

Remerciement

Remerciement

Avant tout, je remercie Dieu pour m'avoir donné le courage et la patience de mener ce modeste travail.

Je tiens à remercier d'une façon particulière mes chers parents pour leur patience et le bonheur qui m'ont apporté.

J'adresse mes remerciements à mon encadreur le Professeur Marzouk Moustapha pour m'avoir fait bénéficier de ces compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité.

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un projet de fin d'études, pour obtenir le diplôme de *Master en énergies renouvelable option conversion thermique* à l'université de Saad Dahleb de Blida / département des énergies renouvelable.

Je tiens à remercier Saïd Noureddine ancien chercheur au centre de développement des énergies renouvelables pour son aide et ses conseils.

Je tiens à remercier tout les enseignants du département des énergies renouvelables qui ont participé à ma formation.

A mes chers et fidèles amis et à tous ceux qui me connaissent.

B.MOHAMMED

ملخص

تهدف هذه المذكرة الى دراسة تأثير تغير المساحة المضائة مع حساب الاستطاعة المسترجعة من طرف الانبوب المستقبل بدلالة ايام السنة لمركز اشعة الشمس من نوع مقعر اسطوانى، حسب التركيب شرق-غرب او شمال-جنوب . هذه الدراسة توضح ان ظياع الصورة يتغير بدلالة خط الطول والمسافة المركزية التي تربط بين العاكس الشمسى والمستقبل كما تظهرا ايضا افضلية استعمال التركيب شرق-غرب في فصل الشتاء، واستعمال شمال جنوب في فصل الصيف، ان حساب الاستطاعة المستقطبة على مدار السنة يبين ان في الفصول الحارة ربيع وصيف التركيب شمال-جنوب هو الاكثر نجاعة، والتركيب شرق-غرب بنسبة للفصول اباردة خريف و شتاء

Résumé:

L'objectif de ce travail est d'étudier la variation de la surface éclairée et calculer la puissance récupérée par l'absorbeur en fonction du jour de l'année dans le cas d'un concentrateur linéaire cylindro-parabolique selon le montage E-O et le montage N-S. Cette étude montre que la perte d'image varie en fonction de la latitude , de la distance focale et la longueur de l'absorbeur, Elle montre aussi qu'en hiver le montage Est-Ouest est préférable par rapport au montage Nord- Sud, en été le montage Nord-Sud est préférable par rapport au montage Nord-Sud, Le calcul de puissance récupérée par l'absorbeur au cours de l'année pour les deux montage, E-O et N-S montre pour les saisons chauds (printemps -été) le montage N-S est le mieux indiqué, et pour les saisons froides (automne-hiver) la préférence va pour le montage E-O.

Abstract:

The objective of this work is to study the variation of the illuminated surface and calculate the power recovered by the absorber in function of the days of the year in the case of the parabolic through collector according to the EST-WEST tracking and NORTH-SOUTH tracking, This study shows that the loss of the image varies in function of the latitude and the focal distance and the length of the absorber, it also shows that in winter the N-S tracking is preferred compared to the E-O tracking, in summer the E-O tracking is preferred ,the calculation of the power recovered by the absorber during the year for both tacking shows that for hot seasons (spring-summer) the E-O tracking preferred , for the cold seasons (autumn-winter) the N-S tracking is preferred.

Sommaire :

Introduction générale.....	1
1 Etude bibliographique	
Introduction	3
1.1 Définition et concepts.....	3
1.1.1 Repérage de la position de soleil.....	3
a. Les coordonnées géographiques	3
b. Les coordonnées équatoriales.....	4
c. Le système de coordonnées équatoriales.....	6
d. Le système de coordonnées écliptique et Le système de coordonnées galactiques	6
e. Les coordonnées solaires locales.....	6
g. L'angle de zénith θ_z	7
f. La hauteur du soleil.....	7
1.1.2. Les temps.....	7
a. Le temps universel TU	7
b. Le temps solaire local.....	7
c. Le temps solaire vrai	7
1.1.3. Le rayonnement solaire.....	8
a. Types de rayonnement	8
b. rayonnement global	8
c. rayonnement diffus	9
d. rayonnement direct.....	9
1.1.4 : Eclairage solaire (modèles)	9
a. Modèle de Hottel, Lui et Jordan.....	9
b. Modèle de Perrin de Brichambaut.....	10

Sommaire :

c.Modèle de Capderou simplifié.....	11
1.1.5. Diagramme Solaire	12
1.1.6. Eclairement reçu sur un plan incliné.....	13
a. Angle d'incidence	13
1.2. Le concentrateur cylindro-parabolique.....	14
1.2.1. Description des différentes parties de concentrateur.....	14
a. Description du concentrateur.....	14
b. Le réflecteur cylindro-parabolique	14
c. Le tube absorbeur.....	15
d. Le fluide caloporteur HTF	15
1.2.2. Les caractéristiques des concentrateurs cylindro-parabolique	16
a. La concentration géométrique C	16
b. Le facteur d'interception (γ)	16
c. Le facteur de l'angle incidence modifié (K).....	16
1.2.3. Les montages.....	17
a. Est-Ouest horizontal	17
b. Nord-Sud horizontal	17
1.2.4. L'angle d'incidence	17
1.2.5. L'effet cosinus et déplacement de l'image	18
1.2.6. Les systèmes de poursuites.....	18
a. Poursuite aveugle.....	18
b. poursuite sensible.....	19
1.3. Etat de l'art	19
1.4. Position de problème.....	20

Sommaire :

Conclusion.....	20
2 Modélisation	
2.1 Repérage de position du soleil.....	21
2.2. Estimation de l'éclairement solaire direct	22
2.3. L'angle d'incidence pour les deux montages	23
2.4. La variation de la surface éclairée.....	24
2.5. Calcul de l'intégrale (Méthode de Simson).....	25
2.5. Organigramme de programme.	26
Conclusion	27
3 Résultats et discussions	
Introduction.....	28
3.1. L'aspect géométrique.....	30
3.1.1. L'effet de montage	30
3.1.2. Discussion des résultats de l'effet de montage	32
3.1.3. Effet de saisonnier	33
3.1.4 Discussion des résultats de l'effet saisonnier	40
3.2.5 Effet de la latitude.....	41
3.2.6. Discussion des résultats de l'effet de la latitude.....	42
3.3.7 Effet de la focale.....	42
3.3.8. Discussion des résultats de la focale.....	44
3.3.9. Effet de la longueur de l'absorbeur.....	44

Sommaire :

3.3.10. Discussion des résultats de l'effet de la longueur de l'absorbeur....	45
3.2. L'aspect énergétique.....	46
3.2.1. Effet de la latitude.....	46
3.2.2. Discussion des résultats de l'effet de la latitude.....	47
3.2.3. Effet de Montage	47
3.2.4. Discussion des résultats de l'effet de montage.....	48
Conclusion	48
Conclusion générale.....	50
Perspectives	51

Introduction générale :

Dans ce présent travail on s'intéresse à l'utilisation de l'énergie solaire qui est un immense gisement d'énergie naturel et gratuit, dont les applications sont très diversifiées. Quelque soit l'application, le principe de captation de l'énergie solaire est toujours utilisée. L'énergie solaire qui se manifeste donc principalement par la chaleur diffusée vers la terre se propage de trois façons différentes : global, direct et diffus. Ces différentes façons sont utilisées pour la collection de l'énergie solaire.

Il existe deux techniques distinctes pour la collection de l'énergie solaire qui peuvent être identifiées, une première catégorie est composée de technique « plates » 'capteurs plans'. Ce type de capteur utilise une méthode simple de conversion de l'énergie solaire incidente en énergie thermique directement utilisable, par conséquent leurs domaines d'utilisation est très restreint et il présente en outre un certains nombres d'inconvénients; ce qui a poussé les spécialistes et particulièrement les constructeurs à concevoir d'autres modèles de configuration afin de trouver un prototype qui améliore le rendement au maximum et remédier aux inconvénients (réduction du poids, manutention rapide et facile.....etc.), ce nouveau prototype est le 'concentrateur solaire', qui fournit une quantité de chaleur considérable.

L'Algérie bénéficie d'une puissance de rayonnement solaire parmi les plus élevées en méditerranée. Selon les données d'ensoleillement, l'énergie moyenne reçu sur une surface horizontale est de l'ordre de 1700 kWh/m² annuellement sur les régions côtières, 1900 kWh/m²/an sur les Hauts Plateaux et 2650 kWh/m²/ an au Sahara [1].

On peut utiliser des concentrateurs solaires qui focalisent les rayons du soleil sur un point, comme la tour solaire et le concentrateur parabolique, ou sur une ligne comme le concentrateur cylindro-parabolique et les miroirs de Fresnel.

Le concentrateur cylindro-paraboliques est actuellement le plus répandu, ses applications sont multiples par exemple la réfrigération solaire, la distillation solaire et l'électricité solaire, dans le sud de l'Algérie (Hassi R'Mel) une centrale électrique hybride (gaz /solaire) est installée avec une surface de 180 000 m² des réflecteurs paraboliques et d'une puissance électrique de 25 MW [2].

Le concentrateur cylindro-parabolique (CCP) est généralement doté d'une poursuite solaire pour adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur (angle d'incidence = 0). Le but de ce travail est d'étudier la variation de la surface éclairée et calculer la puissance récupérée par l'absorbeur, dans le cas d'un concentrateur linéaire cylindro-parabolique pour le

Introduction générale :

but comparé entre les deux montages E-O et N-S. Ce présent travail est constitué de trois chapitres.

Le premier chapitre présente une recherche bibliographique concernant les concepts liés à notre sujet, les principaux composants d'un concentrateur cylindro-parabolique et les caractéristiques des concentrateurs cylindro-paraboliques, les deux montages qui font l'objectif de notre travail et les différents systèmes de poursuites sont présentés, En Terminera par une présentation des différents travaux qui ont été faits pour améliorer les performances des concentrateurs cylindro-paraboliques .

Le développement de notre outil de modélisation et de simulation d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique, font l'objet du second chapitre. Ce programme permet d'étudier l'influence de différents paramètres sur la variation de la surface éclairée et la puissance récupérée par l'absorbeur. De plus le modèle empirique de Capderou est utilisé pour estimer le rayonnement solaire. L'intégrale a permis de calculer, la puissance récupérée par l'absorbeur, pour les deux montages.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation des résultats avec leurs interprétations. Finalement, ces trois chapitres sont complétés par une conclusion générale et des perspectives.

Liste des figures et tableaux

Liste des figures	page
Figure 1.2. Les coordonnées géographiques	4
Figure 1.2. La déclinaison du soleil	4
Figure 1.3. Coordonnées horaires.....	5
Figure 1.4. Coordonnées équatoriales	6
Figure 1.5. Coordonnées horizontales.....	6
Figure 1.6. Les variations annuelles de l'équation de temps	8
Figure 1.7. Diagramme Solaire	11
Figure 1.8. Diagramme Solaire pour 36 deg de latitude Nord	12
Figure 1.9. Digrammes solaires pour la latitude 0° (Equateur), 20° (Pointe sud de l'Algérie), 36.7° (Alger) et 48.5° (Paris).....	12
Figure 1.10. Plan incliné avec repérage des angles	13
Figure 1.11. Le capteur complet	14
Figure 1.12. Dimensionnement du réflecteur	15
Figure 1.13. Structure de l'absorbeur	16
Figure 1.14. Montage Est-Oust.....	17
Figure 1.15. Montage Nord-Sud	17
Figure 1.16. L'angle d'incidence sur un concentrateur solaire Cylindro-parabolique	17
Figure 1.17. . Illustration de l'effet cosinus dans les miroirs cylindro-parabolique	18
Figure 2.1. Montage Est-Ouest	23
Figure 2.2. Montage Nord-Sud.....	23
Figure 2.3. Perte d'image	24
Figure 2.4. Les résultants numériques de l'intégrale.....	25
Figure 2.5. Organigramme du programme de simulation.....	26

Liste des figures et tableaux

Figure 2.4. Variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour les deux équinoxes.....	27
Figure 3.1. Variation de l'efficacité optique en fonction de temps.....	29
Figure 3.2. Variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour le 01 janvier.....	29
Figure 3.3. Variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour les deux équinoxes.....	30
Figure 3.4. Variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour le 21 Juin.....	31
Figure 3.5. Variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire le 21 Décembre.....	32
Figure 3.6. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=22^\circ$).....	33
Figure 3.7. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=27^\circ$).....	34
Figure 3.8. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=32^\circ$).....	35
Figure 3.9. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=37^\circ$).....	36
Figure 3.10. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour ($\phi=22^\circ$).....	37
Figure 3.11. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour ($\phi=27^\circ$).....	38
Figure 3.12. la variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour ($\phi=32^\circ$).....	38
Figure 3.13. la variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour ($\phi=37^\circ$).....	39
Figure 3.14. Variation de la perte d'image en fonction de la latitude et de l'angle horaire pour le montage E-O.....	41
Figure 3.15. Variation de la perte d'image en fonction de la latitude et de l'angle horaire pour le montage N-S.....	42
Figure 3.16. Variation de la perte d'image en fonction de la focale et de l'angle horaire pour le montage E-O.....	43

Liste des figures et tableaux

Figure 3.17. Variation de la perte d'image en fonction de la focale et de l'angle horaire pour le montage N-S.....	43
Figure 3.18. Variation de la perte d'image en fonction de la longueur de l'absorbeur et de l'angle horaire pour le montage E-O.....	44
Figure 3.19. Variation de la perte d'image en fonction de la longueur de l'absorbeur et de l'angle horaire pour le montage N-S.....	45
Figure 3.20. Variation de puissance récupérée par l'absorbeur au cours de l'année pour des différentes latitudes.....	46
Figure 3.21. Variation de puissance récupérée par l'absorbeur au cours de l'année pour des différentes latitudes.....	47
Figure 3.22. Variation de puissance récupérée par l'absorbeur au cours de l'année pour les deux montages et ($\phi=27^\circ$).....	48

Liste de tableaux	page
Tab. 1.1 .Coefficients de Hottel.....	10
Tab. 1.2.Les coefficients dépendent de la qualité du ciel.....	10

Introduction :

La quantité totale d'énergie émise par le soleil sous forme de rayonnement est remarquablement constante, elle ne varie que de quelques millièmes sur une période de plusieurs jours. Cette émission d'énergie vient des profondeurs du soleil.

Comme la plupart des autres étoiles, le soleil est constitué principalement d'hydrogène (71%), d'hélium (27%) et d'autres éléments plus lourds (2%).

L'énergie solaire est une énergie produite par la suite des réactions de fusions nucléaires. La source de la plupart des énergies disponibles sur la terre est exploitable pour la production d'électricité.

La puissance solaire disponible en tout point de la terre dépend du jour, de l'heure, et de la latitude de point de réception, de plus la quantité d'énergie solaire captée est fonction de l'orientation du récepteur.

Ce chapitre est divisé en deux parties, l'une est consacrée à la présentation et la définition de quelques notions d'astronomie telles que les différentes coordonnées, les différents angles, les différents temps, et à la fin de cette partie, on va définir le rayonnement solaire et ses composantes. L'autre partie est consacrée aux différentes définitions des paramètres qui régissent les systèmes à concentration du rayonnement solaire. A la fin de cette partie, nous allons présenter l'état de l'art du concentrateur cylindro-parabolique et on va citer les principaux travaux qui ont été élaborés dans le développement du concentrateur linéaire cylindro-parabolique.

1.1 Définition et concepts :

1.1.1 Repérage de la position de soleil :

Pour pouvoir déterminer la position du soleil, il faudrait tout d'abord donner à chaque point de la terre, des coordonnées.

a. Les coordonnées géographiques :

Tout point de la sphère terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques (figure1.1) [3] :

- La latitude (λ) d'un lieu, correspond à l'angle avec le plan équatorial, que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu. Elle varie entre (0° et $+90^\circ$) au pôle Nord et (0° et -90°) au pôle Sud [3].
- La longitude (Φ) d'un lieu, correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien origine 0° le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention on affecte le signe (+) aux méridiens situés à l'est de ce méridien, et le signe (-) méridiens situés à l'ouest [3].

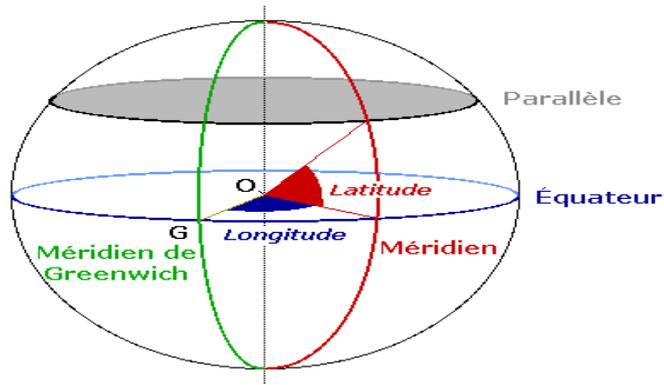


Figure 1.1. Coordonnées géographiques

b. Les coordonnées équatoriales :

- La déclinaison solaire (δ), est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre, (figure 1.2). Elle varie tout au long de l'année, entre deux valeurs extrêmes, $(- 23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ)$. Elle s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne, et prend les valeurs extrêmes aux solstices d'été et d'hiver.

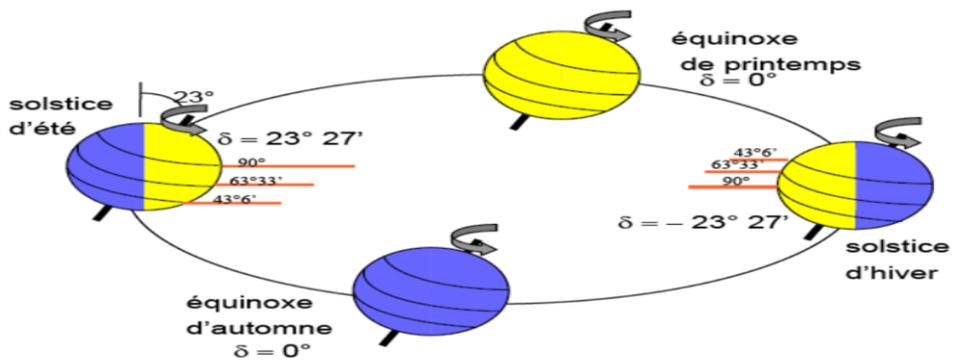


Figure 1.2: La déclinaison du soleil

Equinoxe de printemps :	21 Mars	$\delta = 0$
Solstice d'été :	22 Juin	$\delta = +23^\circ 27'$
Equinoxe d'automne :	23 Septembre	$\delta = 0$
Solstice d'hiver :	22 Décembre	$\delta = -23^\circ 27'$

Entre ces 4 points remarquables, prend toutes les valeurs intermédiaires qui peuvent se calculer par la relation : [4].

$$\sin \delta = 0.4 \sin J \tag{1.1}$$

Avec $J = N \frac{360}{365}$

Et : N , nombre de jours écoulés depuis l'équinoxe de printemps.

