



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Mécanique



Thèse en Vue de l'Obtention du Diplôme de Doctorat en science

Spécialité Génie Mécanique

Option : Energétique

Présentée par **LAISSAOUI Mohammed**

Intitulé de la thèse

**Etude et optimisation de l'hybridation solaire des installations des turbines
à gaz et turbines à vapeur utilisés pour le dessalement d'eau**

Date de soutenance : 28 /06 /2018

Devant la commission de jury composée de :

Président :

M. HOUAT Samir Professeur (Université Ibn Badis- Mostaganem)

Examineurs :

M. RETIEL Nourddine Professeur (Université Ibn Badis- Mostaganem)

M. HAMIDAT Abderrahmane Directeur de recherche , (CDER- Alger)

M. IMINE Bachir Professeur (USTO-MB-Oran)

Directeur de thèse :

M. NEHARI Driss Professeur (Centre Universitaire Belhadj
Bouchaib- Ain Témouchent)

Co Directeur de thèse :

M. OUINAS Djamel Professeur (Université Ibn Badis- Mostaganem)

ANNÉE UNIVERSITAIRE : 2017/2018

REMERCIEMENTS

D'abord je remercie le grand Dieu de m'avoir aidé à réaliser ce modeste travail.

J'exprime tous mes remerciements à mon encadreur le professeur : NEHARI DRISS pour avoir accepté de m'encadrer ; pour ses conseils, ses orientations et ses encouragements pendant ces années de travail..

Je tiens à remercier aussi mon co encadreur le professeur OUINAS Djamel pour avoir accepté la tâche de co encadrement.

Je tiens aussi à remercier le président et les membres du jury :

M. HOUAT Samir	(Président)	Professeur (Université Ibn Badis-Mostaganem)
M. RETIEL Nourddine	(Examineur)	Professeur (Université Ibn Badis-Mostaganem)
M. HAMIDAT Abderrahmane	(Examineur)	Directeur de recherche, (CDER-Alger)
M. IMINE Bachir	(Examineur)	Professeur (USTO-MB-Oran)

D'avoir accepté de faire partie du jury.

Mes remerciements à Dr Patricia Pelenzuela pour avoir accepté de m'encadrer, m'orienter, me conseiller durant mon séjour scientifique au sein de la plateforme solaire de ALMERIA .

Un grand merci à Dr Mohamed A. Sharaf Eldean, Département des sciences de l'ingénieur, Faculté du pétrole et du génie minier, Université de Suez, Egypte, pour son collaboration.

Je tiens à remercier mes collègues du CDER.

Table des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Les centrales solaires thermodynamiques à concentration CSP	4
I.1 Introduction :	4
I.2 Bref historique	4
I.3 Potentiel solaire en Algérie.....	5
I.4 Programme nationale de développement des centrales thermodynamiques solaire à concentration :	6
I.5 Technologies des Centrales solaires héliothermiques à concentration CSP :	8
I.5.1 Principe de fonctionnement :	8
I.5.2 Technologies des centrales solaires héliothermiques à concentration CSP :.....	10
Fluide caloporteur :.....	12
I.6 La technologie d'une centrale à tour	16
I.6.1 Tour solaire à Sels fondus	17
I.6.2 Tours solaire Eau-vapeur	18
I.6.3 Tour solaire Air à pression atmosphérique	19
I.6.4 Tour solaire à Air pressurisé et TAG	20
I.7 Analyse du champ des héliostats pour une centrale solaire à tour	22
I.7.1 -Modélisation d'un champ des héliostats :.....	22
I.7.2 Calcul du rendement optique du champ solaire :.....	22
I.8 Systèmes de génération de puissance.	25
I.9 Les centrale solaire CSP hybrides	26
I.10 Conclusion.....	28
Chapitre II: Les technologies du dessalement d'eau.....	30
II.1 Introduction	30
II.2 Le dessalement d'eau en Algérie.....	32
II.3 Caractéristiques des eaux marines et saumâtres :	34
II.4 Technologies de dessalement d'eau	35
II.4.1 Les Procédés à membranes.....	39
II.4.2 Les procédés de distillation thermique :.....	45
II.4.3 Distillation membranaire (MD).....	50
II.4.4 La congélation sous vide	51
II.5 Critères de choix d'un procédé de dessalement.....	51
II.5.1 Critères économiques	51
II.5.2 Critères techniques	51

II.6	Consommation énergétique par les procédées de dessalement	52
II.7	Les prix de l'eau produite par les différentes technologies de dessalement.....	54
II.8	Conclusion	54
Chapitre III :Intégration des technologies de dessalement dans les centrales solaires ...		56
III.1	Introduction	56
III.2	La distillation solaire directe à effet de serre.....	58
III.3	Intégration d'une station de dessalement dans une centrale solaire à concentration CSP	59
III.4	Centrale solaire à concentration combinée à une station de distillation multi effet CSP-MED :	60
III.5	Centrale solaire CSP connecté à une station RO :	61
III.6	Dessalement solaire-photovoltaïque :	61
III.7	Conclusion	62
Chapitre IV : Etat de l'art sur l'utilisation des énergies renouvelables pour le dessalement d'eau.....		63
IV.1	Introduction	64
Chapitre V :Analyse techno-économique des centrale solaire hybride utilisées pour le dessalement d'eau.....		81
V.1	Introduction	81
V.2	Analyse de l'hybridation solaire d'une installation de turbine à gaz	81
V.2.1	Caractéristiques de l'installation étudiée.....	81
V.2.2	Méthodologie de calcul :	82
V.3	Etude d'une centrale solaire hybride à cycle combinée	85
V.3.1	Description de l'installation :	85
V.3.2	Principe de fonctionnement :	85
V.4	Analyse de la faisabilité de l'énergie solaire à concentration combinée avec une station de distillation multi-effet pour la cote algérienne :	86
V.4.1	Description et méthodologie :	87
V.4.2	Analyse économique : coût de l'électricité et de l'eau produit :	90
V.5	Analyse techno-économique d'une centrale solaire autonome combinée à une station de dessalement par osmose inverse sous l'effet de l'intermittence solaire :	91
V.5.1	Introduction	91
V.5.2	Discription de la méthodologie	92
V.5.3	Description des systèmes	93
V.5.4	Modélisation et dimensionnement du systèm	95
V.5.5	Stratégies de fonctionnement	100

V.5.6	Analyse économique	102
Chapitre VI : Interprétation des résultats et discussion.....		64
VI.1	Introduction	109
VI.2	Analyse de l’hybridation solaire d’une installation de turbine à gaz	109
VI.2.1	Royonnement solaire direct.....	109
VI.2.2	Température ambiante.....	110
VI.2.3	Température d’admission dans la chambre de combustion	111
VI.2.4	Consommation du fuel	113
VI.2.5	Puissance électrique produite	114
VI.2.6	Dioxyde de carbone produit	114
VI.3	Etude d’une centrale solaire hybride à cycle combiné	116
VI.3.1	Variation de la température ambiante :	116
VI.3.2	Rayonnement direct :	117
VI.3.3	Puissance nette produite pour les différents sites choisis :.....	119
VI.3.4	Bilan de carbone	119
VI.4	Etude de faisabilité d’une centrale solaire CSP combinée avec une station de distillation multi effet :	122
VI.4.1	Temperature ambient and direct radiation DNI	122
VI.4.2	Direct normal radiation DNI	122
VI.4.3	Température dans les différents éléments de l'installation.....	123
VI.4.4	Puissance électrique nette produite	124
VI.4.5	La quantité d’eau produite par l’unité de distillation MED :	126
VI.4.6	Conclusion.....	130
VI.5	Analyse techno-économique d'une centrale solaire autonome combinée à une station de dessalement par osmose inverse sous l’effet de l’intermittence solaire :	130
VI.5.1	Introduction :	130
VI.5.2	Analyse paramétriques :	131
VI.5.3	Design et conception des centrales solaire	132
VI.5.4	Opération de l'unité de dessalement RO sous l’intermittence de puissance : ..	134
VI.5.5	Résultats de l’analyse économiques	152
VI.5.6	Conclusions	155
Conclusion générale		158
Références bibliographiques.....		161

Nomenclature

AC	Courant Alternative
ACC	Coût d'investissement annuel, (\$/year)
CSP	Concentrating solar power
DC	Courant continu
DNI	Rayonnement direct (W/m^2)
EES	Engineering Equation Solver
ERD	System de récupération d'énergie
GC	Gradual capacité
HP	Haute pression
HPP	Puissance de la pompe haute pression
HTF	Fluide de transfert de chaleur
I	Taux d'amortissement, %
LF	Facteur de charge
LP	Basse pression
LT	Durée de vie, ans
LWC	Coût actualiser de l'eau, $\$/\text{m}^3$
MED	Multi effect distillation
MENA	Middle East and North Africa
ORC	Cycle de rankine organique
PEX	Echangeur de pression
PV	Photovoltaic
RO	Osmose inverse
SAM	System Advisor model
SPC	Consommation spécifique d'énergie, kWh/m^3
WPT	Wheel Pelton turbine
WU	grande unité
A_e	Surface de la Membrane , m^2
FF	Fouling factor
k_s	permeabilité du sel, $\text{m}^3/\text{m}^2 \cdot \text{S}$
k_w	permeabilité de l'eau, $\text{m}^3/\text{m}^2 \cdot \text{s.kPa}$
M_d	Débit de Permeate , m^3/day
M_b	Débit de suamure, m^3/day
M_f	Débit de l'eau brute, m^3/day
T	Température, $^{\circ}\text{C}$
TCF	Facteur de correction de Température
n_e	Nombre des éléments de membrane
n_v	Nombre de récipion de pression
RR	Taux de recupération, %
X_d	Concentration de permeat, mg/l

X_f	Concentration de l'eau brute, mg/l
X_b	Concentration de saumure, mg/l
π	Pression osmossique, kPa
$\dot{Q}$	énergie thermique (kW)
LHV	Pouvoir calorifique inférieur de combustible (kJ/kg)
P	Puissance de la turbine (kW)
T	Température absolu K
cp	Chaleur spécifique kJ/kg.K
h	L'enthalpie massique kJ/kg
ρ	Réfectivité des héliostats
A	La surface m ²
η	Rendement
α	Facteur d'absorption du récepteur

Indices	Désignation
rec	récepteur
inc	incedent
field	Champ solaire
net	Nette
conv	convection
rad	royonnement
opt	optimal
abs	Absolu
air,in	entrée d'air
air,out	Sortie d'air
mech	mécanique

Liste des figures

Figure I.1 : Zone appropriée pour les centrales thermiques solaires à concentration	05
Figure I.2 Le programme Algérien des énergies renouvelables à l'horizon 2030	06
Figure I.3 schéma descriptif de la production d'électricité par voie solaire thermodynamique.	08
Figure I.4 : Centrale à capteur parabolique à droite ; composant d'un concentrateur parabolique (gauche)	09
Figure I.5 : concentrateur cylindro-parabolique (gauche), et le tube absorbeur (à droite)	10
Figure I.6 : Centrale solaire à capteur cylindro-parabolique	11
Figure I.7 Conception d'injection pour évaporation dans les concentrateurs cylindro-parabolique.	13
Figure I.8 Capteur Fresnel et leurs composants.	13
Figure I.9 schémas d'une centrale solaire à tour.	15
Figure I.10 centrales solaires à tour à sel fondu.	16
Figure I.11 : tour solaire à vapeur	18
Figure I.12 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.	19
Figure I.13. Récepteur solaire à air.	19
Figure I.14. Principe d'une centrale à tour à air pressurisé avec une turbine à gaz cycle combiné.	20
Figure I.15 : Récepteur volumétrique à air pressurisé	21
Figure I.16 : Perte par effet cosinus.	22
Figure I.17. Phénomène de blocage et ombrage entre les héliostats	23
Figure I.18 Exemple de l'hybridation d'une centrales solaire cylindro-parabolique.	26
Figure I.19 Exemple de production décalé due au stockage thermique	27
Figure II.1 Capacité de dessalement annuelle (additionnelle et accumulée) 1970-2014 .	31
Figure II.2 Capacité de dessalement mondiale disponible selon les sources d'eau d'alimentation.	32
Figure II.3 Les concentrations des sels dans l'eau de mer.	35
Figure II.4 Schéma général d'une installation de dessalement.	36
Figure II.5 Principales technologies de dessalement.	37
Figure II.6 Capacité mondiale de dessalement installée par technologie.	38
Figure II.7 Différentes technologies du dessalement d'eau classée selon le type d'énergie utilisée.	39
Figure II.8. Technique de dessalement par électrodialyse.	40
Figure II.9. Principe de l'osmose inverse.	42
Figure II.10 : Elément constitutifs d'une station de dessalement par osmose inverse.	43
Figure II.11 Module de membrane à enroulement spiral.	44
Figure II.12 : Schéma descriptif de système de distillation multi flach.	46
Figure II.13. Distillation a simple effet.	47
Figure II.14 : Schéma descriptif de la distillation multi effet	48
Figure II.15 : évolution de la température d'ébullition de l'eau en fonction de la pression dans les systèmes multiples-effets	49
Figure II.16 Schémas de procédé de distillation par compression mécanique de vapeur.	50
Figure II.17 Principe de la distillation membranaire	50
Figure III.1 Les Combinaisons possibles de systèmes d'énergies renouvelables avec des procédés de dessalement conventionnels et innovants	57
Figure III.2 distillation solaire directe à effet de serre.	58
Figure III.3 Différentes configurations de dessalement par centrale solaire CSP.	60
Figure III.4 Schéma d'un system CSP/MED.	61
Figure III.5 Schéma d'une centrale CSP connectée à une station de dessalement RO	61
Figure III.6 Schéma descriptif d'une centrale solaire PV combiné à une station de dessalement RO.	62
Figure IV.1 Schéma d'une system PV-RO.	64
Figure IV.2 schéma du cycle de Rankine organique	65
Figure IV.3 cycle de Rankine organique solaire.	66
Figure IV.4 Les coûts spécifique de l'eau produite pour les différent cas analysés.	66

Figure IV.5. Schéma descriptif d'une unité de dessalement par osmose inverse connecté avec une centrale photovoltaïque.	67
Figure IV.6 Résultats théoriques et expérimentales pour une journée obtenue par N. Ahmad et al (2015).	67
Figure IV.7 schéma de la configuration 01 (CSP-MED) (Palenzuela et al , 2015).	69
Figure IV.8. Schéma de la configuration 02 (CSP-MED) avec ejecteur. (Palenzuela et , 2015).	70
Figure IV.9. Schéma de la configuration 03 (CSP-MED-TVC) (Palenzuela et al, 2015).	71
Figure IV.10 schéma de la configuration 04 (CSP-RO) (Palenzuela et al, 2015).	72
Figure IV.1 systèmes éoliens connectés avec une unité de dessalement par osmose inverse.	74
Figure IV.12. Evaluation des coûts de l'eau et de l'électricité dans les différentes zones (Triki et al, 2014).	75
Figure IV.13. Configuration proposée par Ntavou et al, (2016)	76
Figure IV.14. Production de l'eau douce sous la fluctuation de la puissance, résultats de Ntavou et al, (2016)	77
Figure IV.15. Nombre de sub-unités opérationnelles pendant un jour pour différent puissance PV, (Ntavou et al, 2016)	78
Figure IV.16 Diagramme d'une unité de dessalement par osmose inverse graduel capacité étudiée par Peñate et al, (2011).	79
Figure V.1 Schéma de l'installation étudiée.	82
Figure V.2.Interface graphique du logiciel TRNSYS.	83
Figure V.3 Schéma de l'installation cycle combinée solaire.	85
Figure V.4 Schéma de la centrale CSP-MED	87
Figure V.5. Principe de distillation par effet multiple.	90
Figure V.6 Schéma de centrale solaire CSP à tour combiné avec une unité de dessalement par osmose inverse.	93
Figure V.7: Schéma d'une centrale solaire photovoltaïque combiné avec une unité d'osmose inverse.	93
Figure V.8. RO configurations : (a) basique concept sans ERD (b) avec ERD basé sur Pelton turbine, (c) avec ERD basé sur un échangeur de pression	95
Figure. V.9 . RO sub-unités connectée avec une centrale solaire (CSP/PV)	100
Figure V.10 Organigramme montre les stratégies suivi par le premier scenario.	102
Figure. VI.1 Allure de DNI pendant la journée de 21 Juin dans la région de Bechar.	110
Figure. VI.2 Variation de la température ambiante dans la région de Bechar (21 Juin).	111
Figure. VI.3 Variation de la température d'air à l'admission de la chambre de combustion pendant la journée étudiée.	112
Figure. VI.4 Économie du fuel grâce à l'hybridation solaire.	113
Figure. VI.5 Puissance nette produite par l'installation au cours de la journée sélectionnée.	114
Figure. VI.6 Quantité de CO2 produit par l'installation.	116
Figure VI.7 Variation de la température ambiante pendant l'année (moyenne sur 24 heures).	117
Figure VI.8 : Allure horaire du rayonnement directe pour les sites choisis pendant l'année.	118
Figure VI.9. Puissance électrique nette produite (moyenne journalière)	119
Figure VI.10. Quantité de CO2 produite par l'installation.	120
Figure VI.11. Réduction de CO2 pour les différents sites.	121
Figure VI.12 Température ambiante dans les différentes zones sélectionnées.	122
Figure VI.13. DNI (de 03 au 09 Juillet) dans les sites examinés	123
Figure VI.14. Variation de la température dans le récepteur de la tour solaire et le bloc de puissance.	124
Figure VI.15 Puissance horaire produite dans les différent zones.	125
Figure VI.16. L'énergie quotidienne moyenne produite par l'installation pour chaque site.	126
Figure. VI.17. Quantité journalière d'eau produite pour chaque zone.	127
Figure VI.18. Quantité moyenne d'eau produit par jour.	127
Figure VI.19: Prix de l'eau et de l'électricité produites.	129

Figure VI.20 Optimisations paramétriques de taux de récupération pour la station de dessalement par osmose inverse à l'étude.	131
Figure. VI.21. Puissance produite par les centrales solaires tout au long de la journée pour entraîner l'installation d'osmose RO sans ERD,	136
Figure. VI.22. Puissance produite par les centrales solaires tout au long de la journée pour entraîner l'installation d'osmose RO-WTR,	136
Figure VI.23. Puissance produite par les centrales solaires tout au long de la journée pour alimenter l'installation d'osmose inverse RO-PEX.	137
Figure. VI.24. Variation de pression appliquée aux membranes : RO unit sans ERD	138
Figure VI.25. Variation de pression appliquée aux membranes : RO-WTR	138
Figure. VI.26. Variation de pression appliqué aux membranes RO-PEX	139
Figure VI.27. Concentration en sel dans le perméat RO unit sans ERD.	140
Figure. VI.28. Concentration en sel dans le perméat, RO- WTR	140
Figure. VI.29. Concentration en sel dans le perméat RO-PEX.	141
Figure. VI.30. Quantité d'eau douce produite : RO unit sans ERD.	142
Figure. VI.31. Quantité d'eau douce produite : système RO-WTR	143
Figure. VI.32. Quantité d'eau douce produite : RO-PEX.	143
Figure. VI.33. Consommation spécifique d'énergie : RO unit sans ERD	144
Figure. VI.34. Consommation spécifique d'énergie : RO-WTR.	145
Figure. VI.35. Consommation spécifique d'énergie : RO-PEX	145
Figure VI.36. Nombre de sous-unités activées au cours du jour sélectionné pour les différentes configurations d'installations de dessalement solaire cas RO basique.	148
Figure VI.37. Nombre de sous-unités activées au cours du jour sélectionné pour les différentes configurations d'installations de dessalement solaire cas RO -WTR.	149
Figure VI.38. Nombre de sous-unités activées au cours du jour sélectionné pour les différentes configurations d'installations de dessalement solaire cas RO -PEX	150
Figure. VI.39. Eau douce produite pour les différents cas de combinaison.	152
Figure. VI.40. Prix unitaire de l'eau (LWC) dans les différents cas étudiés.	155

Liste des tableaux

Tableau I.1 Potentiel solaire en Algérie	05
Tableau I.2 : Les futurs projets des centrales thermodynamiques à concentration en Algérie	07
Tableau I.3 Principales caractéristiques des sels fondus binaires (60% de NaNO ₃ et 40% de KNO ₃)	18
Tableau II.1 Les grandes stations de dessalement d'eau de mer en Algérie	33
Tableau II.2 : La salinité moyenne des mers.	34
Tableau II.3 : consommation d'énergie par les différentes technologies de dessalement	53
Tableau II.4 coût moyen total de l'eau produit par les différents procédés de dessalement	54
Tableau V.1. Caractéristiques de l'installation étudiée	82
Tableau V.2 les différents modèles de TRNSYS utilisés	84
Tableau V.3 Caractéristique de l'installation de cycle combinée étudiée.	86
Tableau V.4. Coût unitaire des différents composants.	91
Tableau V.5 Les coûts des membranes et de réception sous pression.	104
Tableau V.6. Coût des différents composants de la centrale solaire à tour.	106
Tableau V.7 Coût d'investissement des différentes composantes de l'installation photovoltaïque	107
Tableau VI.1. Résultats des prix unitaire de l'eau et de l'électricité.	128
Tableau VI.2 : Tableau récapitulatif des différents cas et comparaison entre le résultat ROSA et le modèle EES.	132
Tableau VI.3 Puissance requise et consommation d'énergie spécifique au point de conception pour les systèmes CSP-RO et PV-RO	133
Tableau VI.4 . Résultats de la conception des centrales solaires	134

Tableau VI.5 Comparaison de la puissance produite par les usines PV et CSP0h.	135
Tableau VI.6 Nombre d'heures de fonctionnement à la puissance nominale pour les centrale CSP avec stockage thermique.	135
Tableau VI.7 Puissance et consommation d'énergie spécifique requises par l'unité RO connectée à la centrale solaire.	147
Tableau VI.8 .Le coût d'investissement annuel en (\$) pour les différentes configurations pour la combinaison entre l'unité de dessalement RO et les centrales solaires	153
Tableau VI.9 . Résultats obtenus à partir de l'analyse économique.	154

Résumé

Cette thèse présente une analyse de l'hybridation solaire des installations des turbines à gaz et turbines à vapeur utilisés pour le dessalement d'eau par l'utilisation de deux approches. Dans la première approche, nous avons considérés deux essentiels cas de l'hybridation solaire, notamment l'hybridation solaire des turbines à gaz et les cycles combinés.

Dans la seconde approche, nous avons élaborés une analyse technico-économique de la combinaison des centrales solaires avec les stations de dessalement thermiques et osmotiques. Dans cette approche, nous avons étudiés la combinaison entre une centrale à concentration de tour solaire (CSP) avec unité de distillation à effet multiple (MED) pour cinq zones côtières de l'Algérie. Les résultats obtenus montrent une production de l'électricité et l'eau douce pour les différentes zones testées en bonne proportion, et que la qualité de l'eau douce produite avec l'unité MED n'est pas affectée par l'intermittence du rayonnement solaire. Et, concernant la combinaison entre les centrales solaires et les stations de dessalement osmossique, nous avons analysés et comparés la combinaison entre une unité de dessalement par osmose inverse (RO) avec les centrales solaires à concentration (CSP) et photovoltaïque (PV). Plusieurs configurations des centrales solaires à tour de concentration (CSP) sont envisagées dans cette thèse, une centrale CSP sans stockage, une centrale solaire CSP avec stockage thermique dont le nombre des heures de stockage se varie entre 8 et 14 heures. Par rapport à l'unité de dessalement par osmose inverse (RO), trois configurations ont été considérées : osmose inverse sans dispositif de récupération d'énergie (RO-basic), unité d'osmose inverse avec récupération d'énergie par une turbine Pelton (RO-WPT), et une unité de dessalement par osmose inverse qui utilise un échangeur de pression (RO-PEX). Afin d'adapter les unités de dessalement avec la fluctuation de la puissance électrique produites par les centrales solaires, nous avons proposé deux scénarios dans le but d'assurer un fonctionnement stable de l'unité d'osmose inverse. Dans le premier scénario, l'unité de l'osmose inverse est représentée une seule grande unité avec une capacité de 50 000 m³/jour comme une unité complète avec des performances variables en fonction de la disponibilité de l'énergie électrique produites centrales solaires. Et dans le second scénario, l'unité de l'osmose inverse est composée de dix sous-unités chacune de capacité de 5000m³/jour, ces sous-unités fonctionnées en fonction de la disponibilité de la puissance électrique fournie par les centrales solaires. Les résultats de cette partie révèlent que l'unité RO avec un échangeur de pression combiné avec une centrale CSP de 14 heures du stockage thermique est plus situable économiquement et quantitativement par rapport aux autres configurations.

Mots clés : Solaire thermodynamique à concentration, Dessalement d'eau, héliostats, osmose inverse, performances dynamiques, coût actualisé, distillation multi effet, hybridation solaire, turbine à gaz, turbine à vapeur, cycle combiné.

