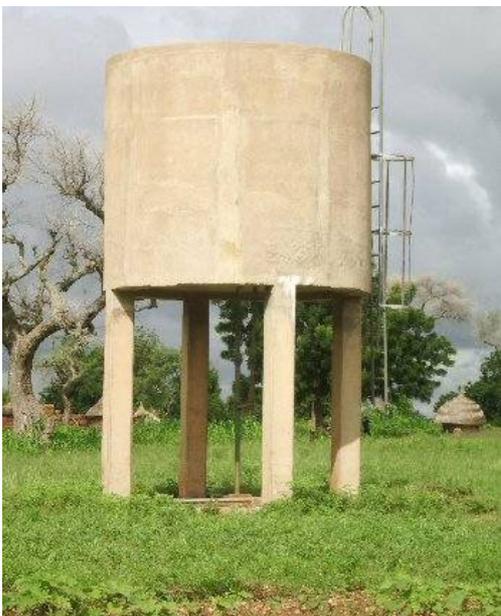


Une revue des tarifs sur le continent africain montre des niveaux de tarifs en zone rurale souvent très élevé (Sahel), mais étant donné la faiblesse des réseaux interconnectés, le tarif demeure souvent en : beaucoup de localités rurales reçoivent des « kWh subventionnés » afin d'offrir un service 12 heures sur 24 pour les activités productives de journée. Si le tarif est basé sur un recouvrement complet des coûts, les générateurs thermiques ne fonctionnent généralement pas plus de 4h par jour pour répondre à la demande en soirée seulement. Si arriver à un recouvrement total des coûts demeure un objectif peu réaliste, il importe de chercher à minimiser la subvention nécessaire.

Le profil de charge varie considérablement d'un pays à l'autre, mais la tendance générale est la suivante :

- Dans les villes principales et secondaires, à cause du nombre grandissant de systèmes climatisation et de réfrigération, la demande de pointe a lieu aux alentours de midi, malgré une gestion de la demande active pour réduire les consommations.
- Dans les villages et les petites localités, la demande de pointe correspond à la consommation domestique pendant la soirée avec

La demande de base peut avoir lieu au cours de la journée en raison si de petits commerces ou des activités administratives, ou bien durant la nuit, principalement pour la sécurité et l'éclairage public, et les réfrigérateurs.



*Pompe à eau avec citerne
(Burkina Faso)*



*Intérieur d'une maison dans un village laotien
La majorité de la demande en zone rurale
correspond aux consommations domestiques :
éclairage, télévision, recharge de téléphone...*

Les activités de pompage pour l'alimentation en eau peuvent devenir une source importante de consommation énergétique qui peut être décalée pendant la journée grâce au stockage de l'eau dans des citernes, afin de mieux s'adapter au profil de production d'énergie.

OPTIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Historiquement, les premières centrales solaires réalisées dans les pays en développement étaient 100% PV. Le coût d'investissement et les coûts variables (remplacement des batteries) étaient particulièrement élevés à cause du surdimensionnement des panneaux solaires et des capacités des batteries nécessaires à un service assuré toute l'année.