Ou par la relation :

$$\delta = 23.45. \sin\left(360. \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.2)$$

Avec : n , nombre de jours écoulés depuis le premier Janvier.

La déclinaison étant une fonction sinusoïdale, elle varie rapidement au voisinage des équinoxes (0.4° / jour) alors qu'elle est pratiquement stationnaire durant les périodes qui encadrent les solstices d'été et d'hiver.

- L'angle horaire (ω), du soleil, est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui qui passe par la direction du soleil si l'on prend comme origine le méridien de Greenwich, (figure 1.2). L'angle horaire est compris entre 0° et 360° . La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive dans l'après-midi il augmente de 15° par heure [4].
- La formule suivante donne l'angle horaire [4]

$$\omega = (TSV-12) \times 15^\circ \quad (1.3)$$

TSV : temps solaire vrai.

Ou TSV : est le temps solaire vrai exprimé en heures, à chaque heure qui s'écoule correspond une augmentation de l'angle horaires de 15° .

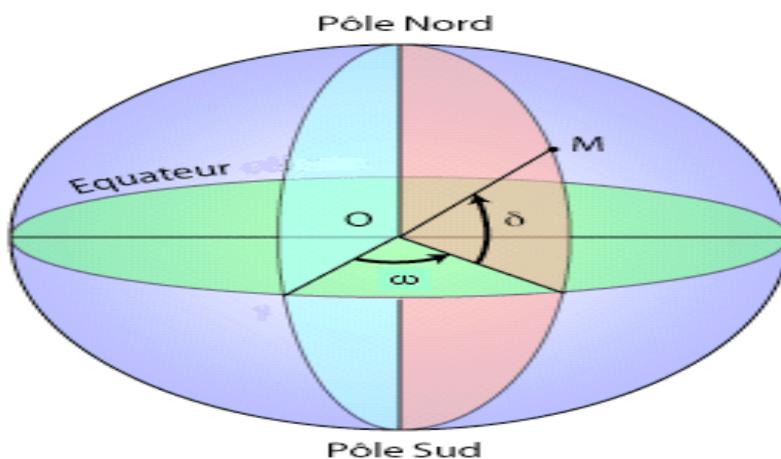


Figure 1.3 Coordonnées horaires [5].

c. Le système de coordonnées équatoriales :

Le système de coordonnées équatorial est le système le plus utilisé.

Le cercle fondamental est toujours l'équateur céleste.

- La 1ère coordonnée est la déclinaison, elle a la même définition que dans le système horaire.

La différence est que le point de référence pour la deuxième coordonnée n'est plus le méridien du lieu mais un point dans l'espace, c'est le point vernal.

- La distance angulaire entre le cercle horaire et le point vernal comptée vers l'est est l'ascension droite (α).

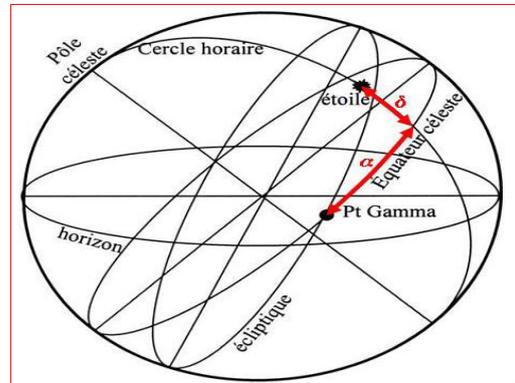


Figure 1.4 Coordonnées équatoriales [5].

Le système de coordonnées équatoriales, permet de définir rapidement la position d'un objet mais, du fait de la rotation de la terre, la hauteur et l'azimut varient sans arrêt [6].

d. Le système de coordonnées écliptique et Le système de coordonnées galactiques :

Le système de coordonnées écliptique utilise l'écliptique comme plan fondamental, Le système de coordonnées galactiques utilise la Voie Lactée comme plan fondamental [6].

e. Les coordonnées solaires locales :

La position d'un astre dans l'espace, peut être repérée par ses coordonnées horizontales définies sur la sphère céleste [3] :

- la hauteur (h) : est l'angle que fait la direction de l'astre, avec le plan horizontal, (Figure 1.5).
- l'azimut (a) : est l'angle que fait la projection du rayon solaire sur le plan horizontal (plan tangent au sol) avec la direction sud, (figure 1.5).

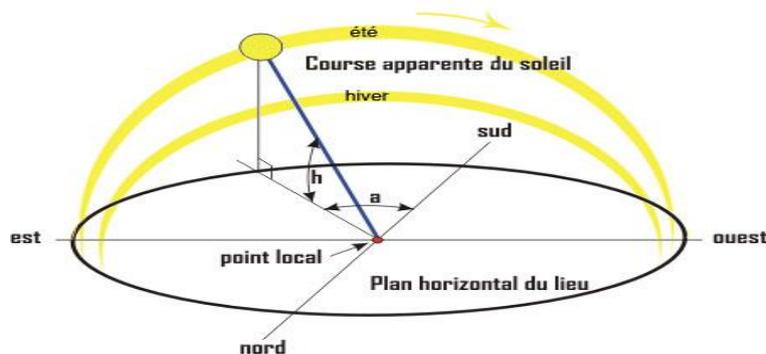


Figure .1.5 Coordonnées horizontales [6]

g. L'angle de zénith θ_z :

L'angle de zénith est l'angle compris entre le rayon solaire et le zénith, ce dernier est défini comme étant la verticale locale d'un lieu, l'expression de l'angle θ_z : est donnée par la relation suivante :

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \omega \cos \delta + \sin \varphi \sin \delta \quad (1.4)$$

f. La hauteur du soleil :

C'est l'angle h formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil il est donné par la relation :

$$\sin h = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (1.5)$$

Où l'on rappelle que : φ, δ, ω , sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison du soleil et l'angle horaire.

De la hauteur h , on peut déduire les heures de lever et de coucher de soleil. On remplaçant h par la valeur 0;

$$\cos \omega_s = -\tan \varphi \tan \delta \quad (1.6)$$

1.1.2. Les temps :

a. Le temps universel TU : Le temps universel TU est défini par l'heure de passage du soleil à la méridienne origine.

b. Le temps solaire local : La différence entre temps solaire local et temps universel est appelée correction de longitude.

La correction de la longitude est donnée pas la formule :

$$TSL = TU + \frac{\lambda}{15} \quad (1.7)$$

c. Le temps solaire vrai :

Le temps Solaire Vrai en 1 point du globe est donné par

$$T_{sv} = T_L + Et + 4(L_{ref} - L_{lieu}) + D \quad (1.8)$$

Avec :

T_L : Temps légal

D : décalage horaire (En Algérie $D=+1$ toute l'année)

L_{ref} : Longitude du méridien de référence (Greenwich pour l'Algérie)

L_{lieu} : Longitude du lieu comptée positivement à l'ouest et négativement à l'est

Et : Equation du temps donnée par :

$$Et = 9.87 \sin 2B - 7.53 \cos B - 1.5 \sin B \tag{1.9}$$

Ou en plus précis

$$Et = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \tag{1.10}$$

Avec :

$$B = 360(n-81)/364$$

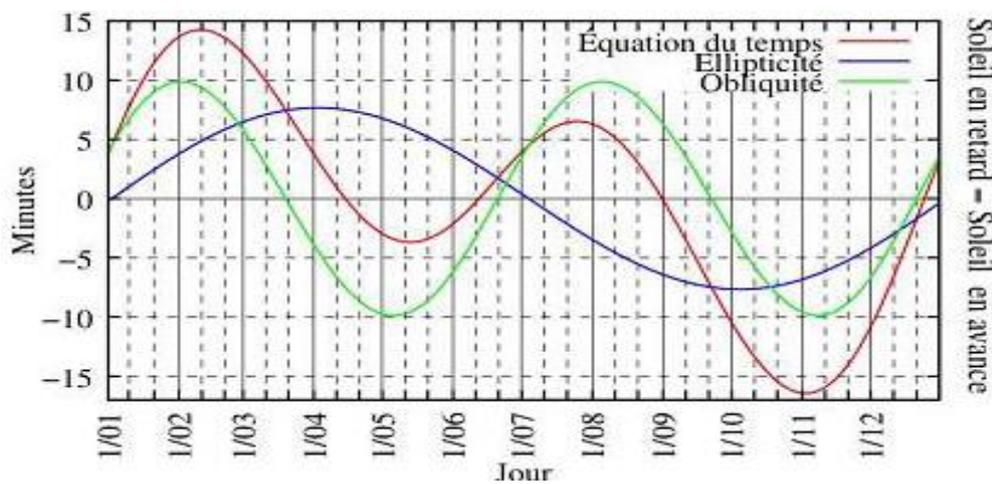


Figure 1.6. La variation annuelle de l'équation du temps

1.1.3. Le rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous forme d'ondes électromagnétiques. En dehors de l'atmosphère terrestre, il donne un éclairage énergétique à peu près constant et égale à 1367 W/m^2 , cette puissance qui est reçu par une surface extraterrestre est nommée la constante solaire elle est notée I_{sc} .

Cependant on peut introduire un facteur de correction noté F pour tenir compte de la variation de la distance entre la terre et le soleil, il est donné par la relation suivante [7] :

$$F = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360}{365} n\right) \tag{1.11}$$

a. Types de rayonnement :

b. rayonnement global :

La somme du rayonnement solaire direct et du rayonnement solaire diffus constitue le rayonnement solaire global.

c. rayonnement diffus :

Dans sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension. Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit, et quand les concentrateurs travaillent avec le rayonnement direct on va s'intéresser au rayonnement direct.

d. rayonnement direct :

Le rayonnement solaire direct se définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages [7].

Dans les systèmes solaires à concentration ce n'est que la composante directe du rayonnement qui est prise en considération et c'est pour cette raison que les seules formules qu'on va donner par la suite de ce paragraphe seront la formule de l'éclairement direct reçu par une surface horizontale et la formule de l'éclairement direct reçu par une surface inclinée :

$$I_{bh} = I \cdot \cos \theta_z \quad (\text{W/m}^2) \quad (1.12)$$

$$I_i = I \cdot \cos \theta \quad (\text{W/m}^2) \quad (1.13)$$

Tel que I_{bh}, I_i ; sont respectivement l'éclairement direct reçu par une surface horizontale, et l'éclairement direct reçu par une surface inclinée.

1.1.4 : Eclairement solaire (modèles) :

Il existe dans la littérature plusieurs modèles permettant l'estimation de l'éclairement solaire, nous avons affiné notre recherche pour ne proposer que les modèles qui donnent un résultat proche à la mesure de l'éclairement pour l'Algérie: Parmi ces modèles, on peut citer :

a. Modèle de Hottel, Lui et Jordan :

Le modèle proposé par Hottel, pour l'estimation de l'éclairement direct reçu sur un plan horizontal, s'écrit simplement : [9]

$$I_{bh} = I_0 (\sin h) \tau_b \quad (1.14)$$

Avec :

h : hauteur apparente du soleil.

$$\tau_b = a_0 + a_1 \exp\left(\frac{-a_3}{\sin h}\right) \quad (1.15)$$

Les coefficients a_0, a_1 et a_3 ont été établis pour des visibilités de 23 et 5 km, tel que :

$$a_i = a + b (c - Z)^2, \quad i = 0, 1, 2. \quad (1.16)$$

Avec :

Z: altitude du lieu, exprimée en km.

Pour l'éclairement diffus, Liu et Jordon proposent la relation suivante : [10]

$$\tau_d = 0.2710 - 0.2939 \tau_b \tag{1.17}$$

Avec : $I_d = I_0 \tau_d$

Tab. 1.1 Coefficients de Hottel

Visibilité	a_0			a_1			a_2		
	a	B	c	A	b	c	a	b	c
23 km	0.4237	-0.0082	6	0.5055	0.00595	6.5	0.2711	0.01858	2.5
5 km	0.2538	-0.0063	6	0.7678	0.001	6.5	0.249	0.081	2.5

b. Modèle de Perrin de Brichambaut :

Perrin de Brichambaut propose les formules de l'éclairement solaire suivant : [11]

$$I_b = A \sin h \exp \left[-\left\{ C \sin \left(h + \frac{4\pi}{180} \right) \right\}^{-1} \right] \tag{1.18}$$

L'éclairement diffuse (I_d) est donner par:

$$I_d = B (\sin h)^{0.4} \tag{1.19}$$

Le global est estimé par sommation ou directement par :

$$I_g = D (\sin h)^E \tag{1.20}$$

Les coefficients A, B, C, D et E dépendent de la qualité du ciel. Ils sont donnés dans le tableau suivant :

Tab. 1.2 : Les coefficients dépendent de la qualité du ciel

Ciel	A W/m ²	B W/m ²	C	D W/m ²	E
Très pur	1300	87	6	1150	1.15
Moyen	1230	125	4	1080	1.22
Pollué	1200	187	2.5	990	1.25

c.Modèle de Capderou simplifié :

D'après Capderou, la relation donnant le meilleur résultat pour l'Algérie s'écrit : [3]

$$I_g = 1080 \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 N_j}{365} \right) \sin(h) \right] \left[\frac{\sin(h)}{0.89^Z} \right]^{0.22} \tag{1.21}$$

Z : étant l'altitude du lieu, exprimée en km.

1.1.5. Diagramme Solaire :

Pour les applications énergétiques, architecture, etc,... on a besoin de connaître rapidement la position du soleil par rapport au système. Pour ce faire, on construit un diagramme circulaire (dit diagramme solaire) portant la projection de la trajectoire apparente du soleil (voir figure 8). La hauteur du soleil est représentée par des cercles concentriques et l'azimut par des rayons de cercle.

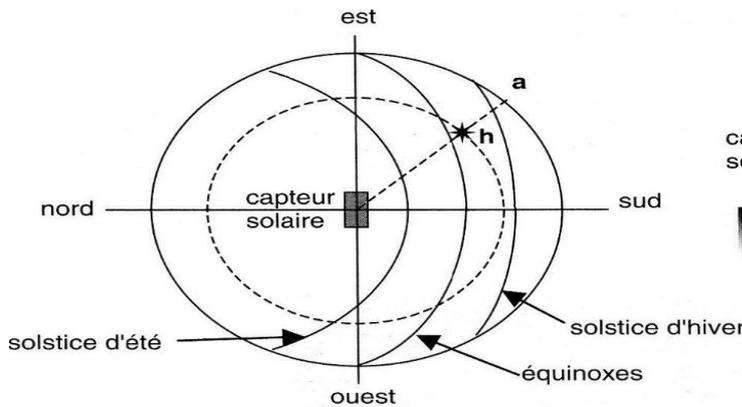


Figure. 1.7. Diagramme Solaire

A titre d'exemple, la figure 1.7 représente le diagramme pour la latitude de 36 degrés nord (Alger - Blida).

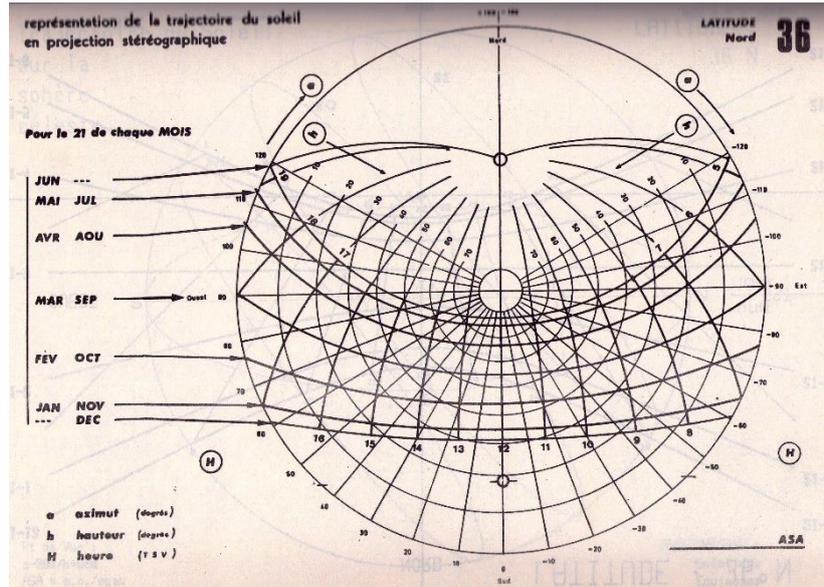


Figure 1.8. Diagramme Solaire pour 36 deg de latitude Nord.