Abstract

This thesis presents an analysis of the solar hybridization of gas turbine and steam turbine plants used for desalination by two approaches. For the first approach, we consider two essential cases of solar hybridization, the solar hybridization of gas turbines and combined cycles.

In the second approach, we have developed a technical-economic analysis of the combination of solar power plants with thermal and osmotic desalination plants. In this approach, we studied the combination of a concentrating solar power plant (CSP) with a multiple effect distillation unit (MED) for five coastal zones of Algeria. The obtained results show that the produced electricity and fresh water for the various zones tested is in good proportion, moreover, the quality of the fresh water produced with the MED unit is not affected by the solar radiation intermittency. And, regarding the combination between solar power plants and osmotic desalination plants, we analyzed and compared the combination between a reverse osmosis (RO) desalination unit with concentrating solar (CSP) and photovoltaic (PV) plants. Several configurations of concentrating solar power plants (CSP) are envisaged in this thesis, concentrating solar tower power plant CSP plant without storage, and with thermal storage, the number of storage hours varied between 8 and 14 hours. Compared to the reverse osmosis (RO) desalination unit, three configurations of reverse osmosis desalination units considered: a reverse osmosis without energy recovery device (RO-basic), reverse osmosis unit with energy recovery by a Pelton turbine (RO-WPT), and a reverse osmosis desalination unit uses a pressure exchanger recovery device (RO-PEX). To adapt the operation of reverse osmosis desalination units with the fluctuation of the electric power produced by the solar power plants, we have proposed two scenarios in the subject to ensure a stable operation of the reverse osmosis unit. In the first scenario, the reverse osmosis unit is a single whole unit with a capacity of 50,000 m³ / day, in which the performance of the desalination unit depending on the availability of electric power generated solar power plants. In addition, in the second scenario, the reverse osmosis unit is composed of ten subunits each one with a capacity of 5000m³ / day, these subunits switched on/off according to the availability of the electric power supplied by the solar power plants. The results of this part reveal that the RO unit with a pressure exchanger combined with a 14-hour CSP plant of thermal storage is more economically and quantitatively feasible compared to other configurations.

Keywords : Concentrating solar power, water desalination, heliostats, reverse osmosis, dynamic performance, livelized cost, multi-effect distillation, solar hybridization, gas turbine, steam turbine, combined cycle.

ملخص

نقدم هذه الأطروحة تحليلاً للتهجين الشمسي التوربين الغازية والتوربينات البخارية لتحلية المياه من خلال استخدام نهجين. في النهج الأول ، درسنا حالتين أساسيتين للتهجين الشمسي ، بما في ذلك التهجين الشمسي لتوربينات الغازية والمحطات الحرارية المركبة.

أما في النهج الثاني ، قمنا بتطوير تحلي تقني اقتصادي لمزيج من محطات الطاقة الشمسية مع محطات تحلية المياه الحرارية و التناضحية. في هذا النهج، درسنا الجمع بين محطة البرج الشمسي مع وحدة تحلية بالتقطير المياه المتعدد التأثير في خمس مناطق ساحلية بالجزائر. أظهرت النتائج ان إنتاج الكهرباء والمياه العذبة إلى مناطق مختلفة بنسبة جيدة، وأن نوعية المياه العذبة المنتجة بوحدة التقطير المياه المتعدد التأثير لا تتأثر بتقطع و تغير الاشعاع الشمسي.

و فيما يخص المزج بين محطات الطاقة الشمسية ومحطات تحلية المياه التناضحية، قمنا بتحليل ومقارنة مزيج من محطة لتحلية المياه بالتناضح العكسي (RO) مع محطة الطاقة الشمسية المركزة بالبرج والكهروضوئية (PV). حيث قمنا باخذ بعين الاعتبار عدة اشكال لمحطات الطاقة الشمسية المركزة بالبرج في هذه الأطروحة و هي : محطة الطاقة الشمسية المركزة دون تخزين ، ومحطة الطاقة الشمسية مع التخزين الحراري ، حيث عدد ساعات التخزين يختلف بين 8 و 14 ساعة. اما بالنسبة الى وحدة التحلية بالتناضح العكسي (RO) ، قمنا باعتبار في ثلاثة تشكيلات: التناضح العكسي بدون جهاز استعادة الطاقة (RO-basic) ، ووحدة التناضح العكسي مع استرداد الطاقة بواسطة توربين بيلتون (RO-WPT) ووحدة تحلية تناضح عكسي تستخدم مبادل ضغط (RO-PEX). من أجل تكييف وحدات التحلية مع تذبذب الطاقة الكهربائية التي تنتجها محطات الطاقة الشمسية ، اقترحنا اثنين من السيناريوهات من أجل ضمان تشغيل مستقر لوحدة التناضح العكسي. في السيناريو الأول ، وحدة التناضح العكسي هي عبارة عن وحدة كبيرة واحدة بسعة 50,000 متر مكعب في اليوم بأداء متفاوت تبعاً لتوافر محطات الطاقة الشمسية المولدة للطاقة الكهربائية. وفي السيناريو الثاني ، تتكون وحدة التناضح العكسي من عشر وحدات فرعية سعة كل منها 5000 متر مكعب في اليوم ، وتعمل هذه الوحدات الفرعية وفقاً لتوافر الطاقة الكهربائية التي توفرها محطات الطاقة الشمسية. تكشف نتائج هذا القسم أن وحدة التناضح العكسي مع مبادل الضغط جنباً إلى جنب مع محطة CSP للتخزين الحراري لمدة 14 ساعة أكثر فعالية من الناحية الاقتصادية والكمية مقارنة مع التكوينات الأخرى.

الكلمات المفتاحية: طاقة الشمسية المركزة ، تحلية المياه ، المرايا العاكسة، تناضح عكسي ، أداء ديناميكي ، تكلفة فعلية ، تقطير متعدد التأثير ، تهجين بالطاقة الشمسية ، تربين الغاز ، توربين البخار ، محطة دورة مركبة.

Introduction générale

Introduction générale

De nombreux pays souffrent encore aujourd'hui de pénurie en eau potable. La croissance démographique et la dégradation de certaines ressources en eau douce en raison de l'activité humaine ou de changements climatiques ne favorisent pas la résolution de ce problème et tendent même à l'accroître. Beaucoup de régions dans le monde souffrent du manque en eau douce, à savoir les régions arides et désertiques où l'accessibilité à l'eau de rivière devient presque impossible. Malgré des progrès importants, le problème de l'eau potable se pose toujours et représente un enjeu technique, économique et politique majeur du XXIème siècle.

Pour faire face à cette pénurie annoncée d'eau, de nouvelles techniques de production d'eau potable sont déjà mises en place et devront être améliorées, pour satisfaire les besoins de la population croissante.

Une des techniques prometteuses pour certains pays est le dessalement de l'eau de mer ou des eaux saumâtres. Les techniques de dessalement de l'eau de mer sont opérationnelles depuis de nombreuses années, mais leur coût limite souvent leur utilisation aux pays riches. Cependant dans les dernières années, la capacité des usines de dessalement s'est fortement accrue et les coûts de production par m³ ont connu une forte diminution.

Le dessalement de l'eau de mer est connu depuis l'Antiquité et constitue une solution fiable utilisée par de nombreux pays côtiers notamment au Moyen-Orient. Deux grandes familles de procédés sont utilisées désormais pour le dessalement de l'eau de mer : les procédés thermiques de distillation qui se sont fortement développés à partir de la fin des années 1940 et les procédés membranaires qui ont vu le jour à la fin des années 60. Les procédés thermiques sont largement utilisés dans les pays où une source énergétique abondante et/ou peu chère est disponible (pétrole ou énergie solaire). En effet, ils restent assez coûteux énergétiquement malgré de nombreuses améliorations dans les récupérations d'énergie.

Le coût élevé des procédés de dessalement, Aussi la consommation énergétique par les usines du dessalement est très importante, ce qui oblige d'installer des centrales thermique à cotés des unités de dessalement pour fournir l'énergie nécessaire, ce qui implique l'augmentation du taux de changement climatique (gaz à effet de serres), et la consommation des réserves fossiles.

Donc, Comment remplacer les centrales conventionnelles par autres centrales renouvelables pour faire fonctionner une station de dessalement ? Et comment adapter les unités de dessalement avec la fluctuation de la puissance parvient de ces centrales ?

Dans le cadre de cette thèse, l'objectif est l'étude et l'optimisation de la combinaison entre les centrales solaires et les procédés de dessalement d'eau d'une part, et de trouver d'autre part des solutions pour adapter les stations de dessalement avec l'intermittence de l'énergie produite par une centrale solaire sans l'intervention des sources fossile, et avec une qualité d'eau dans les normes. Pour cet objectif, on a élaboré une analyse technico économique de la combinaison des centrales solaires (centrale thermodynamique à concentration CSP et photovoltaïque) avec une unité de dessalement par osmose inverse.

Nous avons essayé de développé des solutions pour adapter le fonctionnement des stations de dessalement avec l'intermittence de l'énergie produite par une centrale solaire sans l'intervention des sources fossile, tout en respectant la qualité d'eau douce produite.

La méthodologie suivie dans ce travail est comme suit :

- Pour l'analyse des centrale solaire on a utilisé le logiciel TRNSYS (transient system simulation et le logiciel SAM (system advisor model)
- Les données radiométriques et météorologiques issue de logiciel meteonorme
- Pour l'analyse du concept des unités de dessalement, nous avons utilisé les codes EES (engeneering equation solver) et ROSA (reverse osmosis system analysis)
- Nous avons utilisé Excel pour élaborer l'analyse économique

Afin d'arriver aux objectifs mentionnés précédamment, ce travail de recherche a été structuré comme suit :

- Tout d'abord, on commence par une introduction générale qui précède les six chapitres qui constituent ce manuscrit.
- Dans le premier chapitre, nous avons présente un aperçu général sur les technologies des centrales solaire à concentration CSP.
- Dans le deuxième chapitre, nous avons cité les différentes technologies de dessalement d'eau, les critères de sélection du procédé adéquat, ainsi que la consommation d'énergie par chaque procédé.

- Dans le troisième chapitre, nous présentons un aperçu sur l'intégration des systèmes de dessalement avec les centrales solaire à savoir les centrales solaires thermodynamiques à concentration et les centrales solaires photovoltaïques.
- Dans le quatrième chapitre, nous présentons une analyse de l'état de l'art sur l'utilisation des énergies renouvelables pour le dessalement d'eau.
- Le cinquième chapitre comporte une analyse de l'hybridation solaire des turbines à gaz et des turbines à vapeur ainsi que l'analyse technico-économique de la combinaison d'une centrale solaire avec une station de dessalement.
- Dans le 6ème chapitre, nous présentons l'analyse et l'interprétation des résultats où nous avons présentons le comportement dynamique du système combiné (centrale solaire + unité de dessalement de combinaison) et les résultats économiques.
- En dernier lieu, nous terminons notre travail par une conclusion générale qui résume les principaux résultats obtenus.

Chapitre I

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration CSP

I.1 Introduction :

La consommation d'énergie primaire mondiale reste dominée par les énergies fossiles, avec des conséquences économiques et environnementales de plus en plus évoquées : coûts croissants liés à la hausse des prix des ressources fossiles, le niveau limité de sécurité énergétique, contribution à la pollution locale et aux changements climatiques, dont les impacts pourraient être dramatiques.

Dans ce contexte, l'exploitation des énergies renouvelables est de plus en plus cruciale, et parmi ces énergies, une idée ancienne (les Grecs utilisaient un ancêtre du miroir parabolique pour produire la flamme olympique) et très prometteuse est celle de la concentration du rayonnement solaire (la source a chaleur à haut niveau de température).

Aujourd'hui la demande d'électricité connaît une augmentation incroyable, et avec l'apparition de l'idée de développement durable, plusieurs calculs doivent être refait pour assurer un avenir aux futures générations. Les centrales thermiques solaires sont parmi les technologies les plus prometteuses pour remplacer les applications stationnaires de combustibles fossiles, elles sont utilisées pour produire de la chaleur, du froid ou de l'électricité renouvelable.

I.2 Bref historique

La concentration des rayons du soleil est utilisée depuis la Chine antique pour effectuer des tâches utiles. Une légende raconte qu'Archimède a utilisé un « miroir ardent » pour concentrer les rayons du soleil sur la flotte d'envahisseurs romains et les repousser de Syracuse. En 1973, un scientifique grec, le Dr. Ioannis Sakkas, curieux de savoir si Archimède avait vraiment pu anéantir la flotte romaine en 212 avant J.C. a aligné près de 60 marins grecs, portant chacun un miroir rectangulaire incliné pour capter les rayons du soleil et les a dirigés vers une silhouette en contreplaqué recouverte de goudron située à environ 49 mètres. Le navire a pris feu au bout de quelques minutes (BEZIAN 2004 et BEHAR et al 2013).

Néanmoins, les historiens continuent à douter de l'histoire d'Archimède. En 1866, Auguste Mouchout a utilisé un capteur cylindro-parabolique pour produire de la vapeur pour le premier moteur à vapeur solaire. Le tout premier brevet pour un capteur solaire a été obtenu par l'italien Alessandro Battaglia à Gênes, Italie, en 1886. Au cours des années qui ont suivi, des inventeurs tels que John Ericsson et Frank Shuman ont mis au point des dispositifs à énergie solaire à concentration pour l'irrigation, la réfrigération et la locomotion. En 1913, Shuman a achevé la construction d'une centrale thermo solaire parabolique à Meadi, Egypte, pour l'irrigation. Un

autre Génois, le Professeur Giovanni Francia (1911–1980), a conçu et construit la première centrale solaire à concentration, qui a été mise en service à Sant'Ilario, près de Gênes, Italie, en 1968. Cette centrale avait l'architecture des centrales solaires à concentration actuelles avec un récepteur solaire placé au centre d'un champ de capteurs solaires. Elle était capable de produire 1 MW avec une vapeur surchauffée à 100 bar et 500 °C. La centrale à tour Solar One de 10 MW a été développée en Californie du Sud en 1981, mais la technologie cylindro-parabolique de l'installation Solar Energy Generating Systems (SEGS) située à proximité, qui a été mise en service en 1984, était plus exploitable. L'installation SEGS de 354 MW reste aujourd'hui la plus grande centrale d'énergie solaire au monde.

I.3 Potentiel solaire en Algérie

L'Algérie possède un gisement solaire non négligeable, elle est classée parmi les zones favorables pour les applications du système à concentration, ce qui nous pousse à focaliser la recherche sur l'électricité par voie solaire thermique à concentration. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). 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 (SUNDOUS 2014).

Le tableau suivant montre le potentiel solaire dans les différentes zones de l'Algérie (SONELGAZ 2014)

Tableau I.1 Potentiel solaire en Algérie.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² .an)	1700	1900	2650

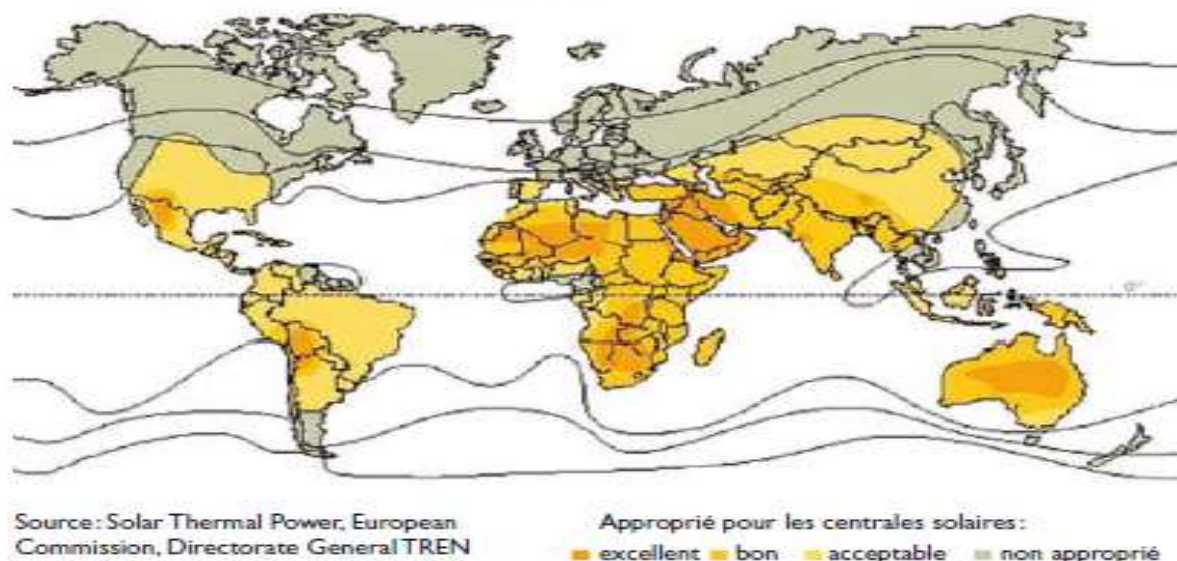


Figure I.1 Zone appropriée pour les centrales thermiques solaires à concentration (L F T Prisme 1996)

I.4 Programme nationale de développement des centrales thermodynamiques solaire à concentration :

L'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national (figure I.2), avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent. Donc les autorités se lancent le défi d'atteindre, à l'horizon 2030, une part de renouvelable de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

La stratégie de l'Algérie en la matière vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances, qui permettra à terme, d'employer le génie local algérien, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme des énergies renouvelables, pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

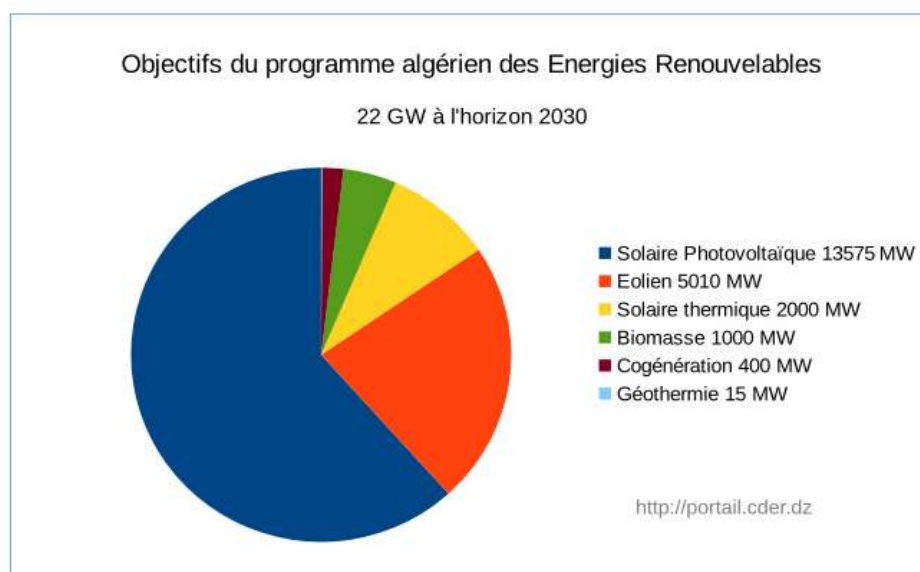


Figure I.2 : Le programme Algérien des énergies renouvelables à l'horizon 2030, (CDER 2014)

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel (qui a été réalisée en 2011) d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

Tableau I.2 : Les futurs projets des centrales thermodynamiques à concentration en Algérie (Solarpaces 2016)

N	projet	Capacité MW	technologie	situation
01	Naama	70	Cylindro parabolique	annoncé
02	Meghaier	70	Cylindro parabolique	annoncé
03	Hassi'rmel II	70	Cylindro parabolique	annoncé
04	DLR algerie projet bouguzoul	07	Tour solaire	En développement
05	El oued	150	Tour solaire	annoncé
06	Beni Abbas	150	Tour solaire	annoncé

I.5 Technologies des Centrales solaires héliothermiques à concentration CSP :

En ce qui concen les centrales solaires héliothermiques à concentration, on obtient une température très élevée qui permet de produire de la vapeur, qui, en faisant tourner une turbine, génère de l'électricité destinée au réseau de distribution général. C'est l'héliothermodynamique, soit l'art de produire de l'électricité avec la chaleur du soleil.

Dans les centrales solaires à concentration, on peut produire de grandes quantités d'électricité. Cette filière, promue dans les années 70, est retombée en sommeil suite au contre choc pétrolier de 1986. Elle intéresse à nouveau les industriels, les investisseurs et les compagnies électriques, car elle est source de kilowattheures propres et participe ainsi à la lutte contre l'effet de serre. On peut voir quelques grandes centrales de ce type en Californie. Pour le moment, l'héliothermodynamique n'est compétitive que lorsque le soleil est abondant.

Les fours solaires à concentration sont destinés à la recherche (chimie des matériaux, reconstitution de l'entrée d'objets dans l'atmosphère, etc.). Ils produisent uniquement de la chaleur haute température. On mène des travaux de ce type au four solaire d'Odeillo, dans les Pyrénées-orientales. À Mont-Louis, non loin de là, un ancien four expérimental sert aujourd'hui à des démonstrations pédagogiques et à la cuisson de céramiques.

I.5.1 Principe de fonctionnement :

L'héliothermique consiste à collecter l'énergie thermique du rayonnement solaire, via des miroirs réflecteurs dirigés vers un récepteur, pour produire de l'électricité (figure I.3). L'énergie thermique collectée est transférée à un fluide caloporteur situé dans le récepteur. Le fluide caloporteur sert alors d'intermédiaire : il transporte la chaleur pour la transférer au cycle thermodynamique, lequel actionne alors la turbine pour produire l'électricité. Dans certains cas, le fluide caloporteur est directement utilisé comme fluide thermodynamique (l'eau par exemple).

Une centrale héliothermique à concentration doit pouvoir bénéficier d'un site disposant d'un niveau d'ensoleillement particulièrement élevé. Des conditions météorologiques exceptionnelles pour le développement de centrales thermodynamiques à savoir un ensoleillement important, un vent très faible et une altitude favorisant la réception du rayonnement solaire direct. La concentration du rayonnement solaire sur un récepteur permet d'obtenir des températures élevées qui comprises entre 400 C et 1 000C. La chaleur solaire

produit de la vapeur qui alimente une turbine qui alimente elle-même un générateur qui produit de l'électricité.

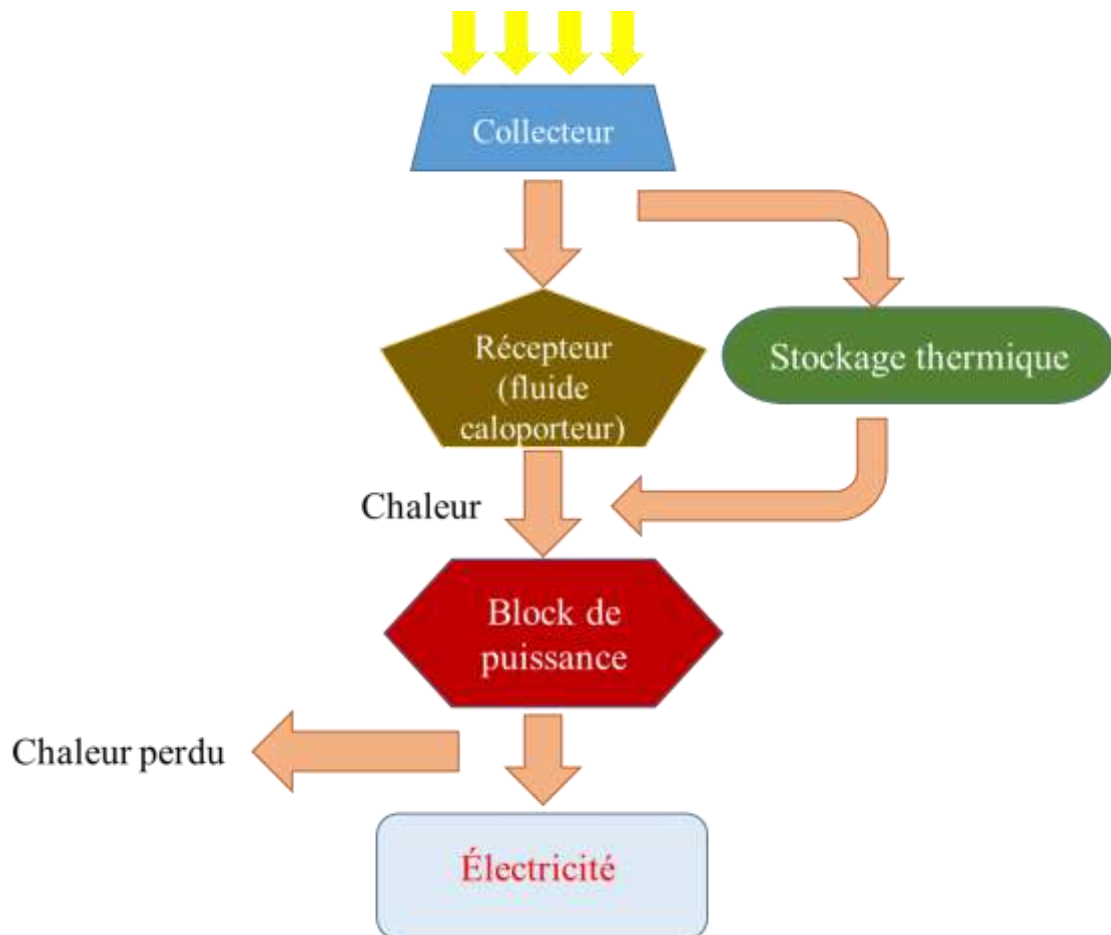


Figure I.3 schéma descriptif de la production d'électricité par voie solaire thermodynamique.

