

Etude technico-économique d'un champ solaire de type stirling dish à tissemsilt

D. Zebbar *, S. Kherris, N. Mohamed Chérif et B. Ghabi

Institut des Sciences et des Technologies
Centre Universitaire de Tissemsilt, B.P. 182, Tissemsilt 38000, Algérie

(reçu le 23 Octobre 2014 – accepté le 30 Juin 2015)

Résumé - Le présent travail est consacré à l'étude technico-économique d'une éventuelle implantation de champ solaire de type Stirling-Dish (SD) pour la production d'électricité au niveau de la localité de Tissemsilt. Dans une première étape, l'analyse du potentiel solaire de la localité en question a été effectuée. Ceci a permis d'en déduire sur la base de données sur l'ensoleillement et de la valeur moyenne de la radiation solaire incidente sur la ville de Tissemsilt estimée à 1944 kWh/m² sur une durée annuelle de 2999 h que l'ensoleillement au niveau de Tissemsilt est favorable pour l'implantation d'un champ SD. L'évaluation de la viabilité économique du champ, réalisée par la suite a permis d'en déduire que l'implantation d'un champ solaire SD au niveau de la localité de Tissemsilt est possible et est économiquement viable et rentable pour des prix de revient du kWh inférieurs au prix de vente unitaire pratiquée sur le marché mondial. Par ailleurs, l'étude a fait ressortir que pour un capital d'investissement allant de 1696 €/kWh, le remboursement du projet est réalisable au bout de 25 années d'exploitation et avec un prix de revient unitaire de 0.114 €/kWh, soit l'équivalent de 12 dinars algériens. Ceci dit que les champs solaires SD sont une alternative réelle et une opportunité à portée de main qu'il faut saisir.

Abstract - This work is dedicated to the technical and economic study of a possible implementation of Stirling Dish (SD) solar field for the production of electricity at the locality of Tissemsilt. In a first step, an analysis of the solar potential of the locality in question was performed. This had led to deduce using the sunshine data and the average value of the solar radiation incident on the city estimated at 1944 kWh/m², that Tissemsilt is favorable for the implementation of an SD field. The evaluation of the economic viability of the field, made later had allowed to deduce that the implementation of a solar SD field at the locality of Tissemsilt is possible and economically viable and profitable with electricity sale prices per kWh lower than those practiced on the world market. Furthermore, the study shows that for the capital investment cost from 1696 €/kWh, the project is feasible and refundable after 25 years of operation and electricity generation cost equal to 0.114 €/kWh which is the equivalent of 12 Algerian Dinars. Thus, SD solar fields are a real alternative and an opportunity near at hand that must be seized.

Mots clés: Moteur stirling - Concentrateur solaire - Etude technico-économique – Potentiel solaire - Coût d'investissement - Puissance thermique solaire.

1. INTRODUCTION

Pour un pays comme l'Algérie riche, pas pour longtemps en pétrole et en gaz, conscient de l'imminence du jour 'après-pétrole' et, tout à la fois, très attaché à son indépendance énergétique la préparation d'une ère après-pétrole prospère se joue maintenant. Cette aubaine pétrolière, à deux revers, doit être un atout pour la promotion de l'agriculture, de l'économie, de l'industrie et de toutes les technologies renouvelables, entre autres, lui permettant de faire face aux futurs défis énergétiques.

* djallel.zebbar@gmail.com

Ces derniers peuvent être résumés en la fourniture d'une énergie propre en quantité suffisante et à un bon prix.

Par ailleurs, la filière des énergies renouvelables ne peut être associée seulement à celle du photovoltaïque comme c'est souvent le cas en Algérie. Par contre, elles existent bien d'autres filières avec des rendements énergétiques beaucoup plus supérieurs à ceux atteints par les systèmes photovoltaïques. Il s'agit plus précisément de la filière thermique. Cette dernière sous entend, si on part du domaine d'application, des systèmes de chauffage solaire pour la préparation de l'eau chaude sanitaire et le chauffage d'appoint, au moyen de capteurs et d'installations solaires, les systèmes de production de puissance thermo-solaires et enfin les systèmes solaires de production de froid. Une autre classification existe, il s'agit du solaire thermique de basse et de haute température.

Les systèmes de la deuxième catégorie comprennent des centrales solaires pouvant être divisées selon les technologies utilisées en centrales solaires à concentrateurs paraboliques (Point focusing parabolic-dish plants), à tour (Point-focusing central receiver plants ('solar tower')) et à capteurs cylindro-paraboliques (Line-focusing parabolic-trough plants). La première station hybride solaires-gaz de production d'électricité est construite à Hassi R'mel par la société espagnole Abener –actionnaire majoritaire. Elle fournit au réseau national une puissance de 150 MW dont 25 MW solaires à partir de capteurs cylindro-paraboliques. Cette dernière, d'après les ingénieurs sur place, peut atteindre les 33 MW par temps clair.

Un nombre important de travaux de recherche est dédié à l'étude et à l'examen des différentes technologies de centrales solaires thermiques de production de puissance [1-8]. Plus encore, une grande partie de ces études est consacrée à l'état de l'art de la filière solaire thermique pour la production de puissance.

Helmut *et al.* [1] avait discuté l'état de l'art du développement technologique et économique de la filière thermique solaire pour la production de puissance (parabolic trough, central receiver and dish systems). Il est arrivé à en conclure que l'implantation de systèmes solaires thermiques au voisinage des centrales conventionnelles de production de puissance est d'une grande importance pour le développement de la filière solaire. Plus encore, et dans le même contexte, les travaux [9-13] préconisent dans l'hybridation des installations énergétiques conventionnelles existantes, une autre voie bien établie pour la réduction de la pollution et la compensation du prix croissant du fuel.