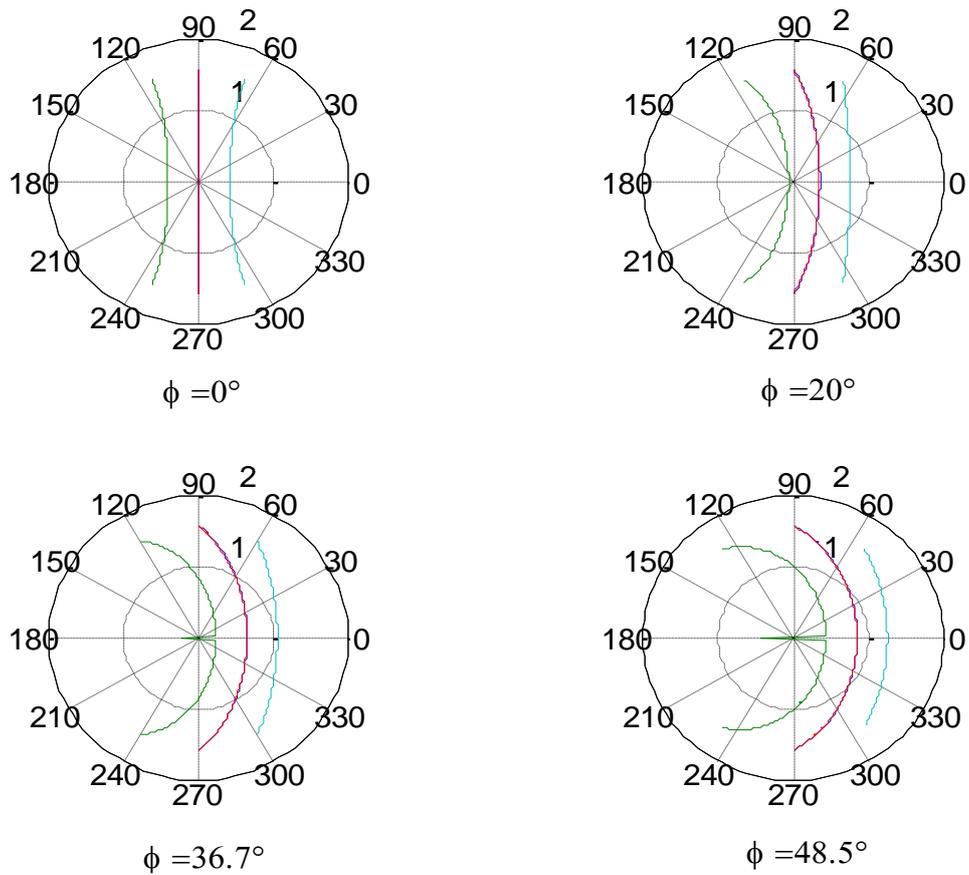


Figure.1.9. Digrammes solaires pour la latitude 0° (Equateur), 20° (Pointe sud de l'Algérie), 36.7° (Alger) et 48.5° (Paris)

1.1.6. Eclairement reçu sur un plan incliné :

a. Angle d'incidence :

Soit un plan incliné d'un angle β et orienté selon une direction faisant un angle γ avec la direction sud (figure ci-jointe). Si on désigne par \vec{s} le vecteur portant la direction des rayons solaires et par \vec{n} la normale au plan incliné, les coordonnées des 2 vecteurs sont données par :

$$\vec{n} \begin{vmatrix} \sin \beta \cos \gamma \\ \sin \beta \sin \gamma \\ \cos \beta \end{vmatrix} \quad \vec{s} \begin{vmatrix} \cos h \cos a \\ \cos h \sin a \\ \sin h \end{vmatrix}$$

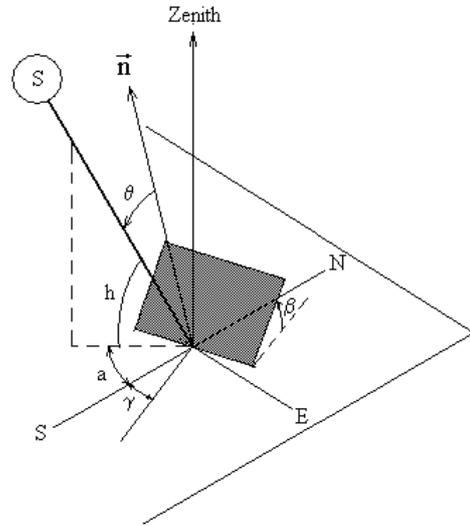


Figure. 1.10 Plan incliné avec repérage des angles

L'angle d'incidence des rayons directs (angle formé par les 2 vecteurs) sera donné par :

$$\cos \theta = \vec{n} \cdot \vec{s} = \sin h \cos \beta + \sin \beta \cos \gamma \cos a \cos h + \sin a \cos h \sin \beta \sin \gamma \tag{1.22}$$

Ou encore :

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \varphi \sin \delta \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \tag{1.23}$$

Pour une orientation plein sud ($\gamma = 0$), l'expression devient

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta (\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta) \\ & + \cos \delta \cos \omega (\cos \varphi \cos \beta + \sin \varphi \sin \beta) \\ = & \sin \delta \sin(\varphi - \beta) + \cos \delta \cos \omega \cos(\varphi - \beta) \end{aligned} \tag{1.24}$$

Ou

$$\cos \theta = \sin h \cos \beta + \sin \beta \cos a \cos h \tag{1.25}$$

1.2. Le concentrateur cylindro-parabolique:

1.2.1. Description des différentes parties de concentrateur :

a. Description du concentrateur :

Le concentrateur cylindro-parabolique se distingue par sa simplicité, il se présente comme un module ayant un réflecteur de forme parabolique disposé cylindriquement. Cette géométrie lui permet de focaliser l'énergie solaire incidente selon une génératrice linéaire où est placé un tube absorbeur dans lequel circule un fluide caloporteur. Le CCP est généralement doté d'une poursuite solaire pour adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que les rayons solaires incidents soient toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur.

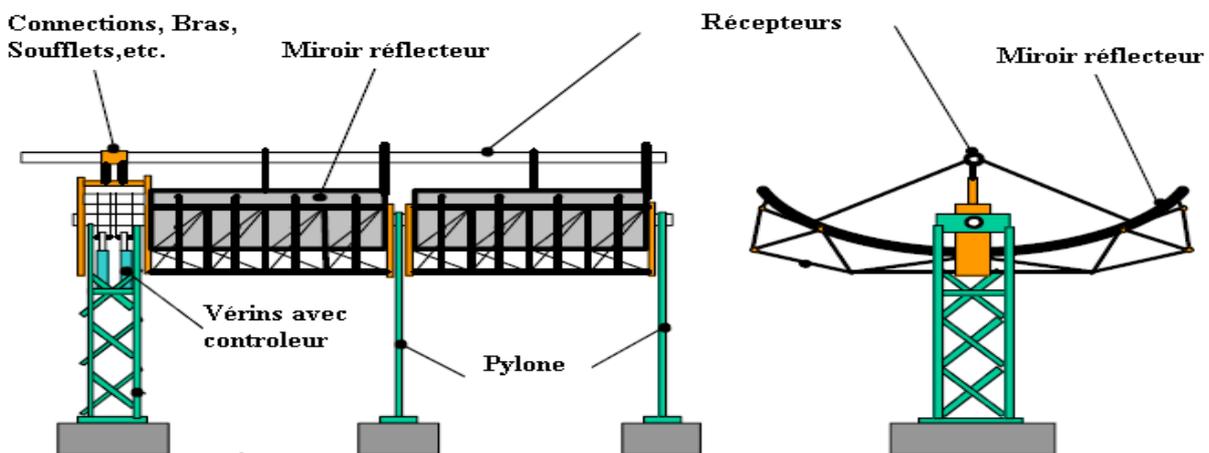


Figure 1.11. Le capteur complet

b. Le réflecteur cylindro-parabolique :

Les réflecteurs d'un CCP sont généralement constitués d'un miroir ou autre métal réfléchissant. Les miroirs sont composés de verre pauvre en fer, ce verre est recouvert d'une pellicule d'argent en sa partie inférieure et d'un enduit spécial de protection. Le matériau réfléchissant le mieux indiqué est l'aluminium pur, l'acier inoxydable a été expérimenté, mais il n'est pas conseillé parce que son pouvoir de réflexion est insuffisant.

Pour pouvoir choisir un réflecteur cylindro-parabolique. On aura toujours intérêt à adopter la géométrie idéale pour obtenir une bonne concentration géométrique. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident, L'équation générale du réflecteur en coordonnées cartésiennes et polaires respectivement, s'écrit : [8]

$$Y = \frac{x^2}{4f} \quad (1.26)$$

$$r = \frac{f}{\cos^2\left(\frac{\phi}{2}\right)} \quad (1.27)$$

Avec :

$$\phi = \tan^{-1} \left[\frac{\frac{8f}{w}}{16\left(\frac{f}{w}\right) - 1} \right] \quad (1.28)$$

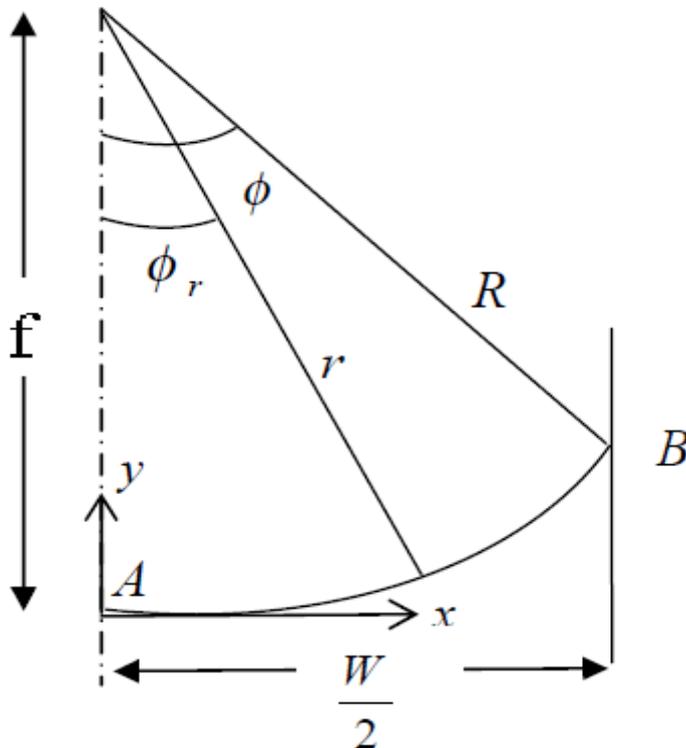


Figure.1.12 : Dimensionnement du réflecteur

Par ailleurs, la structure métallique du réflecteur doit être suffisamment solide pour résister aux importantes contraintes mécaniques liées au vent. Elle doit de plus être munie d'extrémités assurant la compatibilité entre les dilatations thermiques inégales de l'acier.

c. Le tube absorbeur :

L'absorbeur est le principal composant dans le concentrateur cylindro-parabolique, il représente généralement 30% du coût de la construction. Les pertes par échanges convectifs et radiatifs à l'extérieur sont très importantes, afin de les limiter, une enveloppe en verre recouvre l'absorbeur et permet en faisant le vide dans l'espace annulaire d'éliminer les pertes thermiques par convection entre le tube absorbeur et l'enveloppe du verre.

Les pertes de chaleur peuvent être réduites aussi en réduisant l'émissivité dans l'infrarouge du tube absorbeur (cuivre ou aluminium) à l'aide des surfaces dite sélectives. Ces surfaces sont de couleur foncée afin d'absorber le maximum de rayonnement solaire en émettant très peu d'infrarouges, de nos jours les fabricants emploient des revêtements utilisent des oxydes de chrome, de nickel ou de titane réalisé par plusieurs méthodes (projection sous vide, électrolyse, action chimique...), [8].

Le diamètre extérieur minimum d'un tube absorbeur en fonction des dimensions du réflecteur est donné par suivante,[12].

$$D_{ab}(\min) = \frac{W - \sin(0.267)}{\sin(\phi)} \quad (1.29)$$



1.13. Structure de l'absorbeur

d. Le fluide caloporteur HTF :

Le type de fluide de transfert de chaleur dans le domaine solaire et ses caractéristiques thermiques sont primordiales pour le bon fonctionnement du système solaire.

En raison de sa stabilité thermique le Therminol VP- 1 est seulement tenu à des températures de 400°C, la température de la vapeur d'eau maximale dans le cycle d'alimentation peut être près de 370°C. Le Therminol VP- 1 est un fluide synthétique à base d'hydrocarbures, il se compose d'un mélange de 75% d'oxyde diphényle ($C_{12}H_{10}OH$) et de 24% de diphényle ($C_{12}H_{10}$), [12].

1.2.2. Les caractéristiques des concentrateurs cylindro-parabolique :

a. La concentration géométrique C :

La concentration géométrique est le rapport de la surface d'ouverture A_r à celle de l'absorbeur A_a .

$$C = \frac{A_r}{A_a} \quad (1.30)$$

b. Le facteur d'interception (γ) : qui représente le rapport entre l'énergie interceptée par l'absorbeur et celle réfléchi par les surfaces réfléchies.

$$\gamma = \frac{P_a}{P_i} \quad (1.31)$$

Les principaux facteurs qui affectent sur le facteur d'interception sont [14] :

- L'erreur de poursuite.
- La régularité géométrique du réflecteur.
- La réflectivité propre du réflecteur.
- La poussière sur l'absorbeur et le réflecteur.

c. Le facteur de l'angle incidence modifié (K) : qui décrit comment l'efficacité optique du concentrateur change pendant que l'angle d'incident change. La valeur de ce facteur est toujours inférieure à l'unité et diminue avec l'augmentation de l'angle d'incidence.

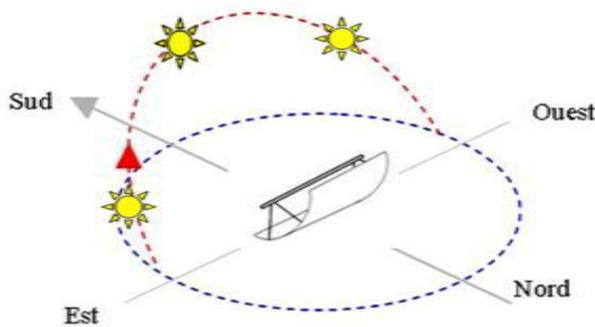
1.2.3 Les montages:

Le rôle du mécanisme de poursuite est d'adapter l'inclinaison du concentrateur de manière à ce que la radiation solaire incidente soit toujours perpendiculaire au plan d'ouverture du concentrateur (angle d'incidence nulle). Le pilotage de la poursuite du soleil est effectué par une régulation en boucle ouverte ou fermée :

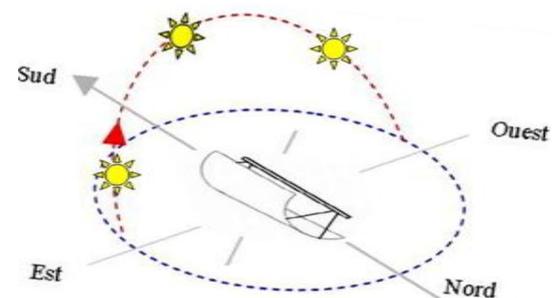
- La régulation en boucle ouverte utilise un algorithme qui positionne à chaque instant l'axe du concentrateur dans la direction du soleil en s'appuyant sur les coordonnées calculées du soleil.
- La régulation en boucle fermée corrige une première position grossière en fonction d'une mesure faite par un capteur thermique (thermocouple) ou optique (pyrhéliomètre).

a. Est-Ouest horizontal : le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Est-Ouest, la poursuite est faite selon l'azimut.

b. Nord-Sud horizontal : le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe, la Nord-Sud ,la poursuite est faite selon hauteur de soleil.



1.14. Montage Est-Oust



1.15. Montage Nord-Sud

1.2.4. L'angle d'incidence :

Il est défini comme étant l'angle entre le rayon solaire direct et la surface considéré. L'angle d'incidence varie tout au long de la journée, ce qui provoque la variation de rayonnement direct sur la surface du capteur, La figure illustre l'angle d'incidence sur un concentrateur solaire cylindro-parabolique.

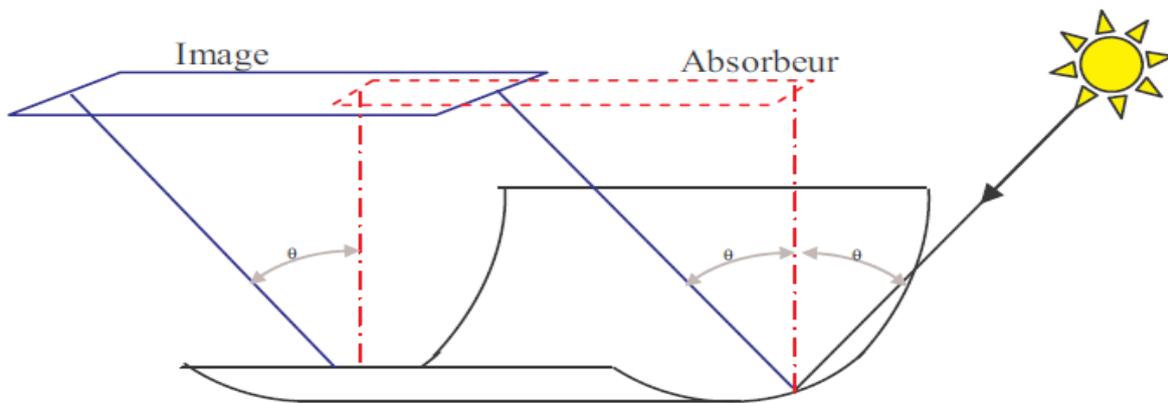


Figure 1.16. L'angle d'incidence sur un concentrateur solaire Cylindro-parabolique

1.2.5. L'effet cosinus et déplacement de l'image :

Les systèmes de poursuite simplifiés adoptés par les concentrateurs à deux dimensions ne permettent pas pour une même surface d'ouverture, de recueillir autant d'énergie que les systèmes de poursuite intégrale et ceci est dû principalement à deux raisons :

- La réduction de la surface efficace de captation (effet cosinus).
- La réduction de la concentration en raison du déplacement de l'image.



1.17. Illustration de l'effet cosinus dans les miroirs cylindro-parabolique.

Si le rayonnement direct incident (E_d) fait un angle (θ) avec la normale au plan d'ouverture, l'éclairement au niveau de l'absorbeur sera, [13] :

$$E_c = E_d \cdot \cos(\theta) \cdot C \quad (1.32)$$

E_c : éclairement au niveau de l'absorbeur ;

C : Taux de concentration ;

θ : Angle des rayons solaires avec la normale au plan d'ouverture du concentrateur.

1.2.6. Les systèmes de poursuites:

a. Poursuite aveugle :

Ce système de poursuite est assisté par un micro-ordinateur, Afin de commence les tests sur le concentrateur on doit adopter une commande de poursuite solaire via le port parallèle du micro-ordinateur, pour cela on a besoin d'un programme d'acquisition et de commande de la poursuite solaire.

Le programme fait un calcul de l'azimut ; qui variable d'un moment à l'autre. Pour cela le programme utilise l'heure actuelle du PC pour marquer le début du fonctionnement, cette

information utilisera comme référence pour le système de poursuite, ensuite le programme calculera la hauteur du soleil (h) correspondant à l'heure fournit, après cela le programme effectuera également ; au fur à mesure que le soleil change de hauteur, le calcul du paramètre (α) qui est l'angle de rotation du concentrateur par rapport à sa position initiale, cet angle est converti en une durée qui commandera le vérin pour assurer la poursuite aveugle.

b. Poursuite sensible:

Pour ce type de poursuite une cellule photovoltaïque fait l'acquisition du courant qu'elle génère, et selon l'exposition de la cellule par rapport au soleil le programme décide d'actionner le vérin ou pas. [14]

1.3. Etat de l'art:

- John Ericsson a construit en 1880 le premier concentrateur cylindro-paraboliques connu. Il l'utilisa pour alimenter un moteur à air chaud.
- En 1866, Auguste Mouchout a utilisé un capteur cylindro-parabolique pour produire de la vapeur pour le premier moteur à vapeur solaire.
- En 1912, l'inventeur et entrepreneur Frank Shuman à installer en Egypte une centrale solaire à concentration pour le pompage de l'eau. Cette centrale utilisait des capteurs cylindro-paraboliques développés par le physicien anglais Charles Vernon Boys.

Parmi les travaux les plus récents :

- Gain énergétique de la poursuite solaire à un seul axe pour différent angles optimaux dans la région de Ghardaïa (A. Belaid et al, 2014).

L'objectif de ce travail consiste à montrer, dans le domaine des systèmes de conversion de l'énergie solaire, l'intérêt énergétique (le gain) de la poursuite solaire un seul axe orienté plein sud pour différent angles optimaux.

Résultat : plus le rendement du concentrateur (gain en énergie) augmente, et il se rapproche vers un système de poursuite solaire à deux axes.

- Etude et réalisation d'un concentrateur cylindro-parabolique avec poursuite solaire aveugle « A. Gama et al 2008 »

Le but : tester l'efficacité de système de poursuite aveugle par rapport au système stationnaire.

Résultat : La poursuite solaire aveugle ayant montré une meilleure efficacité.

- Etude comparative entre les modes de poursuite solaire d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique.

Le but : comparer entre les différents modes de poursuites solaires.

Résultat : Selon les résultats de la simulation, les modes de poursuite Est-Ouest polaire et Est-Ouest horizontal sont les plus souhaitables pour un concentrateur cylindro-parabolique.