Il existe un large éventail de technologies de concentration, notamment le capteur cylindro-parabolique, le système Dish/Stirling (parabolique), le concentrateur à réflecteur linéaire de Fresnel, la cheminée solaire et la centrale solaire à tour. Chacune de ces technologies est capable de générer des températures élevées avec un bon rendement thermodynamiques, mais elles diffèrent dans la façon dont elles suivent le soleil et concentrent la lumière.

I.5.2 Technologies des centrales solaires héliothermiques à concentration CSP :

I.5.2.1 Centrale parabolique (Parabolique dish)

Ces capteurs sont constitués de miroirs en calot parabolique focalisant les rayons solaire direct sur un récepteur placé au point focal qui s'appelle le foyer. La température peut atteindre 1000°C sur le récepteur (Kalogirou 2004), avec un facteur de concentration très haut. Pour fonctionner correctement, un tel miroir doit viser en permanence le soleil.

Une des applications est l'électrification rurale avec des unités modulaires (de l'ordre de 10 à 25 KWe) utilisant chacune un moteur Stirling accouplé directement au récepteur. Les capteurs paraboliques ont démontré les meilleurs rendements solaire-électricité (30 %).

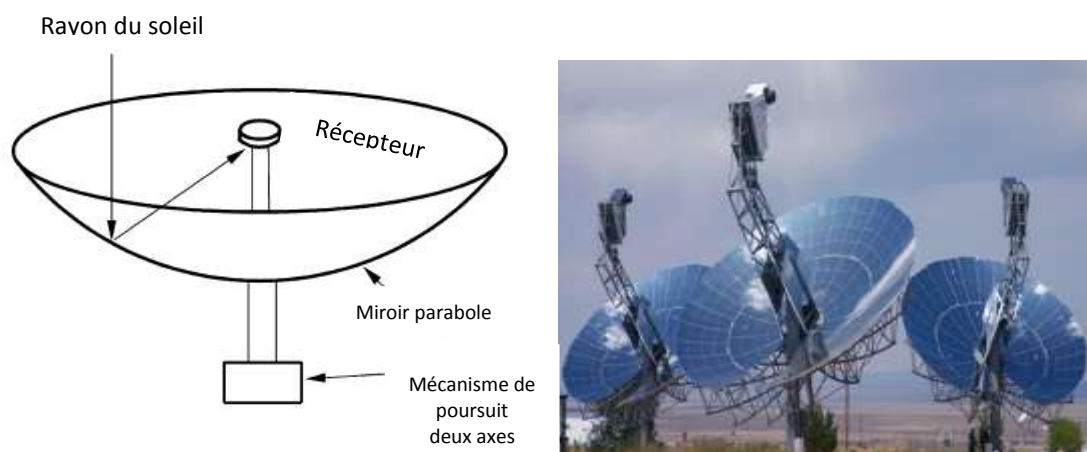


Figure I.4 : Centrale à capteur parabolique à droite ; composant d'un concentrateur parabolique (gauche)

I.5.2.2 Capteur Cylindro-parabolique

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus éprouvée parmi les techniques de concentration solaire. De nombreuses installations ont été testées et commercialisées, dont certaines dans les années 80 (tpe-si-2011); (PATNODE 2006).

L'installation typique est constituée de deux éléments principaux :

- L'unité de puissance qui comprend le système de transfert de la chaleur (génération de vapeur) et de génération électrique

- Le champ solaire est l'ensemble des capteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est de l'ordre de 40 à 80.

L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide (figure I.5). Le fluide (huile synthétique par exemple) qui circule à l'intérieur du tuyau (tube), est chauffé à une température supérieure à 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur d'eau à haute température et pression. La vapeur produite est ensuite intégrée dans un cycle thermodynamique générant de l'énergie électrique au moyen d'un (ou de plusieurs) alternateur couplé à une (ou à plusieurs) turbine à vapeur.



Figure I.5 : concentrateur cylindro-parabolique (gauche), et le tube absorbeur (à droite)

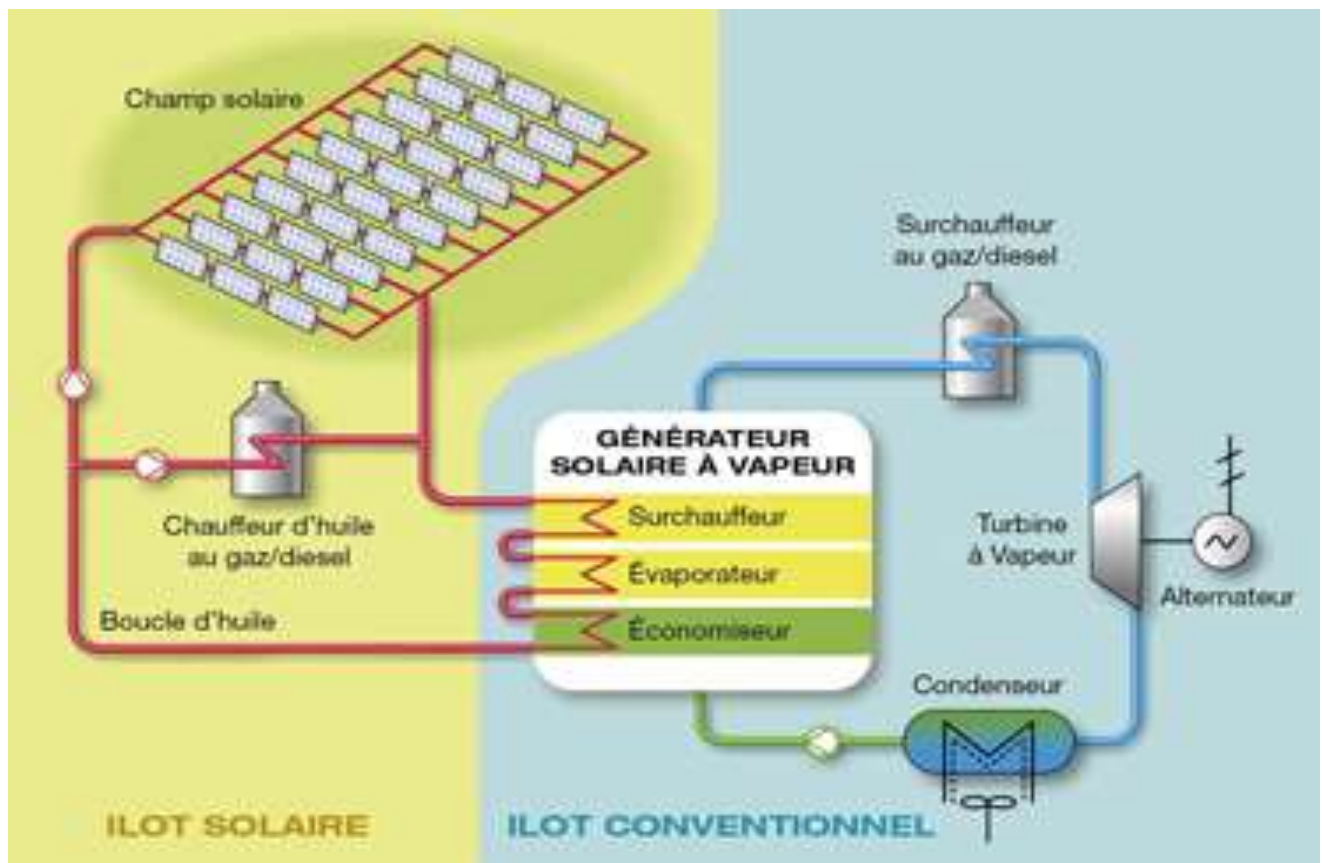


Figure I.6 : Centrale solaire à capteur cylindro parabolique

Fluide caloporteur :

Dans la totalité des centrales commerciales, le fluide utilisé dans l'absorbeur est de l'huile thermique synthétique. En raison de sa stabilité thermique limitée, la température de travail est limitée à un maximum d'environ 400 ° C. Ceci nécessite que la température d'huile soit maintenue à une pression de 12 à 16 bar. A cause de cela, les tubes absorbeurs doivent résister à la pression, ce qui conduit à un coût relativement élevé.

Les recherches maintenant focalisent pour l'étude de l'exploitation des sels fondu est comme une alternative pour le milieu de transfert de chaleur. Les avantages du sel fondu par rapport à l'huile thermique se caractérisent par :

- Un coût réduit
- capacité calorifique plus élevée
- température de travail élevé

Toutefois, la température de fusion plus élevée et la viscosité plus élevée, il nécessite plus de chauffage et plus de puissance de pompage. En outre, la recherche sur la conception directe de production de vapeur a conduit à des économies plus importantes et le potentiel pour une plus

grande efficacité. Comme milieu de travail seulement, la vapeur a l'avantage d'une température de fonctionnement plus élevée alors qu'il n'y a aucune exigence pour une boucle de fluide de transfert de chaleur secondaire et des échangeurs de chaleur.

Le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation : la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie.

Les collecteurs sont alignés dans la direction nord-sud, et disposent d'un système mono-axial de poursuite du soleil dans la direction est-ouest. Un capteur permet de contrôler la position du soleil par rapport à la rangée de collecteur. Cette information est transmise au système de contrôle central qui ajuste l'angle d'inclinaison.

Le champ solaire peut avoir plusieurs configurations en fonction de la manière dont il est alimenté en fluide caloporteur. Dans tous les cas, la tuyauterie de sortie est la plus courte possible pour minimiser les pertes à l'ambiance.

Les différentes configurations sont :

Trois systèmes distincts peuvent être utilisés (figure I.7) :

- Le système Once-through: Il s'agit du cas basique où l'eau d'alimentation est préchauffée, évaporée, et convertie en vapeur surchauffée alors qu'elle circule entre l'entrée et la sortie de la rangée de collecteurs. Ce concept est le moins complexe et demande moins d'investissement, mais son contrôle est plus délicat.
- Le système à injection : de l'eau liquide est injectée en plusieurs points le long de la rangée de collecteurs.
- Le système à recirculation : un séparateur eau-vapeur est installé en sortie d'évaporateur. La quantité d'eau fournie à l'évaporateur est supérieure à la quantité qui peut être évaporée. La vapeur est séparée de l'eau et envoyée dans la section de surchauffe. Ce type de système est très facilement contrôlable, mais le séparateur de vapeur et la pompe de recirculation augmentent la consommation auxiliaire de l'installation.

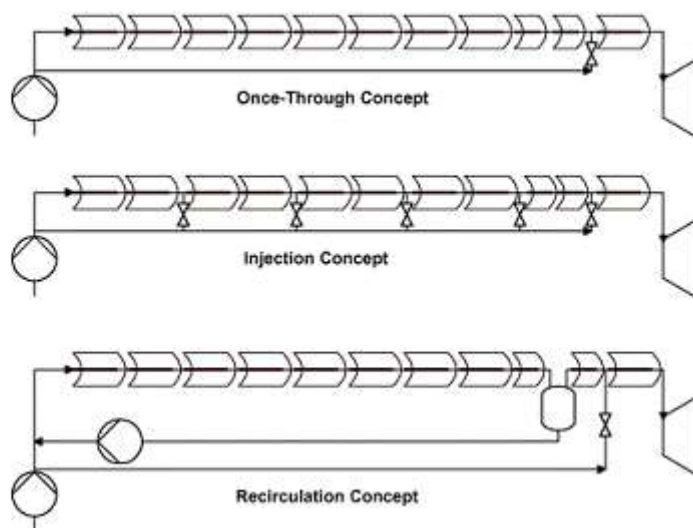


Figure I.7 Conception d'injection pour évaporation dans les concentrateurs cylindro-parabolique.

I.5.2.3 Capteur Fresnel

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteur cylindro-paraboliques et la mise en forme du verre pour obtenir la forme parabolique requise. Afin de diminuer ce coût, plusieurs groupes de recherche travaillent sur des prototypes de collecteurs de Fresnel à focalisation linéaire. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans, comme indiqué sur la figure. (Novatecsolar, 2016) ; (Ecosources, 2016) ; (Christopher, 2007).

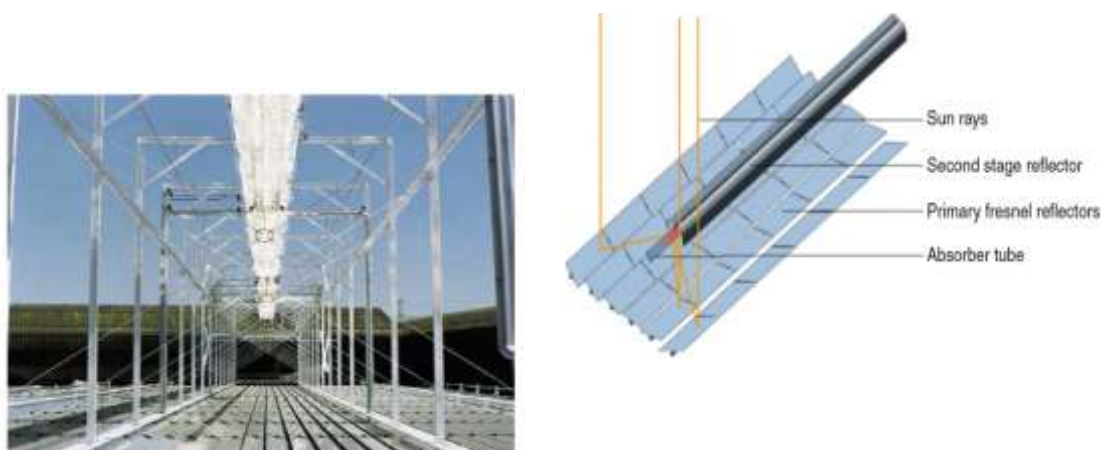


Figure I.8 Capteur Fresnel et leurs composants.

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses miroirs plans (plats) dits "réflecteurs compacts linéaires". Chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur.

Un fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 500°C en circulant dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

Principal avantage de cette technologie est leur coût d'investissement inférieur par rapport d'autres technologies. Les miroirs plats sont moins chers et plus faciles à produire que les réflecteurs paraboliques incurvés.

I.5.2.4 Centrales solaires à tours

Une centrale solaire à tour consiste en un champ de réflecteurs de poursuite à deux axes (héliostats) qui concentrent la lumière sur un récepteur central situé en haut d'une tour (figure I.9). Le fluide actif se trouvant dans le récepteur est chauffé à 500–1000 °C, puis utilisé comme source de chaleur pour un système de production ou de stockage d'énergie. Les centrales à tour sont moins évoluées que les systèmes cylindro-paraboliques, mais elles offrent un meilleur rendement et une meilleure capacité de stockage de l'énergie. L'énergie solaire thermique concentrée est la principale technologie proposée pour une collaboration visant à produire de l'électricité et de l'eau dessalée dans les régions arides.

Une centrale à tour comprend deux unités principales qui sont les suivantes :

Unité de captage : présente sous la forme d'une tour géante autour de laquelle sont situés plusieurs centaines ou milliers de miroirs qui reflètent les rayons du soleil à un point unique au sommet de la tour. Les miroirs aussi appelés " héliostats" (en grec : qui fixe le soleil) suivent le déplacement du soleil. Le point situé au sommet de la tour, appelé absorbeur, il permet de transformer les rayons émis par le soleil en chaleur à haute température ; elle peut atteindre 600°C. Ainsi, le liquide placé en haut de la tour va se chauffer et va être en contact avec de l'eau.

L'unité de production : dans cette partie on peut utiliser une installation de turbine à vapeur (cycle de Rankine), ou une turbine à gaz (cycle de Baryton), ou bien une installation de

cycle combinée. La chaleur nécessaire pour faire fonctionner l'unité de production est assurée par le récepteur solaire.

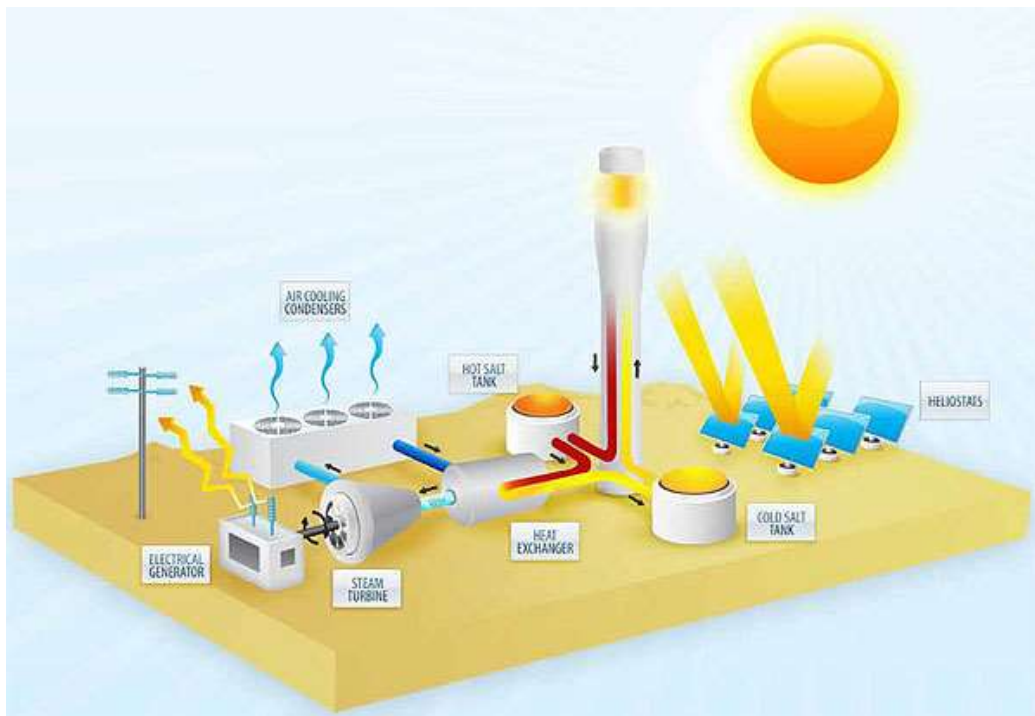


Figure I.9 schémas d'une centrale solaire à tour.

I.6 La technologie d'une centrale à tour

Principalement définie par le fluide de transfert (caloporteur) et le cycle de conversion thermodynamique utilisé. La disponibilité d'un stockage thermique de forte capacité est un élément majeur à prendre en compte pour évaluer les différentes technologies. Pour les centrales à tour, il existe quatre technologies faisant appel à quatre procédés différents (Grange, 2011) & (Elsaket, 2007) :

- Les systèmes à caloporteur sels fondus, possédant une technologie disponible de stockage thermique de forte capacité.
- Les systèmes à caloporteur eau-vapeur, sans stockage thermique disponible.
- Les systèmes à caloporteur air atmosphérique, possédant une technologie disponible de stockage thermique de forte capacité.
- Les systèmes à caloporteur air pressurisé, sans stockage thermique disponible.

L'hybridation peut être appliquée à chacune de ces technologies mais le combustible est plus valorisé avec un cycle de Baryton (TAG) car le rendement du cycle thermodynamique est plus élevé que pour un cycle de Rankine (eau-vapeur). Certaines de ces technologies sont plus

développées que d'autres. Nous présentons leur principe de fonctionnement et examinons leurs forces et leurs faiblesses.

I.6.1 Tour solaire à Sels fondus

Les sels fondus ont pour avantage de ne pas être excessivement chers et de combiner un bon transfert de chaleur (coefficient d'échange thermique compris entre 5000 W/m².K et 8000 W/m².K), une température élevée d'utilisation et une commodité et performance avérées de stockage. La Figure 10 présente le principe de fonctionnement d'une telle centrale (Spelling, 2007).

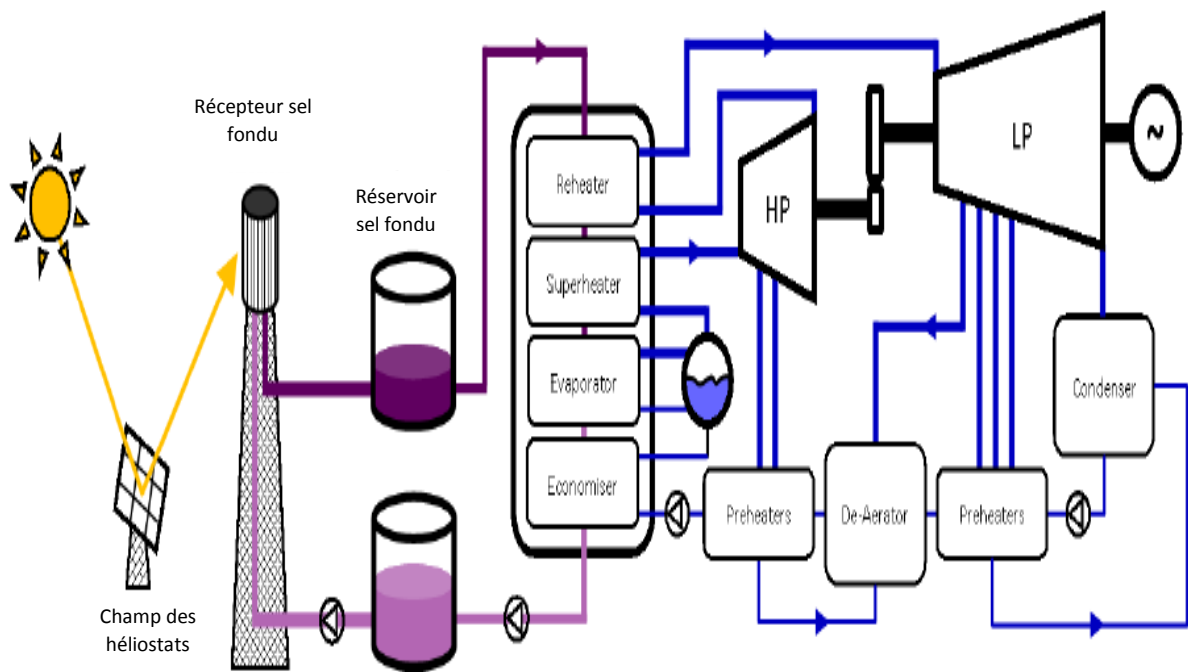


Figure I.10 centrales solaires à tour à sel fondu.

Les sels sont stockés dans un réservoir après avoir été chauffé dans le récepteur en haut de tour. Les hautes températures atteintes dans le récepteur permettent de produire de la vapeur surchauffée dans le groupe vapeur, pour être ensuite à nouveau stockés mais dans un réservoir froid où la température est maintenue au-dessus de la température de solidification des sels à l'aide de résistances chauffantes électriques.

Suivant leur composition (60 % de NaNO₃ et 40 % de KNO₃), les sels fondus se solidifient entre 120°C et 240°C. Malgré des problèmes de corrosion, et donc de possibles fuites, découverts dans les premières générations de ce type de centrale, les récepteurs ont connu le

développement de nouveaux alliages ces dernières années (Inconel 625, Inox 316Ti). Ces alliages ont permis de supprimer les problèmes de corrosion dans la gamme de température considérée.

Tableau I.3 Principales caractéristiques des sels fondus binaires (60% de NaNO_3 et 40% de KNO_3)

Température minimale conseillée	260°C
Température maximale conseillée	560°C
Densité moyenne	1870kg/m ³
Capacité calorifique	1600kj/kg.K
Conductivité thermique moyenne	0.52W/m.K
Capacité calorifique volumique	250KWh _{th} /m ³
Coût	0.50US\$/kg
	3.7US\$/KWh _{th}

I.6.2 Tours solaire Eau-vapeur

Comme le montre la Figure I.11, contrairement aux sels fondus, le fluide caloporteur eau-vapeur permet d'être directement utilisé dans le cycle thermodynamique de la turbine (cycle de Rankine). Cela permet d'éviter une étape supplémentaire d'échange thermique et donc de réduire le coût d'investissement et d'augmenter légèrement le rendement global. Cette technologie est aujourd'hui préférée par rapport aux autres (les capteurs linéaires de Fresnel et les capteurs cylindro-paraboliques). Le principal avantage de cette technologie vient des excellentes caractéristiques de transfert de chaleur de la vapeur d'eau saturée permettant de fonctionner à concentration solaire élevée. Cependant le régime transitoire de la centrale peut aboutir à des surchauffes au niveau du récepteur dues aux changements locaux de transfert thermique entre la phase liquide et la phase vapeur. Ces forts gradients thermiques sont la cause de contraintes thermomécaniques élevées entraînant des déformations, ou pire des fuites, dans les parois des tubes.