Tomislav *et al.* [2] ont effectué une description détaillée des technologies utilisées dans les diverses centrales thermiques solaires pour la production de puissance (cylindro-paraboliques, à tour, avec capteurs paraboliques et centrales à base de réflecteurs de type Fresnel) de leurs principes de fonctionnement. Plus encore, une estimation de leur utilisation potentielle en Serbie a été effectuée avec les recommandations y afférentes.

Behar *et al.* [3] avaient réussi à faire le tour des études les plus importantes sur les centrales thermiques de concentration utilisées pour la conversion d'énergie.

Ferreiro Garcia [4] a effectué une évaluation des rendements thermiques pouvant être atteints par les différents cycles thermodynamiques (Rankin, Brayton, Brayton avec régénération, ..) pour les différents schémas de centrales solaires thermiques implantés sur la lune et utilisant les différents fluides de travail pouvant être produits dans les conditions de la lune comme Ar, He et H₂. Dans le même contexte, une autre étude [14] comparative entre le cycle de Kalina et celui de l'ORC avait fait révéler que le premier

pourra s'avérer plus performant pour des températures basses de la source et avec une composition déterminée de l'ammoniac dans le fluide de travail.

Vélez *et al.* [15] donnent un aperçu détaillé sur les aspects technique et économique ainsi que sur l'évolution du marché turbine fonctionnant suivant le cycle organique de Rankine utilisé bien évidemment pour la conversion des puits de chaleur de bas potentiel et plus eux particulièrement ceux issus du solaire thermique.

Avila-Marin *et al.* [5] avaient présenté dans leur travail une analyse détaillée des centrales à tour solaires de moyenne et de grande puissance (290– 500 MWh), des puissances et des technologies utilisées dans les différents endroits, l'impact des moyen de stockage sur la puissance produite et enfin la conduite d'une étude technico économique. Cette dernière a fait révéler qu'au jour actuel ces systèmes ne sont pas compétitifs avec les centrales conventionnelles. Par ailleurs, ces auteurs soulignent qu'ils le seront pour les pays dites ensoleillés, comme l'Espagne dans un futur proche grâce aux avancées technologiques et progrès apportés au processus de fabrication des différents composants.

Wagner *et al.* [16] avaient démontré dans une étude l'importance des systèmes de stockage. L'utilisation des systèmes de stockage thermique fait croître le coût total du capital d'investissement et fait diminuer les coûts dus à l'exploitation et à la maintenance. Néanmoins, selon les mêmes auteurs, l'introduction des moyens de stockage dans les centrales thermo-solaires permet de faire croître leurs capacités annuelles de production de 30 % jusqu'à 55%. Cette dernière valeur est rapportée pour les systèmes pouvant garantir plus de 12 h de stockage.

Aste *et al.* [17] proposent un outil graphique simple pour l'optimisation des dimensions et des performances d'un système solaire hybride à partir des informations sur les prix de revient unitaires et les prix du carburant.

Abbas *et al.* [18-20] ont effectué une étude technico-économique d'une éventuelle implantation de centrale solaire de 100 MW basée sur la technologie Stirling-Dish utilisant de l'hydrogène en qualité de fluide de travail. Les études [18, 19] ont été effectuées pour trois et quatre régions différentes du pays consécutivement et avaient permis d'en déduire que le site de Tamanrasset est favorable pour cette implantation avec un prix de revient de 11.5 c\$/kWh pour une production annuelle de 221 GWh.

Il y a lieu de mentionner que ces résultats sont loin de ceux obtenus par Zaaaraoui *et al.* [21] pour quatre sites choisis pour une éventuelle implantation d'une centrale solaire à Béchar, Timimoun, El-Menia et Ghardaïa. Le prix de revient (LEC) sur le site de Béchar est de l'ordre de 19 c\$/kWh pour un capital coût total de 3.008 \$/kWe et une durée d'amortissement de 30 années.

Une autre étude technico-économique était réalisée par Frangoua *et al.* [22] pour des centrales solaires de 20, 30, 40 et 50 MW. Elle a fait révéler que l'implantation de tels systèmes solaires sur l'île de Crète en Méditerranée n'est pas économiquement rentable en absence des subventions. Pire encore, une centrale de 20 MW reste toujours non rentable même avec des subventions.

Par ailleurs, Bravo *et al.* [23] rappellent que de tous les systèmes solaires, le Dish-Stirling possède un rendement de conversion totale de près de 30% et reconnaissent de même qu'au jour d'aujourd'hui la technologie du Dish-Stirling est considérée comme étant une filière prometteuse en phase de développement avec un impact environnemental similaire à celui des systèmes photovoltaïques.

Enfin les technologies du Dish-Stirling selon Bakos *et al.* [24] ont le potentiel de devenir la technologie la moins coûteuse parmi tant d'autres renouvelables. Ce dernier avait effectué une étude technico-économique d'une éventuelle implantation

d'installation solaire de type Dish-Stirling sur l'île de Crête de 10MW de puissance à l'issue de laquelle il est parvenu à conclure qu'une telle installation est amortissable au bout de 16 ans et permet de 25.5 millions d'euros de profits au bout de 25 ans.

Toutes les études technico-économiques relatives aux systèmes de centrales solaires laissent entendre que le site ou plus précisément le potentiel solaire du site a un impact majeur sur le cout de puissance produite. Particulièrement, celles réalisées pour le cas algérien [20] affirment que le système Dish-Stirling est techniquement et économiquement viable au sud de l'Algérie. Plus encore, il y a lieu de noter que la production en grande série réduit considérablement le coût unitaire du système. Par ailleurs, selon [18], le coût réel de l'unité euro Dish-Stirling de 10 kWe, sans compter les frais de transport et d'installation est égal à environ 14.000 € kW, mais dans le cas de production de 500 à 5000 unités par an, les coûts sont égaux à 1875 € kW et 1125 € kW respectivement.