1.4. Position de problème :

L'étude de la variation de la surface éclairée en fonction de la position apparente de soleil. Cette surface est totalement éclairée à midi TSV. Cette surface éclairée varie en fonction de l'angle d'incidence, de l'ouverture et de la distance focale. Cette étude sera établie à l'aide d'un programme sous MATLAB qui permet de voir l'influence de différents paramètres sur la performance de notre concentrateur.

Cette étude va nous permettre de faire le choix du montage.

Conclusion :

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue de l'installation d'un système de captation solaire.

Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend principalement du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

L'étude des systèmes à concentration du rayonnement solaire est toujours nécessaire, la recherche scientifique continue dans des différentes entreprises et centre de recherche comme on l'a vu dans la partie l'état de l'art.

Introduction:

Dans ce chapitre, nous nous focalisons en premier lieu sur la variation de la surface éclairée de l'absorbeur en tenant compte de la position de soleil. Ceci, en considérant les deux montages Est-Ouest et Nord-Sud pour des différentes journées, différentes latitudes différentes focales, et longueurs de l'absorbeur. La deuxième partie sera dédiée au calcul de la puissance récupérée par l'absorbeur pendant la journée et pendant toute l'année, ce qui servira à comparer entre les deux montages.

2.1 Repérage de position du soleil :

La déclinaison du soleil peut être calculée par la formule suivante : [4-5]

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(\frac{360(284+J)}{365}\right) \tag{2.1}$$

Ou :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left[\frac{360(J-81)}{365}\right] \tag{2.2}$$

Avec :

J : Nombre de jour

La hauteur du soleil est donnée par la formule suivante : [4-5]

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (\text{Degré}) \tag{2.3}$$

L'azimut du soleil est donné par :

$$\sin(\alpha) = \frac{\sin(\omega) \cos(\delta)}{\cos(h)} \tag{2.4}$$

Qui pose des problèmes de discontinuité aux extrêmes.

Il existe une autre méthode pour le calcul de l'azimut qui donne des résultats plus fiable pour toute l'année. Cette méthode s'écrit comme suit : [4-5]

$$\alpha = \alpha' C_1 C_2 + 180 * C_3 \left[\frac{1 - C_1 C_2}{2} \right] \tag{2.5}$$

$$\sin(\alpha') = \frac{\sin(\omega) \cos(\delta)}{\cos(h)}$$

$$C_1 = \begin{cases} 1 & \text{pour } |\omega| < \omega \text{ ou } \left| \frac{\tan(\delta)}{\tan(h)} \right| > 1 \\ -1 & \text{ailleurs} \end{cases}$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{pour } \varphi(\varphi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{ailleurs} \end{cases}$$

$$C_3 = \begin{cases} 1 & \text{pour } \omega > 0 \\ -1 & \text{ailleurs} \end{cases}$$

Et :

$$\omega = \left| \frac{\tan(\delta)}{\tan(\varphi)} \right|$$

L'angle horaire au lever ou au coucher du soleil est donnée par :

$$\omega = \cos^{-1} [-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)] \quad (2.6)$$

Avec :

$$\omega_s = \begin{cases} < 0 & \text{Avant midi solaire} \\ > 0 & \text{Après midi solaire} \end{cases}$$

La durée du jour en heures, est donnée par :

$$Dj = \frac{2}{15} \omega_s \quad (2.7)$$

L'heure du lever du jour en temps solaire vrai, est donnée par :

$$TSV_{\text{lever}} = 12 - \frac{\omega_s}{15} \quad (2.8)$$

L'heure du coucher du jour en temps solaire vrai, est donnée par :

$$TSV_{\text{coucher}} = Dj + TSV_{\text{lever}} \quad (2.9)$$

Nous considérons le temps vrai à partir du lever du soleil jusqu'à son coucher.

$$TSV = [TSV_{\text{lever}} ; TSV_{\text{coucher}}]$$

Donc, l'angle horaire est décrit par la formule suivante :

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (2.10)$$

2.2. Estimation de l'éclairement solaire direct :

Dans le chapitre précédent, nous avons donné quelques modèles permettant l'estimation de l'éclairement solaire direct. Dans notre simulation, nous avons retenu le modèle simplifié de Perrin de Brichambaut qui exprime l'éclairement sous la forme suivante, [11] :

$$I_g = 1080(\sin h)^{1.22} \quad (2.11)$$

$$I_d = 125(\sin h)^{0.4} \quad (2.12)$$

L'éclairement direct étant obtenu par la différence, soit :

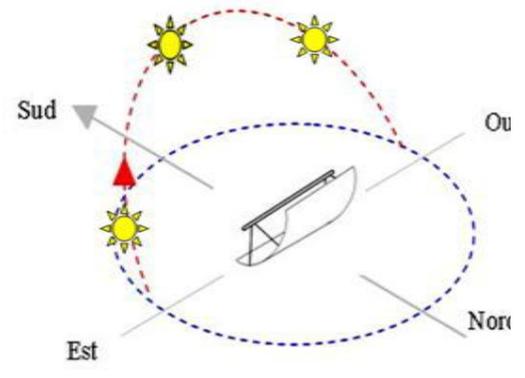
$$I_b = I_g - I_d$$

L'angle d'incidence pour les deux montages :

Pour le montage Est-Ouest :

Si on désigne par \vec{s} le vecteur portant la direction des rayons solaires et par \vec{n} la normale au plan incliné, les coordonnées des 2 vecteurs sont données par :

$$\vec{n} \begin{vmatrix} \cosh \\ 0 \\ \sinh \end{vmatrix} \quad \vec{s} \begin{vmatrix} \cosh \cos a \\ \cosh \sin a \\ \sinh \end{vmatrix}$$



2.1 Montage Est-Ouest

L'angle d'incidence des rayons directs (angle formé par les 2 vecteurs) sera donné par :

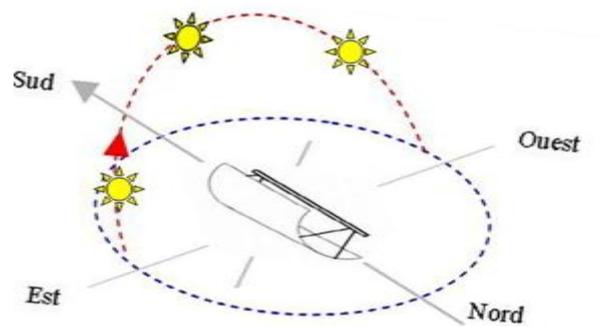
$$\cos\theta = \vec{n} \cdot \vec{s} = (\cosh)^2 \cos a + (\sinh)^2 \tag{2.13}$$

Pour le montage Nord-Sud :

Les coordonnées des 2 vecteurs sont données par :

Le matin ($w < 0$) :

$$\vec{n} \begin{vmatrix} 0 \\ \cosh \sin a \\ \sinh \end{vmatrix} \quad \vec{s} \begin{vmatrix} \cosh \cos a \\ \cosh \sin a \\ \sinh \end{vmatrix}$$



2.2 Montage Nord-Sud

$$\cos\theta = \vec{n} \cdot \vec{s} = (\cosh)^2 (\sin a)^2 + (\sinh)^2 \tag{2.14}$$

2.4. Variation de la surface éclairée :

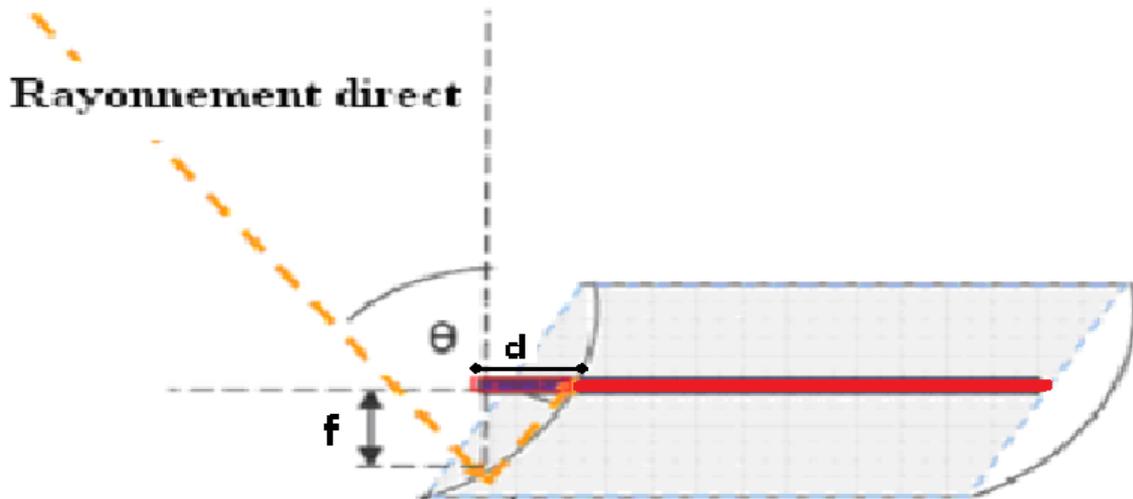


Figure2.3 Perte d'image

La variation de la surface éclairée de l'absorbeur varie en fonction de la position apparente du soleil. Cette surface est totalement éclairée pour un angle d'incidence nul. Elle varie en fonction de l'angle d'incidence, de l'ouverture et de la distance focale du cylindro-parabolique. La partie non éclairée (d) de l'absorbeur par rapport à la longueur totale (L) de l'absorbeur est donnée par la formule suivante :

$$d = f * \tan(\theta) \tag{2.15}$$

Donc la perte d'image est définie par :

$$r = \frac{d}{L}$$

La puissance récupérée par l'absorbeur se calcule à l'aide de la formule :

$$P_r = D * \int_{Ts(j)}^{Tc(j)} (L - d(j)) * I_b dt \tag{2.16}$$

Avec D : diamètre du tube absorbeur j : jours de l'année I_b : l'éclairement direct.

Tc = temps de coucher Ts = temps de lever

2.5. Calcul de l'intégrale (Méthode de Simson) :

Soit a impliqué la fonction :

$$t \longrightarrow f(t)=D* (L-d)* I_b$$

Pour t =1 à 365

Avec : $dt = \frac{Tc-Ts}{n}$ n =404, d'où :

La relation donnée par la méthode Simson s'écrit :

$$F=(dt/3) * F(1)+ F(n) +4*\text{sum} (F(2:2:n-1))+2 *\text{sum} (F(3:2:n-2)) ;$$

Les résultats sont représenté dans la figure suivante:

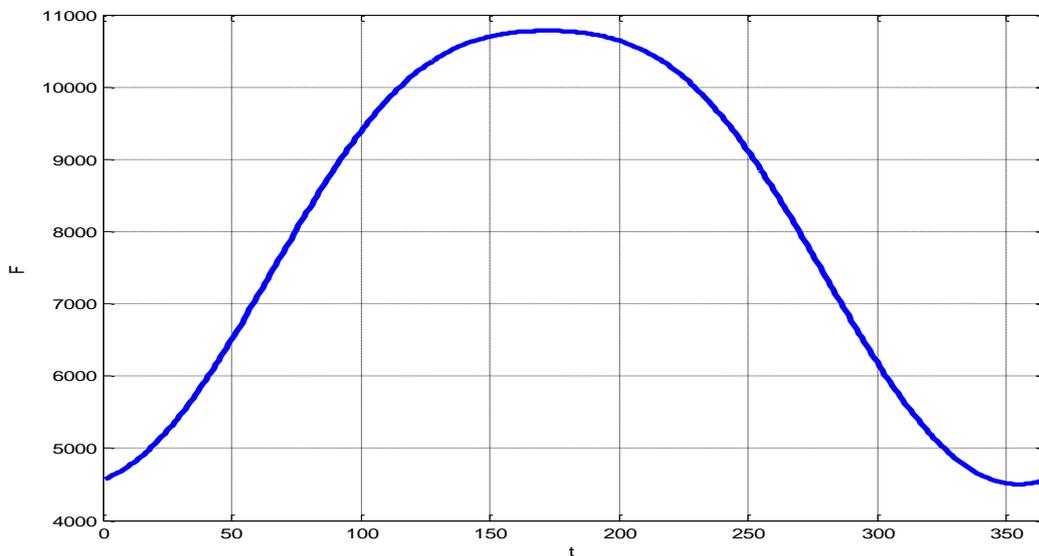


Figure2.3 : Résultats numériques de l'intégrale.

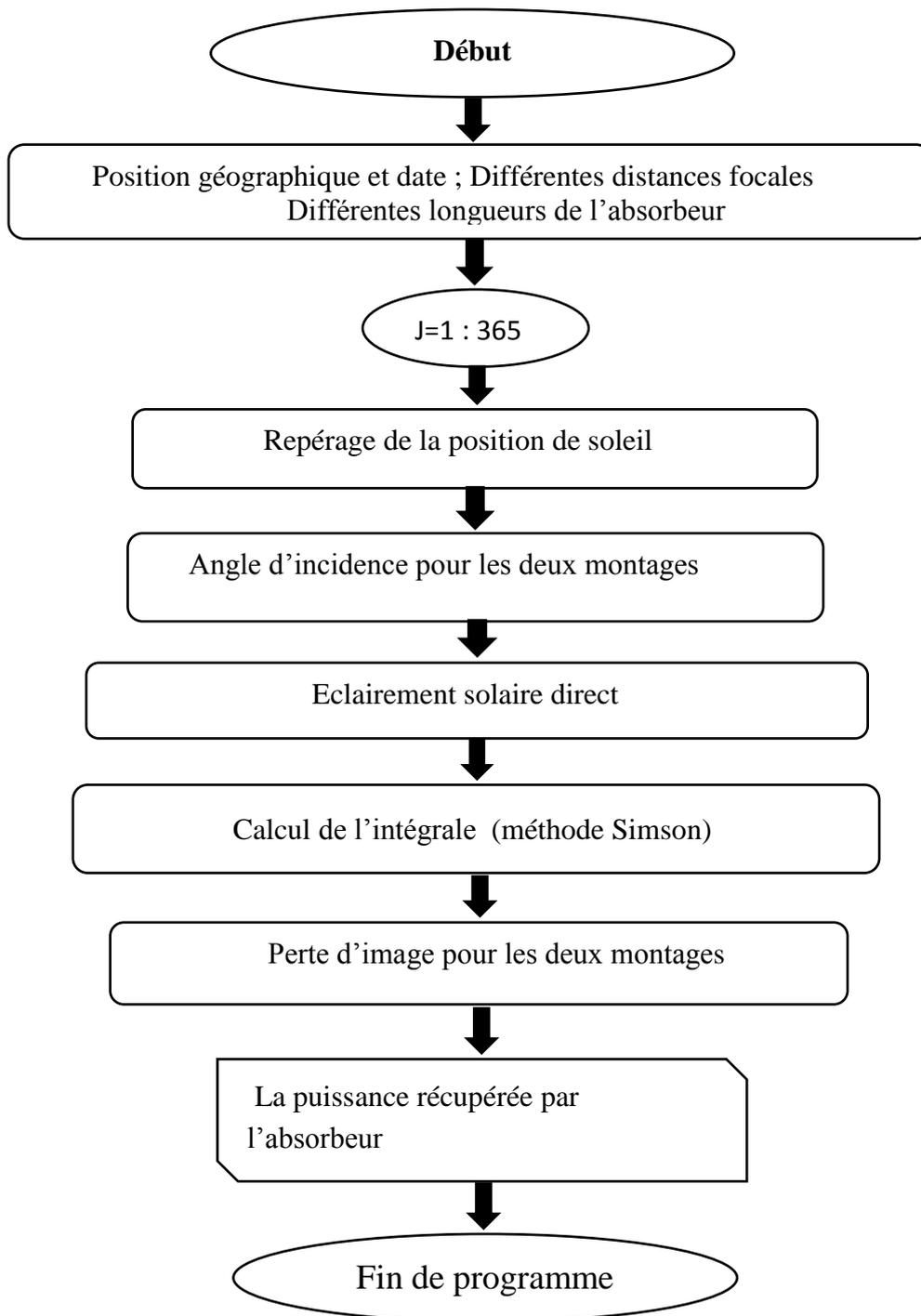
2.6. Organigramme de programme :

Figure 2.4: organigramme de programme

La figure suivante montre que les résultats obtenus par le programme MATLAB sont logiques. En effet pour le montage E-O la perte d'image est nulle à midi TSV, par contre elle atteint une valeur maximum pour le montage N-S à midi TSV.

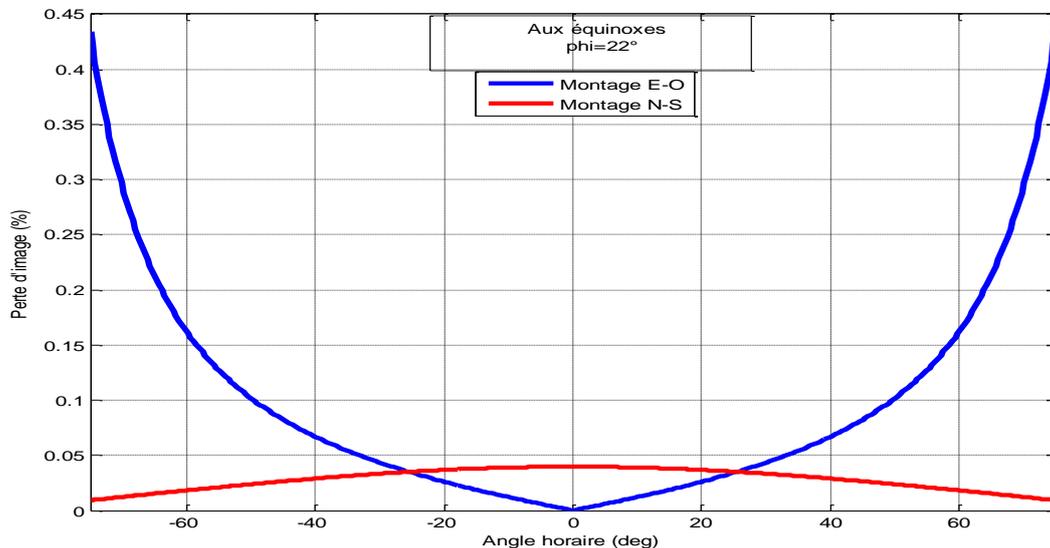


Figure 2.5. Variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour les deux équinoxes.

Conclusion :

Nous avons décrit dans le chapitre le modèle permettant le calcul de la perte d'image, l'énergie récupérée par l'absorbeur et l'efficacité énergétique. Et ceci en commençant par développer les différentes équations des angles qui déterminent la position de soleil en fonction de l'azimut et la hauteur de soleil. On a déterminé aussi les angles d'incidences pour les deux montages.

L'intégrale a permis de calculer la perte d'image, la puissance récupérée par l'absorbeur, pour les deux montages.