Par ailleurs il est préférable de limiter la chauffe au niveau du récepteur et donc de produire de la vapeur saturée et non surchauffée. En effet le coefficient d'échange thermique de la vapeur surchauffée, ou vapeur sèche, est très faible. Bien que ce choix résulte en la diminution des températures et donc des rendements de conversion thermodynamiques, il a comme grand avantage la prolongation de la durée de vie du récepteur. C'est dans cette optique qu'ABENGOA a choisi de développer les deux premières centrales à tour commerciales à caloporteur eau-vapeur : PS10 (11 MWe) et PS20 (20 MWe) près de Séville en Espagne. La

centrale PS10, en fonctionnement depuis 2006, a permis de confirmer les bonnes performances de cette technologie tout en minimisant son coût de fabrication (3500 €/kWe). Les températures sont abaissées afin d'assurer un bon transfert thermique vis à vis de l'eau en tout point du récepteur. Un stockage tampon permet de fonctionner pendant 30 minutes à pleine puissance, garantissant un bon fonctionnement de la centrale lors de passage nuageux.

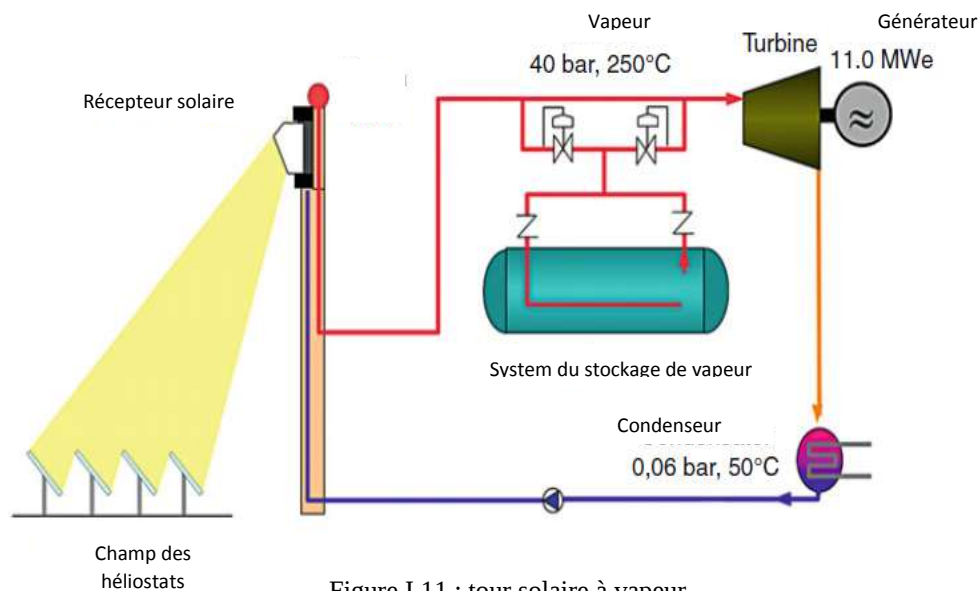


Figure I.11 : tour solaire à vapeur

I.6.3 Tour solaire Air à pression atmosphérique

L'air possède l'avantage majeur de ne pas avoir de limite de température d'utilisation. De plus il n'est pas toxique et il est bien évidemment gratuit. En revanche sa faible densité et sa faible conductivité thermique font de lui un très mauvais fluide de transfert.

Par conséquent la recherche s'est orientée sur la conception d'absorbeurs volumétriques où l'air est aspiré et chauffé jusqu'à 700°C ou 800°C, température dépendante de la nature de l'absorbeur. En aval du récepteur solaire, l'air chauffé cède sa chaleur dans un régénérateur qui stocke cette chaleur, ou bien transmet sa chaleur au cycle vapeur pour alimenter le groupe de production (Figure I.12). Le stockage fait appel à un régénérateur contenant des céramiques poreuses chauffées par l'air qui sort du récepteur. En phase de déstockage l'air est tout simplement pompé après son passage dans le générateur de vapeur afin de récupérer la chaleur sensible des céramiques.

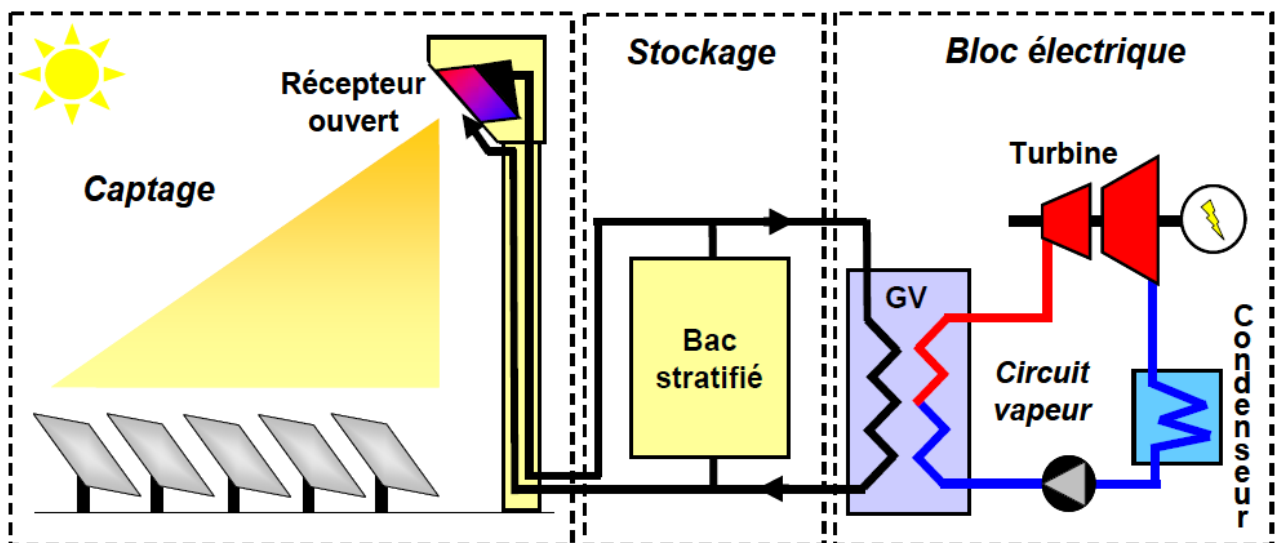


Figure I.12 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.

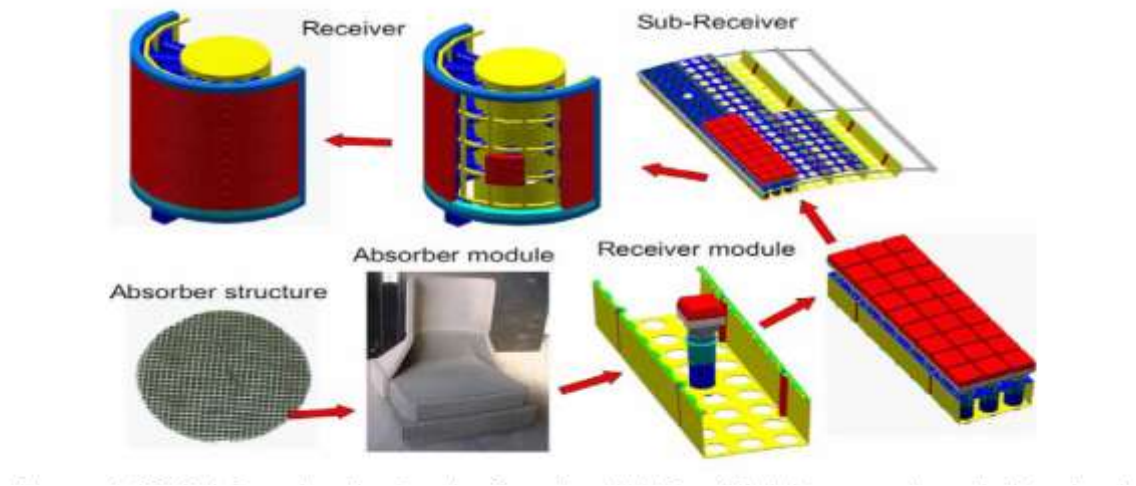


Figure I.13. Récepteur solaire à air.

I.6.4 Tour solaire à Air pressurisé et TAG

Cette technologie utilise de l'air comprimé comme fluide caloporteur et comme fluide de travail du cycle, permettant d'atteindre des températures élevées, supérieures à 1000°C. Le principe de fonctionnement de la technologie, appelée turbine à gaz hybride solaire (HSGT pour « Hybrid Solar Gas Turbine»), est présenté sur la Figure I.14.

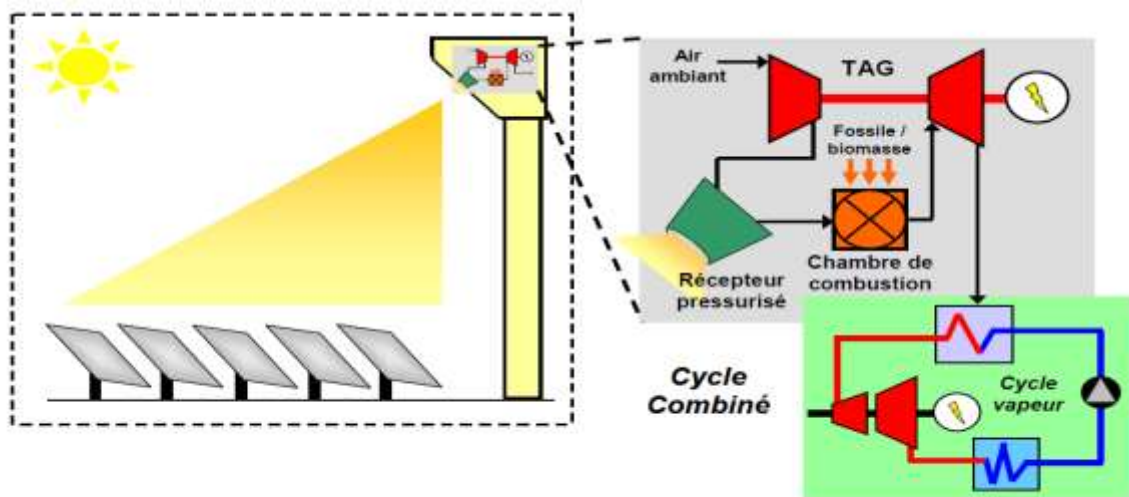


Figure I.14. Principe d'une centrale à tour à air pressurisé avec une turbine à gaz cycle combiné.

L'air est aspiré puis compressé avant d'entrer dans le récepteur solaire où il est chauffé. La température de l'air en sortie dépend du matériau utilisé pour le récepteur. L'air est ensuite injecté dans la chambre de combustion afin d'atteindre la température requise en entrée de turbine (entre 900°C et 1300°C). C'est cette étape qui donne le caractère hybride. Elle permet, en plus de fournir la température requise avant l'entrée dans la turbine, de produire de l'électricité garantie à puissance ferme. L'utilisation de biomasse ou de biofuels est une solution pour remplacer l'appoint fossile afin de conserver entièrement le caractère renouvelable de la technologie. Pour augmenter la fraction solaire et donc réduire la consommation de combustible, deux possibilités sont étudiées : d'une part des solutions de stockage thermique (par exemple sur un lit de billes de céramique) et d'autre part le développement de récepteurs solaires résistant à plus haute température, comme les récepteurs céramiques. Il est possible d'améliorer nettement le rendement global de la centrale en ajoutant un cycle à vapeur qui récupère la chaleur d'échappement de la turbine à gaz. On parle alors de cycle combiné (CC). Le rendement d'une installation à cycle combiné, très élevé, représente un gain relatif de l'ordre de 50 % par rapport aux technologies de centrales solaires maîtrisées aujourd'hui. De plus les coûts d'investissement spécifiques de turbines à gaz ou des cycles combinés (700 €/kWél) sont inférieurs à ceux des cycles à vapeur. Le coût de l'électricité sera de 15 % à 20 % inférieur à celui attendu par une tour à cycle à vapeur (filiales à génération directe de vapeur ou à sel fondu).

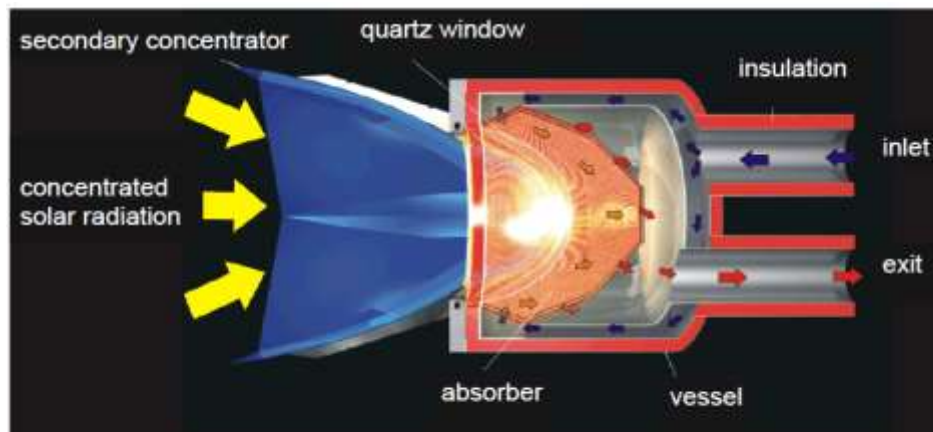


Figure I.15 : Récepteur volumétrique à air pressurisé.

I.7 Analyse du champ des héliostats pour une centrale solaire à tour

I.7.1 -Modélisation d'un champ des héliostats :

Le champ des héliostats est la partie importante dans une centrale solaire

I.7.2 Calcul du rendement optique du champ solaire :

L'efficacité du champ des héliostats est le produit des plusieurs facteur liés à la position de chaque héliostat, position du soleil, distance héliostat récepteur, et la qualité de miroir (réflectivité), le rendement optique du champ est calculé par la relation suivante :

$$\eta_{field} = \eta_{cos} \cdot \eta_{sh\delta bl} \cdot \eta_{ref} \cdot \eta_{att} \quad (I.1)$$

Donc l'efficacité de l'héliostat est le produit des facteurs suivant :

η_{cos} Effet cosinus

$\eta_{sh\delta bl}$ Blocage et ombrage

η_{ref} Réflectivité du miroir

η_{att} Atténuation atmosphérique

I.7.2.1 Effet cosinus :

La perte la plus significative dans le champ des héliostats, il est dû à l'angle entre le rayonnement solaire incident et le vecteur normal à la surface de l'héliostat qui est appelé l'effet de cosinus.

L'Effet cosinus dépend essentiellement de la position du soleil et l'emplacement de chaque héliostat dans le champ par rapport au récepteur, les pertes par effet cosinus est maximale lorsque l'héliostat est placée au sud de la tour où la surface réfléchissante effective est petite (voir la figure au-dessous)

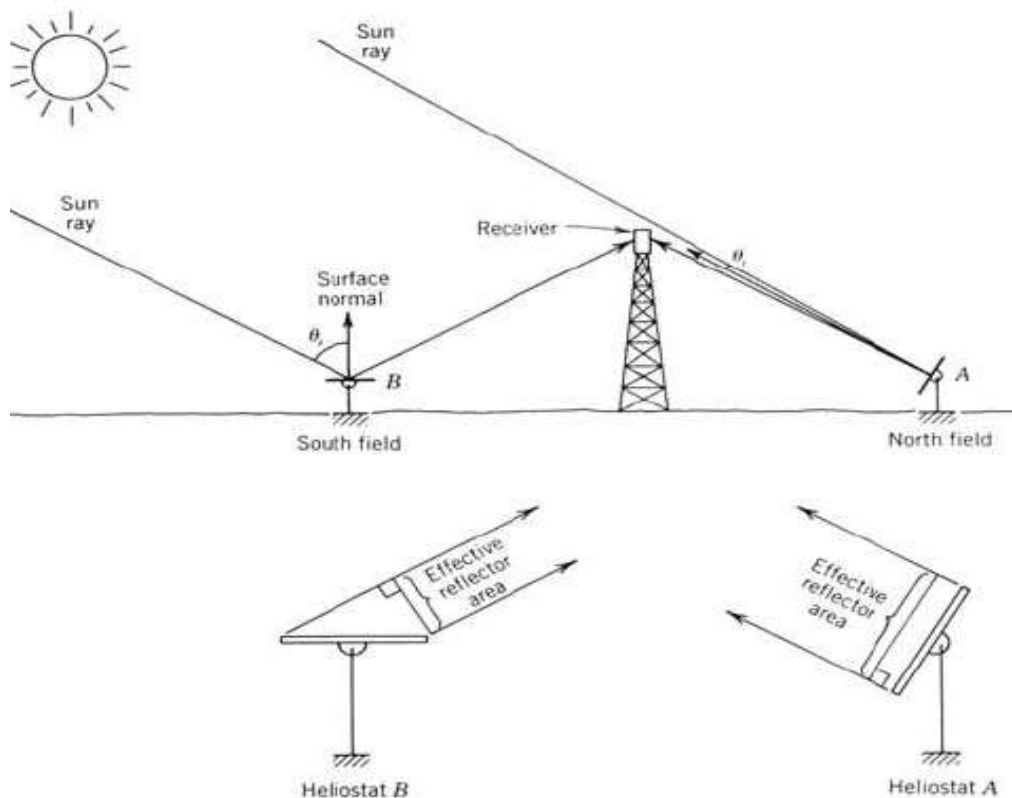


Figure I.16 : Perte par effet cosinus.

L'efficacité du cosinus de champ est calculée selon l'équation suivante

$$C_{os}(2\theta_i) = \frac{(z_0 - z_i) \cdot \sin\alpha - y_i \cos\alpha \cdot \sin A - x_i \cos\alpha \cdot \cos A}{\left[(z_0 - z)^2 + y_i^2 + x_i^2 \right]} \quad (I.2)$$

coordonnées longitudinale du point central d'héliostats par rapport au récepteur

y_i coordonnées Transversal du point de centre d'héliostats par rapport au récepteur

Z : Angle entre une ligne vers le soleil et le zénith local (en degré)

z_i : Hauteur du point central d'héliostats par rapport au centre de réception

z_0 : la hauteur de la tour.

α : Altitude

I.7.2.2 Atténuation atmosphérique

Le rayonnement réfléchi par la surface de l'héliostat peut être dispersé, en fonction de la distance entre l'héliostat et le récepteur cela est appelé atténuation atmosphérique, ce facteur-là est lié directement avec la distance inclinée entre le récepteur et l'héliostat, donc on calcule le facteur de perte par atténuation comme suivant :

$$\eta_{att} = 0.99321 - 0.000176 \times d + 1.97 \times 10^{-8} \times d^2 \quad (d < 1000\text{m}) \quad (\text{I.3})$$

$$\eta_{att} = \exp(-0.0001106 \times d) \quad (d > 1000\text{m}) \quad (\text{I.4})$$

Où d est la distance entre le récepteur et héliostat. Cette formule est approchée pour une portée visuelle de 40 km.

I.7.2.3 Blocage et ombrage

L'ombrage est la partie de la surface réfléchissante qui est éclipsée par d'autres héliostats, et le blocage est la fraction du rayonnement réfléchi frappant le dos d'autres héliostats. D'autre part, le blocage se produit lorsque l'image réfléchie par un héliostat est partiellement bloquée par un héliostat adjacent d'atteindre le récepteur.

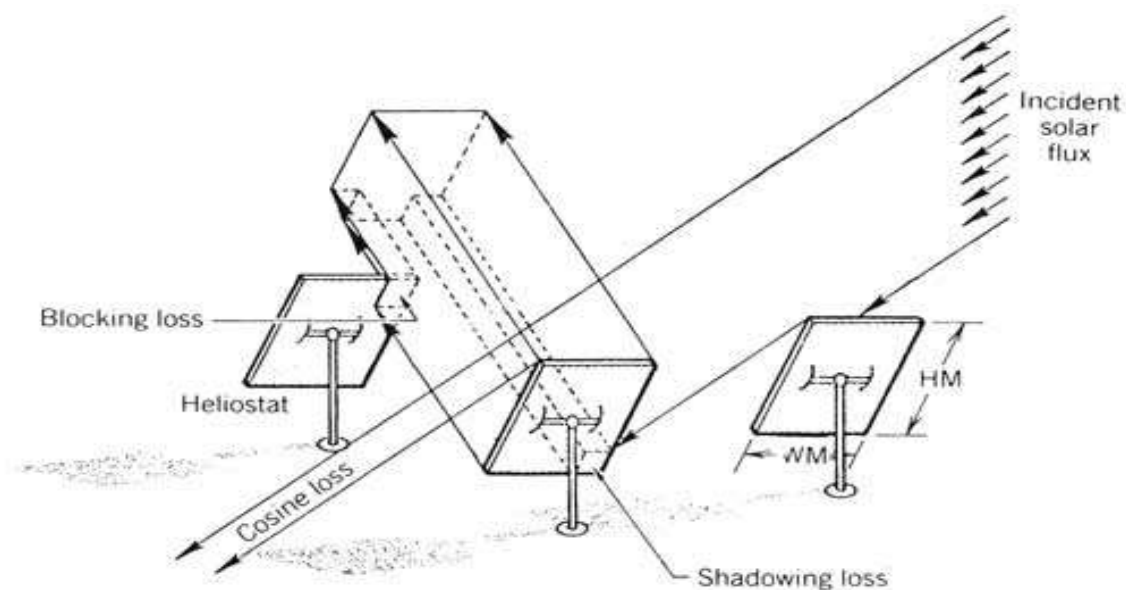


Figure I.17. Phénomène de blocage et ombrage entre les héliostats

I.8 Systèmes de génération de puissance.

Le système les plus couramment utilisés est le traditionnel cycle de Rankine : la chaleur est transportée par l'huile synthétique depuis les collecteurs jusqu'à la chaudière, où l'eau est évaporée. La vapeur est ensuite détendue dans la turbine, condensée et comprimée puis renvoyée dans l'évaporateur.

Cependant, l'utilisation d'un cycle de Rankine nécessite des températures élevées (l'efficacité du cycle chute si la température de la vapeur à l'entrée de la turbine est inférieure à 300 °C), et l'investissement requis pour la turbine est important. Le champ solaire doit donc obligatoirement être de taille importante.

Afin de valoriser les champs de concentrateurs cylindro-paraboliques de petite taille (voire d'un seul concentrateur), de nouvelles solutions sont actuellement étudiées. Ces solutions visent à développer des systèmes de récupération de la chaleur à plus basse température. Les avantages d'un tel système sont multiples :

- Moins de pertes thermiques au niveau du collecteur.
- Possibilité de limiter la taille du champ de concentrateurs.

Le principal inconvénient est évident : la source chaude du cycle étant à une température inférieure, le rendement de Carnot est plus faible et moins d'énergie peut être récupérée.

Parmi les systèmes de récupération de chaleur à basse température, on peut citer :

- Le cycle de Rankine organique : A la différence du cycle de Rankine à vapeur, le cycle de Rankine organique utilise un fluide possédant un point d'ébullition plus bas et présentant un rendement supérieur à basse température. Les fluides utilisés peuvent être soit des réfrigérants (R134a, R123, R245fa, etc) soit des hydrocarbures (n-pentane, isopentane, toluene, etc...). La turbine axiale est généralement remplacée par un expanseur volumétrique (scroll, vis) ayant une vitesse de rotation moindre, un rapport de pression plus élevé évitant ainsi la nécessité de multiplier les étages durant l'expansion.

Le cycle de Rankine organique présente l'avantage d'être très simple, tous ses éléments étant très répandus et relativement bon marchés.

- Le cycle supercritique au CO₂ : Le principal avantage de ce cycle est de présenter une température non constante dans l'échangeur de la source de chaleur. Il y a donc moins d'irrégularités et un meilleur rendement théorique.

Le principal inconvénient vient de la très haute pression dans le cycle : les conduites sont soumises à des contraintes mécaniques importantes et doivent donc être renforcées, ce qui augmente le coût de l'installation. La probabilité de panne est en outre augmentée.

Un des avantages du cycle au CO₂ est la non toxicité et la non inflammabilité de son fluide de travail, ce qui n'est généralement pas le cas pour un cycle de Rankine organique.

- Le cycle eau/ammoniaque : A l'instar du cycle au CO₂, ce cycle possède une température non constante dans l'évaporateur, son fluide de travail étant un mélange non azéotropique. Ce cycle est t plus complexe que les deux cycles présentés précédemment. Afin d'ajuster les concentrations de NH₃ dans l'eau aux différents endroits du cycle, un plus grand nombre d'échangeurs de chaleur est requis, ainsi qu'un minimum de 2 pompes. Son rendement théorique est légèrement supérieur à celui du cycle de Rankine organique. Ses principaux inconvénients sont la toxicité de son fluide de travail, et sa complexité, qui augmente le coût d'installation.