Centrale photovoltaïque isolée aux Philippines

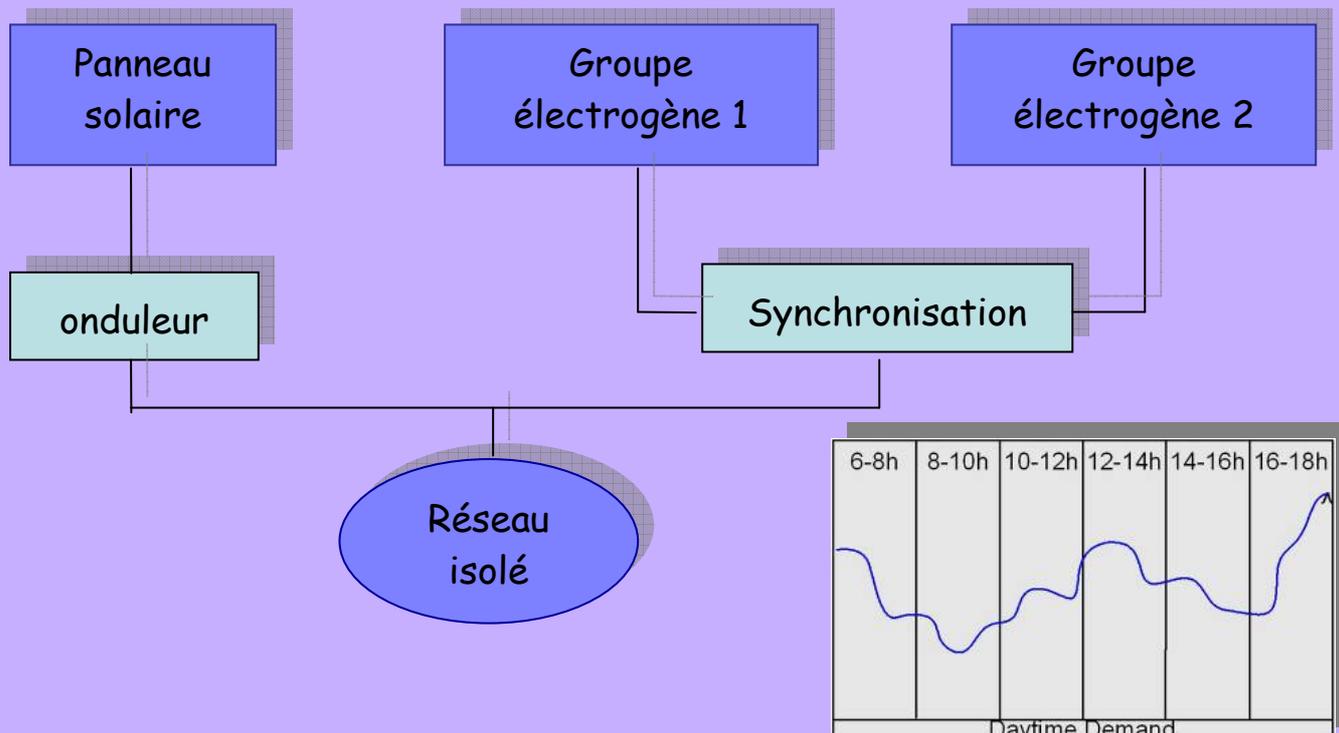
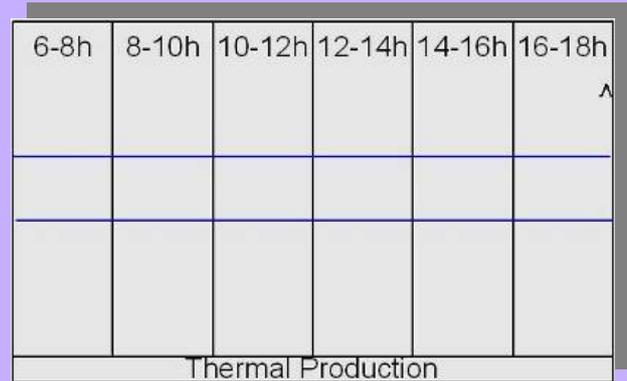
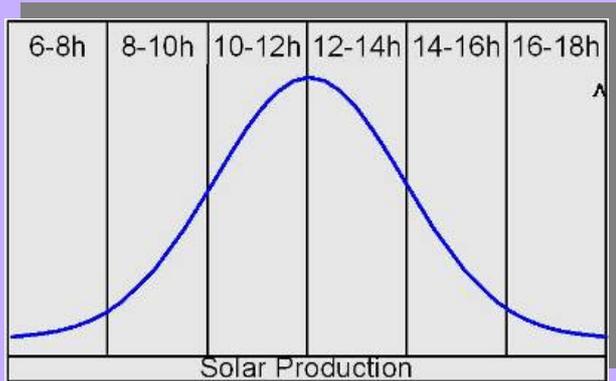
Plus récemment, des systèmes hybrides (où la source principale est un système de batterie PV avec un groupe électrogène de soutien) ont été introduits et expérimentés dans différents pays (Indonésie, Inde, Chine, Mongolie...). Malgré la réduction des coûts en comparaison des montages entièrement PV précédents, l'électricité produite par les systèmes hybrides reste chère comparée au coût du kWh des petites centrales thermiques, à l'exception du cas de certaines îles particulièrement éloignées, auxquelles l'accès est un problème majeur. D'autre part, un pourcentage significatif de l'énergie solaire est perdu lors du stockage dans les batteries et ce système implique d'avoir un onduleur pour relier les batteries et un onduleur de raccordement au mini-réseau. L'onduleur réseau doit en plus pouvoir être commandé par l'onduleur batteries lorsque les batteries sont pleines.