Dans ce même contexte, une étude européenne réalisée par Pitz-Paal *et al.* [25] affirment que la production de près 3000 unités de Dish-Stirling de 50 MWe permet de réduire jusqu'à 40 % du coût du système pour atteindre des coûts spécifiques inférieurs à 4700 € kWe. Ceci permet d'améliorer le coût de l'exploitation et réduire ceux liés à la maintenance et promouvoir la commercialisation. Par ailleurs, une taille plus grande du concentrateur plat permettrait de réduire encore davantage le coût du système.

Andres *et al.* [22] concluent après des analyses paramétriques d'installations de systèmes Dish-Stirling dans les régions de la méditerranée que l'installation de centrales solaires à Chypre est économiquement possible dans certains cas seulement pour le potentiel solaire disponible. Par ailleurs, il est évident que la taille et le coût capital du système Dish-Stirling sont des paramètres critiques pouvant affecter considérablement la viabilité économique du projet. Par conséquent, les installations de 50 MWe ou 100 MWe de puissance sont économiquement plus viables que celle de 25 MWe. Plus encore, les installations ayant un coût capital inférieur à 3000 €/kWe sont économiquement viables et sont amorties en moins de 15 ans. La prise en considération de la taxe d'émission du CO₂ évaluée à 30 €/t_{CO2} permettra d'avoir d'avantage de bénéfice économique allant jusqu'à 2.4 c€/kWh.

Par ailleurs, une étude réalisée par Theocharis *et al.* [12] avait montré que les systèmes Dish-Stirling peuvent constituer une solution à long terme rentable. L'évaluation technico-économique représentée dans le même travail montre que la technologie de Stirling Dish offre une solution technique réalisable et économiquement viable pour les conditions suivantes: le prix unitaire d'achat du système est de l'ordre de 550 €/kW; rayonnement solaire 1700 kWh/m²; production annuelle d'électricité près de 69711 MWh avec un prix de vente de l'électricité supérieur à 0.073 € pour le kWh.

Dans ce qui suit, une description générale des systèmes solaires de type Stirling-Dish (SD) est présentée suivie d'une évaluation du potentiel solaire en Algérie et au niveau de la localité de Tissemsilt et de l'étude technico-économique d'une éventuelle implantation d'un champ solaire SD avec une production annuelle de 10 % du total de la consommation annuelle de la localité en question, soit une puissance du champs de 15,8 MW.

2. DESCRIPTION DU SYSTEME STIRLING-DISH (DS).

Le système SD, objet de la présente étude, est constitué d'un concentrateur solaire de forme parabolique. Ce type de système est capable de s'orienter automatiquement tout en suivant le soleil suivant deux axes afin de réfléchir et de concentrer les rayons du

soleil vers un point de convergence appelé foyer et identifié comme étant le récepteur du système. L'énergie thermique collectée au niveau du récepteur est convertie en énergie mécanique par un moteur stirling.

Par ailleurs, le système SD est muni d'un concentrateur dont la taille est déterminée en fonction de la puissance développée et de l'ensoleillement maximal. Actuellement, selon [12], le diamètre de l'assiette d'un système SD de puissance 5 et 25 kW est égal consécutivement à 5.5 et 10 m. Plus encore, selon le même auteur, le prix du concentrateur est égal à 25 % du prix total de tout le système.

La surface réfléchissante formée par le dépôt de feuilles d'aluminium ou d'argent sur le verre ou le plastique en forme d'assiette parabolique concentre les rayons incidents sur le concentrateur tout en suivant en continu le soleil suivant les deux axes.

Le plan focal du concentrateur est occupé par l'absorbeur, dont la tâche est d'absorber l'énergie thermique des rayons incidents et de la transmettre vers le réservoir chaud du moteur Stirling. Selon [27], les absorbeurs actuels des systèmes Stirling sont de trois types: à réception directe, à réseaux de tubes exposés directement au rayonnement et volumétriques. A l'intérieur des tubes du métal liquide est vaporisé (en général du sodium). Ce dernier se condense une fois en contact avec la surface de l'échangeur du réservoir chaud du moteur Stirling et transmet son énergie vers le fluide de travail. La réception via les réseaux de tubes permet d'obtenir une distribution uniforme et stable de la température, ce qui offre une longue durée d'exploitation à l'absorbeur et à l'échangeur du réservoir chaud du moteur par rapport à celle de l'absorbeur à réception directe. Les récepteurs volumétriques ont la réputation d'être moins coûteux et plus fiables en comparaison avec les absorbeurs à réseaux de tubes et sont souvent utilisés dans les systèmes hybrides à gaz naturel et SD systèmes.

Un autre élément et pas des moindres qui composent le système SD est bien le moteur Stirling. Ce dernier utilise en qualité de fluide de travail, le plus souvent de l'hydrogène ou de l'hélium. Ces agents thermiques chauffés jusqu'à une température de 700 °C peuvent atteindre une pression de 20 MPa.

A l'heure actuelle, les moteurs Stirling les plus utilisés dans les systèmes solaires sont ceux des constructeurs suivants: Kockums, Stirling Thermal Motors et United Sun System. Par ailleurs, leurs puissances varient de quelques centaines de watts jusqu'à quelques dizaines de kilowatts.

3. EVALUATION DU POTENTIEL SOLAIRE EN ALGERIE ET A TISSEMSILT

L'ampleur du potentiel solaire est le critère principal qu'il faut évaluer avant toute implantation du champ solaire. Selon l'Agence Spatiale Allemande [25], le potentiel d'énergies renouvelables dans le bassin méditerranéen est le plus important.