I.9 Les centrale solaire CSP hybrides

La disponibilité de l'énergie solaire étant intermittente, il n'est pas rentable d'investir dans un champ solaire seul avec sa turbine et son générateur électrique. Le taux d'utilisation du système de génération de puissance en effet très faible et ne justifie pas l'investissement.

Afin de mettre à profit le système même quand l'énergie solaire n'est pas disponible, l'installation est généralement hybridée : une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole est utilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de journée afin d'assurer une production continue.

Une description schématique d'un tel système est disponible à la figure I.18.

Le concept de centrale solaire hybride comprend une centrale solaire thermique, convertissant en électricité la chaleur provenant de concentrateurs solaires, et un appoint à carburant fossile (ou à biocarburant). L'appoint permet de satisfaire la demande électrique nocturne et d'assurer le fonctionnement de la centrale solaire lorsque le rayonnement est trop faible (passage nuageux, léger voile, etc.). Ce concept permet donc de produire en permanence, la nuit ou lorsque les conditions météo ne sont pas optimales. Tout comme pour la tour solaire et le capteur cylindro-parabolique, il est souvent économiquement préférable d'hybrider le système avec un système de combustion traditionnel. Un brûleur à gaz ou à pétrole est alors intégré au capteur parabolique, à proximité du récepteur.

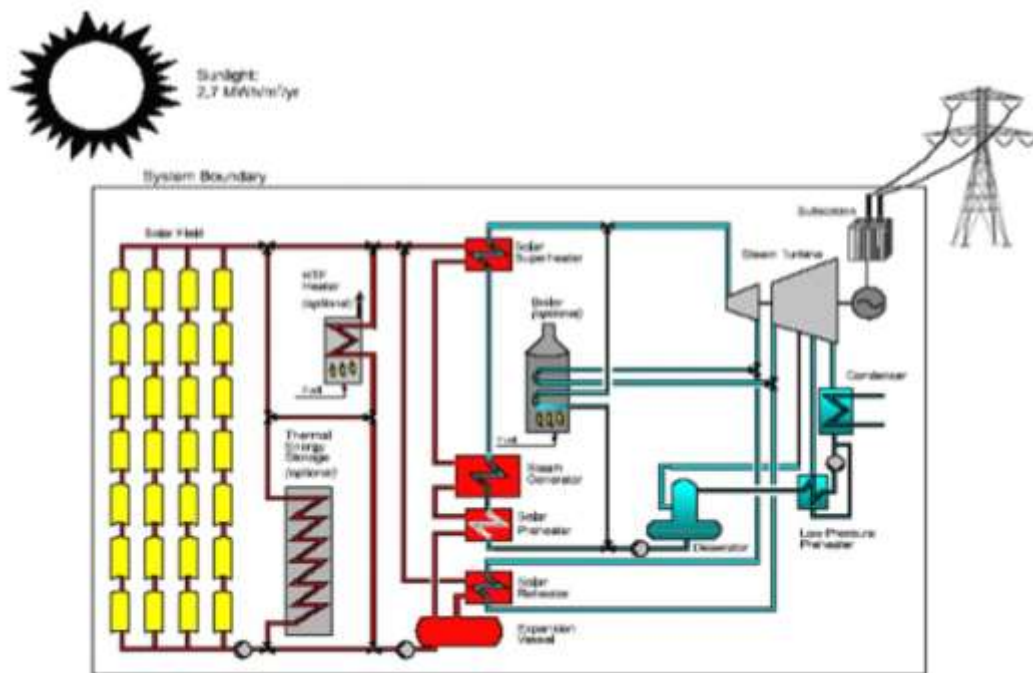


Figure I.18 Exemple de l'hybridation d'une centrales solaire cylindro-parabolique.

Une autre solution afin d'obtenir un bon taux d'utilisation du bloc de puissance est le stockage de l'énergie thermique par sels fondus. Parce que le soleil est intermittence (passage nuageux, nuit), Une partie de l'énergie solaire peut être stockée sous forme de chaleur dans des réservoirs calorifugés. Cette énergie est utilisée lorsque la demande de la production ne peut pas assurée par le champ de captage (dans la nuit par exemple, les pics). La figure I.19 au-dessous montre l'efficacité de stockage thermique

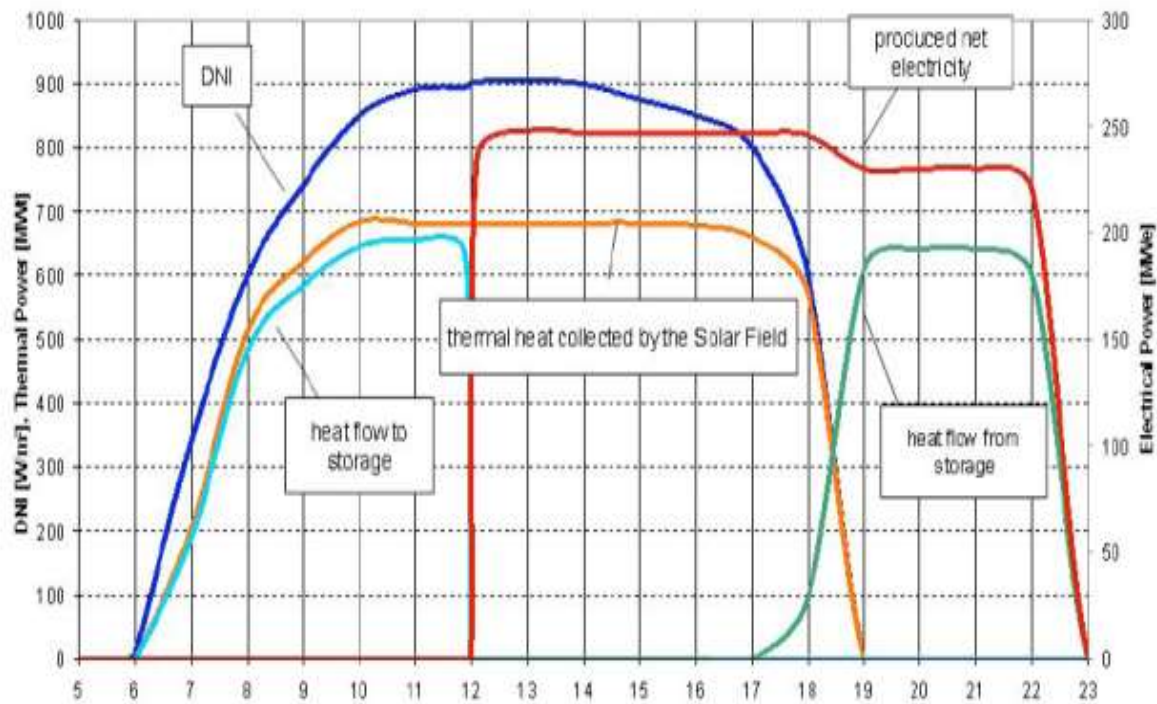


Figure I.19 Exemple de production décalé due au stockage thermique

I.10 Conclusion

Ce chapitre fournit un aperçu général des centrales solaires à concentration. Les différents systèmes sont décrits, ainsi que les grandes lignes de développement. Une description des différents projets déjà opérationnels est proposée et les perspectives de développement sont évoquées.

Au niveau économique, la technologie des centrales solaires pour la production d'électricité est prête pour le marché. Plusieurs types d'installations ont déjà été testés et analysés avec succès. Une expérience non négligeable a été acquise dans ce domaine, qui pourra apporter une contribution significative aux installations futures.

Les prochaines décennies verront plus que probablement la création d'un nombre important de concentrateurs paraboliques, cylindro-paraboliques, et de tours solaires. Les coûts seront ainsi fortement diminués et il est possible que les incitants gouvernementaux à de tels systèmes deviennent obsolètes.

L'implémentation géographique de ces systèmes sera vraisemblablement limitée aux pays de la ceinture solaire, l'investissement ne semblant pas justifié dans le court terme pour des pays moins ensoleillés.

La rapidité du développement des centrales solaires dépendra cependant de nombreux facteurs, tels que les aides publiques, la confiance des investisseurs, l'évolution du prix du CO₂, la possibilité de diversifier les débouchés (comme par exemple la production d'hydrogène), le prix des énergies primaires, etc.

Enfin, il est probable que les systèmes à concentration contribueront de manière non négligeable aux objectifs de réduction des émissions de CO₂ et aux problèmes de développement et de fourniture d'énergie pour les régions arides.

Chapitre II

Les technologies du dessalement d'eau

II.1 Introduction

L'eau est essentielle à l'existence de la vie, constituant plus de 70% de la surface de la Terre et environ 60% du poids total du corps humain (Agogué et al, 2004), (Shiklomanov, 2003).

Cependant, les ressources en eau douce disponibles dans le monde sont rares et limitées. Toute l'eau sur Terre est contenue dans l'hydrosphère, qui comprend l'eau de surface, souterraine et aérienne, sous forme liquide (océans, rivières, lacs, puits, aquifères, etc.), en phase vapeur (nuages, brouillard) ou solide état (glaciers, icebergs, calottes glaciaires). Mais seulement 2,53% du volume total d'eau présent dans l'hydrosphère est de l'eau douce, soit le reste de l'eau salée (IWMI, 2007). Dans ce pourcentage constitue l'eau douce liquide contenue dans les rivières et les lacs, qui sont les sources communes d'extraction, tandis que 30,8% sont retenus sur les eaux souterraines, l'humidité du sol, les eaux marécageuses et le pergélisol. Le reste (68,9%) est stocké dans les glaciers et les calottes glaciaires, qui représentent le plus grand volume de l'eau douce totale disponible. Cependant, le prélèvement d'eau de ces réservoirs est difficile et difficile à gérer. De plus, les ressources en eau douce ne sont pas bien réparties. Près de 1,2 milliard de personnes vivent dans des régions où l'absence d'eau est absolue, en raison de causes naturelles ou d'une surutilisation et d'une mauvaise gestion (OECD, 2012).

Les mauvaises infrastructures, les mauvaises conditions de manutention et la pénurie d'eau physique ou économique empêchent l'accès à l'eau douce pour des millions de personnes dans le monde. Il est important de noter que la cause de la rareté de l'eau n'est pas toujours liée à des conditions climatiques difficiles (pénurie physique d'eau douce). L'une des principales causes de la pénurie d'eau est l'augmentation rapide de la population mondiale au cours des dernières décennies, qui devrait passer de 7 à plus de 9 milliards d'ici 2050 (PATIER, 2010).

La demande en eau manufacturière devrait augmenter de + 400% en 2050, tandis que l'eau utilisée pour la production d'électricité thermique augmenterait de + 140%. Au contraire, il est prévu que l'eau utilisée pour l'irrigation diminuera, en supposant la même terre irriguée et des systèmes d'irrigation plus efficaces.

Une des solutions pour pallier le manque d'eau potable sont les stations de dessalement. Celles-ci permettent de produire de l'eau potable à partir de l'eau de mer ou d'eaux saumâtres grâce à des techniques particulières.

Le procédé de dessalement c'est une technique intéressante au vu de l'abondance de la matière première : l'eau de mer et les eaux saumâtres. Dont, une très forte augmentation du

volume d'eau produit par dessalement (+10% par an) enregistrée environ de 45 millions m³/jour. Les usines de dessalement est multiplient dans de plusieurs pays notamment dans seuls qui connues des pénuries d'eau (Algérie, Libye, pays du golfe, Espagne, Italie, Grèce et aux États-Unis). C'est dans ce contexte que les stations de dessalement des eaux s'inscrivent, puisqu'elles permettent de produire de l'eau potable à partir de l'eau de mer ou d'eaux saumâtres grâce à des techniques particulières (Ait Mimoune 2015). Dans 120 pays environ 40 millions de m³/j produisez par plus de 15 000 unités de dessalement, dont les trois quarts issus de l'eau de mer et un quart des eaux saumâtres. Sur ces 40 millions, 75% sont destinés à la consommation humaine, 25% à un usage industriel ou agricole. Les experts estiment que la quantité d'eau produit par dessalement pourrait doubler d'ici à 2025. A titre d'indication, 60% des besoins en eau douce des pays du Golfe Persique sont satisfaits par le dessalement d'eau de mer. En effet, plus de la moitié de la capacité de dessalement mondiale se trouve dans les pays du Moyen Orient (Global Water Intelligence, 2016).

Le marché du dessalement a connu une forte expansion ces dernières années, comme le montre la figure II.1 où il a représenté la capacité de dessalement annuelle supplémentaire et cumulative dans le monde de 1970 à 2014.

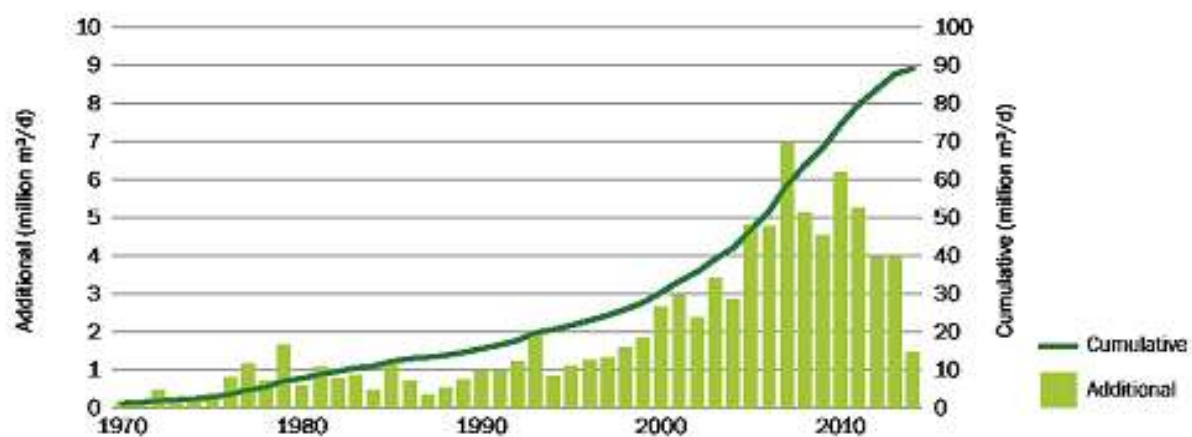


Figure II.1 Capacité de dessalement annuelle (additionnelle et accumulée) 1970-2014 (Global Water Intelligence, 2016).

Sur les $1,4 \times 10^{12}$ m³ de réserves d'eau de la planète, 97,6% sont de l'eau salée. Sur les 2,4% restants d'eau douce, seulement 1% est sous la forme de liquide à la surface de la terre et donc disponible pour la consommation humaine seulement 0,024% des ressources en eau mondiales (Algerian Ministry of Water 2012). Le dessalement est considéré comme l'une des options les plus appropriées pour s'attaquer à ces problèmes de pénurie d'eau

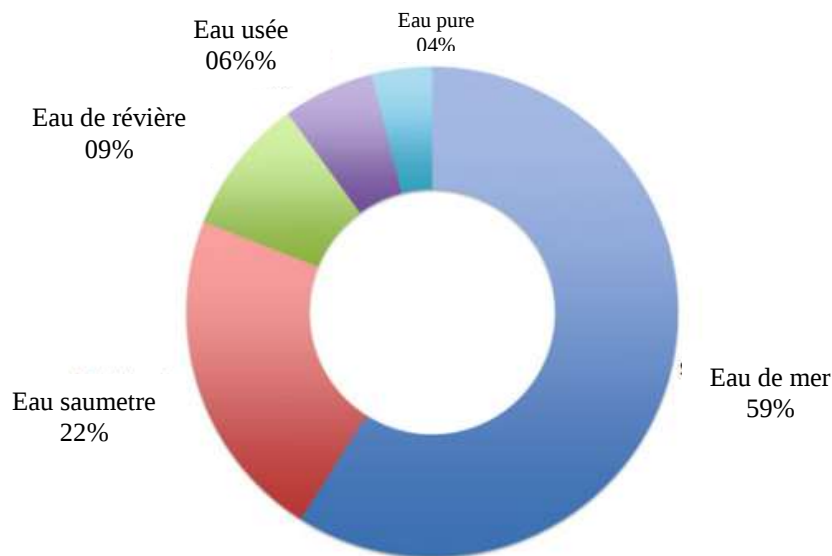


Figure II.2 Capacité de dessalement mondiale disponible selon les sources d'eau d'alimentation (Farid TATA-DUCRU, 2009)

II.2 Le dessalement d'eau en Algérie

La sécheresse qui a sévi depuis plus de deux décennies dans notre pays (principalement dans la région ouest) a considérablement affecté le niveau des réserves d'eau qui a atteint un seuil critique et ne permet plus une amélioration et une distribution correcte de cette ressource vitale. La mobilisation des eaux souterraines au Nord du pays a atteint son seuil maximal. L'augmentation des débits de pompage de ces eaux aura pour effets la surexploitation des nappes superficielles et la détérioration de la qualité des eaux. Cette situation pénalisera de ce fait tous les secteurs (population, industrie et agriculture). Les aléas pluviométriques enregistrés notamment lors de ces dernières décennies ont malheureusement réduit l'impact attendu des investissements réalisés.

En Algérie, les besoins en eau potable et en eau pour usage industriel se font de plus en plus ressentir, surtout dans les régions sahariennes dont la superficie avoisine les deux millions de km² et où les eaux souterraines sont disponibles en grande quantité environ 60×10^3 milliards de m³. Ces dernières sont difficilement exploitables et difficilement renouvelables ; or de 4 à 5 milliards de m³ seulement sont exploitables annuellement malgré que la plupart de ces eaux sont saumâtres. Dans le Nord de l'Algérie, les eaux souterraines sont évaluées à 1,8 milliards de m³ dans leur état naturel, ces eaux sont inutilisables alors qu'elles peuvent constituer un facteur important de développement et d'amélioration des conditions de vie dans ces régions.

L'Algérie occupe actuellement le 14^{ème} rang mondial parmi les pays qui souffrent du manque

d'eau, et s'il n'y'aura pas de démarches efficaces, elle sautera à la 6^{ème} place d'ici l'an 2025 (Ait Mimoune 2015). Le recours au dessalement d'eau de mer devient alors indispensable pour sécuriser l'alimentation en eau potable de la population. Pour faire face à cette situation

Quatorze stations, devaient totaliser, au terme de ce programme, une capacité installée de 2.4 millions m³/j. En 2014, celle-ci a atteint 2.1 Mm³/j avec l'entrée en service du projet Ténès. Au terme de la mise en service de l'ensemble des stations du programme national engagé, la contribution du dessalement, à l'alimentation en eau potable (AEP) de l'ensemble du territoire national, devrait atteindre 27.3% à 1.75 Mm³/j de production, pour une capacité de production de 2.1 Mm³/j. La localisation des grandes stations a été déterminée sur la base d'une étude générale réalisée entre 2000 et 2003.

Tableau II.1 Les grandes stations de dessalement d'eau de mer en Algérie (Ait Mimoune 2015)

Nom du projet	Capacity
Kahrama (Arzew)	90 000 m ³ /j
Hamma (Alger)	200 000 m ³ /j
Skikda	100 000 m ³ /j
Beni Saf (Ain Temouchent)	200 000 m ³ /j
Souk Tlata (Telemcen)	200 000 m ³ /j
Fouka (Tipaza)	120 000 m ³ /j
Mostaganem	200 000 m ³ /j
Honaine (Telemcen)	200 000 m ³ /j
Cap Djenet (Boumerdes)	100 000 m ³ /j
Magtaa (Oran)	500 000 m ³ /j
Tenes (Chlef)	200 000 m ³ /j
Oued Sebt (TOS)	100 000 m ³ /j
El Taref	100 000 m ³ /j
Bejaia	100 000 m ³ /j

L'Algérie commence seulement à produire de l'eau douce par dessalement ou déminéralisation en (2005). La capacité de production totale est déjà de l'ordre de 2 310 000 m³ par jour.

Le dessalement de l'eau de mer peut être la solution la plus appropriée à la situation dans de nombreuses régions d'Algérie pour combler le fossé entre la demande et l'offre d'eau.

La stratégie nationale estime la contribution du dessalement de l'eau de mer à environ 1000 Mm³ en 2030 (Ait Mimoune 2015).

II.3 Caractéristiques des eaux marines et saumâtres :

Il existe une différence entre l'eau de mer salée et l'eau saumâtre. La distinction s'explique en grande partie par la concentration de sels dans chacune des solutions. L'eau de mer contient plus de 17 éléments chimiques dissouts dont seulement deux (le sodium et le chlore) représentent 85 % du poids total des éléments présents (Figure 2.1).

Ainsi elle est caractérisée par la salinité qui est définie comme étant la quantité totale de résidus solides (en grammes) contenue dans un kilogramme d'eau de mer quand tous les carbonates ont été transformés en oxydes, de brome et l'iode remplacé par le chlore et que toute la matière organique ait été oxydée (Spiegler 2001).

La concentration en sel de l'eau de mer est généralement d'environ 35 g/L, sachant que cette valeur varie en fonction de la géographie (tableau) . Le pH moyen des eaux de mer varie entre 7,5 et 8,4 : l'eau de mer est un milieu légèrement basique (Spiegler 2001).

Tableau II.2 : la salinité moyenne des mers.

Mer	La salinité moyenne g.l ⁻¹
-Mer Méditerranée	36 à 39
- Mer Rouge	40
- mer Caspienne	13
- mer Morte	270
-Golfe Arabo-Persique	36 à 39

Par définition une eau saumâtre est une eau non potable dont la salinité est comprise entre un et dix grammes de sels par litre donc inférieure à celle de l'eau de mer. Les eaux saumâtres regroupent généralement les eaux de surface et souterraines qui en traversant les sols se chargent en sels. Ainsi leur composition dépendra de la nature des sols.

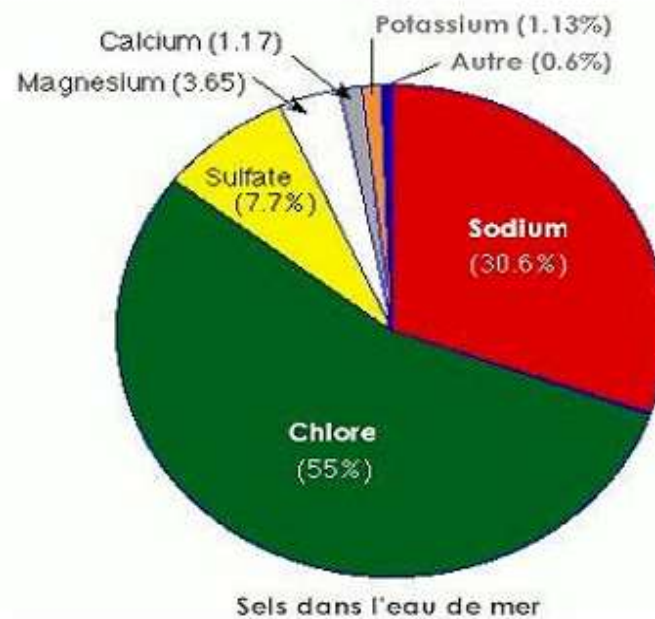


Figure II.3 les concentrations des sels dans l'eau de mer (Chennan et al, 2013).

II.4 Technologies de dessalement d'eau

Le processus de dessalement consiste à séparer le flux d'eau salée (eau de mer ou eau saumâtre) en deux flux de sortie : le distillat ou le perméat (avec une faible teneur en sel dissous) et la saumure, qui est une solution concentrée en sel. C'est un processus de séparation endothermique qui nécessite une quantité d'énergie.

Pour dessaler l'eau il existe diverses techniques ; adaptables selon la nature de l'eau à dessaler, l'environnement et les besoins à pouvoir. Plusieurs procédés de dessalement ont été mis au point sur le marché mondial ; le choix d'utilisation de chacun d'eux est relatif à la disponibilité de la source d'énergie qui fait fonctionner l'appareillage de dessalement. Plusieurs méthodes permettent la séparation de l'eau de mer en une eau douce contenant une faible concentration des sels dissous, et une solution concentrée en sels.

Une installation de dessalement peut être schématiquement divisée en quatre étapes : une prise d'eau de mer, un poste de prétraitement, l'installation de dessalement proprement dite et un post traitement.

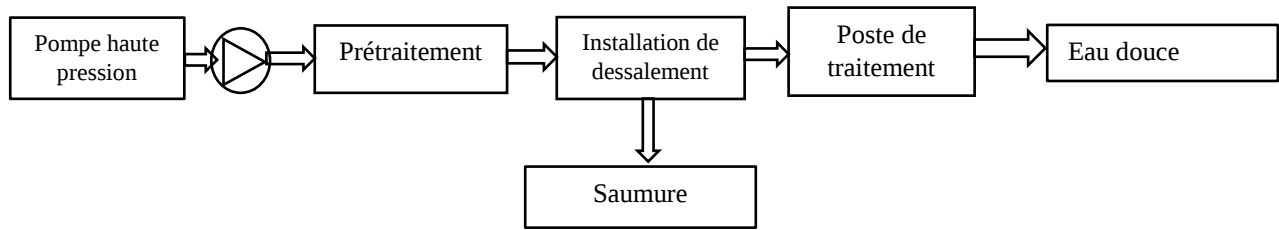


Figure II.4 Schéma général d'une installation de dessalement (adopté au Murel A. 2006)

L'alimentation en eau de mer peut s'effectuer soit par prise directe, soit par puits côtiers. Ce dernier système permet d'obtenir une eau non turbide, ce qui soulage les prétraitements.