Nous avons également présenté les modèles qui permettent l'estimation de l'éclairement solaire tout en choisissant le mieux adapté à notre pays, l'Algérie.[3]

Un organigramme qui décrit les différentes étapes du programme numérique a été présenté en fin du chapitre de modélisation, le reste des résultats sera développer dans le chapitre suivant.

Introduction :

Dans ce chapitre, nous présenterons les résultats obtenus par le programme MATLAB en s'appuyant sur la modélisation définie dans le second chapitre.

Dans un premier temps, ces résultats seront comparés à l'un des travaux présentés dans le chapitre consacré à l'étude bibliographique.

En second lieu, nous élargirons l'étude à l'effet des paramètres qui influent sur la variation de la surface éclairée. Pour ce faire, nous établirons une simulation des différents effets (latitude, la distance focale, la longueur de l'absorbeur, la déclinaison) en fonction de l'angle horaire.

On va déterminer aussi la puissance récupérée par l'absorbeur pour les deux montages, et les différentes latitudes.

Les hypothèses de calcul :

La simulation sera faite avec les hypothèses suivantes :

- La géométrie de la parabole est parfaite.
- La surface est parfaite.
- La poursuite est parfaite.
- Les rayons de soleil sont parallèles.

3.1 Validation des résultats :

Yacine MARIF et al ont étudiés les différents modes de poursuite solaire dans un concentrateur solaire cylindro-parabolique pour le site de Ouargla. D'après les résultats de la simulation présentés, il est évident que le mode de poursuite à deux axes collecte le maximum de puissance. Mais du point de vue économique les modes de poursuite à un seul axe sont acceptables, la performance des modes est-ouest polaire et horizontal est très proche du mode de poursuite a deux axes.

En hiver le mode de poursuite à un seul axe Nord-Sud horizontal est souhaitable par rapport au mode Est-Ouest horizontal. De plus, la course du moteur de poursuite pour le mode Nord-Sud horizontal est très petite par rapport aux autres modes de poursuite ce qui diminue la consommation d'énergie électrique.

Leurs efforts s'orientent vers la validation de ces résultats par la réalisation d'un système suiveur de soleil à un seul axe qui est suffisant pour un concentrateur solaire cylindro-parabolique. [15]

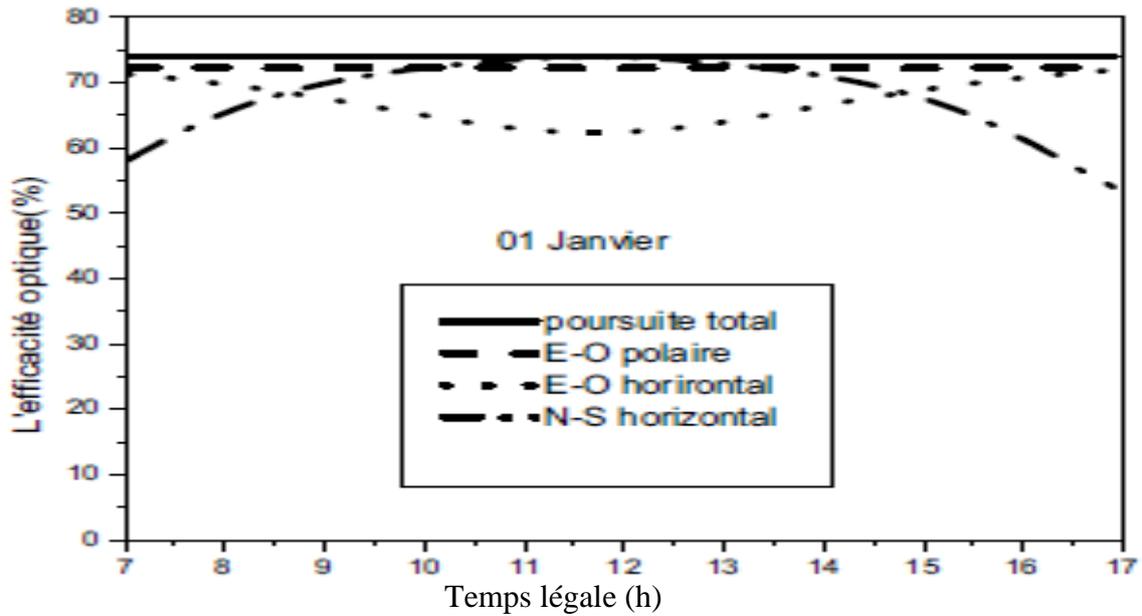


Figure 3.1. Variation de l'efficacité optique en fonction de temps. [15]

Pour la validation des résultats, nous avons réuni les mêmes conditions d'orientation appliquées pour la latitude ($\phi=22^\circ$).

La figure suivante montre que notre travail donne des résultats comparables à ceux obtenus par Yacine MARIF et al.

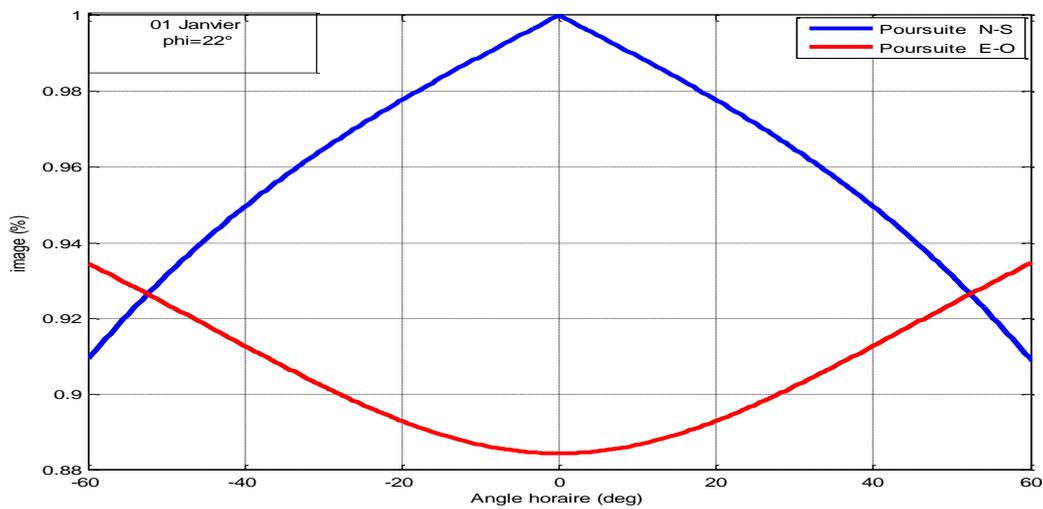


Figure 3.2. la variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour le 01 janvier.

3.2. L'aspect géométrique:

Dans un premier temps, nous allons étudier l'effet de différents paramètres sur la perte d'image.

3.2.1 L'effet du montage :

Dans cette partie, nous allons étudier l'effet de montage sur la perte d'image, pour des différentes journées et différents latitudes.

La latitude ($\phi=22^\circ$) a été choisie car la simulation a été réalisée pour les latitudes qui se situent entre 17° et 37° .

La simulation a été réalisée sous les conditions suivantes :

- ✓ L'inclinaison ($\beta=0$).
- ✓ Latitude= 22° .
- ✓ Aux équinoxes.
- ✓ La longueur de l'absorbeur ($L=15\text{m}$).
- ✓ La focale ($f=1\text{m}$).

Pour les deux équinoxes, les tests de montage ont donné les résultats suivants.

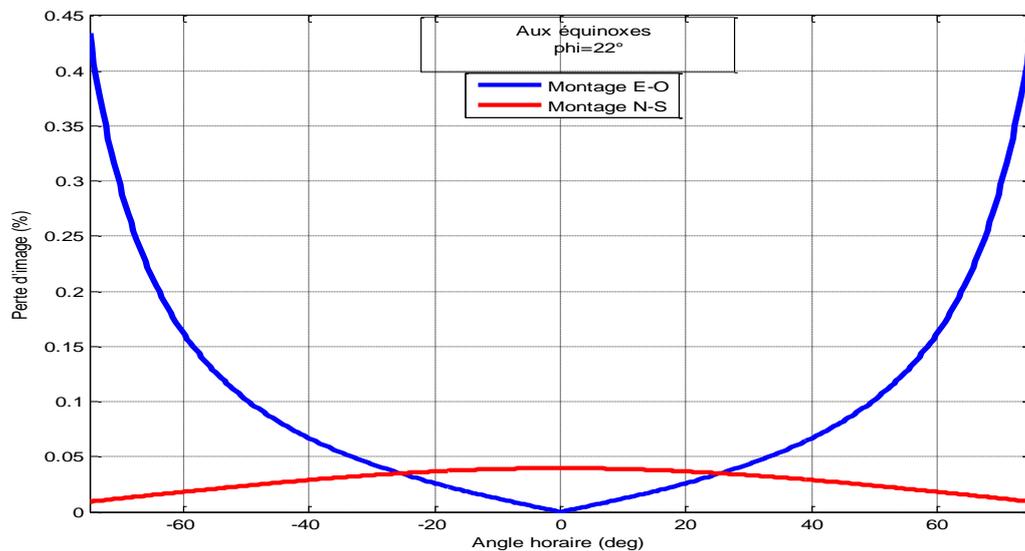


Figure 3.3. la variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour les deux équinoxes

La figure 3.3. représente la variation de la perte d'image selon le montage E-O ou N-S et l'angle horaire pour les deux équinoxes, nous constatons que le meilleur montage est le montage N-S (tracé rouge). Ce montage engendre une perte d'image négligeable au début et en fin de jour, et une perte d'image de 4% à midi TSV.

Le montage E-O (tracé bleu) a pour conséquence une perte d'image importante en début et en fin de jour, Elle est de l'ordre de 38%. Cependant, une diminution jusqu'à 0 % est observée à midi TSV.

Pour la soliste d'été, les tests de montage donnent les résultats suivants.

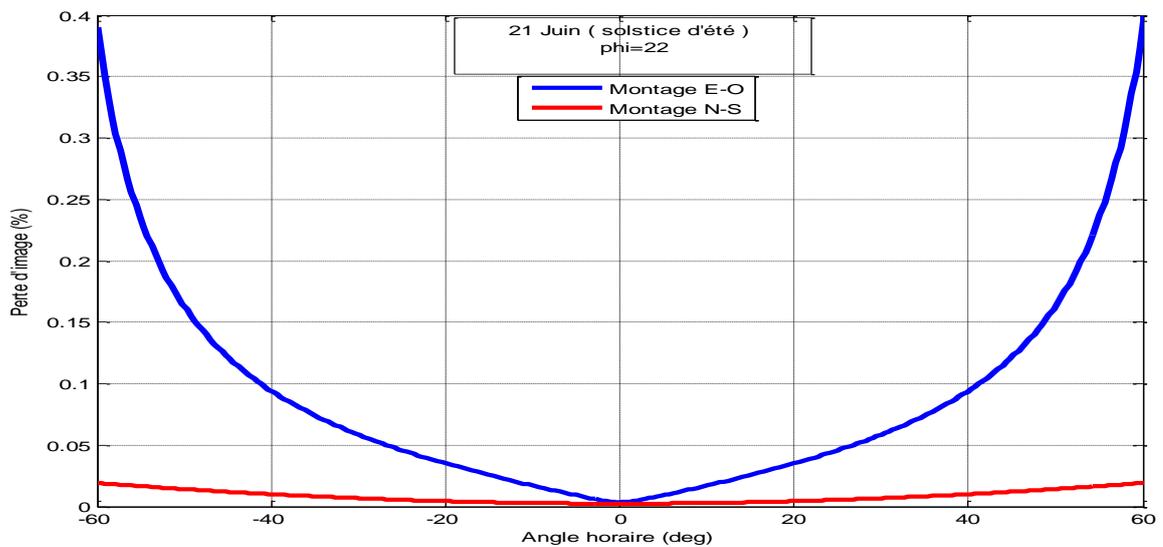


Figure 3.4. la variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire pour le 21 Juin

La figure 3.4. représente la variation de la perte d'image selon le montage E-O ou N-S et l'angle horaire pour le solstice d'été, nous constatons que le meilleur montage est le montage N-S (tracé rouge), avec une perte d'image négligeable au début et en fin de journée ; Elle est de l'ordre de 2%, et une perte d'image presque nulle à midi TSV.

Pour la soliste d'hiver les tests de montage donnent les résultats suivants.

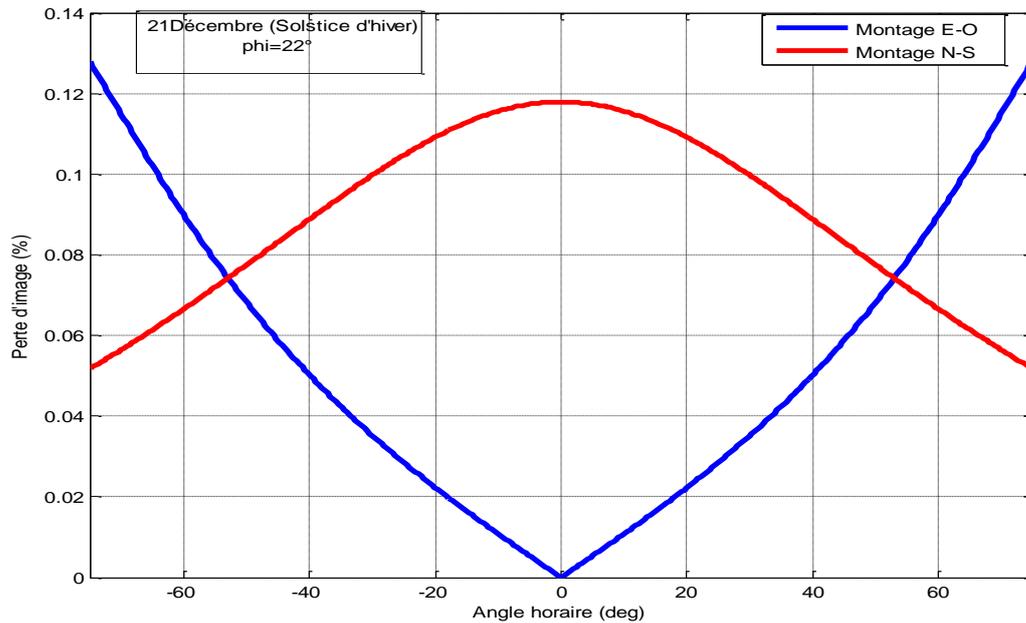


Figure 3.5. la variation de la perte d'image en fonction de montage et de l'angle horaire le 21 Décembre.

La figure 3.5. représente la variation de la perte d'image selon le montage E-O ou N-S et l'angle horaire pour les deux équinoxes. Nous constatons que le montage N-S est meilleur pour les plages des angles horaires entre 0° et -57° et entre 0 et 47° , et que le montage E-O est meilleur pour les plages des angles horaires entre -57° et -75° et entre 47° et 75° .

3.2.2. Discussion des résultats de l'effet de montage :

Dans un premier temps, nous avons constatés que la perte d'image dépend essentiellement de l'orientation par rapport à la direction du soleil. Plus l'axe du concentrateur est normal et à la direction du soleil, et plus le cosinus de l'angle d'incidence est moindre, alors donc l'éclairement reçu sur l'absorbeur est important.

Nous avons constaté aussi que le montage N-S présente une perte d'image importante à midi TSV. Par contre dans le cas du montage E-O, la perte d'image est nulle à midi TSV ; donc vers midi le montage E-O est plus intéressant.

3.2.3 Effet saisonnier :

La simulation a été réalisée pour les journées correspondant aux deux solstices (hiver et été) et aux deux équinoxes .Ces trois journées étant représentatives du point du vue de la hauteur du soleil, cela nous permet de faire une comparaison plus significative.

La simulation a été réalisée sous les conditions suivantes :

- ✓ L'inclinaison ($\beta=0$).
- ✓ La longueur de l'absorbeur ($L=15$).
- ✓ La focale ($f=1m$).

Pour le montage E-O les tests des saisons pour ($\phi=22^\circ$) donnent les résultats suivants :

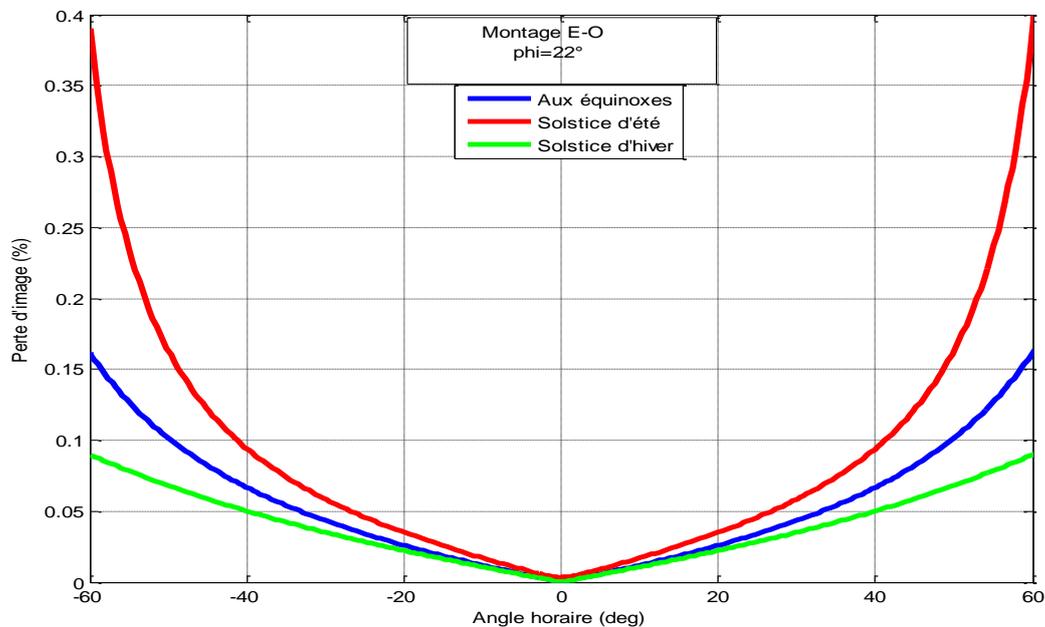


Figure 3.6.la variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=22^\circ$).

La figure 3.6.représente la variation de la perte d'image selon les saisons et l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=22^\circ$). Nous constatons que le solstice d'été représenté une perte d'image importante, Elle est de l'ordre de 38% en début et en fin de jour, et diminue jusqu'à 0% à midi TSV. Nous remarquons également que la perte d'image est moins importante par rapport au solstice d'été pour les deux équinoxes, Elle est de l'ordre de 16% en début et en fin de jour et nulle à midi TSV.

Nous remarquons aussi que le solstice d’hiver donne des meilleurs résultats par rapport aux équinoxes ; et le solstice d’été avec une perte d’image moins importante. Elle est de l’ordre de 8% en début et en fin de jour et nulle à midi TSV.