Des études antérieures avaient montré que les zones arides et semi-arides occupent plus de 90 % de la superficie totale de l'Algérie. Des études antérieures avaient montré que le temps d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national excède 2500 heures par an et peut atteindre jusqu'à 3900 heures par an. Ce territoire est à 90 % constitué par les zones arides et semi-arides.

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m² par an au Nord et 2263 kWh/m² par an au Sud de l'Algérie [26]. Les diverses études entreprises jusqu'à présent sur le potentiel énergétique solaire en Algérie font apparaître un potentiel considérable pour l'utilisation et l'exploitation de cette forme d'énergie.

Cette richesse d'énergies renouvelables, donne à l'Algérie une longévité de consommation énergétique propre, dont le solaire prend la part du lion.

La ville de Tissemsilt se trouve à l'intérieur de l'Algérie. Géographiquement, elle est située au Nord-Ouest entre la latitude 35.606 N et la longitude de 1.812 E. Tissemsilt est caractérisée par un climat continental.

Pour évaluer l'ensoleillement à Tissemsilt, il existe une multitude de logiciels, qui exploitent les bases de données réelles de mesures effectuées sur des périodes différentes, les meilleurs sont commerciaux, pouvant fournir des données précises sur l'ensoleillement, entre autre sa durée annuelle et son potentiel.

Dans la présente étude, sont utilisées les données fournies par l'Atlas Solaire Algérien élaboré par le Centre [26]. Pour la région de Tissemsilt et pour la période de 1992-2002, les moyennes annuelles de la durée de l'ensoleillement mesurée SS et de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale G_h sont égales consécutivement à 8.23 h et 5348 Wh/m².

D'après l'Atlas [26], les ensoleillements maximaux sont enregistrés durant les mois de Mai, Juin, Juillet, Août et Septembre. La moyenne mensuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale atteint une valeur maximale de 7226 Wh/m². En outre, les ensoleillements les plus bas sont enregistrés durant les mois d'Octobre, Novembre, Décembre, Janvier, Février et Mars. La moyenne mensuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale atteint la valeur minimale égale à 3274 Wh/m².

Par ailleurs, la durée moyenne de l'ensoleillement varie de 6.4 heures pour les mois d'Octobre, Novembre et Décembre jusqu'à la valeur de 9.99 heures d'ensoleillement pour les mois de Juillet, Août et Septembre. Pour la localité de Tissemsilt, la durée d'ensoleillement annuelle D_{ens} est estimée à 2999 h. Cette durée significative pourrait assurer une production importante d'électricité à partir du champ solaire de type Dish-Stirling.

L'irradiation globale annuelle peut être calculée comme suit:

$$Irr_g = G_h \times D_{ens} / SS = 5348 \times 2999 / 8.23 = 1949 \text{ kWh/m}^2 \quad (1)$$

Cette valeur est très proche de celle relevée sur la carte d'irradiation de Solar GIS [27] pour la localité de Tissemsilt, qui est égale à 2000 kWh/m². En comparaison avec les champs solaires d'Almeria dont une grande partie est du type Stirling-Dish et qui reçoivent selon Météonorm près de 1793 kWh/m², la localité de Tissemsilt se veut être elle aussi favorable pour l'installation d'un champ de type Dish-Stirling.

4. ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UNE EVENTUELLE IMPLANTATION D'UN CHAMP SOLAIRE A TISSEMSILT

La viabilité de n'importe quel projet de grande envergure et en particulier celle d'une filière pour la production d'électricité solaire ainsi que la sélection de la technologie appropriée est en grande partie déterminée par l'étude technico-économique. Dans ce contexte, plusieurs indicateurs significatifs doivent être évalués comme le coût ou capital total (CC : Capital Cost) de l'investissement pour l'unité de puissance, le délai d'amortissement (DA), l'annuité (An), le coût des opérations de maintenance, la puissance totale du champ kW et enfin le prix de revient unitaire du kWh.

Par ailleurs, le coût total de l'investissement est le montant financier total nécessaire pour mettre en œuvre le projet. Il englobe les charges supplémentaires de l'installation et du transport, ainsi que le prix total d'acquisition des N unités et les coûts de maintenance et d'entretien exprimé par l'expression suivante:

$$CTI = P_{ta} + P_{CS} + P_m \quad (2)$$

Où, P_{ta} est le prix total de l'acquisition des équipements des N unités exprimé par,

$$P_{ta} = P_{Wt} \times P_u \quad (3)$$

P_{CS} est le prix des charges supplémentaires comme le transport et l'installation, qui est égal à peu près au prix total de l'acquisition des équipements,

$$P_{CS} = P_{ta} \quad (4)$$

et enfin P_m est le prix de la maintenance et de l'entretien estimé à 3 % du prix total de l'acquisition des équipements P_{ta} :

$$P_m = 0.03 \times P_{ta} \quad (5)$$

Un autre paramètre économique et pas des moindres qu'il faut calculer est bien l'annuité (An). Elle représente le revenu de l'investissement en capital versé en une série de paiements réguliers (1: année; 12: mois; 4: trimestre), il s'agit d'un versement régulier d'un certain capital, qui capitalisé, atteint une valeur acquise croissante au fur et à mesure que le temps passe. Autrement dit, les annuités définissent une suite de versements identiques ou non effectués à intervalles de temps égaux.

$$An = CTI \times \frac{I}{ut} \times \frac{\left(1 + \frac{I}{ut}\right)^n}{\left(1 + \frac{I}{ut}\right)^n - 1} \quad (6)$$

Où I est le taux d'intérêt et ut est l'unité de temps (1: année; 12: mois; 4: trimestre):