Le prétraitement :

- 1) Chloration : Bloque la prolifération des organismes vivants. Evite l'obstruction des conduites.
- 2) Filtration : Protégé les pompes et assure le bon fonctionnement des pulvérisateurs.
- 3) Antitartre : La distillation favorise précipitation du carbonate de calcium qui se dépose sur la paroi des échangeurs et réduit le transfert de chaleur.

Installation de dessalement :

- 1) Procédés de distillation : L'eau de mer chauffée produit de la vapeur d'eau qu'il suffit de condenser pour obtenir de l'eau pure.
- 2) Procédés membranaires : L'eau et les sels dissous sont séparés au moyen de membranes sélectives.

Le post-traitement permet de potabiliser l'eau en 2 étapes (en sortie de l'unité de dessalement, l'eau n'est pas potable car elle est déminéralisée).

- 1) Correction de la corrosivité : le traitement consiste à ajouter du Ca(OH)_2 ou du CaCO_3 .
- 2) Désinfection finale : bien que certains procédés (osmose inverse) retiennent tous les microorganismes, il est nécessaire d'assurer une désinfection à la sortie de l'usine.

Actuellement, il existe plusieurs technologies de dessalement et différentes classifications. En tenant compte de l'élément extrait du procédé, de l'eau ou du sel, une catégorisation possible est celle illustrée à la figure II.5.

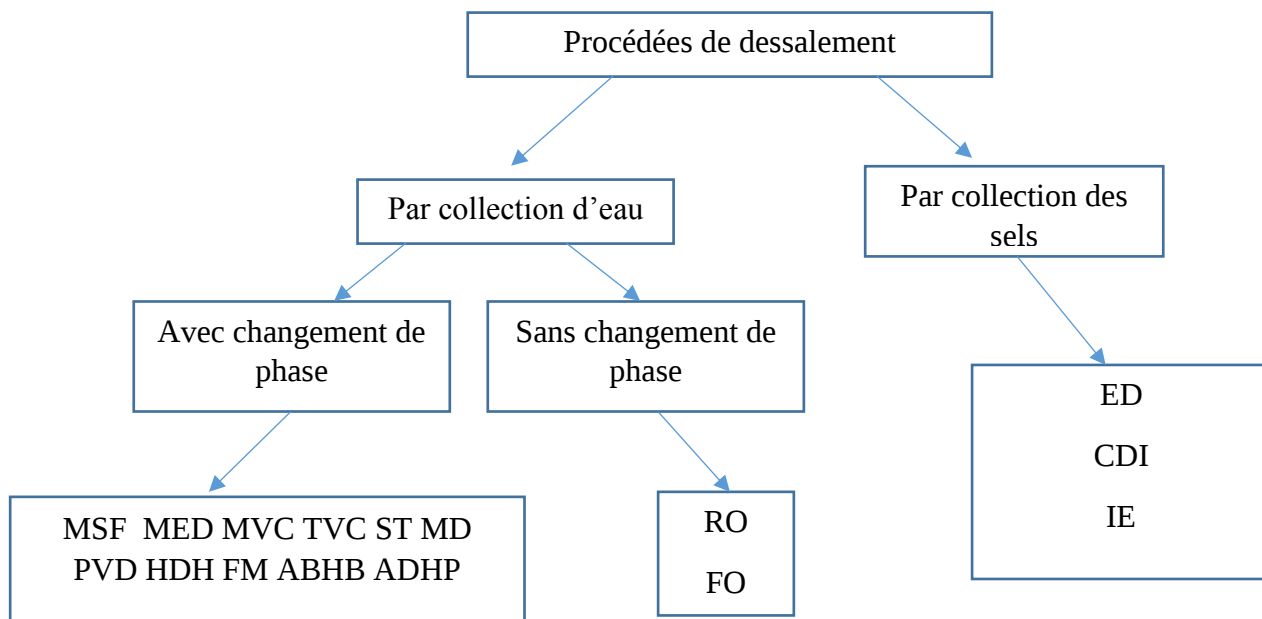


Figure II.5 Principales technologies de dessalement (Bartolomé, 2016).

Dans les processus basés sur l'élimination de l'eau, deux nouvelles catégories peuvent être proposées, avec ou sans changement de phase. Dans le premier groupe sont Multi-Stage Flash, distillation multi-effet, destination par pont solaire (solar still), Humidification-Déshumidification (HDH), dessalement sous vide passif (PVD), distillation membranaire (MD), La congélation et fusion (FM), et techniques basées sur les pompes à chaleur qui sont : la compression mécanique de vapeur (MVC), compression thermique de vapeur (TVC), pompe à chaleur à absorption (ABHP) et thermopompe à adsorption (ADHP). Dans le deuxième groupe, la procédée faite sans changement de phase, sont l'osmose inverse (RO) et l'osmose directe (FO). Dans les processus de collecte du sel qui sont habituellement utilisés avec de l'eau saumâtre : Electrodialyse (ED), échange d'ions (IE) et l'ionisation capacitive (CD), qui sont habituellement utilisés avec de l'eau saumâtre.

Malgré le nombre important des procédés de dessalement disponibles, tous ne sont pas adaptés à la désalinisation de l'eau de mer a grandes capacités. Qui plus est, certains sont en phase de recherche et d'expérimentation. Les techniques de dessalement commerciales les plus courantes, avec les plus grandes capacités installées, sont dans cet ordre (voir Figure suivante): osmose inverse (63%), flash multi étages (23%), distillation multi-effet (8%) et électrodialyse (3%) (Global Water Intelligence, 2016), (Bartolomé 2016).

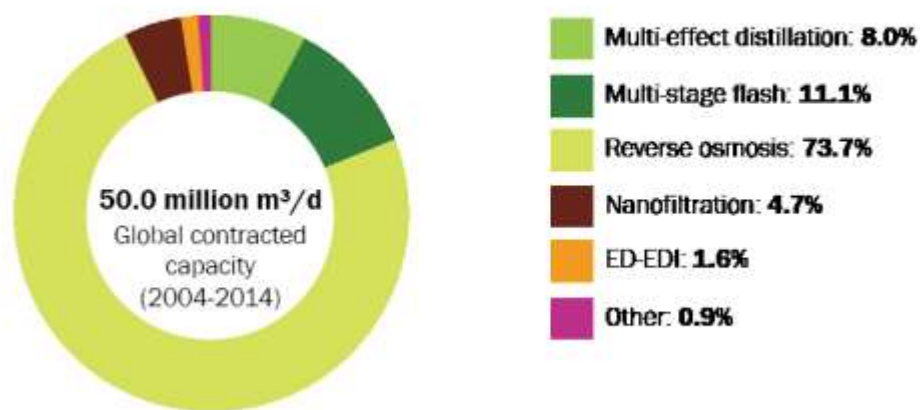


Figure II.6 Capacité mondiale de dessalement installée par technologie (Global Water Intelligence, 2016).

Les techniques de dessalement En fait, arracher de l'eau douce à de l'eau saumâtre ou de l'eau de mer est une technique employée depuis longtemps, particulièrement dans les pays pauvres en eau et riches en pétrole, où le coût de l'énergie nécessaire au dessalement n'est pas un problème. Donc, pour dessaler l'eau il existe diverses techniques, certaines sont plus adaptées à un environnement donné que d'autres. Actuellement les techniques de dessalement regroupées en deux familles : les procédés de distillation et les procédés membranaires. En général les deux fonctionnent selon le même principe.

- **Les procédés thermiques** qui se basent sur le principe de l'évaporation de la successive condensation.
- **les techniques membranaires** qui utilisent les capacités de certaines membranes à retenir les particules dissoutes dans l'eau.

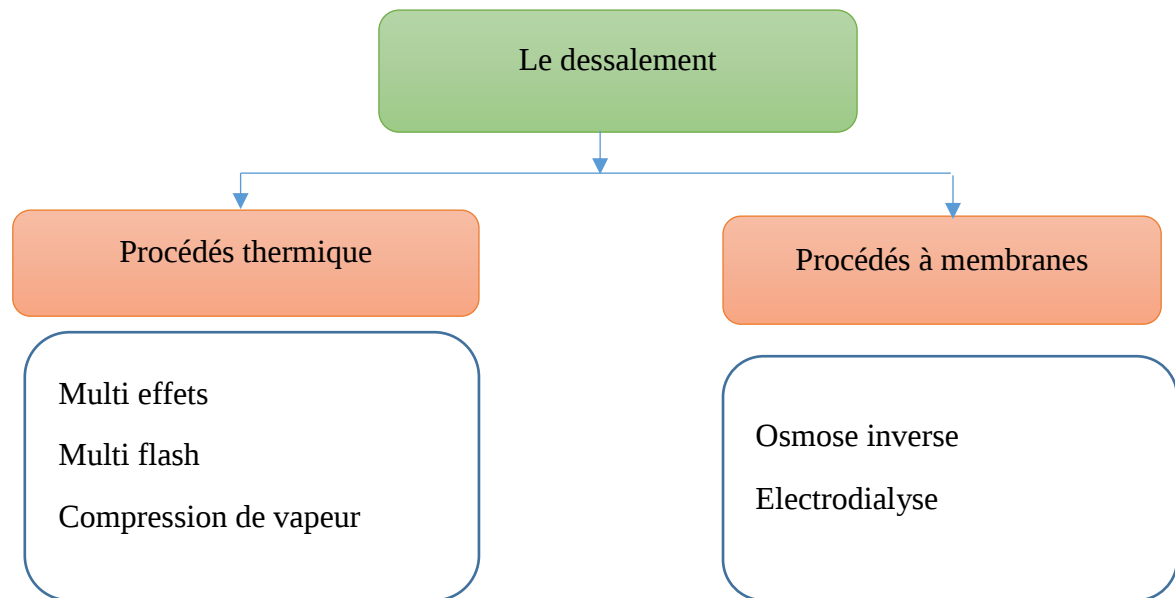


Figure II.7 Différentes technologies du dessalement d'eau classée selon le type d'énergie utilisée

II.4.1 Les Procédés à membranes

Les procédés membranaires sont divisés en deux principales techniques à membranes utilisés dans le domaine du dessalement : l'électrodialyse et l'osmose inverse.

II.4.1.1 L'électrodialyse

L'électrodialyse est un procédé électrochimique qui permet d'extraire les ions (atomes chargés positivement ou négativement) d'une solution en les déplaçant. Par exemple, par électrodialyse, on peut extraire les ions Na^+ et Cl^- de l'eau de mer. Ce procédé fonctionne avec un appareil nommé électrodialyseur dont nous allons expliquer le fonctionnement.

Un électrodialyseur est constitué d'un grand nombre de compartiments alimentés électriquement en série, et hydrauliquement en série ou en parallèle.

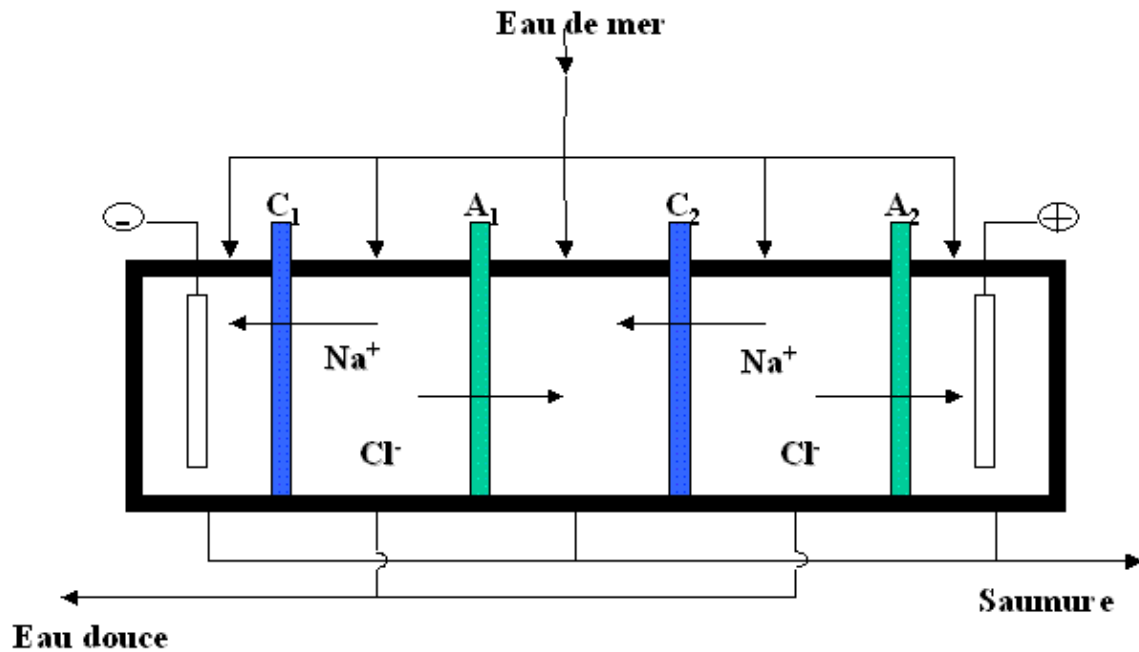


Figure II.8. Technique de dessalement par électrodialyse (<https://www.lenntech.fr/electrodialyse.htm>)

Ces compartiments sont séparés par des membranes. L'extraction des ions se fait par migration de ces derniers à travers les membranes dites « sélectives » (qui sont soit anioniques, soit cationiques) sous l'action d'un champ électrique. Ainsi, seuls les anions (chargés négativement) peuvent traverser les membranes anioniques et seuls les cations (chargés positivement) peuvent traverser les membranes cationiques. En plaçant alternativement une membrane cationique et une membrane cathodique, puis en créant une charge positive à une extrémité de l'électrodialyseur et une charge négative de l'autre, on va attirer les anions vers la charge négative et les cations vers la charge positive, piégeant ainsi dans certains compartiments les ions qui sont alors retirés de la solution dans les autres compartiments.

Comme la quantité de courant électrique nécessaire est proportionnelle à la teneur en sel de l'eau, il est possible de quantifier l'énergie électrique spécifique requise. Pour cette raison, cette méthode est beaucoup plus favorable dans le cas d'eaux à faible teneur en sel, telles les eaux saumâtres par exemple, avec une consommation d'énergie de 3-8 kWh/m³ (pour des teneurs en sel plus élevées, la consommation grimpe de 15-25 kWh/m³) (Al-Karaghoul 2013). Dans le cas des eaux à faible concentration saline, l'électrodialyse est très compétitive par rapport à l'osmose inverse.

En fait, l'électrodialyse est surtout utilisée jusqu'ici pour le dessalement d'eaux saumâtres puisque le procédé n'est plus rentable pour des teneurs en sels supérieures.

L'électrodialyse n'est pas non plus pratiquée pour traiter les eaux à moins de 0.04% de sels. Malgré ces limitations, plusieurs petites usines de dessalement par électrodialyse sont exploitées dans le monde sur des bases commerciales dessalant ainsi plusieurs centaines de mètres cube par jour.

II.4.1.2 L'Osmose inverse (RO)

L'osmose inverse est un procédé purement physique (sans usage de produit chimique) qui consiste appliqué une pression sur de l'eau afin de la forcer à traverser une membrane (filtrante) semi perméable dans le but de débarrasser cette eau des éléments étrangers qui y sont dissous. Cette membrane présente une porosité extrêmement fine, ce qui fait que la quasi-totalité des molécules de taille supérieure à celles de l'eau se trouvent bloquées – ce qui permet de purifier efficacement l'eau en une seule opération. Les deux principaux usages des membranes d'osmose sont donc le dessalement de l'eau de mer et la purification de l'eau, mais il est aussi possible de procéder à l'envers pour concentrer des liquides (alimentaires en général) en extrayant une partie de l'eau.

Le principe de ce procédé consiste à faire passer, sous l'effet d'une pression, de l'eau pure à travers une membrane semi-perméable qui a la caractéristique de retenir les sels dissous dans l'eau. Donc on a besoin de l'énergie nécessaire à alimenter une pompe haute pression, cette technologie est relativement récente en comparaison avec les technologies de distillation.

On appelle osmose le transfert d'un solvant (le plus souvent de l'eau), à travers une membrane semi perméable, sous l'effet d'un gradient de concentration, le transfert du solvant s'effectuant à travers la membrane de la solution la moins concentrée vers la solution la plus concentrée.

Considérons un système à deux compartiments séparés par une membrane semi perméable et contenant deux solutions de concentrations différentes (voir schéma ci-dessous).

Une membrane semi perméable est réalisée en polymère qui laisse passer les molécules d'eau mais qui empêche celui des particules, sels dissous et molécules dont la taille est supérieure à 10^{-7} μm .

Le phénomène d'osmose va provoquer l'écoulement d'eau du compartiment eau pure vers le compartiment eau de mer. Le niveau du compartiment eau pure va donc baisser alors

que celui du compartiment eau de mer va s'élever. La différence de niveau des deux compartiments correspond à la pression osmotique.

On peut diminuer la quantité d'eau transférée en appliquant une pression sur la solution concentrée. En augmentant progressivement cette pression, il arrivera un moment où la pression appliquée sera telle que le flux d'eau transférée s'annulera. Cette valeur de la pression est la pression osmotique.

Si on applique sur le compartiment eau de mer une pression supérieure à la pression osmotique, nous observons alors un flux d'eau douce dessalée du compartiment eau de mer vers le compartiment eau pure. C'est ce phénomène qui est à la base d'installations de dessalement par osmose inverse.

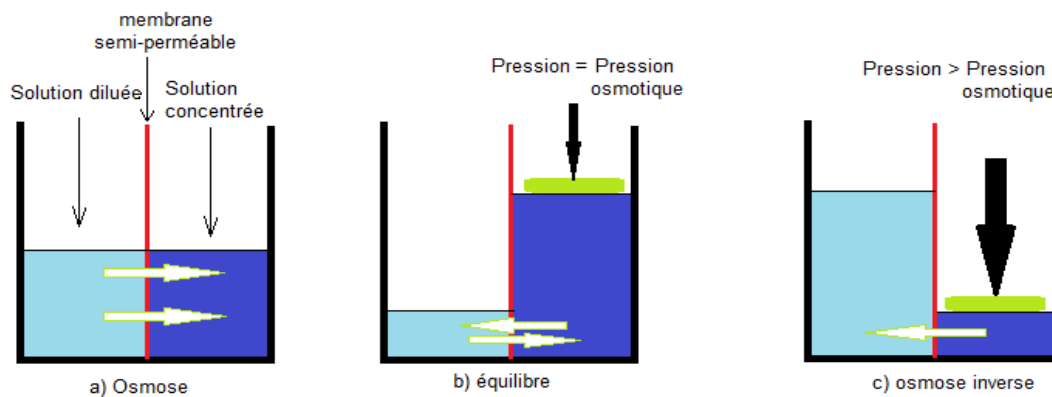


Figure II.9. Principe de l'osmose inverse (Chennan, 2013)

II.4.1.2.1 Eléments constitutifs d'une installation de dessalement par osmose inverse

Les éléments constitutifs d'une installation de dessalement par osmose inverse sont repris dans le schéma suivant :

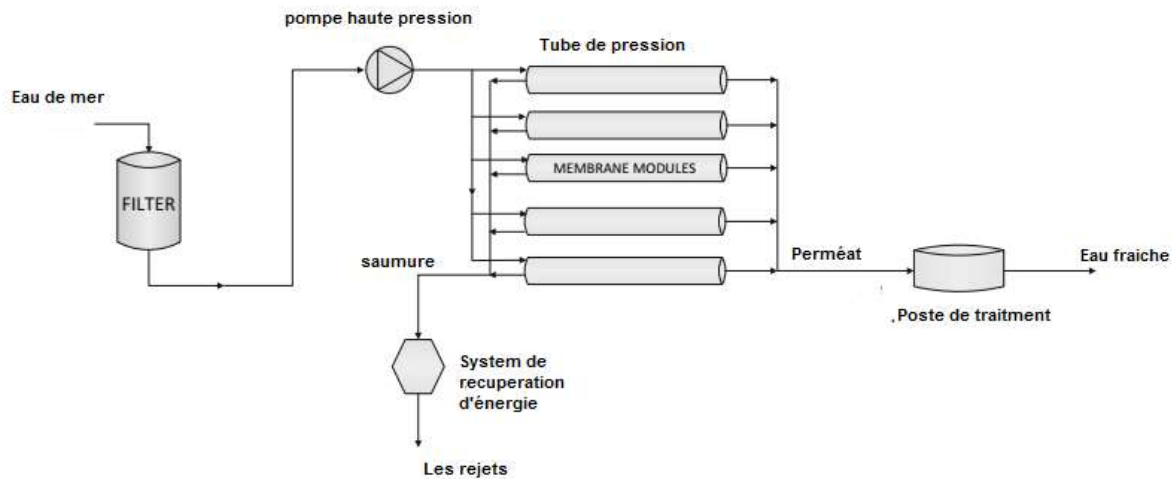


Figure II.10 : Elément constitutifs d'une station de dessalement par osmose inverse (Arjunan, 2009)

Dans le procédé de dessalement par osmose inverse, on sépare les substances dissoutes d'une solution salée mise sous pression en la faisant diffuser à travers une membrane semi perméable.

1.2.1 Le prétraitement

L'eau à dessaler, stockée dans une cuve étanche subit d'abord un prétraitement pour retenir les particules en suspension de taille comprises entre 10 et 50 μm suivant le type de l'installation. Pour cela, on réalise une préfiltration grossière suivie d'une filtration sur lit de sable pour éliminer les particules les plus grosses. Par la suite, un traitement biocide à base de chlore (eau de javel) permet d'éviter le développement de microorganismes dans l'eau d'alimentation et sur la membrane et une acidification (ajout d'acide sulfurique) permet de prévenir la précipitation de carbonates qui ne manqueraient pas de provoquer le colmatage rapide des membranes.

1.3.2 Le pompage à haute pression

L'eau prétraitée est alors pompée par une pompe haute pression et est pressurisée contre la membrane de l'unité d'osmose inverse. La pression de service peut dépasser les 60 bars si

s'agit de dessalement d'eau de mer ou être plus faible s'il s'agit de traitements à usage industriel.

1.3.3. Le module d'osmose inverse

A mesure qu'une fraction de l'eau diffuse à travers la membrane, la teneur en sel de la fraction restante augmente. C'est la raison pour laquelle une partie de cette eau d'alimentation est rejetée, sans passer à travers la membrane, faute de quoi l'augmentation de la concentration en sel de cette eau avant passage de la membrane provoquerait la précipitation des sels sursaturés et une pression osmotique trop élevée à travers la membrane. Pour cela, on « balaye » la membrane du côté de la solution salée par un flux d'eau continue et de ce fait, toute l'eau n'est pas filtrée car une partie sert à nettoyer la membrane. L'eau non filtrée s'appelle le saumure, tandis que l'eau filtrée est appelée perméat.

Les membranes actuelles sont dites « composites car constituées par la superposition de 2 à 3 couches de nature différentes enroulées en spirale pour constituer un module dont la longueur est standardisée pour tous les fabricants de membranes à 1016 mm. La couche en contact avec l'eau salée est la plus fine ; ses pores, qui ont une taille d'une dizaine de nanomètres, jouent le rôle de filtre à molécules. C'est donc la membrane active d'osmose inverse et elle est très fragile en raison de sa minceur. C'est pourquoi elle est supportée par une ou deux couches relativement plus épaisses, qui lui confèrent plus de résistance mécanique.

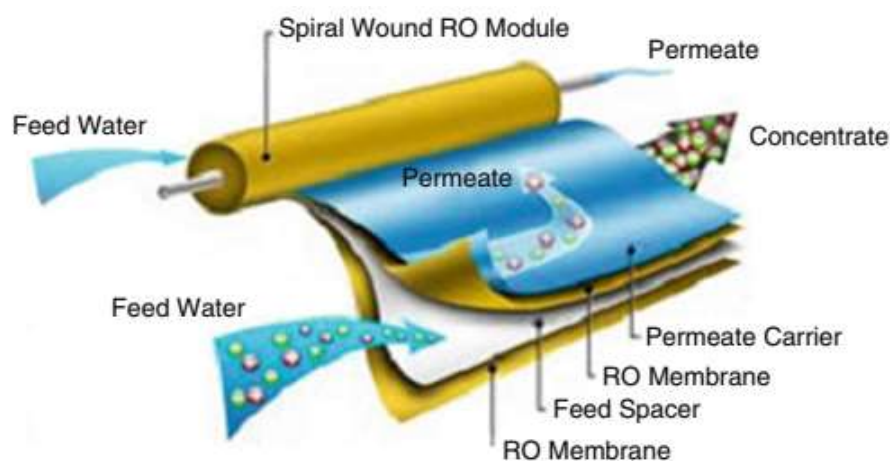


Figure II.11 Module de membrane à enroulement spiral (Arjunan,2009)

Une installation d'osmose inverse est modulaire, car suivant la capacité de traitement désirée, on peut utiliser un certain nombre de modules que les spécialistes peuvent calculer. Les

modules sont placés à l'intérieur de tubes de pression dans lesquels on peut placer les uns à la suite des autres jusqu'à huit modules. A l'intérieur d'un tube de pression, le perméat du premier module est transféré par un adaptateur au collecteur de perméat du module suivant et ainsi de suite jusqu'au dernier. Quelle que soit le soin apporté à la qualité du prétraitement, il est nécessaire durant les trois à quatre ans de durée de vie d'une membrane de procéder au lavage périodique des membranes pour éviter le colmatage et la chute du débit de production.