Pour le montage E-O les tests des saisons pour ($\phi=27^\circ$) donnent les résultats suivants :

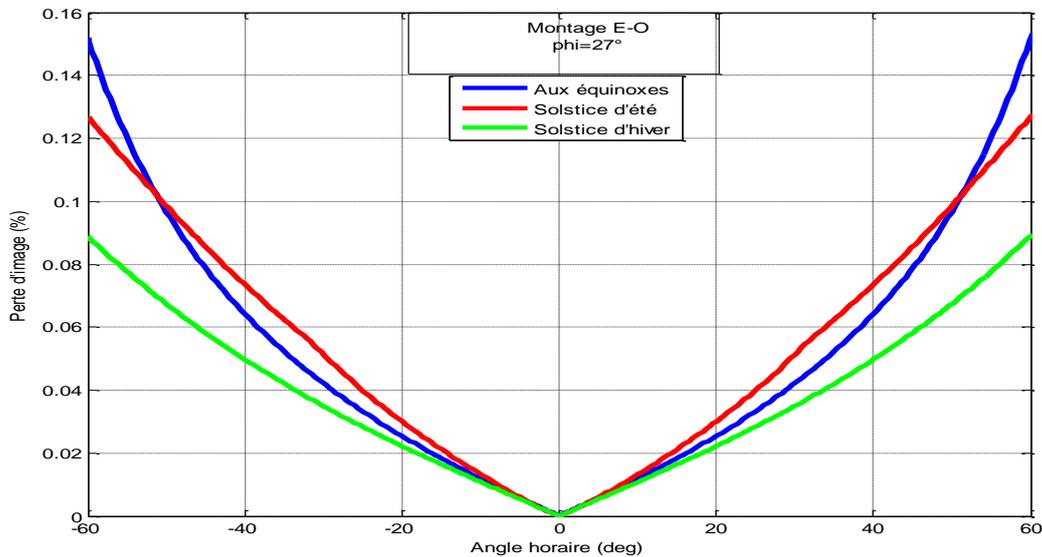


Figure 3.7. la variation de la perte d’image en fonction de saison et de l’angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=27^\circ$).

La figure 3.7.représente la variation de la perte d’image selon les saisons et l’angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=27^\circ$). Nous constatons que les deux équinoxes engendrent une perte d’image importante. Elle est de l’ordre de 15% en début et en fin de journée, et diminue jusqu’à 0% à midi TSV. La perte d’image est moins importante par rapport aux deux équinoxes. Pour le solstice d’été, elle est de l’ordre de 13% en début et en fin de jour ; et elle est nulle (zéro%) à midi TSV.

Cependant, pour l’intervalle qui varie entre -50° et $+50^\circ$ le solstice d’été représente une perte d’image supérieure à celle des deux équinoxes.

Nous remarquons également que le solstice d’hiver représente une perte d’image moins importante par rapport au solstice d’été et les deux équinoxes, Elle de l’ordre de 9% en début et en fin de jour.

Pour le montage E-O les tests des saisons pour ($\phi=32^\circ$) donnent les résultats suivants :

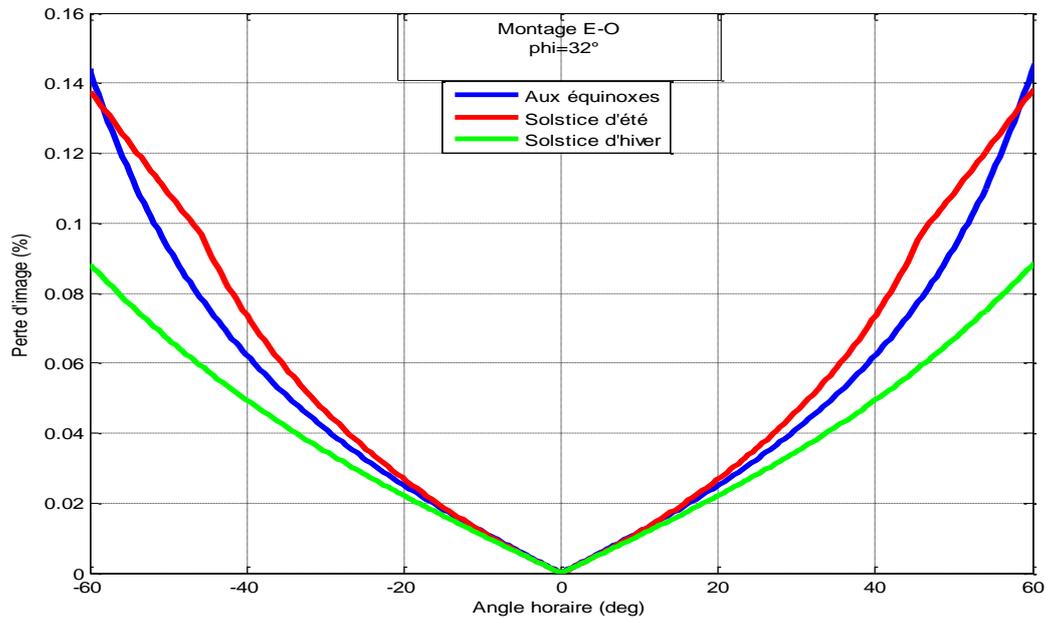


Figure 3.8. la variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=32^\circ$).

La figure 3.8. représente la variation de la perte d'image selon les saisons et l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=32^\circ$). Nous constatons que les deux équinoxes représentent une perte d'image importante. Elle est de l'ordre de 14.2% en début et en fin de jour, et diminue jusqu'à 0% à midi TSV ; et que la perte d'image est moins importante par rapport aux deux équinoxes. Pour le solstice d'été elle est de l'ordre de 13.8% en début et en fin de jour et nulle à midi TSV.

Cependant, pour l'intervalle qui varie entre -58° et $+58^\circ$ le solstice d'été représente une perte d'image supérieure à celle des deux équinoxes.

Nous remarquons également que le solstice d'hiver représente une perte d'image moins importante par rapport au solstice d'été et aux deux équinoxes. Elle est de l'ordre de 9% en début et en fin de journée.

Pour le montage E-O les tests saisonnier pour ($\phi=37^\circ$) donnent les résultats suivants :

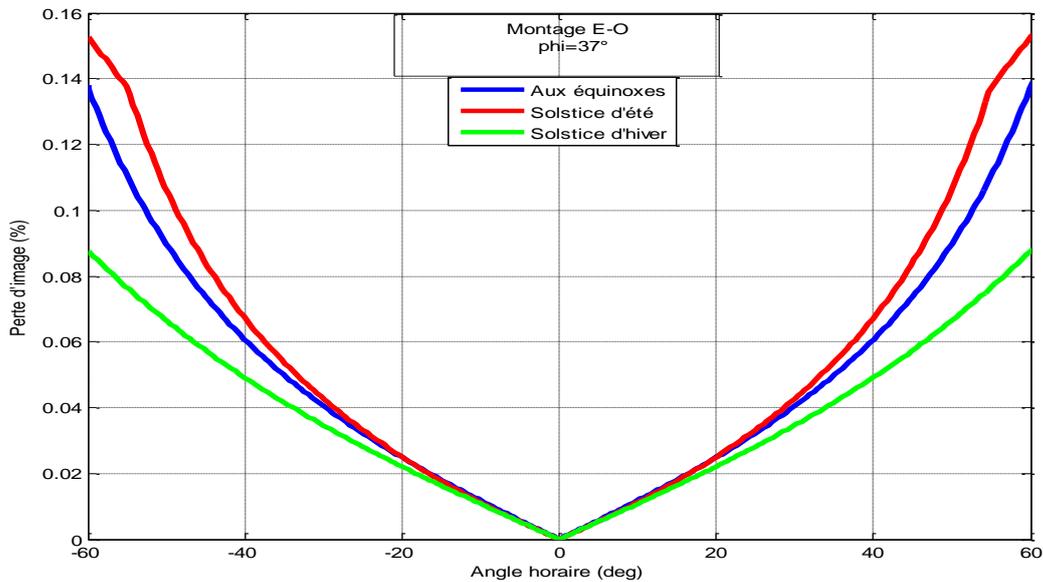


Figure 3.9.la variation de la perte d'image en fonction de la saison et de l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=37^\circ$).

La figure 3.9.représente la variation de la perte d'image selon les saisons et l'angle horaire pour le montage E-O et ($\phi=37^\circ$). Nous constatons que le solstice d'été représente une perte d'image importante, Elle de l'ordre de 38% en début et en fin de jour, et diminue jusqu'à 0% à midi TSV.

Nous remarquons également que la perte d'image est moins importante par rapport au solstice d'été. Pour les deux équinoxes, Elle est de l'ordre de 13.5% en début et en fin de jour et nulle (zéro%) à midi TSV.

Nous remarquons aussi que le solstice d'hiver donne des meilleurs résultats par rapport aux équinoxes et le solstice d'été avec une perte d'image moins importante, Elle de l'ordre de 8.8% en début et en fin de journée et nulle à midi TSV.

Pour le montage N-S les tests des saisons pour ($\phi=22^\circ$) donnent les résultats suivants.

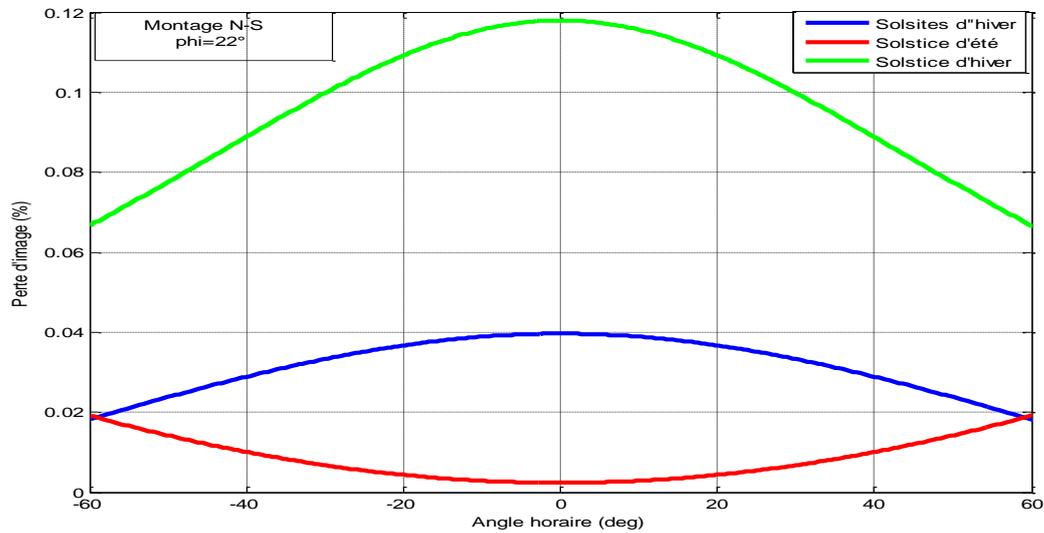


Figure 3.10. la variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour ($\phi=22^\circ$).

La figure 3.10. représente la variation de la perte d'image selon les saisons et l'angle horaire pour le montage N-S et ($\phi=22^\circ$). Nous constatons que le solstice d'hiver représente une perte d'image importante, avec une augmentation au lever du soleil jusqu'à midi TSV avec une perte d'image de l'ordre de 11.8%.

Nous constatons également que la perte d'image est moins importante pour les deux équinoxes. Elle est de l'ordre de 4% à midi TSV.

Cependant, le solstice d'été représente une moins importante perte d'image par rapport aux autres saisons. Elle est d'ordre de 2% en début et en fin de jour et proche de 0% à midi TSV.

Pour le montage N-S les tests des saisons pour ($\phi=27^\circ$) et ($\phi=32^\circ$) ont donné les résultats suivants.

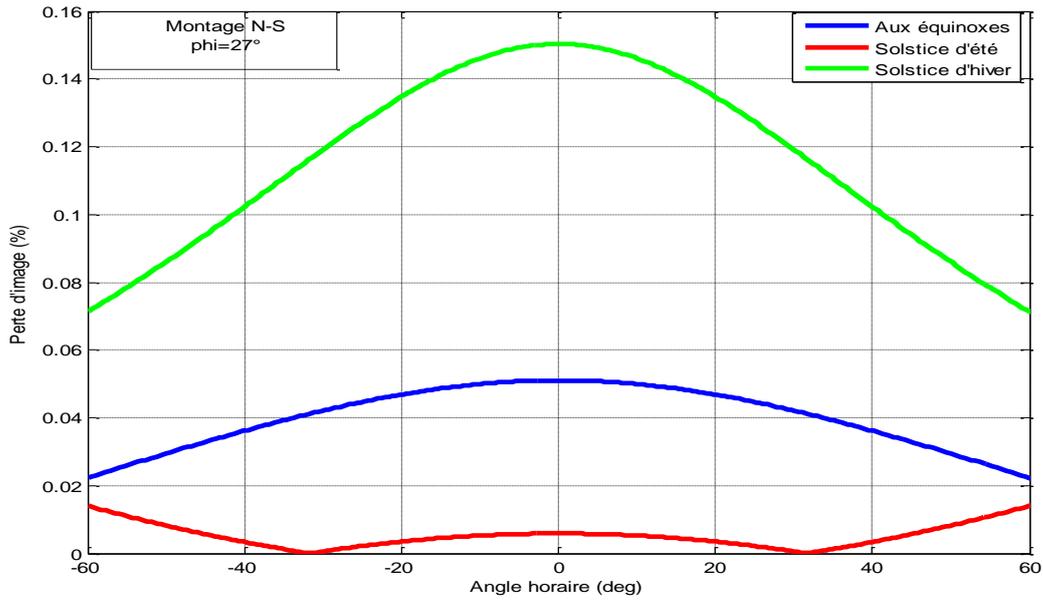


Figure 3.11. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour (phi=27°).

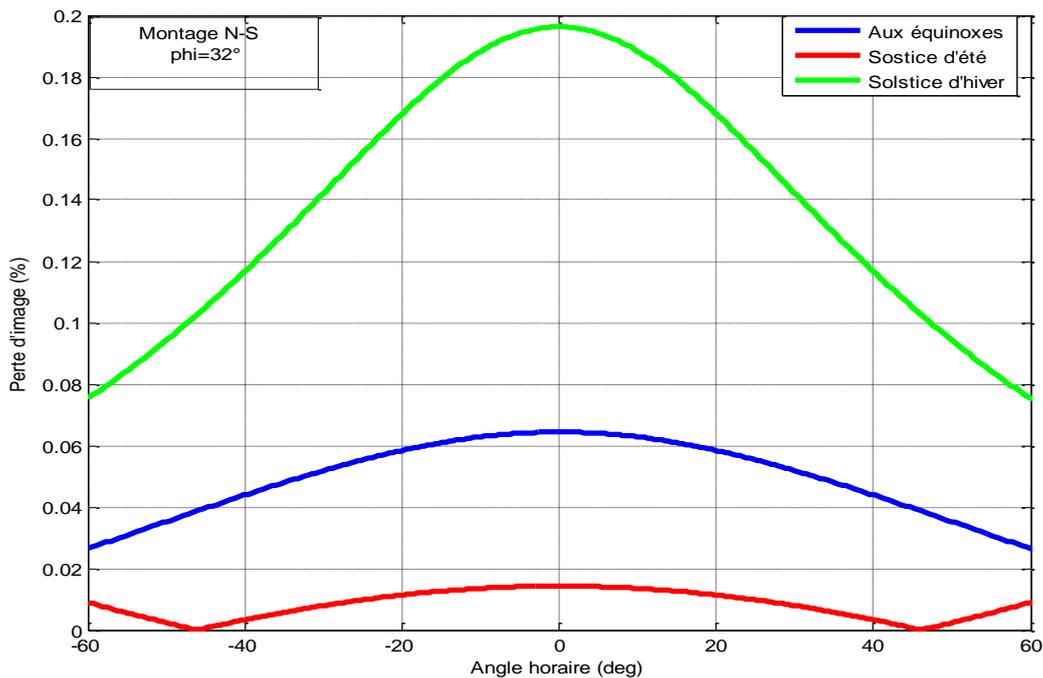


Figure 3.12. Variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour (phi=32°).

Les figure 3.11 et 3.12.représentent la variation de la perte d'image selon les saisons et l'angle horaire pour le montage N-S. Nous constatons que le solstice d'hiver représente une perte d'image

importante, avec une augmentation du lever du soleil jusqu'à midi TSV avec une perte d'image de l'ordre de 15% pour ($\phi=27^\circ$) et 18.8% pour ($\phi=32^\circ$) à midi TSV.

Nous constatons également que la perte d'image est moins importante pour les deux équinoxes ; elle est de l'ordre de 5% pour ($\phi=27^\circ$) et 6.2% pour ($\phi=32^\circ$) à midi TSV.

Cependant, le solstice d'été représente une perte d'image négligeable. Elle est d'ordre de 1.8% en début et en fin de journée pour ($\phi=27^\circ$) et de 0.9% pour ($\phi=32^\circ$) à midi TSV. Et une perte d'image nulle pour les angles horaires -33° et 33° pour ($\phi=27^\circ$) et les angles horaires -48 et $+48$ pour ($\phi=32^\circ$).

Pour le montage N-S les tests des saisons pour ($\phi=37^\circ$) ont donné les résultats suivants.

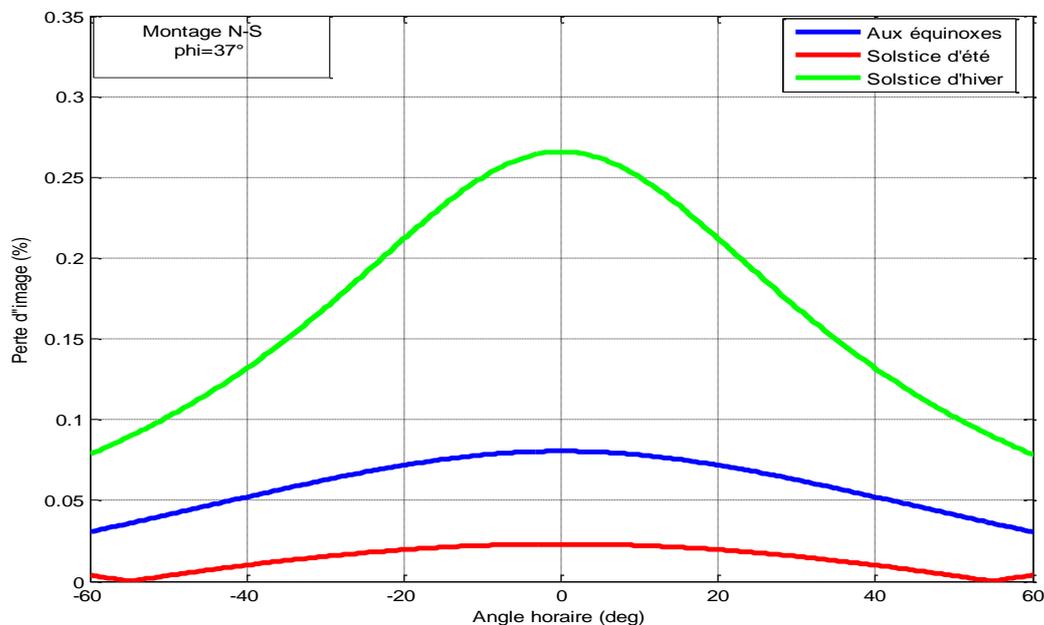


Figure 3.13. la variation de la perte d'image en fonction de saison et de l'angle horaire pour le montage N-S pour ($\phi=37^\circ$).