La durée totale de l'amortissement ou du retour total de l'investissement est déterminée quand la fonction d'amortissement déterminée comme étant la déférence entre d'une part le produit de la durée de l'échéance et le total des ventes annuelles d'électricité et d'autre part le montant global de l'investissement (MGI) soit nul. Autrement dit, lorsque l'emprunt soit totalement remboursé avec tous les intérêts qui en découlent [28], c'est-à-dire:

$$Am = n \times T_{Va} - MGI = 0 \quad (7)$$

Dans cette dernière expression:

MGI est le montant global de l'investissement à la date de l'échéance n. Il est déterminé comme le produit de l'annuité et la date de l'échéance:

$$MGI = An \times n \quad (8)$$

T_{Va} est le total des ventes annuelles d'électricité déterminé comme par l'expression:

$$T_{Va} = T_{pa} \times P_{vu} \quad (9)$$

Où T_{pa} est la puissance annuelle produite MWh, égale au produit de la puissance totale du champ P_c par le facteur de capacité C_F (Capacity Factor) par 24 heures:

$$T_{pa} = P_c \times 365 \times C_F \times 24 \quad (10)$$

L'analyse des données de [12] a révélé que C_F est égal à 15.9 %. Plus encore, selon l'Administration Américaine de l'Énergie [29], ce coefficient varie entre 5 et 40 % pour les installations solaires thermiques pour la production d'électricité.

Par ailleurs, la puissance totale du champ P_c est égale au produit du nombre d'unités N par leur puissance unitaire P_u :

$$P_W = N \times P_u \quad (11)$$

Pour identifier la solution la plus avantageuse pour une éventuelle implantation du champ solaire SD au niveau de la localité de Tissemsilt et la définition entre autres du délai d'amortissement une analyse paramétrique coût-bénéfice est réalisée avec la variation des paramètres suivants:

- du capital de l'investissement de la centrale solaire entre 1125, 2000, 3000 et 8000 €/kWe;
- et du prix de revient kWh d'électricité, supposé égal à celui de vente P_{vu} dans une première étape, entre 0.07, 0.1, 0.15, 0.2, 0.45 €/kWh.

Plus encore, cette analyse est réalisée pour l'implantation d'un champ solaire de type DS avec production annuelle égale à 10 % de la consommation annuelle totale de la wilaya de Tissemsilt estimée à 222 GWh. Compte tenu de cette condition, la puissance électrique totale du champ déduite de l'expression (10) est égale à 15.8 MW. Par ailleurs, tous les paramètres adoptés dans l'étude économique sont rapportés dans le **tableau** ci-dessous.

Tableau 1: Paramètres adoptés dans l'étude technico-économique

Paramètres	Unité	Valeurs
Capital d'investissement par unité de puissance produite (CC)	€/kWe	1125, 2000, 3000, 8000
Prix de revient unitaire	€/kWh	0.07, 0.1, 0.15, 0.20...0.48
Puissance annuelle consommée par la localité de Tissemsilt	GW	222
Puissance totale du champ pour assurer 10% de la puissance annuelle consommée	MW	15,8
Taux d'intérêt annuel	%	8
Capacité Factor	%	15.9

5. DISCUSSION DES RÉSULTATS

Les résultats d'évaluation des délais d'amortissement (DA) en fonction des prix de revient unitaires (P_{vu}) et des capitaux d'investissement par unité de puissance produite (CC) sont représentés sur les Figures 1, 2, 3 et 4 et rapportés dans le tableau récapitulatif (**Tableau 2**).

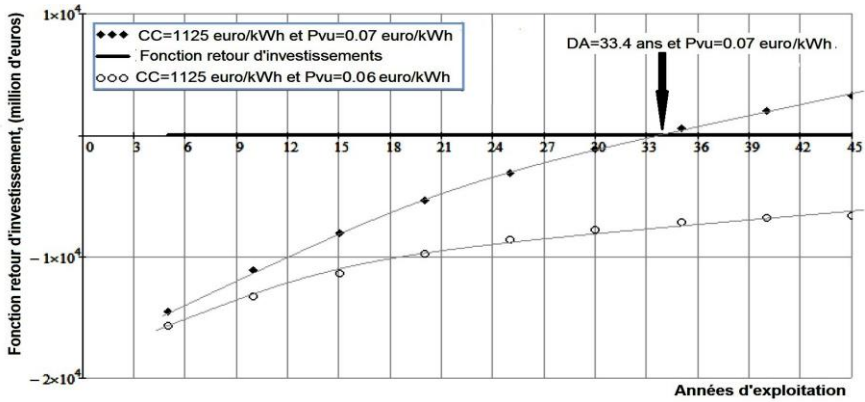


Fig. 1: Variation du délai de retour d'investissement en fonction du prix de revient unitaire égale = 0.07 €/kWh et du capital d'investissement par unité de puissance produite CC=1125 €/kWe

L'examen de la figure 1 permet d'en conclure que le délai d'amortissement est égal à 33.4 ans pour un capital d'investissement par unité de puissance produite égal à 1125 €/kWe et un prix de revient unitaire du kWh égal à 0.07 euro au-dessus duquel le projet de la station solaire de type SD n'est pas rentable. Ce résultat rappelle celui obtenu par Abbas *et al.* [18, 19], cité précédemment pour l'implantation d'une centrale solaire similaire de 221 GWh de production annuelle dans la région de Tamanrasset avec un prix de revient égal à 11.5 c\$/kWh ou l'équivalent en euro 8,8 c€/kWh. Il faut rappeler que l'augmentation du prix de revient du kWh jusqu'à 0.1 euro avec le maintien des autres paramètres fait réduire le DA jusqu'à 13 ans (Fig. 2). Il faut aussi préciser que la valeur du capital d'investissement par unité de puissance produite égale à par 1125 €/kWe est justifié pour la production de plus de 5000 unités par an d'unité euro Dish-Stirling de 10 kWe. Pour assurer les 10 % de la consommation annuelle de la wilaya de Tissemsilt (**Tableau 1**) un champ solaire de SD de puissance de 15.8 MW est nécessaire. Ceci nécessiterait l'implantation plus de 1580 unités euro Dish Stirling de 10 kWe qui correspond à son tour à un capital d'investissement par unité de puissance produite égal à 1695 €/kWe. Un tel champ sera remboursé au bout de 25 ans avec un prix de revient unitaire égal à 0.114 €/kWh (Fig. 2).