II.4.2 Les procédés de distillation thermique :

Dans les procédés de distillation, il s'agit de chauffer l'eau de mer pour en vaporiser une partie. La vapeur ainsi produite ne contient pas de sels, il suffit alors de condenser cette vapeur pour obtenir de l'eau douce liquide. Il s'agit en fait d'accélérer le cycle naturel de l'eau. En effet l'eau s'évapore naturellement des océans, la vapeur s'accumule dans les nuages puis l'eau douce retombe sur terre par les précipitations. Ce principe de dessalement très simple a été utilisé dès l'Antiquité pour produire de très faibles quantités d'eau douce sur les bateaux.

L'inconvénient majeur des procédés de distillation est leur consommation énergétique importante liée à la chaleur latente de vaporisation de l'eau. En effet pour transformer un kg d'eau liquide en 1 kg d'eau vapeur à la même température il faut environ 2250 kilojoules (si le changement d'état se fait à 100°C).

Deux procédés se partagent le marché du dessalement thermique : le procédé de distillation à détente étagée (Multi-Stage Flash distillation MSF) et le procédé de distillation à multiples effets (Multi-Effect distillation MED).

II.4.2.1 Le procédé de distillation à détente étagée (Multi-Stage Flash distillation MSF).

Ce procédé dit Flash consiste à maintenir l'eau sous pression pendant toute la durée du chauffage ; lorsqu'elle atteint une température de l'ordre de 120°C, elle est introduite dans une enceinte (ou étage) où règne une pression réduite. Il en résulte une vaporisation instantanée par détente appelée Flash. Une fraction de l'eau s'évapore (voir figure au-dessous) puis va se condenser sur les tubes condenseurs placés en haut de l'enceinte, et l'eau liquide est recueillie dans des réceptacles en dessous des tubes. C'est l'eau de mer chaude qui se refroidit pour fournir la chaleur de vaporisation, l'ébullition s'arrête quand l'eau de mer a atteint la température d'ébullition correspondant à la pression régnant dans l'étage considéré. Le phénomène de flash est reproduit ensuite dans un deuxième étage où règne une pression encore plus faible. La

vaporisation de l'eau est ainsi réalisée par détente successives dans une série d'étages où règnent des pressions de plus en plus réduites. On peut trouver jusqu'à 40 étages successifs dans une unité MSF industrielle.

Pour chauffer l'eau de mer jusqu'à 120°C, l'eau de mer circule d'abord dans les tubes des condenseurs des différents étages en commençant d'abord par le dernier étage où la température est la plus faible, elle est alors préchauffée en récupérant la chaleur de condensation de la vapeur d'eau. Elle est finalement portée à 120 °C grâce à de la vapeur à une température supérieure à 120°C produite par une chaudière ou provenant d'une centrale de production d'électricité.

Lors du phénomène de flash des gouttelettes d'eau salée peuvent être entraînées avec la vapeur, elles sont séparées grâce à un dévésiculeur constitué par une sorte de grillage qui limite le passage des gouttelettes qui retombent alors au fond de l'enceinte.

L'avantage principal du procédé MSF est que l'évaporation de l'eau de mer ne se produit pas autour des tubes de chauffe puisque le liquide « flashe » ceci limite les risques d'entartrage. L'énergie requise est principalement l'énergie thermique à fournir à la chaudière, cette énergie peut être peu coûteuse si on récupère de la vapeur basse pression à la sortie d'une turbine de centrale électrique. Il faut également fournir de l'énergie électrique pour les pompes de circulation de l'eau de mer.

Le procédé MSF ne permet pas une flexibilité d'exploitation. Aucune variation de production n'est tolérée, c'est pourquoi ce procédé est surtout utilisé pour les très grandes capacités de plusieurs centaines de milliers de m³ d'eau dessalée par jour.

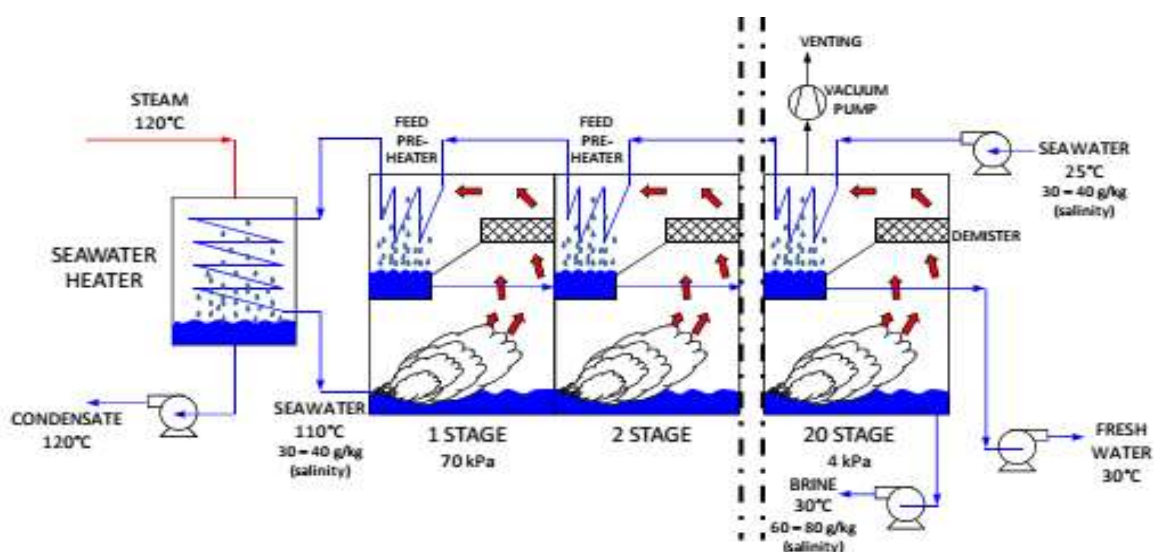


Figure II.12 : Schéma descriptif de système de distillation multi flash (Baawain 2015)

II.4.2.2 Distillation à simple effet

Son principe est simple : il reproduit le cycle naturel de l'eau. Dans une enceinte fermée, un serpentin de réchauffage porte à ébullition l'eau de mer. La vapeur produite se condense au contact d'un deuxième serpentin alimenté par l'eau de mer froide. On utilise un groupe électropompe afin de soutirer l'eau condensée ; un deuxième l'eau de mer concentrée ou saumure. Cette première solution est simple à mettre en œuvre mais n'offre qu'un rendement réduit, aussi elle n'est utilisée que dans les navires disposant d'une source d'énergie thermique.

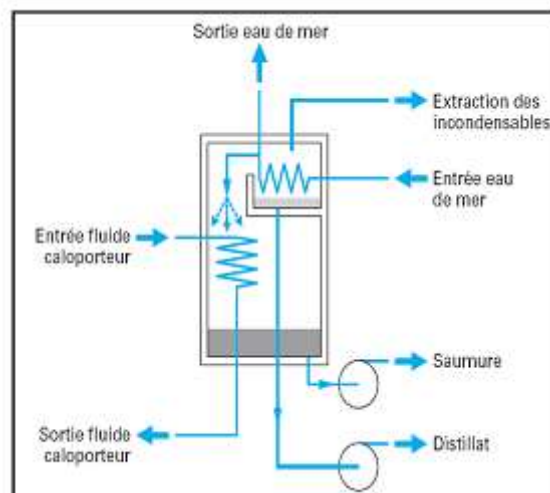


Figure II.13. Distillation à simple effet (Danis P, 2003)

II.4.2.3 Le procédé de distillation à multiples effets (Multi-Effect distillation MED).

Ce procédé est basé sur le principe de l'évaporation, sous pression réduite, d'une partie de l'eau de mer préchauffée à une température variant entre 70 et 80°C (Palenzuela, 2015). L'évaporation de l'eau a lieu sur une surface d'échange, contrairement au cas du procédé précédent, où elle est assurée par détente au sein des étages successifs.

La chaleur transférée à travers de cette surface est apportée soit par une vapeur produite par une chaudière, soit par une eau chaude provenant d'un récupérateur de chaleur. La vapeur ainsi produite dans le 1er effet est condensée pour produire de l'eau douce dans le 2ème effet où règne une pression inférieure, ainsi la chaleur de condensation qu'elle cède permet d'évaporer une partie de l'eau de mer contenue dans le 2ème effet et ainsi de suite (voir figure II.14).

Ainsi seule l'énergie nécessaire à l'évaporation dans le premier effet est d'origine externe. La multiplication du nombre d'effets permet donc de réduire la consommation spécifique (énergie/m³ d'eau douce produite).

Plusieurs technologies d'évaporateurs multiples effets existent : à tubes verticaux, et à des tubes horizontaux. Les évaporateurs multiples effets à tubes horizontaux arrosés sont les appareils les plus utilisés actuellement.

Dans ces appareils le fluide de chauffage s'écoule dans les tubes horizontaux tandis que l'eau de mer à évaporer est arrosée de façon à s'écouler sous forme de film le plus uniforme possible sur l'extérieur des tubes. La vapeur produite dans la calandre (enceinte cylindrique qui contient le faisceau de tubes) est ensuite envoyée dans les tubes de l'effet suivant où elle cédera son énergie de condensation. Ces évaporateurs présentent un très bon coefficient d'échange grâce à l'écoulement en film de l'eau de mer. C'est la raison pour laquelle ils remplacent actuellement les plus anciens évaporateurs à faisceau de tubes noyés dans lesquels les tubes étaient plongés dans l'eau de mer.

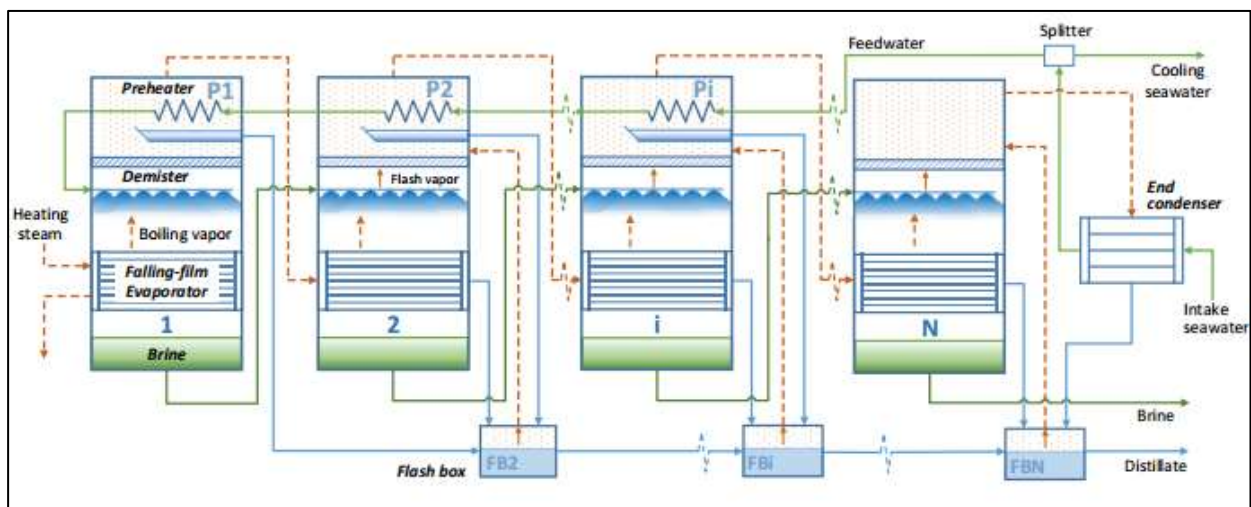


Figure II.14 : Schéma descriptif de la distillation multi effet (DHV Water BV , 2004)

L'énergie requise est principalement l'énergie thermique à fournir à la chaudière produisant le fluide de chauffage pour le premier effet. On peut cependant utiliser des chaleurs résiduelles en couplant le procédé MED à des usines de production d'électricité ou des usines rejetant produisant les eaux résiduelles à des températures de l'ordre de 80°C. Il faut également de l'énergie électrique pour les pompes de circulation et la production de vide.

Afin de limiter la consommation d'énergie thermique, il est aussi possible d'utiliser la compression mécanique de vapeur. Ceci est possible dans le cas de l'évaporation simple ou multiple effet. La vapeur produite dans le dernier effet ou dans l'effet unique (pour de petites

unités) est aspirée par un compresseur. Après compression, la température de saturation de la vapeur haute pression est augmentée. Cette vapeur peut donc être utilisée (elle est envoyée dans les tubes du faisceau tubulaire) pour porter à ébullition l'eau de mer dans l'évaporateur où règne une pression plus faible. La vapeur haute pression est ainsi condensée et se transforme en eau distillée liquide et le cycle se reproduit avec la vapeur produite par l'évaporation partielle de l'eau de mer.

Dans le procédé MED, l'ébullition de l'eau de mer au sein de chaque cellule (effet) se fait au contact de la surface d'échange de chaleur, il y a des risques d'entartrage dû à la précipitation de sels tels que CaSO_4 ou CaCO_3 dont la solubilité diminue quand la température augmente. Pour limiter ces risques, il faut donc utiliser un traitement à l'acide et limiter la température de tête (du 1er effet ou étage) à moins de 70°C .

A titre d'information, pour comprendre la nécessité de réduire la pression dans les systèmes multiples-effets ou à détente étagées, la figure 32 donne l'évolution de la température d'ébullition de l'eau en fonction de la pression.

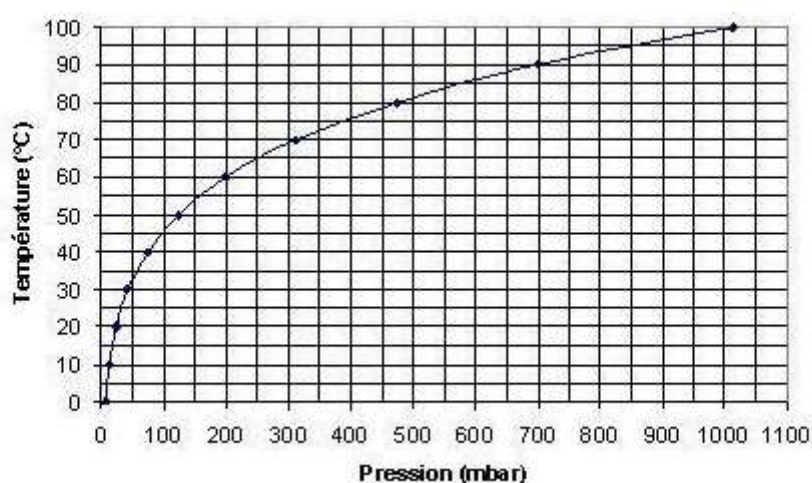


Figure II.15 : évolution de la température d'ébullition de l'eau en fonction de la pression dans les systèmes multiples-effets.

II.4.2.4 La distillation par compression de vapeur

C'est un procédé qui comporte une série d'évaporateurs, ses performances sont cependant améliorées en recyclant la vapeur issue du dernier effet (au niveau thermique le plus bas) en la comprimant pour ensuite l'utiliser comme vapeur de chauffe au premier effet. Ce procédé peut utiliser de l'énergie solaire comme source de chaleur, mais nécessite une énergie supplémentaire pour assurer la compression de vapeur. Celle-ci s'effectue soit avec un

compresseur mécanique (compression mécanique) ou un éjecteur de vapeur (thermoc compression).

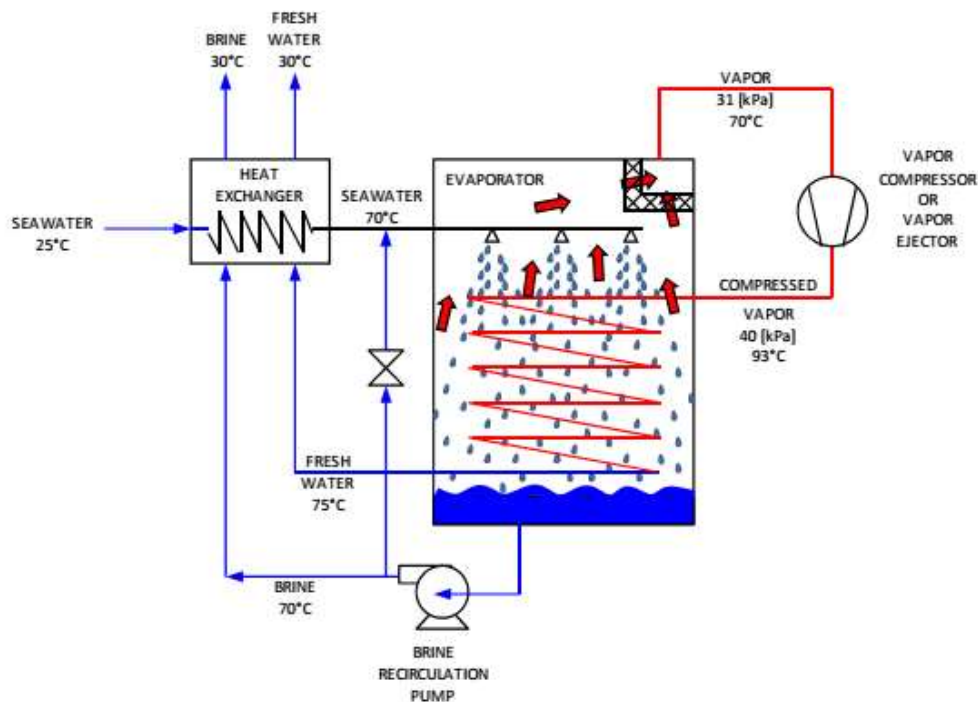


Figure II.16 Schémas de procédé de distillation par compression mécanique de vapeur

II.4.3 Distillation membranaire (MD)

La distillation membranaire est une technologie émergente pour le dessalement. Elle diffère des autres technologies membranaires : la force agissante pour le dessalement est la différence de la pression de vapeur d'eau à travers la membrane, plutôt que la pression totale. Les membranes de MD sont hydrophobes, ce qui permet à la vapeur d'eau (mais pas à l'eau liquide) de passer.

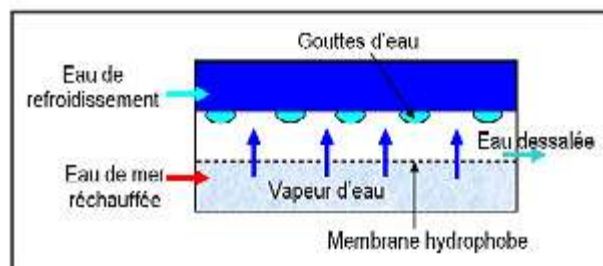


Figure II.17 Principe de la distillation membranaire (Macedonio et al, 2008)

II.4.4 La congélation sous vide

C'est la deuxième technique basée sur le changement de phase ; Lorsqu'on fait geler de l'eau salée, les cristaux de glace qui se forment sont pratiquement déminéralisés, le sel chassé de l'eau lors de la cristallisation se dépose à la surface des cristaux. Ce procédé implique des procédés onéreux d'un point de vue commercial : congélation de l'eau salée sous vide, lavement des cristaux et refonte pour obtenir de l'eau douce.(Murray Thomson, 2003)

II.5 Critères de choix d'un procédé de dessalement

Selon (Maurel 2006), les facteurs à prendre en compte dans le choix d'un procédé de dessalement sont de deux ordres :

- les critères économiques
- les critères techniques

II.5.1 Critères économiques

Les critères économiques retenus sont les suivants :

- Coût de l'énergie : dépend de sa nature (énergie renouvelable, gaz, fuel) et de sa disponibilité locale (pays importateurs ou producteurs...) ;
- Coût des produits chimiques : selon qu'ils sont disponibles localement ou importés ;
- Fluctuation des monnaies : particulièrement pour les unités d'osmose inverse,

provenant de manière quasi exclusive des USA, et dont le coût dépend donc des fluctuations du dollar ;

- Conditions de financement : détails, taux d'intérêt ;
- Coût de la main-d'œuvre.

II.5.2 Critères techniques

Parmi les critères techniques se trouvent :

- Salinité de l'eau à traiter : en général, les procédés de distillation permettent de traiter des eaux de fortes concentrations, tandis que les procédés à membrane sont généralement appliqués aux eaux saumâtres;

- Composition chimique de l'eau à traiter surtout dans le cas des eaux saumâtres (dureté, teneur en sulfates) ;
- Caractéristiques physiques de l'eau (turbidité, matières en suspension...) déterminent

le type de prétraitement à utiliser ;

- Salinité de l'eau produite : selon l'usage qui en sera fait, elle peut varier de 300 à 500 ppm pour l'approvisionnement en eau potable à 15-30 ppm pour l'alimentation en eau industrielle ;
- Source d'énergie disponible (gaz, pétrole, électricité, énergie renouvelable, énergie nucléaire et énergie récupérée).

II.6 Consommation énergétique par les procédées de dessalement

Il est important de connaître la quantité d'énergie conventionnelle requise par les procédés de dessalement pour comprendre pourquoi nous avons besoin d'aller vers les ressources énergétiques renouvelables et durables. La contribution des systèmes de dessalement conventionnels au phénomène de réchauffement de la planète peut être évaluée en estimant la quantité de combustible fossile à brûler pour produire une certaine quantité d'eau douce. En moyenne, la production de 1000 mètres cubes d'eau douce par la technologie de dessalement consomme environ 5 tonnes de pétrole brut qui produit environ 10 tonnes de dioxyde de carbone ou environ 5000 mètres cubes de gaz à effet de serre. La capacité mondiale totale de dessalement a connu une forte augmentation au cours des dernières années, passant de 66,48 millions de mètres cubes par jour en 2011 à 86,6 millions de mètres cubes par jour en 2015. Par conséquent, des mesures sérieuses visant à intégrer les systèmes de dessalement aux technologies d'énergie renouvelable et durable seront nécessaires pour atténuer les effets négatifs des systèmes de dessalement. Table II.3 donne une aperçue sur les besoins en énergie des principales technologies de dessalement.

Tableau II.3 : consommation d'énergie par les différentes technologies de dessalement

Propriétés	MSF	MED	MVC	TVC	SWRO	BWRO	ED
Capacité d'une Unité typique (m³/jour)	50 000-70 000	5000-15000	100-3000	10000-30000	Up to 280000	Up to 98000	2-147000
Consommation d'énergie électrique (KWh/ m³)	2.5-5	2-2.5	7-12	1.6-1.8	4-6 avec ERD	1.5-2.5	2.64-5.5
Consommation d'énergie thermique (MJ/m³)	190-182	145-230	Non	227	Non	Non	Non
Equivalent électrique to énergie thermique (KWh/m³)	15.83-23.5	12.2-19.1	Non	14.5	Non	Non	Non
Totale consommation électrique (KWh/m³)	19.58-27.25	14.45-21.35	7-12	16.26	4-6	1.5-2.5	2.64-5.5, 0.7-2.5 à faible TDS
Qualité d'eau produite. (ppm)	≈10	≈10	≈10	≈10	400-500	400-500	150-500

II.7 Les prix de l'eau produite par les différentes technologies de dessalement

Même si les systèmes de distillation produisent de l'eau à très faible teneur en sel 10 ppm comparativement à 400 à 500 ppm dans le système RO, une technologie améliorée a permis de développer des membranes moins exigeantes (moins d'énergie), plus longues et moins coûteuses. Cela a fait de RO un procédé plus économique que les autres méthodes de dessalement. Ce n'est pas le cas lorsque la chaleur à basse température provient du sous-produit de la centrale électrique, de toute chaleur résiduelle ou d'une source solaire économiquement disponible, ou lorsque l'on veut dessaler une eau très salée de plus de 60 000 ppm.

L'économie peut alors évoluer en faveur du processus de distillation. Le tableau II.4 présente le coût moyen total de production d'eau rapporté pour les principaux procédés de dessalement.