La figure 3.13. représente la variation de la perte d'image selon les saisons et l'angle horaire pour le montage N-S. Nous constatons que le solstice d'hiver représente une perte d'image importante, avec une augmentation du lever du soleil jusqu'à midi TSV avec une perte d'image de l'ordre de 27%.

Nous constatons également que la perte d'image est moins importante pour les deux équinoxes, Elle est de l'ordre de 7% à midi TSV.

Cependant, la soliste le solstice d'été représente une moins importante perte d'image par rapport aux autres saisons. Elle est d'ordre de 2% à midi TSV.

3.2.4. Discussion des résultats de l'effet saisonnier:

Pour le montage E-O et ($\phi=22^\circ$). Nous constatons que le solstice d'hiver donne de meilleurs résultats par rapport aux équinoxes et au solstice d'été avec une perte d'image moins importante. Elle est de l'ordre de 8% en début et en fin de jour et nulle (zéro%) à midi TSV.

Pour le montage E-O et ($\phi=27^\circ$). Nous constatons que les deux équinoxes représentent une perte d'image importante. Elle est de l'ordre de 15% en début et en fin de jour, s'annule à midi TSV, et que le solstice d'hiver représente une perte d'image moins importante par rapport au solstice d'été et aux ~~les~~ deux équinoxes. Elle est de l'ordre de 9% en début et en fin de jour. Cependant, pour l'intervalle qui varie entre -50° et $+50^\circ$ le solstice d'été représente une perte d'image supérieure à celle des deux équinoxes.

Pour le montage E-O et ($\phi=32^\circ$) nous constatons que les deux équinoxes représentent une perte d'image importante, et que le solstice d'hiver représente une perte d'image moins importante par rapport au solstice d'été et aux deux équinoxes. Cependant, pour l'intervalle qui varie entre -58° et +

Pour le montage E-O et ($\phi=37^\circ$) nous constatons que le solstice d'hiver donne de meilleurs résultats par rapport aux équinoxes et au solstice d'été, avec une perte d'image moins importante. Elle de l'ordre de 8% en début et en fin de jour et nulle (zéro%) à midi TSV.

Pour le montage N-S et ($\phi=22$) nous constatons que le solstice d'hiver représente une perte d'image importante, avec une augmentation au lever du soleil jusqu'à midi TSV vers une perte d'image de l'ordre de 12%. Cependant, le solstice d'été représente une moins importante perte d'image par rapport ~~les~~ autres saisons. Elle est de l'ordre de 1% en début et en fin de jour et proche de 0% à midi TSV.

Pour ($\phi=27^\circ$) et ($\phi=32^\circ$) nous constatons que le solstice d'hiver représente une perte d'image importante, avec une augmentation au lever du soleil jusqu'à midi TSV vers une perte d'image de l'ordre de 15%. Cependant, le solstice d'été représente une perte d'image négligeable. Elle est de l'ordre de 1% en début et en fin de jour pour ($\phi=27^\circ$) et de 0.8% pour ($\phi=32^\circ$) à midi TSV.

Pour ($\phi=37^\circ$) nous constatons que le solstice d'hiver représente une perte d'image importante, avec une augmentation au lever du soleil jusqu'à midi TSV vers une perte d'image de l'ordre de 26%.

Cependant, le solstice d'été représente une moins importante perte d'image par rapport aux autres saisons. Elle est de l'ordre de 2% à midi TSV.

Par le biais de ces résultats, nous pouvons déduire que dans le cas du montage E-O, le solstice d’hiver donne de meilleurs résultats ; et que le solstice d’été donne de meilleurs résultats pour le montage N-S. Donc en hiver il vaut mieux utiliser le montage E-O et en été il vaut mieux utiliser le montage N-S.

3.2.5. Effet de la latitude :

Dans cette, nous allons étudier la variation de la perte d’image en fonction de la latitude du lieu. L’intervalle de latitude de l’Algérie se situe entre 17° et 37°.

La simulation a été réalisée sous les conditions suivantes :

- ✓ L’inclinaison ($\beta=0$).
- ✓ La longueur de l’absorbeur ($L=15m$).
- ✓ La focale ($f=1m$).

Pour le montage E-O les tests des saisons ont donné les résultats représentés en figure suivant :

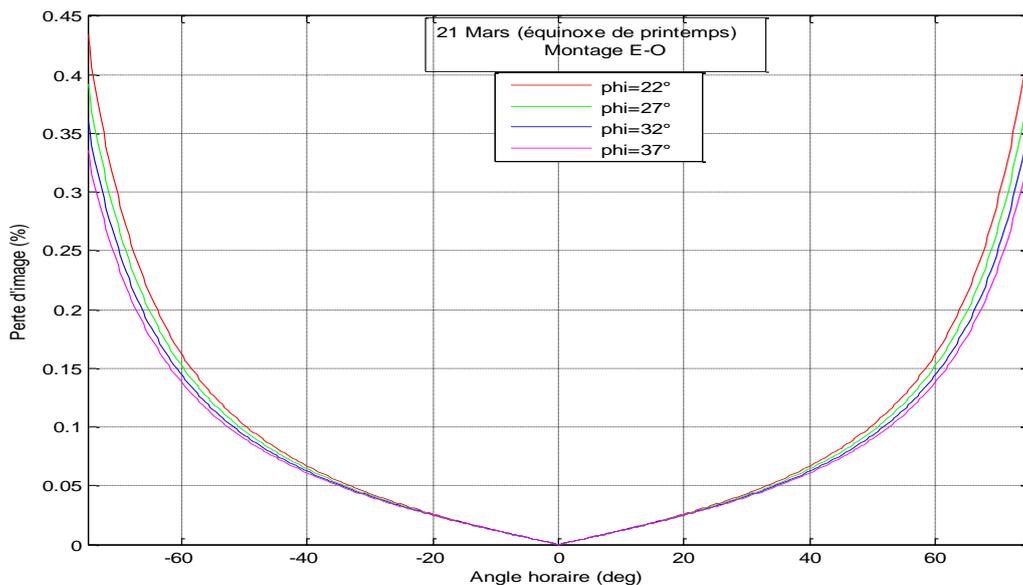


Figure 3.14. La variation de la perte d’image en fonction de la latitude et de l’angle horaire pour le montage E-O.

La figure 3.14. représente la variation de la perte d’image selon les latitudes et l’angle horaire pour le montage E-O. Nous constatons que plus la latitude diminue c’est à dire plus on s’approche de l’équateur, la perte d’image augmente.

Pour le montage N-S les tests des saisons donnent les résultats représentés dans la figure suivante:

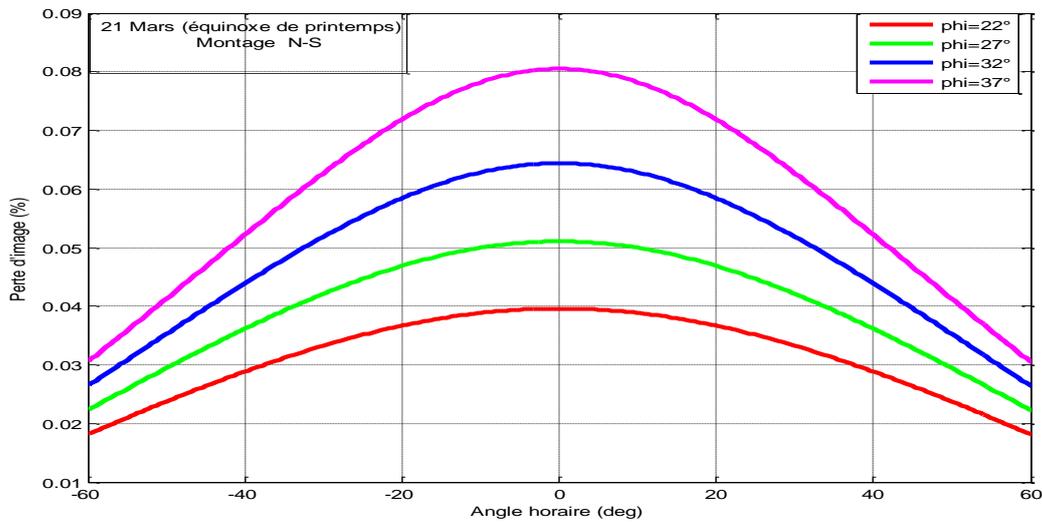


Figure 3.15. Variation de la perte d'image en fonction de la latitude et de l'angle horaire pour le montage N-S.

La figure 3.115 représente la variation de la perte d'image selon la latitude et l'angle horaire pour le montage N-S. Nous constatons que plus la latitude diminue c'est à dire plus on s'approche de l'équateur, et plus la perte d'image diminue.

3.2.6. Discussion des résultats de l'effet de la latitude :

Nous avons constaté que la perte d'image varie aussi en fonction de la latitude. Plus on s'approche de l'équateur, et plus le montage N-S devient performant, Le montage E-O donne alors des résultats moins intéressants. Donc le site doit être judicieusement bien choisi pour avoir de meilleurs résultats.

3.2.7. Effet de la focale:

Pour montrer l'influence de la distance focale sur la variation de la surface éclairée on a choisi quatre différentes focales.

La simulation a été réalisée sous les conditions suivantes :

- ✓ L'inclinaison ($\beta=0$).
- ✓ La longueur de l'absorbeur ($L=15m$).
- ✓ La latitude ($\phi=22^\circ$).

Pour le montage E-O les tests de focale ont donné les résultats suivants :

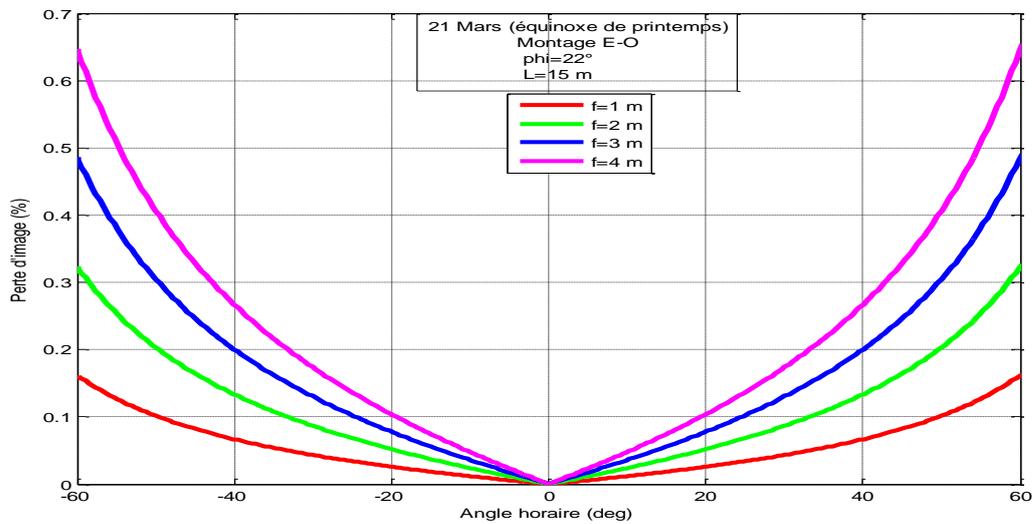


Figure 3.16. La variation de la perte d'image en fonction de la focale et de l'angle horaire pour le montage E-O.

La figure 3.16. représente la variation de la perte d'image selon la focale et l'angle horaire pour le montage E-O. Nous remarquons que plus la focale est grande plus la Perte d'image augmente. Pour le montage N-S les tests de focale ont donné les résultats suivants :

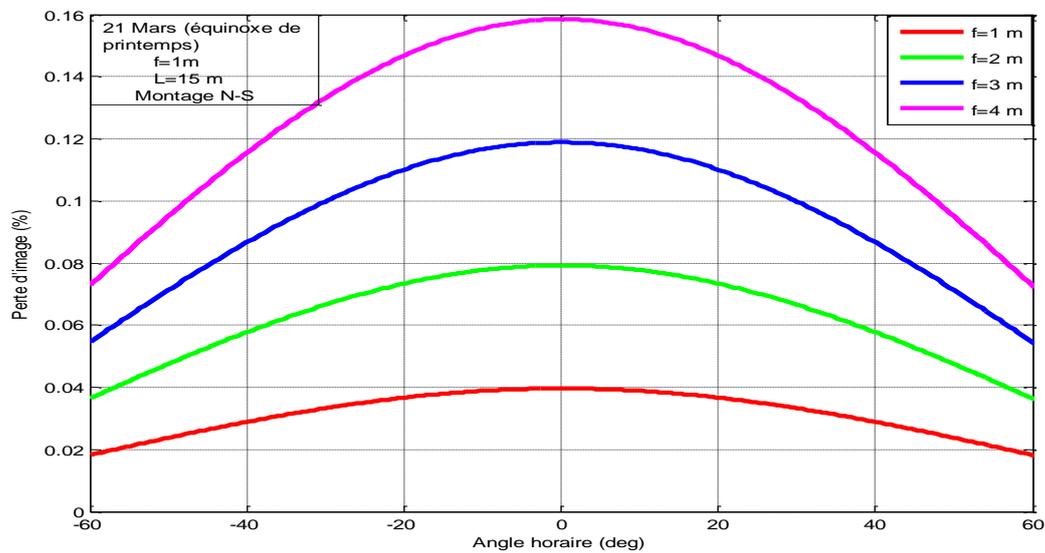


Figure 3.17. La variation de la perte d'image en fonction de la focale et de l'angle horaire pour le montage N-S.

La figure 3.17.représente la variation de la perte d'image selon la focale et l'angle horaire pour le montage E-O. Nous remarquons que plus la focale est grande, plus la perte d'image augmente.

3.2.8. Discussion des résultats de la focale :

Nous avons constaté que la perte d'image varie aussi en fonction de la focale. Plus la focale est grande, la perte d'image augmente pour les deux montages. Parmi les quatre (04) distances focales étudiées on remarque que la distance focale $f= 01m$ donne de meilleurs résultats. Donc le choix de la distance focale est important pour diminuer la perte d'image.

3.2.9 Effet de la longueur de l'absorbeur:

Pour montrer l'influence de la longueur de l'absorbeur sur la variation de la surface éclairée on a choisi quatre différentes longueurs.

La simulation a été réalisée sous les conditions suivantes :

- ✓ L'inclinaison ($\beta=0$).
- ✓ La distance focale ($f=1m$).
- ✓ La latitude ($\phi=22^\circ$)

Pour le montage E-O les tests de la longueur de l'absorbeur ont donné les résultats suivants :

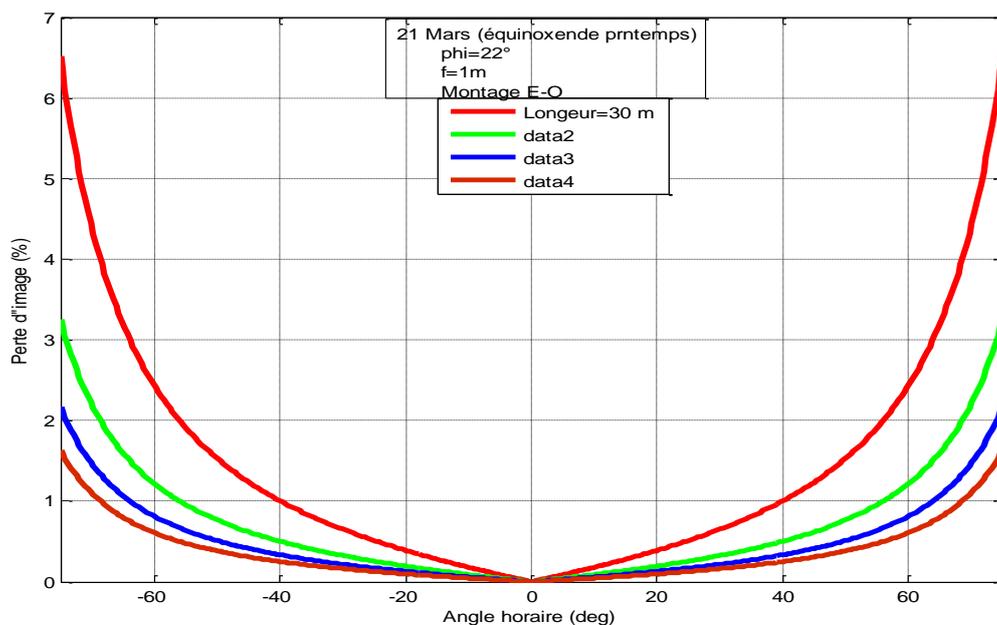


Figure 3.18. La variation de la perte d'image en fonction de la longueur de l'absorbeur et de l'angle horaire pour le montage E-O.

La figure 3.18.représente la variation de la perte d'image selon la longueur de l'absorbeur et l'angle horaire pour le montage E-O. Nous remarquons que plus la longueur de l'absorbeur et grande, plus la perte d'image diminue.

Pour le montage N-S les tests de la longueur de l'absorbeur ont donné les résultats suivants :

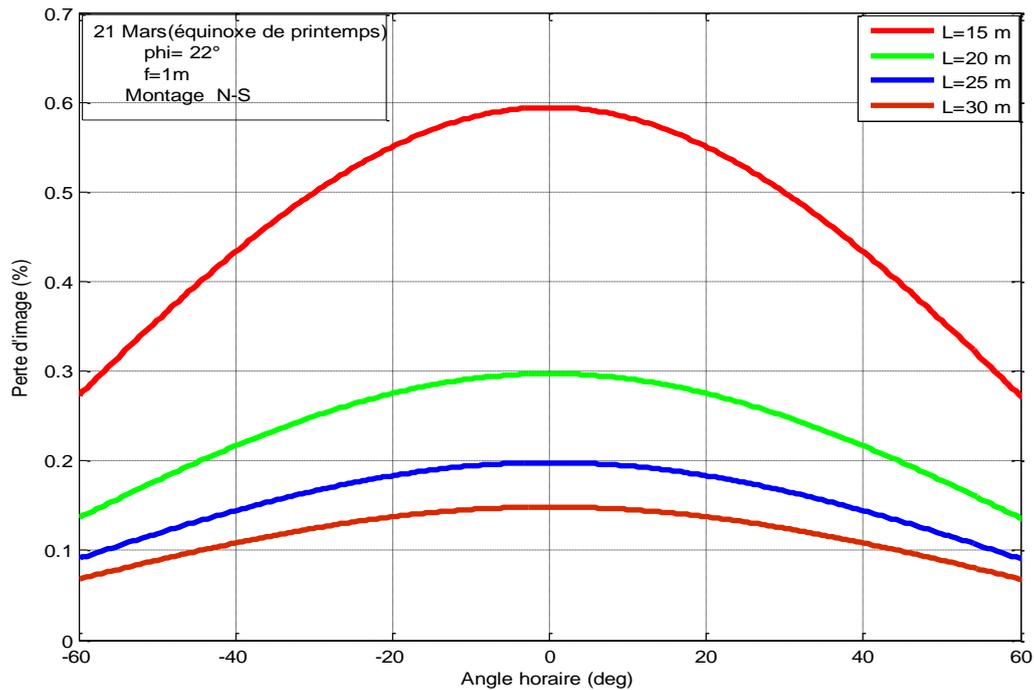


Figure 3.19. La variation de la perte d'image en fonction de la longueur de l'absorbeur et de l'angle horaire pour le montage N-S.