Un point positif des recherches intensives dans les systèmes hybrides sont les progrès significatifs dans la technologie des onduleurs qui permet aujourd'hui d'injecter plus facilement du PV ou d'autre sources d'électricité dans un réseau isolé – l'explosion du nombre d'éoliennes accordées au réseau a grandement contribué à ces avancées. Une attention particulière doit toujours être portée à la compatibilité des onduleurs avec des réseaux isolés instables (fréquence et fluctuation de tension) et aux risques d'isolement. Certains organismes spécifiques de recherche (ISET, GENEC) se spécialisent dans les nouveaux designs et produits pour les réseaux isolés.



L'approche proposée pour l'étude est d'injecter une quantité déterminée mais limitée de puissance PV – afin de ne pas déclencher de perturbations dans la stabilité du réseau à cause de la production intermittente – dans un mini-réseau (ou un réseau local) alimenté en continu par une centrale thermique (un ou plusieurs groupes électrogènes) ainsi que le représente schématiquement le graphique ci-dessous.

Suivant le profil de charge considéré, le système PV agira comme solution de réduction de la pointe ou comme contribution à la production de base du système (réduction du facteur de charge). Le bénéfice majeur est de réduire la consommation de carburant mais il n'est pas prévu que la taille de groupe électrogène requise pour répondre à la demande de pointe diminue.

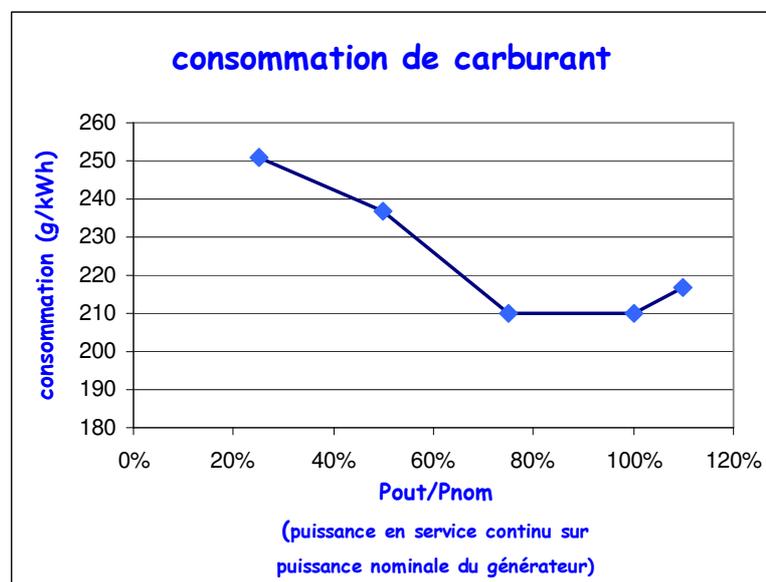


L'injection de PV peut être faite en différentes proportions :