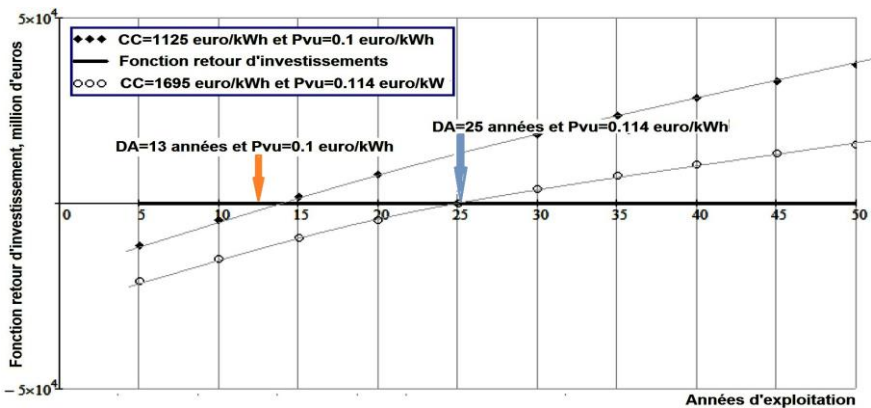


Fig. 2: Variation du délai de retour d'investissement en fonction du prix de revient unitaire égal à 0.1 et 0.114 €/kWh et du capital d'investissement par unité de puissance produite consécutivement égal à 1125 et 1695 €/kWe

Une autre lecture de la variation des délais d'amortissement pour un capital d'investissement par unité de puissance produite égal à 2000 €/kWe en fonction des prix de revient unitaires du kWh égaux à 10, 15, 20, 25 et 30 centimes d'euro (c€/kWh) peut être tirée de la figure 3. Il s'avère que le projet n'est pas rentable pour des prix de revient unitaires inférieurs ou égaux à 10 c€/kWh. Pour le reste des P_{VU} : 15, 20, 25 et 30 c€/kWh le DA est consécutivement égal à 21.3, 12.2, 8.7 et 6.25 ans. Il faut rappeler que le prix de vente mondial est proche de 21 c€/kWh.

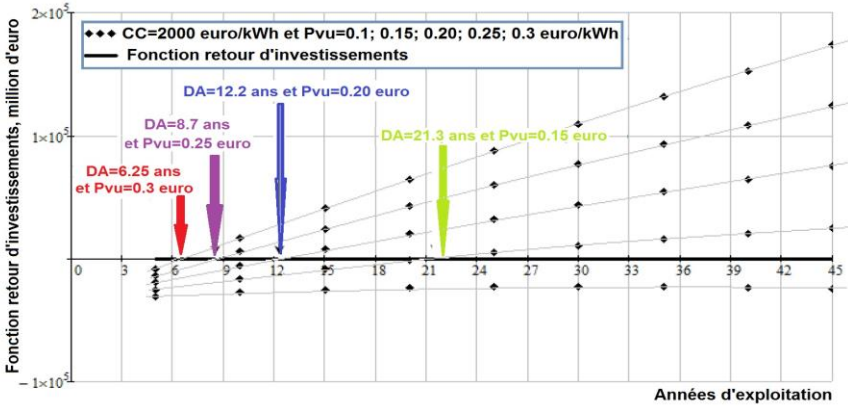


Fig. 3: Variation des délais de retour d'investissement en fonction des prix de revient unitaires égaux à 0.1; 0.15; 0.2; 0.25 et 0.30 €/kWh et du capital d'investissement par unité de puissance produite CC=2000 €/kWh

Une analyse semblable a été réalisée pour un capital d'investissement par unité de puissance produite égal à 3000 €/kWh en fonction des prix de revient unitaire du kWh égales à 20, 25 et 30 centimes d'euro (c€/ kWh) (fig.4). Il s'avère aussi que le projet n'est pas rentable pour des prix de revient unitaire inférieurs ou égaux à 17 c€/ kWh. Pour le reste des Pvu : 20, 25 et 30 c€/ kWh le délai d'amortissement (DA) est consécutivement égal à 26,3, 15,2, et 11 ans.

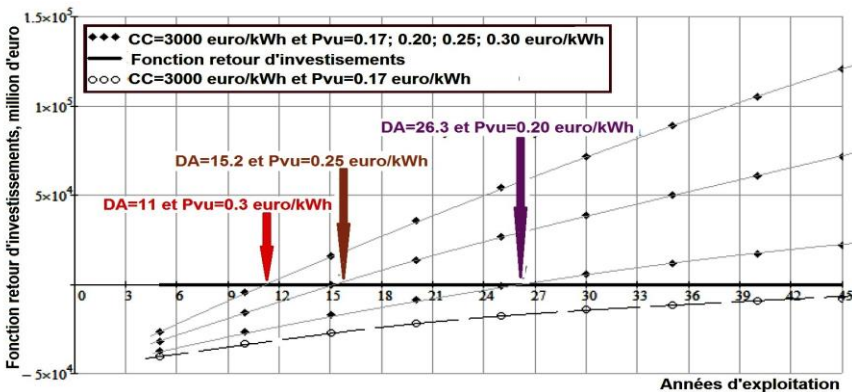


Fig. 4: Variation des délais de retour d'investissement en fonction des prix de revient unitaires égaux à 0.17; 0.2; 0.25 et 0.30 €/kWh et du capital d'investissement par unité de puissance produite CC=3000 €/kWh

Par ailleurs, un résultat similaire à celui obtenu par Zaaraoui et al. [21] a été obtenu (Fig. 5). En effet, le même délai d'amortissement égal à 30 ans a été obtenu pour les

mêmes données du capital d'investissement par unité de puissance produite égale à $CC=3008$ \$/kWe soit l'équivalent en euro de 2296 €/kWe et le prix de revient unitaire égal à 19 c\$/kWh ou l'équivalent en euro de 14.5 c€/kWh.