La figure 3.19.représente la variation de la perte d'image selon la longueur de l'absorbeur et l'angle horaire pour le montage E-O. Nous remarquons que plus la longueur de l'absorbeur et grande, plus la perte d'image diminue.

3.2.10. Discussion des résultats de l'effet de la longueur de l'absorbeur :

Nous avons constaté que les deux montages montrent que la perte d'image varie aussi en fonction de la longueur de l'absorbeur. Plus l'absorbeur est long plus la perte d'image est moins importante. Donc il est nécessaire de choisir un absorbeur suffisamment long pour avoir des bons résultats.

3.3. L’aspect énergétique :

Dans un second temps, nous allons étudier l’effet des différents paramètres sur la puissance récupéré par l’absorbeur.

3.3.1. Effet de la latitude :

La simulation a été réalisée sous les conditions suivantes :

- ✓ L’inclinaison ($\beta=0$).
- ✓ La distance focale ($f=1m$).
- ✓ La longueur de l’absorbeur ($L=15m$).

Pour le montage E-O les tests des latitudes ont donné les résultats suivants :

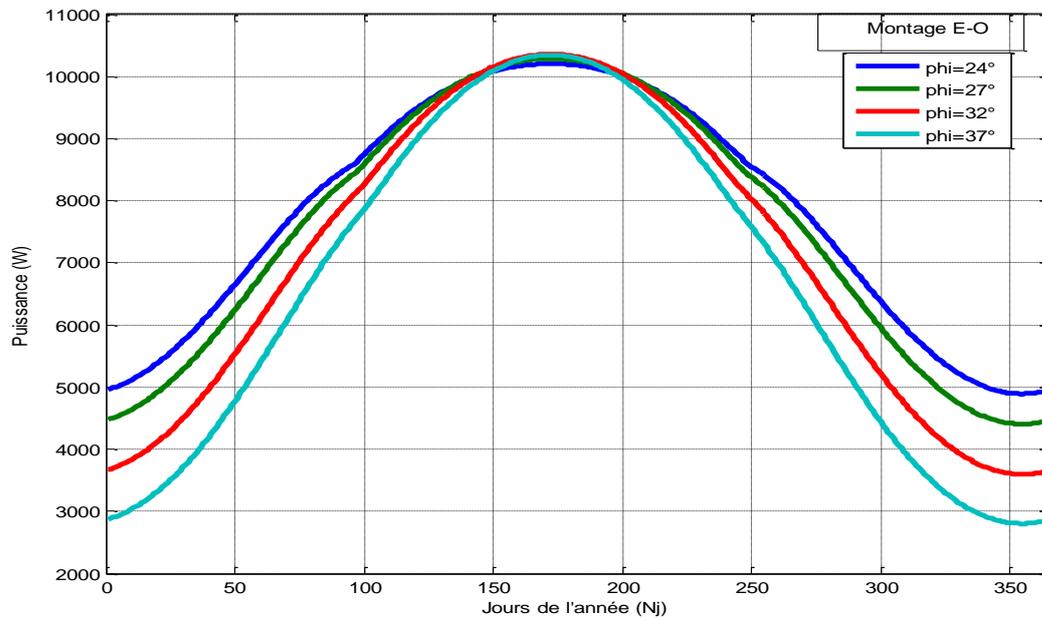


Figure 3.20. La variation de puissance récupérée par l’absorbeur au cours de l’année pour des différentes latitudes.

Pour le montage N-S les tests des latitudes ont donnés les résultats suivants :

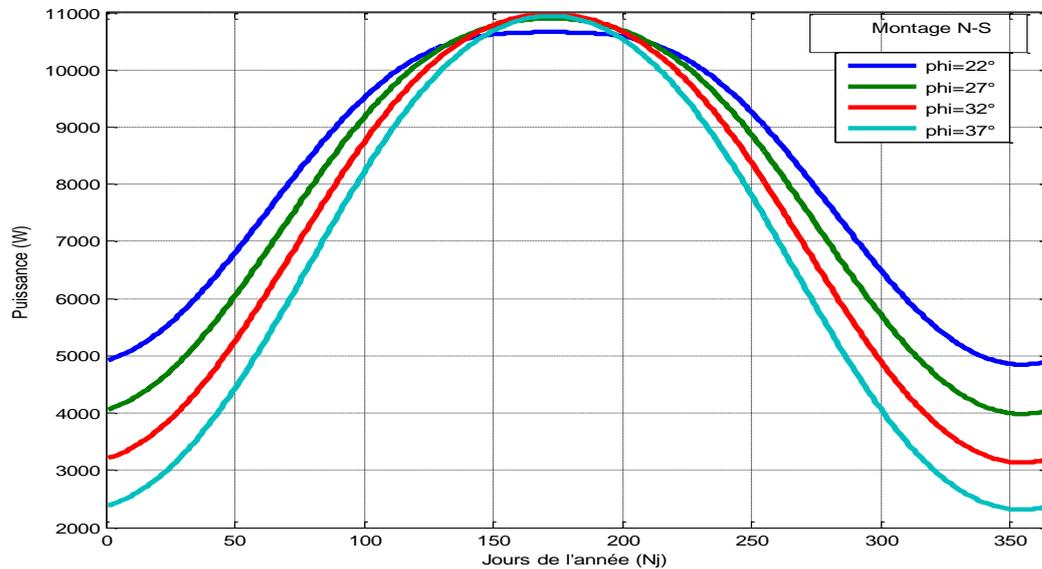


Figure 3.21. la variation de puissance récupérée par l'absorbeur au cours de l'année pour des différentes latitudes.

3.3.2. Discussion des résultats de l'effet de la latitude:

Les figures 3.20. et 3.21. représentent la variation de puissance récupérée par l'absorbeur au cours de l'année pour des différentes latitudes. Nous constatons que la puissance récupérée varie en fonction de la latitude, et que plus on s'approche de l'équateur, notre concentrateur reçoit plus d'énergie, donc pour l'Algérie le milieu saharien est plus intéressant pour les applications de concentration solaire.

3.3.3. Effet de Montage :

La simulation a été réalisée sous les conditions suivantes :

- ✓ L'inclinaison ($\beta=0$).
- ✓ La distance focale ($f=1m$).
- ✓ La longueur de l'absorbeur ($L=15m$).

Pour ($\phi=27^\circ$) les tests de montage ont donnés les résultats suivants :

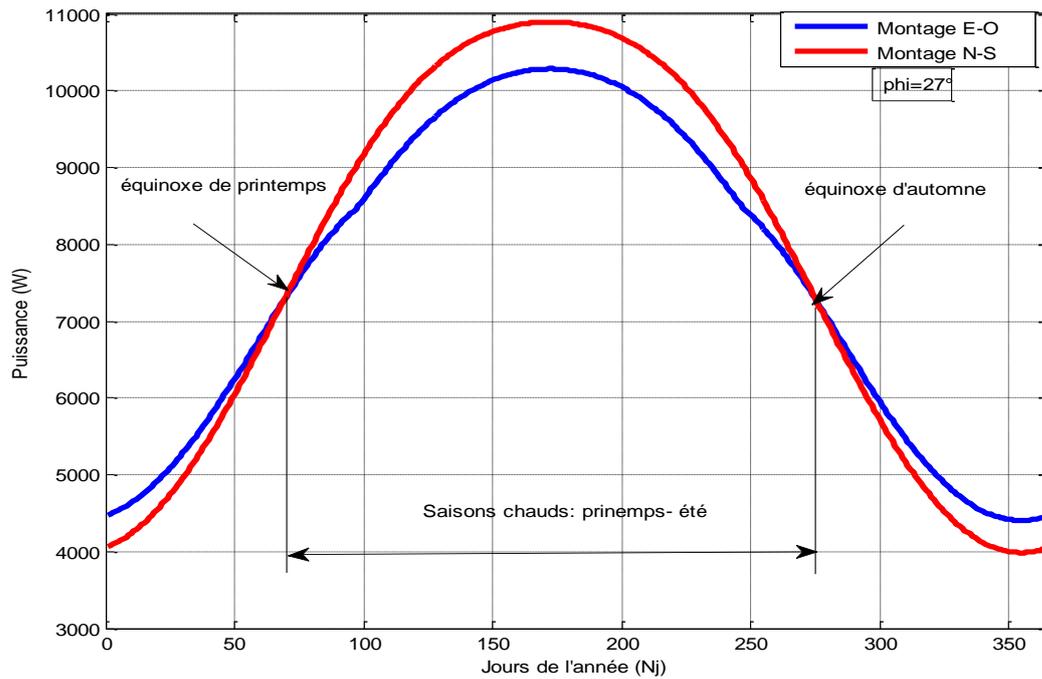


Figure 3.22. la variation de puissance récupérée par l’absorbeur au cours de l’année pour les deux montages et ($\phi=27^\circ$)

3.3.4. Discussion des résultats de l’effet de montage:

La figure 3.20 représente la variation de puissance récupérée par l’absorbeur au cours de l’année pour les deux montages E-O et N-S. Nous constatons que pour certaines périodes de l’année le montage E-O donne plus d’énergie, et pour d’autres périodes le montage N-S donne plus d’énergie. Donc on peut déduire que pour certaines périodes de l’année il vaut mieux utiliser le montage E-O, et pour d’autres périodes il vaut mieux utiliser le montage N-S. plus précisément pour les saisons chaudes (printemps-été) le montage N-S est le mieux indiqué. Et pour les saisons froides (automne-hiver) la préférence va pour le montage E-O.

Les mêmes résultats sont obtenus pour les autres latitudes.

Conclusion :

Nous avons comparé nos résultats avec le travail réalisé par Yacine MARIF et al .Différents effets influents sur la variation de la surface éclairé et la puissance récupéré par l’absorbeur ont été étudiés et interprétés dans ce chapitre également.

Dans ce chapitre, la simulation des effets montre la perte d’image et la puissance récupéré par l’absorbeur dépend de plusieurs paramètres :

Les tests sur le montage montrent que pour la même latitude, le montage N-S est plus performant dans les deux équinoxes et le solstice d'été, par contre en hiver le montage N-S est le mieux performant vers midi TSV, et le montage E-O est le mieux performant au début et en fin de jour.

Les tests sur les saisons montrent que pour le montage E-O, la saison qui donne des meilleurs résultats est le Solstice d'hiver avec une perte d'image moins importante. Pour le montage N-S La saison qui donne des meilleurs résultats est le Solstice d'été avec une perte d'image moins importante.

Les tests sur la distance focale montrent que la distance focale a une influence sur la variation de la surface éclairée.

Les tests sur la longueur de l'absorbeur montrent que plus l'absorbeur est grand plus la perte d'image diminue, donc c'est intéressant d'utiliser un miroir suffisamment long pour que l'on puisse négliger l'effet du déplacement de l'image.

Les tests sur la latitude de lieu montrent que plus on s'approche de l'équateur, plus notre concentrateur serait plus performant, ainsi pour l'Algérie le milieu saharien est plus intéressant pour les applications de concentration solaire.

L'étude de la variation de puissance récupérée par l'absorbeur au cours de l'année pour les deux montages E-O et N-S montre que pour certaines périodes de l'année le montage E-O est plus performant, et pour d'autres périodes le montage N-S est le mieux performant. Donc on peut déduire que pour certaines périodes de l'année il vaut mieux utiliser le montage E-O, et pour d'autres périodes il vaut mieux utiliser le montage N-S.

Conclusion générale et perspective :

Conclusion générale :

Pour étudier l'effet des paramètres influant sur la variation de la surface éclairé et la puissance récupéré par l'absorbeur, nous avons réalisé une étude bibliographique en présentant l'essentiel des travaux publiés sur le même domaine.

Pour la suite, nous avons élaboré un programme sous MATLAB qui nous permet de détermine la position de soleil en fonction de la hauteur du soleil et l'azimut, d'étudier l'effet des différents paramètres sur la variation de la surface éclairé concentrons les deux montages.

Le programme a été étendu pour l'estimation de l'effet de différents paramètres (distance focale, longueur de l'absorbeur, inclinaison, latitude)

Les résultats obtenus par la simulation numérique sous MATLAB ont été présentés et interprétés et comparé avec l'un des travaux présentés dans l'étude bibliographique.

Pour l'effet de saison, nous avons confirmé que pour certaines périodes de l'année le montage E-O donne plus d'énergie, et pour d'autres périodes le montage N-S donne plus d'énergie. Donc on peut déduire que pour certaines périodes de l'année il vaut mieux utiliser le montage E-O, et pour d'autres périodes il vaut mieux utiliser le montage N-S. plus précisément pour les saisons chaudes (printemps-été) le montage N-S est le mieux indiqué. Et pour les saisons froides (automne-hiver) la préférence va pour le montage E-O.

Pour l'effet de la position géographique, nous avons conclu que plus on est au sud de l'Algérie est plus notre concentrateur présent de meilleur performance.

Nous avons terminé l'étude avec l'exposition des limites atteintes par nos simulations et nous proposons des perspectives pour compléter ce travail.

Conclusion générale et perspective :

Perspectives :

Pour la poursuite du présent travail, il nous semble intéressant de considérer les cas suivants :

- La géométrie de la parabole ne pas parfaite.
- Défauts surfaciques
- Défauts de Poursuite.
- Les rayons de soleil ne sont pas parallèles.

Une étude expérimentale de la variation de la surface éclairée.

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
δ	La déclinaison solaire	[degré]
N	Le numéro du jour dans l'année	[jour]
ω	L'angle horaire	[degré]
ω_s	L'angle horaire de lever	[degré]
a	L'angle d'azimut	[degré]
h	La hauteur du soleil	[degré]
θ_z	L'angle de zénith θ_z	[degré]
φ	La latitude du lieu	[degré]
TU	Le temps universel	[heure]
TL	Le temps local	[heure]
D	Le décalage horaire	[heure]
TSV	temps solaire vrai	[heure]
Et	L'équation de temps	[minute]
L_{ref}	Longitude de référence(Greenwich)	[degré]
L_{lieu}	Longitude du lieu	[degré]
I_{sc}	La constante solaire	[W/m ²]
F	Facteur de correction	
I_{bh}	L'éclairement direct reçu sur une surface horizontale	[W/m ²]
I_i	L'éclairement reçu sur une surface incliné	[W/m ²]
I_d	L'éclairement diffus	[W/m ²]
I_g	L'éclairement diffus	[W/m ²]
a₀, a₁ et a₃	Coefficients de Hottel	---

Nomenclature

A, B, C, (W/m ²)	Les coefficients dépendent de la qualité du ciel	
D et E	Les coefficients dépendent de la qualité du ciel	---
\bar{n}	La normale au plan incliné	---
β	L'angle d'inclinaison	dégré
\bar{s}	Le vecteur portant la direction des rayons solaires	---
γ	L'angle entre la direction d'orientation de β et la direction sud	---
Y	L'équation générale du réflecteur	---
f	la distance focal	[m]
ϕ	L'angle d'ouverture	dégré
D _{ab} (min)	Le diamètre extérieur minimum d'un tube absorbeur	[m]
C	La concentration géométrique	---
A _r	La surface de l'ouverture	[m ²]
A _a	La surface de l'absorbeur	[m ²]
γ	Le facteur d'interception	---
P _a	La puissance absorbée par l'absorbeur	[Watt]
P _i	La puissance incidente sur le récepteur	[Watt]
K	Le facteur de l'angle incidence modifié	---
E _d	Si le rayonnement direct incident	[W/m ²]
E _c :	éclairage au niveau de l'absorbeur	[W/m ²]
L	La longueur totale de l'absorbeur	[m]
d	La partie non éclairée	[m]
r	La perte d'image	[%]

Nomenclature

D :	Diamètre du tube absorbeur	[m]
j	Jours de l'année	---
I_b :	L'éclairement direct	[W/m ²]
T_c	Temps de coucher	[heure]
T_s	Temps de lever	[heure]

Références Bibliographiques

- [1] : Rapport Technique, 'Etude du Plan Directeur Général de Développement des Régions Sahariennes', Bureau National d'Etudes pour le Développement Rural, Chéraga, Tipaza, 1999.
- [2] : N. El Gharbi, H. Derbal, S. Bouaïchaoui et N. Saïd, 'A Comparative Study Between Parabolic Trough Collector and Linear Fresnel Reflector Technologies', Energy Procedia, Vol. 6, pp. 565 – 572, 2011.
- [3] : M. Capderou, 'Atlas Solaire d'Algérie', Ed. Office des Publications Universitaires, EPAU, Algérie, Vol. 1, Tome 2, 1987
- [4] : **J, Bernard**. Energie solaire, calculs et optimisation. Ellipse Edition Marketing. Paris. (2004).
- [05]: **Duffie JA et BeckmanWA**. "Solar Engineering of Thermal Processes". 2nded. New York Wiley Interscience; 1991.
- [06] : **I, Zeghib**. Etude et réalisation d'un concentrateur solaire parabolique, thèse de magistère, Université de Constantine. (2005).
- [07] : **P, H, Communay**. Héliothermique, Le gisement solaire, méthodes et calculs. Groupe de Recherche et d'Édition, France.(2002).
- [08] : Quoilin Sylvain, 'Les Centrales Solaires à Concentration' Université de Liège Faculté des sciences appliquées, mai 2007.
- [09] : Hotal H.C. ,A simple method for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres, Solar Energy, vol. 18 ,pp.129, Pergamon press 1976.
- [10] : Liu B.Y.H.and R.C.Jordan,The interrelationship and characteristics distribution of direct diffuse and total solar radiation,Solar Energy, val.4,N°3 ,pp.1-19,1990.
- [11] : brichambaut P. et C. Vauge, Le gisement solaire. Evaluation de la ressource énergétique, Technique et Documentation, Paris 1982.
- [12] : Padilla Ricardo.V, Demirkaya.G, Goswami.D.Yogi, Stefanakos.E, Muhammad M. Rahman, 2011. Heat transfer analysis of parabolic trough solar receiver. Applied Energy **88**, 5097-5110.
- [13]: J-M.Chasseriau, Conversion thermique du rayonnement solaire, Dunod, France, 273 pages,1982.

Références Bibliographiques

[14] : A. Gama, 'Etude et Réalisation d'un Banc d'Essai Hybride Photovoltaïque Thermodynamique', Mémoire de Magister, ENP, Mai 2008.

[15] : Yacine MARIF1, Etude comparative entre les modes de poursuite solaire d'un concentrateur solaire cylindro-parabolique Vol. 6, N° 2, Octobre 2014.