forte injection : la puissance crête du champ de panneaux PV est supérieure à la puissance appelée minimum ($P_c > P_{min}$). L'impact sur le système groupes + réseau est majeur. L'utilisation d'une batterie de stockage est indispensable pour atténuer les variations aléatoires de la production électrique d'origine solaire (e.g. passage d'un nuage). En effet aucun opérateur ou électronique ne peut réagir instantanément à une variation abrupte de la production solaire sans affecter le réseau et ses utilisateurs. On ne traitera pas cette configuration dans un premier temps

moyenne injection : la puissance crête du champ de panneaux PV est entre 50% et 80% de la puissance appelée minimum ($50\% \times P_{min} < P_c < 80\% \times P_{min}$). Cette option permet des économies supérieures de combustible mais l'impact d'une injection aléatoire d'électricité sur le système groupes + réseau n'est plus négligeable et une électronique plus sophistiquée éventuellement combinée avec une batterie tampon (quelques heures d'autonomie) doit être envisagée.

faible injection : la puissance crête du champ de panneaux PV est inférieure à 50% de la puissance appelée minimum ($P_c < 50\% \times P_{min}$). L'impact de l'injection est minimale sur le système groupes + réseau. Toute la production solaire au « fil du soleil » est directement injectée et absorbée dans le réseau sans recours à un stockage intermédiaire (batterie tampon). Les économies de pétrole sont modestes mais non négligeables, d'autant que ce type de système sans batterie a un coût intéressant et minimise les problèmes de stabilité du réseau local. Plus de détails sont présentés dans l'étude de cas suivante.





L'objectif principal de cette option est de réduire la consommation de combustible d'une petite centrale thermique en site isolé de la SOMELEC en injectant une quantité appréciable d'électricité d'origine solaire, abondamment disponible localement. La faisabilité technique et la pertinence économique seront discutées ci-dessous pour un site bien défini. Les bénéfices attendus sont la baisse du coût d'exploitation et la réduction d'émission de gaz à effet de serre (GES).

Il existe en Mauritanie, et dans la sous-région saharienne-sahélienne, de nombreuses autres centrales thermiques (publiques, communautaires, privées) qui n'ont pas de perspectives d'être raccordées au réseau national dans les 10 ou 20 années à venir.