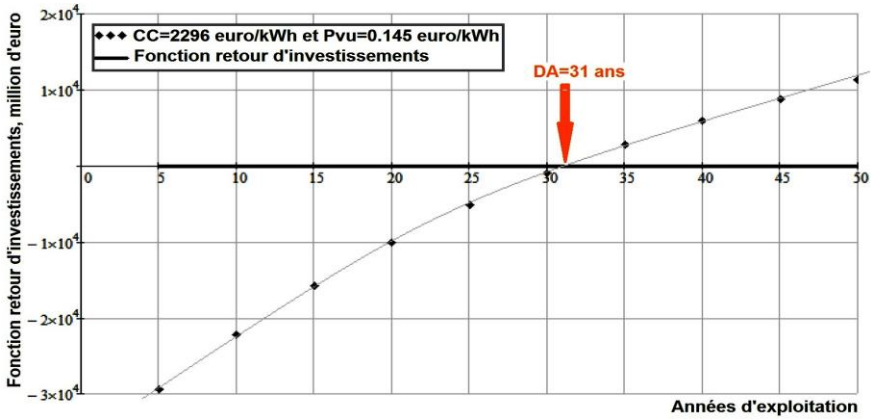


Fig. 5: Variation des délais de retour d'investissement en fonction du prix de revient unitaire égal à 0.145 €/kWh et du capital d'investissement par unité de puissance produite $CC=2296$ €/kWh

Tableau 2: Définition des prix de revient unitaire et délais d'amortissement minimaux et les prix de revient unitaires correspondant à un délai d'amortissement égal à 25 ans

CC €/kWh	P_{vu_min} €/kWh	DA correspondant à P_{vu_min} , années	P_{vu} correspondant à DA 25 ans, €/kWh
4000	0.25	40.6	0.27
5000	0.295	46.5	0.34
6000	0.35	54	0.407
7000	0.41	51	0.47
8000	0.468	51	0.54

6. CONCLUSION

Les systèmes SD actuels ont atteint un haut niveau de fiabilité et leurs coûts ont considérablement baissé au cours de ces dernières années. Leur caractère modulaire leur permet d'être utilisés à la fois pour la production décentralisée ou centralisée de l'électricité.

Le présent travail a permis de souligner le potentiel solaire au niveau de la localité de Tissemsilt, égal à 1947 kWh/m² par an avec une durée annuelle de 2999 h. En comparaison au champ d'Almeria, toutes les conditions sont présentes pour une implantation de champ solaire SD pour la production de près de 10 % de la consommation annuelle en énergie électrique de la wilaya de Tissemsilt avec un prix de revient minimal égal à 0.07 €/kWh, un délai d'amortissement maximal égal à 33.4 années et un capital d'investissement par unité de puissance produite égal à 1125 €/kW, justifié pour le cas de production plus de 5000 unités par an d'unité euro Dish Stirling de 10 kWe.

Par ailleurs, 1580 unités de cette dernière sont nécessaires pour assurer les 10 % de la consommation annuelle de la wilaya de Tissemsilt, ce qui correspond à un capital d'investissement par unité de puissance produite égal à 1695 €/kWe, un délai

d'amortissement de 25 années et un prix de revient unitaire de 11.4 c€/kWh ce qui est inférieur au prix de vente unitaire sur le marché mondial. Ce prix de revient est l'équivalent de 12 dinars algériens, toutefois supérieur au prix cédé au particulier en Algérie de 2 et 3.2 dinars/kWh [28].

En conclusion, l'implantation d'un champ solaire de type Stirling Dish au niveau de la localité de Tissemsilt est économiquement rentable pour des prix de revient unitaire au dessus du prix de vente unitaire sur le marché mondial. C'est une alternative réelle et une opportunité à portée de main qu'il faut saisir.