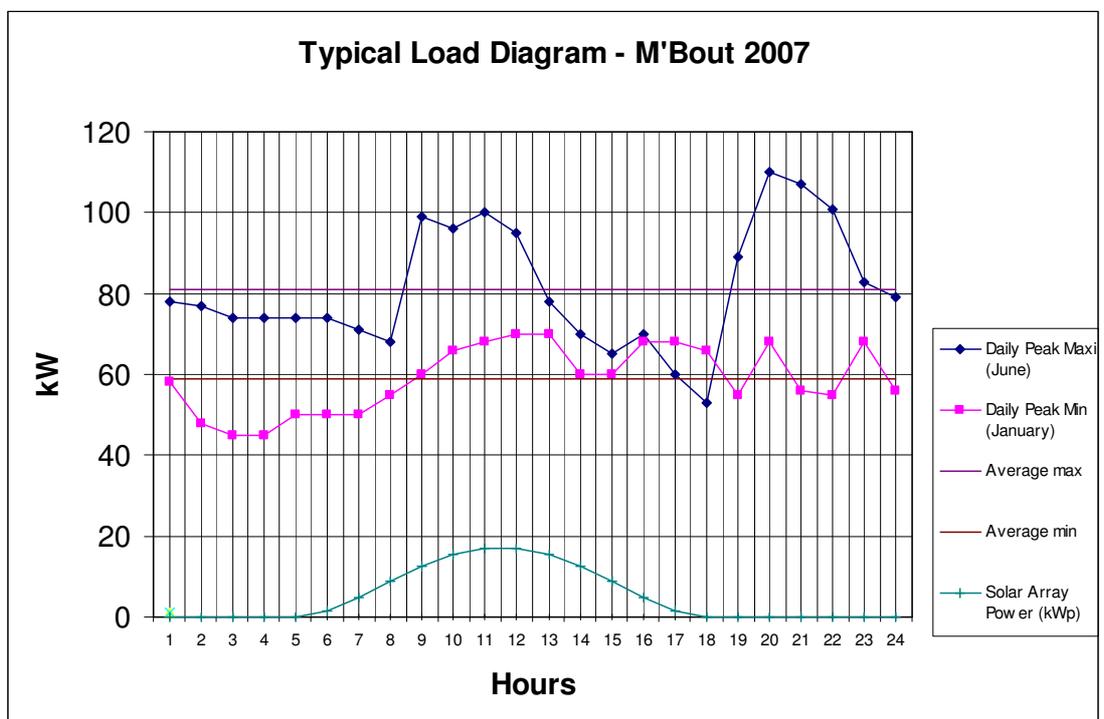
M'bout

Parmi les 14 centrales de production en site isolé, celle de M'bout (Gorgol) est la plus petite en taille avec ses 280 kW installés (2 groupes) et aussi une des plus difficile d'accès par la piste. La centrale existante a produit 550.000 kWh en 2006. Les 2 groupes (80kW et 200kW) fonctionnent au gasoil et ne sont actuellement pas couplables mais un mécanisme de synchronisation manuel est prévu dans le cadre de leur réhabilitation. La consommation spécifique moyenne actuelle des 2 groupes est de 296 gr/kWh mais sera réduite à environ 250 gr/kWh après la réhabilitation présentée dans cette étude.

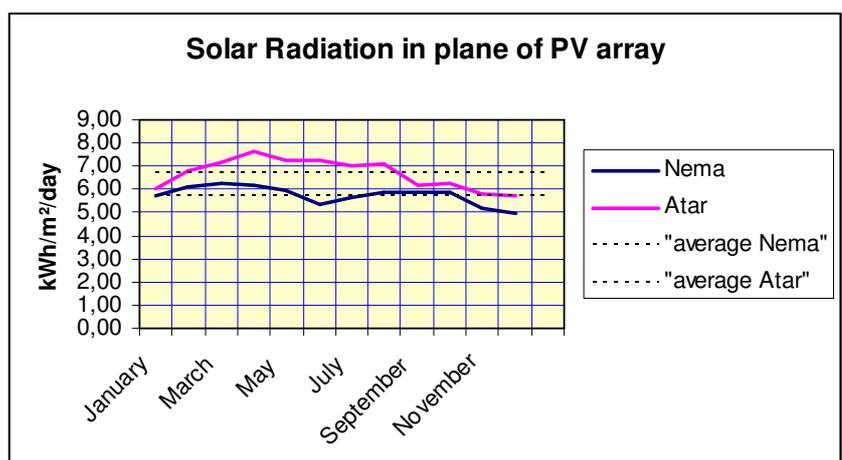
La consommation des auxiliaires de la centrale est autour des 4% de la production brute, soit 22.000 kWh en 2006. La demande de la localité de M'bout (y compris les pertes techniques et non techniques) est de 528.000 kWh par an, soit 1447 kWh par jour. La production d'électricité a connu en 2006 une pointe autour de **110 kW** et un minimum de **40 kW**. Les projections de la demande en 2020 préconisent un doublement de la pointe à 220 kW et du minimum à 80 kW. Mais la pointe de la production d'électricité n'est pas nécessairement représentative de la demande (puissance appelée).

Les courbes de charge d'une journée type en été et en hiver, données sur le graphique suivant, montrent 2 pics en été. Quelque soit la saison, il semble que le minimum diurne de demande soit toujours supérieur à 50kW avec un pic aux alentours de 9h et 13h, ce qui est plutôt approprié pour une injection directe de PV.

Actuellement, la pointe de M'bout est diurne et le minimum nocturne. Il est important de noter cependant que dans plusieurs villes sahéliennes, la pointe se forme en milieu de journée, sous l'effet des climatiseurs et réfrigérateurs, coïncidant avec un ensoleillement plus important.



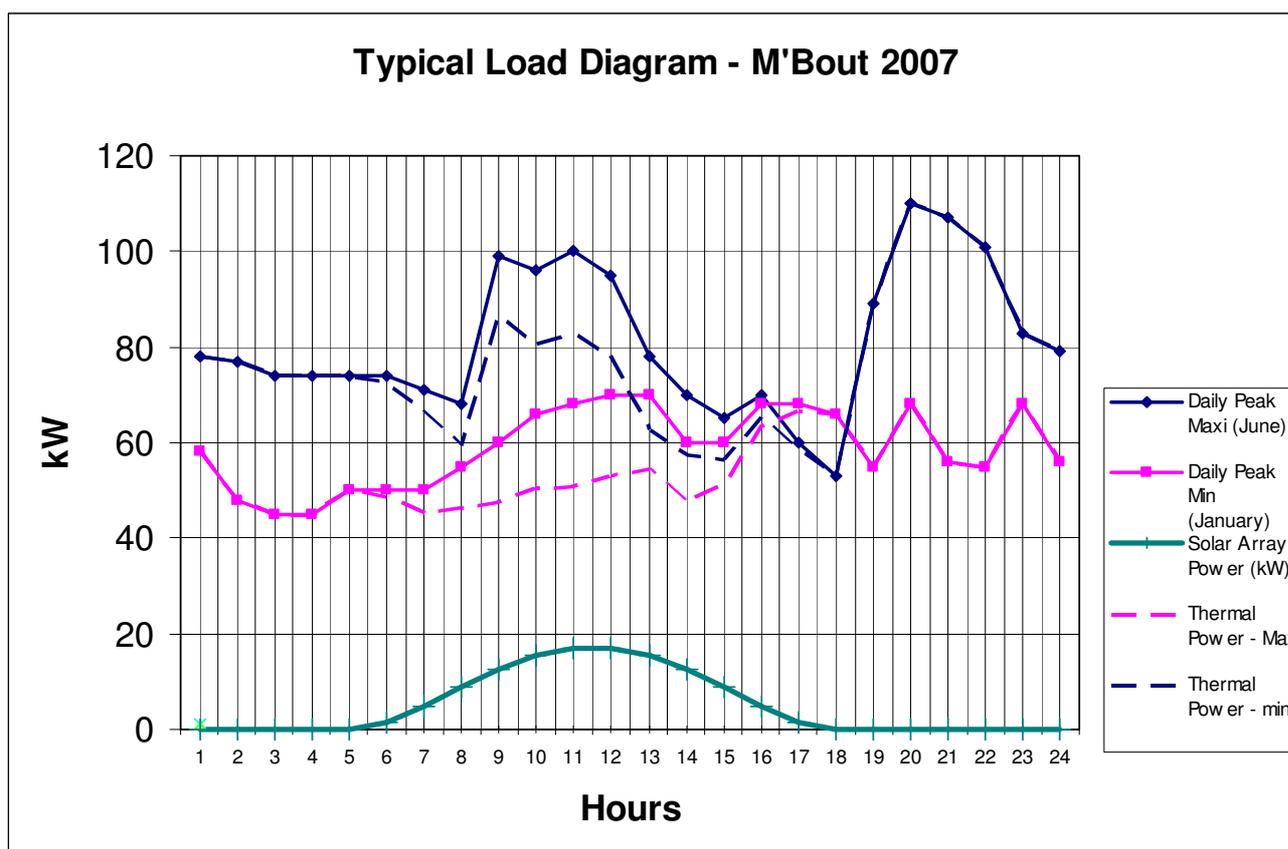
Pour M'bout, un ensoleillement de **5,5 h/jour** et un minimum de 5,0h en décembre dans les conditions standards (AM 1.5, 1000 W/m² et 25°C) est considéré pour le calcul des performances du champ solaire, en se basant sur les données mises à disposition par Retscreen Software dans une localité proche (Nema, ville de Mauritanie).