REFERENCES

- [1] H. KlaiB, R. Kohne, J. Nitsch and U. Sprengel, '*Solar Thermal Power Plants for Solar Countries - Technology, Economics and Market Potential*', Applied Energy, Vol. 52, pp. 165 – 183, 1995.
- [2] T.M. Pavlovic, I.S. Radonjic, D.D. Milosavljevic and L.S. Pantic, '*A Review of Concentrating Solar Power Plants in the World and Their Potential Use in Serbia*', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 3891 – 3902, 2012.
- [3] O. Behar, A. Khellaf and K. Mohammedi, '*A Review of Studies on Central Receiver Solar Thermal Power Plants*', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 23, pp. 12 – 39, 2013.
- [4] Ramon Ferreiro Garcia, '*Preliminary Design Study for a Lunar Solar Power Station Using Local Resources*', Solar Energy, Vol. 86, pp. 2871 – 2892, 2012.
- [5] A.L. Avila-Marin, J. Fernandez-Reche and F.M. Tellez, '*Evaluation of the Potential of Central Receiver Solar Power Plants: Configuration, Optimization and Trends*', Applied Energy, Vol. 112, pp. 274 – 288, 2013.
- [6] M. Thirugnanasambandam, S. Iniyan and R. Goic, '*A Review of Solar Thermal Technologies*', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, pp. 312 – 322, 2010.
- [7] I. Purohit and P. Purohit, '*Techno-Economic Evaluation of Concentrating Solar Power Generation in India*', Energy Policy, Vol. 38, pp. 3015 – 3029, 2010.
- [8] M.J. Montes, A. Abanades, J.M. Martinez-Val and M. Valdes, '*Solar Multiple Optimization for a Solar-Only Thermal Power Plant, Using Oil as Heat Transfer Fluid in the Parabolic Trough Collectors*', Solar Energy, Vol. 83, pp. 2165 – 2176, 2009.
- [9] M.S. Jamel, A. Abd Rahman and A.H. Shamsuddin, '*Advances in the Integration of Solar Thermal Energy with Conventional and Non-Conventional Power Plants*', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 20, pp. 71 – 81, 2013.
- [10] R. Hosseini, M. Soltani and G. Valizadeh, '*Technical and Economic Assessment of the Integrated Solar Combined Cycle Power Plants in Iran*', Renewable Energy, Vol. 30, pp. 1541 – 1555, 2005.
- [11] M. ZekiYilmazoglu, A. Durmaz and D. Baker. '*Solar Repowering of Soma- A Thermal Power Plant*', Energy Conversion and Management, Vol. 64, pp. 232 – 237, 2012.
- [12] T. Tsoutsos, V. Gekas and K. Marketaki, '*Technical and Economical Evaluation of Solar Thermal Power Generation*', Renewable Energy, Vol. 28 , pp. 873 – 886, 2003.
- [13] Mohamed A.H. El-Sayed, '*Solar Supported Steam Production For Power Generation in Egypt*', Energy Policy, Vol. 33, pp. 1251 – 1259, 2005.
- [14] Carlos Eymel Campos Rodríguez, José Carlos Escobar Palacio, Osvaldo J. Venturini, Electo E. Silva Lora, Vladimir Melián Cobas, Daniel Marques dos Santos, Fábio R. Lofrano Dotto and Vernei Gialluca, '*Exergetic and Economic Comparison of ORC And Kalina Cycle for Low Temperature Enhanced Geothermal System in Brazil*', Applied Thermal Engineering, Vol. 52, pp. 109 – 119, 2013.

- [15] F. Vélez, J.J. Segovia, M.C. Martín, G. Antolín, F. Chejne and A. Quijano, 'A Technical, Economical and Market Review of Organic Rankine Cycles for the Conversion of Low Grade Heat for Power Generation', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, pp. 4175 – 4189, 2012.
- [16] S.J. Wagner and E.S. Rubin, 'Economic Implications of Thermal Energy Storage for Concentrated Solar Thermal Power', *Renewable Energy*, Vol. 61, pp. 81 – 95, 2014.
- [17] N. Aste, M. Beccali and L.C. Tagliabue, 'Nomograph for Rapid Technical and Economic Assessment of Solar Thermal Systems for Dhw Production', *Solar Energy*, Vol. 86, pp. 2472–2485, 2012.
- [18] M. Abbas, B. Boumeddane, N. Said, A. Chikouche, 'Dish Stirling Ttechnology: A 100 MW Solar Power Plant Using Hydrogen for Algeria', *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 36, pp. 4305 – 4314, 2011.
- [19] M. Abbas, Z. Belgroun, H. Aburidah and N.K. Merzouk, 'Assessment of a Solar Parabolic Trough Power Plant for Electricity Generation Under Mediterranean and Arid Climate Conditions in Algeria', *Energy Procedia*, Vol. 42, pp. 93 – 102, 2013.
- [20] M. Abbas, B. Boumeddane, N. Said and A. Chikouche, 'Technico Economic Evaluation of Solar Dish-Stirling System for Stand Alone Electricity Generation in Algeria', *Journal of Engineering and Applied Sciences*, Vol. 4, N°4, pp. 258 – 267, 2009.
- [21] A. Zaaraoui, Y. Mohamed Lamine and N. Said, 'Technical and Economical Performance of Parabolic Trough Collector Power Plant under Algerian Climate', *Procedia Engineering*, Vol. 33, pp. 78 – 91, 2012.
- [22] M. Frangou, T. Tsoutsos and N. Sakellariou, 'Sustainability Assessment of a Solar Thermal Power Project in Mediterranean Application in the Island of Crete', *Ecological Indicators*, Vol. 18, pp. 379 – 386, 2012.
- [23] Y. Bravo, M. Carvalho, L.M. Serra, C. Monne, S. Alonso, F. Moreno and M. Munoz, 'Environmental Evaluation of Dish-Stirling Technology for Power Generation', *Solar Energy*, Vol. 86, pp. 2811 – 2825, 2012.
- [24] G.C. Bakos and Ch. Antoniadis, 'Techno-Economic Appraisal of A Dish-Stirling Solar Power Plant in Greece Based on an Innovative Solar Concentrator Formed by Elastic Film', *Renewable Energy*, Vol. 60, pp. 446 – 453, 2013.
- [25] R. Pitz-Paal, J. Dersch and B. Milow, 'European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping', Edited by Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.. 23 p.
- [26] M.R. Yaïche et A. Bouhanik, 'Atlas Solaire Algérien', 84 p. CDER, 2013.
- [27] V.S. Reddy, S.C. Kaushik, K.R. Ranjanand and S.K. Tyagi, 'State-of-the-Art of Solar Thermal Power Plants - A Review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 27, pp. 258 – 273, 2013.
- [28] 'Tarifs de l'Electricité les Moins Chers en Afrique', Algérie News, Site Web: <http://www.algerienews.info/les-tarifs-de-lelectricite-les-moins-chers-en-afrique/>. Date du dernier accès: 28/08/2014
- [29] 'Monthly Generator Capacity Factor', Today in Energy, U.S. Energy Information Administration. Site Web: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14611>. Date du dernier accès: 30/08/2014