Etant donné le caractère innovant de cette approche, l'option proposée à titre de démonstration est la « faible injection » avec une centrale solaire photovoltaïque de **20 kWc**, c'est-à-dire moins de 50% de la puissance appelée minimum. La puissance réelle du champ de panneaux photovoltaïques ne sera que de 17 kW étant donné l'effet de la température ambiante supérieure à 25°C qui dégrade les performances du panneau (comme le montre la figure ci-dessous).

Ainsi la production d'électricité solaire, en prenant en compte l'efficacité de l'onduleur (typiquement supérieure à 92%), devrait atteindre 31,4 MWh par an, c'est-à-dire **86 kWh/jour** en moyenne. Ceci correspond à seulement 6% de la demande énergétique de Mbout en 2006 et probablement à moins de 3% de sa demande prévue en 2020, ce qui n'affectera donc pas la stabilité du réseau.



Ce diagramme donne la puissance nette requise lorsque l'énergie solaire est injectée dans le réseau (par une journée ensoleillée). Ceci montre que durant la journée, un groupe électrogène plus petit peut être utilisé – s'il est disponible.



Injection d'1MW photovoltaïque dans un réseau isolé aux Philippines

Le coût de production du kWh diesel (hors amortissement des investissements car on ne substitue pas de capacité de production) est de **0,18 €/kWh**, avec un coût du diesel à 0,5€/l, ce qui demeure un coût subventionné par rapport au prix international du diesel. D'autre part, on suppose une consommation relativement économe de 250g/kWh (ou 0,284L/kWh ou 3,5 kWh/L pour 1,1765 L/kg de diesel)

Le coût du kWh solaire a été calculé (0,22€/kWh) en se basant sur une estimation du coût d'investissement autour de 7 000€/kWc, incluant le coût de transport et d'installation dans des zones africaines isolées et en considérant un amortissement de l'investissement sur 20 ans. Si l'onduleur est remplacé tous les 8 ans, le kWh solaire coûte **0,27€** et une provision de 1850€ devra être mise de côté chaque année pour le renouvellement des investissements.

En considérant le coût du diesel à Nouakchott en novembre 2008, ou au Sénégal et au Mali en juin 2009 (**0,76€/litre**), on constate que le coût du kWh diesel rejoint celui du PV. En considérant une consommation spécifique de 300gr/kWh (3,9 litre/kWh), ce qui se voit fréquemment dans ces pays, les coûts variables du diesel augmentent déjà à 25c/kWh. De même, une baisse d'environ 10% du coût des modules PV ramène le coût du PV à celui du diesel.



Quel que soit la taille du groupe électrogène utilisé, la consommation de diesel devrait être réduite et les économies peuvent s'estimer à plus de 7,5 tonnes par an, c'est-à-dire, entre 4 400 et 6 600 €/an en fonction du prix du diesel.

Cette économie correspond également à une **réduction de CO2 de 24 tonnes par an**, ce qui peut être évalué entre 180 et 890 €/an, dépendant du prix du marché (7,5 à 357 la tonne de CO2)

L'exploitation et la maintenance d'une telle centrale sont limitées :

- Synchronisation des générateurs solaires et thermiques
- Relevé des données de production enregistrées
- Nettoyage des panneaux photovoltaïques tous les 3 mois
- Révision visuelle et électronique des câbles et des onduleurs une fois par an.

Dans les conditions actuelles, l'injection d'électricité solaire sur les réseaux isolés de la Somelec comme M'bout n'est pas directement financièrement rentable pour la compagnie d'électricité, mais une augmentation du prix du fuel de 20% (pour passer de 0,5 € le litre à 0,7) et une diminution des coûts du photovoltaïque rendrait l'option solaire directement rentable.

D'un point de vue économique pour la Mauritanie, si l'on rajoute le coût du transport du carburant vers ces zones isolées, en tenant compte de la subvention au prix du diesel, et en valorisant l'impact environnemental, la rationalité d'une mise en œuvre immédiate est évidente. Cette filière a un réel potentiel dans la région et justifie la mise en œuvre d'un projet pilote.



Mini-réseau pour des villages isolés en Mauritanie



PVPS

AIE – Agence internationale de l'énergie