Tableau II.4 coût moyen total de l'eau produit par les différents procédés de dessalement

Technique de dessalement	Source d'eau	Coût de l'eau produit (US\$/ m ³)
MSF 23000-528000 m ³ /jour	Eau de mer	0.56 à 1.75
MED 91000-320000 m ³ /jour 12000-55000 m ³ /jour moins que 100 moins que	Eau de mer	0.52-1.01 0.95-1.5 22.0-8.0
VC 30000 m ³ /jour 1000 m ³ /jour	Eau de mer	0.87-0.95 2.0-2.6
RO 100000-320000 m ³ /jour 15000-60000 m ³ /jour 1000-4800 m ³ /jour	Eau de mer	0.45-0.66 0.48-1.62 0.7-1.72
RO Large capacité 40000 m ³ /jour Moyenne capacité 20-1200 m ³ /jour Très Petite capacité : quelques m ³ /jour	L'eau saumâtre	0.26-0.54 0.48-1.62 0.7-1.72
ED Large capacité Petite capacité	L'eau saumâtre	0.6 10.5

II.8 Conclusion

Les installations de distillation, sont robustes. Elles sont particulièrement adaptées aux eaux chaudes, très salées et de caractéristiques fluctuantes. La distillation à effet multiple était à l'origine réservée à des unités de petite taille.

L'osmose inverse est une technique plus récente, apportant de réelles économies d'énergie. Elle s'est peu à peu imposée vis-à-vis d'utilisateurs réticents devant cette technique si différente de

la distillation. Entre temps, les fabricants de membranes ont perfectionné leurs produits, si bien qu'aujourd'hui l'osmose inverse est le procédé concurrent de la distillation.

Cependant, ce procédé d'osmose inverse possède encore des limitations. La principale limitation est due à la pression de travail qui doit être appliquée pour vaincre la pression osmotique. Cette pression osmotique est d'autant plus importante que la concentration en sels augmente ce qui limite les taux de conversion pouvant être obtenus avec l'osmose inverse. Cela entraîne deux problèmes majeurs : un problème économique en limitant la production d'eau et un problème environnemental en empêchant de minimiser les volumes de concentrats. Ces concentrats sont actuellement majoritairement rejetés sans traitement dans l'eau de mer dont il modifie fortement l'équilibre et la biodiversité.

Parmi les autres limitations de l'osmose inverse, il faut noter le phénomène de polarisation de concentration qui contribue à réduire les flux produits et le phénomène de colmatage qui rend le procédé très sensible à la qualité des prétraitements.

Chapitre III :

Intégration des technologies de dessalement dans les centrales solaires

III.1 Introduction

Toutes les usines de dessalement utilisent les combustibles fossiles comme principale source d'énergie, ce qui entraîne des risques environnementaux importants. L'exploitation de sources d'énergie renouvelables (solaires ou éoliennes) pour produire de l'électricité et de l'eau douce est généralement considérée comme un moyen très prometteur de réduire la pollution et l'impact sur l'environnement. De plus, la coïncidence géographique habituelle de nombreux endroits situés dans les zones côtières où les niveaux de rayonnement solaire sont élevés fait que les processus de désalinisation alimentés par l'énergie solaire constituent une option durable pour faire face aux problèmes d'eau douce. L'Algérie a un grand potentiel solaire. Les conditions climatiques sont favorables à l'implantation de centrales solaires, avec 2650 heures de soleil par an et 1700 kWh / m²-y d'énergie moyenne reçue dans la zone nord (CDER,2014). Par conséquent, il semble logique que le dessalement solaire soit l'une des solutions pour obtenir de l'eau douce dans de nombreuses régions du pays. Dessalement d'eau par énergies renouvelables

L'utilisation de sources d'énergie renouvelables pour fonctionner les technologies de dessalement est un moyen viable de produire de l'eau fraîche dans de nombreux endroits aujourd'hui. Les systèmes de dessalement utilisant des énergies renouvelables sont particulièrement prometteurs pour les régions éloignées, où la connexion au réseau électrique public n'est pas rentable ou impossible, et où la pénurie d'eau est grave. À mesure que les technologies continueront de s'améliorer - et que l'eau douce et les sources d'énergie classiques bon marché se raréfieront- le dessalement par des SER (source d'énergie renouvelable) deviendra encore plus attrayant. Plusieurs usines de dessalement solaires, éoliennes et géothermiques ou hybrides ont été installées ; la plupart d'entre eux sont des projets de démonstration et par conséquent sont de petite capacité

La perception générale du «dessalement solaire» ne comprend aujourd'hui que des technologies à petite échelle pour l'approvisionnement en eau décentralisée dans des endroits reculés, ce qui peut être très important pour le développement des zones rurales, mais ne résout pas les déficits hydriques croissants des centres urbains en expansion rapide demande. Le dessalement conventionnel à grande échelle est perçu comme cher, énergivore et limité aux pays riches comme ceux du Golfe Arabe, notamment en raison de l'escalade rapide du coût des combustibles fossiles comme le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Les impacts environnementaux du dessalement à grande échelle dû aux émissions atmosphériques de

polluants provenant de la consommation d'énergie et au rejet d'eau salée et d'additifs chimiques dans la mer sont de plus en plus considérés comme critiques.

Pour ces raisons, la plupart des stratégies contemporaines contre une «crise mondiale de l'eau» considèrent le dessalement de l'eau de mer uniquement comme un élément marginal de l'approvisionnement. La plupart des recommandations portent sur une utilisation plus efficace de l'eau, une meilleure responsabilisation, la réutilisation des eaux usées, une distribution améliorée et des systèmes d'irrigation avancés. A cela s'ajoute la recommandation de réduire l'agriculture et d'importer plutôt de la nourriture d'autres endroits. D'autre part, la plupart des sources qui recommandent le dessalement de l'eau de mer dans le cadre d'une solution à la crise de l'eau proposent généralement la fission nucléaire et la fusion comme une option indispensable.

Il existe différentes combinaisons possibles pour coupler l'énergie renouvelable avec les technologies de dessalement pour produire de l'eau douce comme indiqué dans la figure suivante :

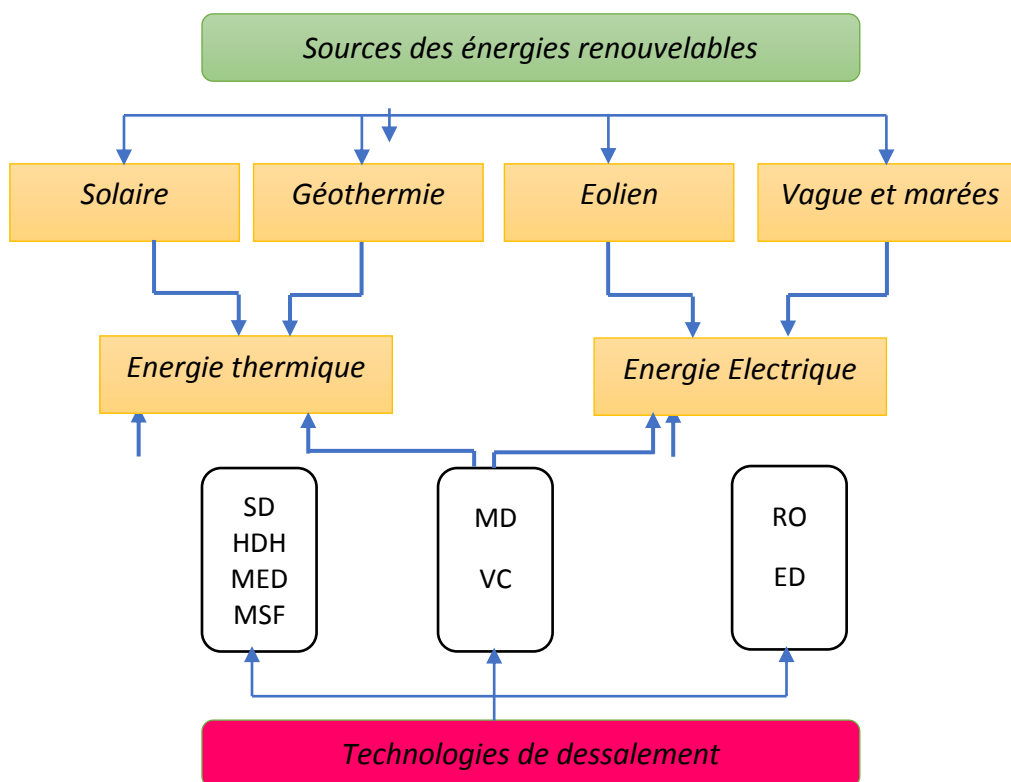


Figure III.1 Les Combinaisons possibles de systèmes d'énergies renouvelables avec des procédés de dessalement conventionnels et innovants.

III.2 La distillation solaire directe à effet de serre

Ce procédé consiste à chauffer de l'eau directement par le rayonnement solaire dans une enceinte fermée recouverte de vitrage. La vapeur produite, qui se condense sur le vitrage plus froid et légèrement incliné, est recueillie sous forme de condensât dans des gouttières. Le principe est très simple, fiable et ne nécessite aucun entretien. Mais son rendement est relativement faible, 4 à 5 litres/jours.m². Ils existent cependant deux types de fabrications de distillateurs, ces derniers peuvent être construits soit :

- Sous forme de produit modulable, il s'agit généralement d'un bac (plastic, tôle, bois...) isolé inférieurement et recouvert d'un vitrage supérieurement. Plusieurs distillateurs peuvent être alimentés simultanément pour former une unité de distillation. Le nombre de distillateurs dépend de la capacité d'eau produite désirée. Ce modèle est utilisé seulement de très petites capacités, plusieurs dizaines de litres par jours. Il est pratique quand les besoins en eau distillée ne sont pas très importants.

Ils existent cependant plusieurs variantes, on peut citer le distillateur plan, en cascade, à mèche, à multiple effets, sphérique... etc.

- Quand les besoins sont plus importants, plusieurs centaines de litres/jour, les distillateurs sont construits en maçonnerie/béton sous de grands bassins vitrés. La surface dépend de la quantité d'eau distillée voulue. Un certain nombre d'applications sont effectuées généralement dans les zones rurales où les surfaces au sol sont disponibles.

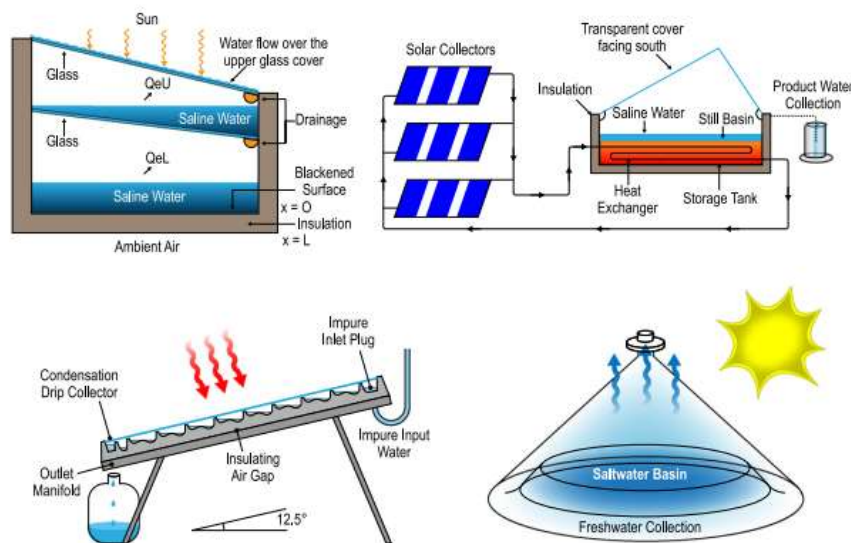


Figure III.2 distillation solaire directe à effet de serre.

III.3 Intégration d'une station de dessalement dans une centrale solaire à concentration CSP

Trois grands techniques ont été abordés (Figure 1): des usines de dessalement décentralisées à petite échelle directement alimentées par des collecteurs solaires thermiques concentrés, des centrales solaires concentrées fournissant de l'électricité pour le dessalement par membrane d'osmose inverse (CSP / RO) et une production combinée d'électricité et de chaleur. Systèmes de dessalement thermique multi-effets (CSP / MED). Le dessalement à plusieurs étages (MSF), n'a pas été considéré comme une option future viable pour le dessalement solaire, en raison de la forte consommation d'énergie.

La région de MENA , en particulier, a un potentiel important pour développer et mettre en œuvre des centrales solaire CSP, étant donné les niveaux élevés de rayonnement solaire qu'elle reçoit. La cogénération d'eau et d'électricité utilisant l'énergie solaire offre l'une des solutions les plus durables, car ce concept peut potentiellement résoudre les problèmes d'eau et d'énergie dans les régions arides ou semi-arides du monde. Ces systèmes présentent un intérêt considérable car ils offrent une réduction des coûts de production d'eau et d'électricité par rapport aux installations solaires individuelles. De plus, les coûts peuvent être optimisés en utilisant mieux l'infrastructure et en bénéficiant de l'économie d'échelle de la turbine à vapeur (Blanco et al, 2009). Un autre avantage est la réduction des émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'eau douce, car la plupart des usines de dessalement actuellement exploitées utilisent des combustibles fossiles comme source d'énergie pour le processus de dessalement. En tant que mesure préventive importante, l'utilisation de ces systèmes peut aider à atténuer les conflits nationaux et internationaux existants causés par les pénuries d'eau et d'énergie et peuvent réduire les risques économiques potentiels liés à l'augmentation des coûts des carburants non renouvelables.

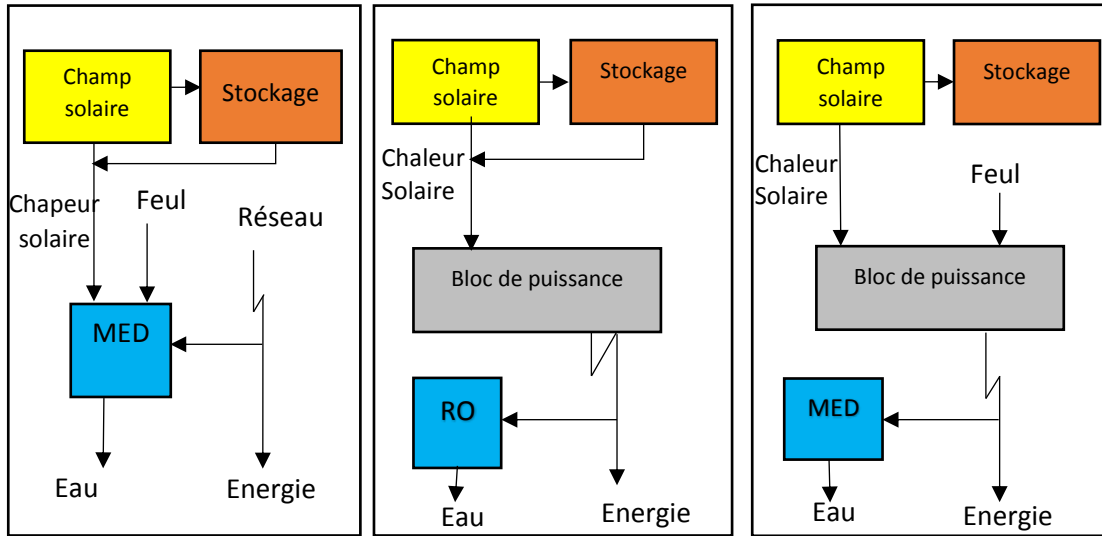


Figure III.3 Différentes configurations de dessalement par centrale solaire CSP.

III.4 Centrale solaire à concentration combinée à une station de distillation multi effet CSP-MED :

La configuration typique est la combinaison une centrale CSP à vapeur avec un système de dessalement multi effet MED où la vapeur surchauffée à environ 380°C est d'abord entraîné la turbine puis utilisée de manière conventionnelle pour le dessalement. La température typique de la vapeur pour l'installation MED est d'environ 70°C ; par conséquent, il y a suffisamment d'énergie dans la vapeur pour produire de l'électricité avant d'être utilisée dans l'unité MED. Un projet CSP / MED a été réalisé à la Plataforma Solar de Almería (PSA) en Espagne pour démontrer la faisabilité technique du dessalement solaire de l'eau de mer. La figure 10 montre un schéma de couplage CSP / MED.

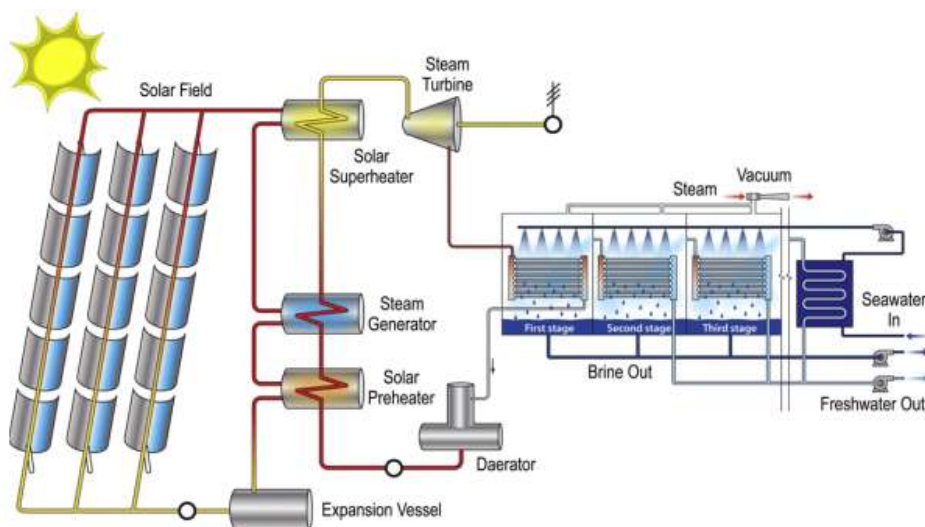


Figure III.4 Schéma d'un system CSP/MED.

III.5 Centrale solaire CSP connecté à une station RO :

La chaleur générée par l'installation CSP peut être utilisée pour produire l'énergie électrique nécessaire pour entraîner les pompes RO. Selon les études ils ont conclu que le couplage CSP/RO est plus efficace et nécessite moins d'énergie que le couplage CSP / MED. La figure suivante montre un diagramme schématisé du couplage CSP / RO.

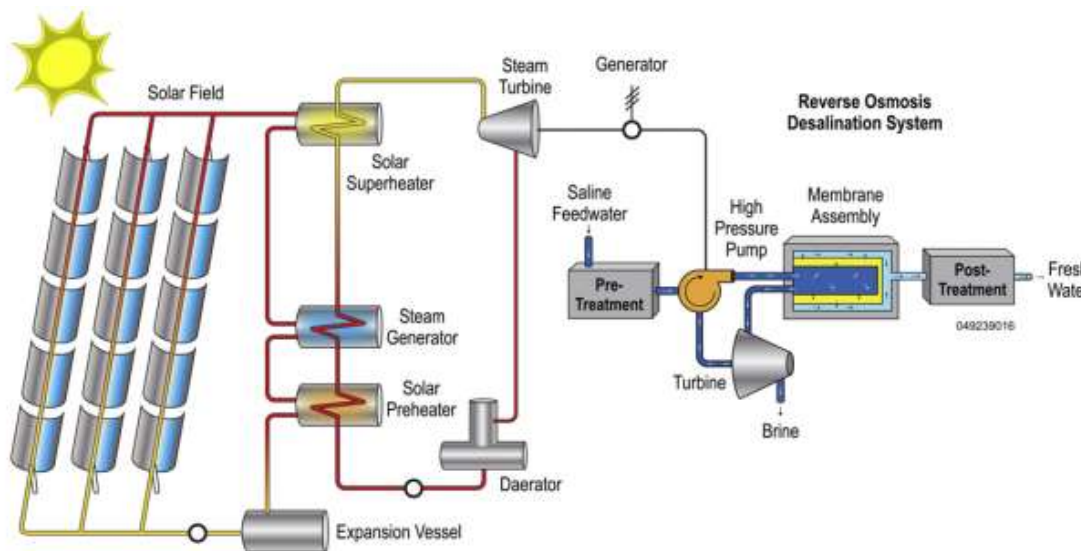


Figure III.5 schéma d'une centrale CSP connectée à une station de dessalement RO

III.6 Dessalement solaire-photovoltaïque :

L'osmose inverse alimentée par une centrale PV est considérée comme l'une des formes les plus prometteuses de dessalement à énergie renouvelable, en particulier lorsqu'il est utilisé dans des zones reculées. Ainsi, les petites installations PV / RO ont fait l'objet de beaucoup d'attention ces dernières années et de nombreux systèmes de démonstration ont été construits. Deux types de systèmes PV / RO sont disponibles sur le marché : les systèmes PV / BWRO et PV / SWRO. Une basse pression est nécessaire pour dessaler l'eau saumâtre ; par conséquent, seule une petite quantité d'électricité est nécessaire. De nombreux projets de PV / RO ont été installés dans le monde entier, et un certain nombre de ceux-ci utilisent des atterries ou de l'énergie de secours pour faire fonctionner le système 24 h. Par conséquent, le coût de la production d'eau a tendance à être élevé. La figure III.6 montre un diagramme schématisé d'un système PV / RO.

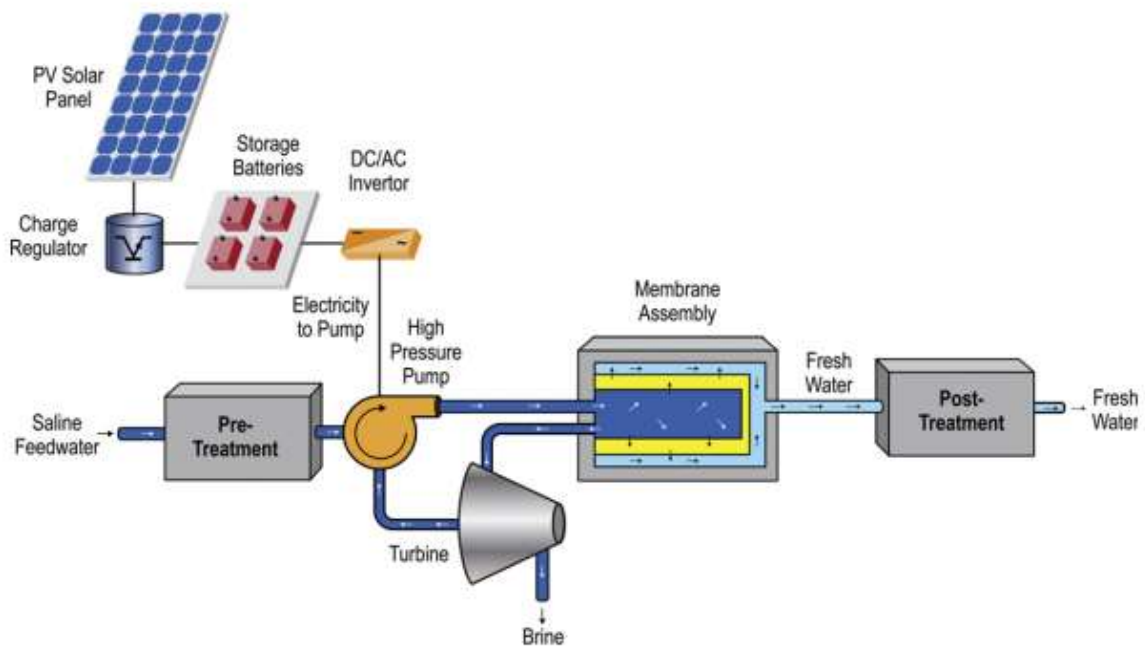


Figure III.6 Schéma descriptif d'une centrale solaire PV combiné à une station de dessalement RO.

III.7 Conclusion

Dans ce chapitre, une aperçu générale des différentes possibilités de combinaison des techniques de dessalement avec les centrales solaires été donnée.

Des systèmes intégrés d'énergie renouvelable de dessalement offrent une solution gagnant-gagnant aux problèmes d'énergie et d'eau. La technologie de dessalement par énergie renouvelable assure la durabilité et réduit l'empreinte carbone.

Parmi les différentes ressources d'énergie renouvelable, l'énergie solaire est l'alternative la plus prometteuse aux combustibles fossiles car elle est plus prévisible et disponible que d'autres ressources. Actuellement, le coût de production d'eau douce par les énergies renouvelables est plus élevé que celui des systèmes de dessalement conventionnels.

Cependant, l'augmentation de l'efficacité et de la productivité de l'eau par énergie renouvelable nécessite une recherche et un développement pour rendre économiquement compétitifs avec les systèmes de dessalement conventionnels.

Chapitre IV

Etat de l'art sur l'utilisation des énergies renouvelables pour le dessalement d'eau

IV.1 Introduction

Plusieurs auteurs se sont intéressés à l'analyse des différents systèmes de dessalement solaire, dont plusieurs travaux, expérimentaux et théoriques, dans lesquels la combinaison des centrales solaire avec des unités de dessalement.

Manolakos et al. (2008) ont présenté une comparaison technico-économique entre un système de dessalement par osmose inverse RO combiné avec une système photovoltaïque PV-RO d'un part (figure IV.1) et un système RO-Solar Organic Rankine d'autre part (figure IV.2), dont la capacité est de 0,1 m³ / h et de 0,3 m³ / h d'eau douce, respectivement. L'étude a été réalisée sur l'île de Thirasia (Grèce).

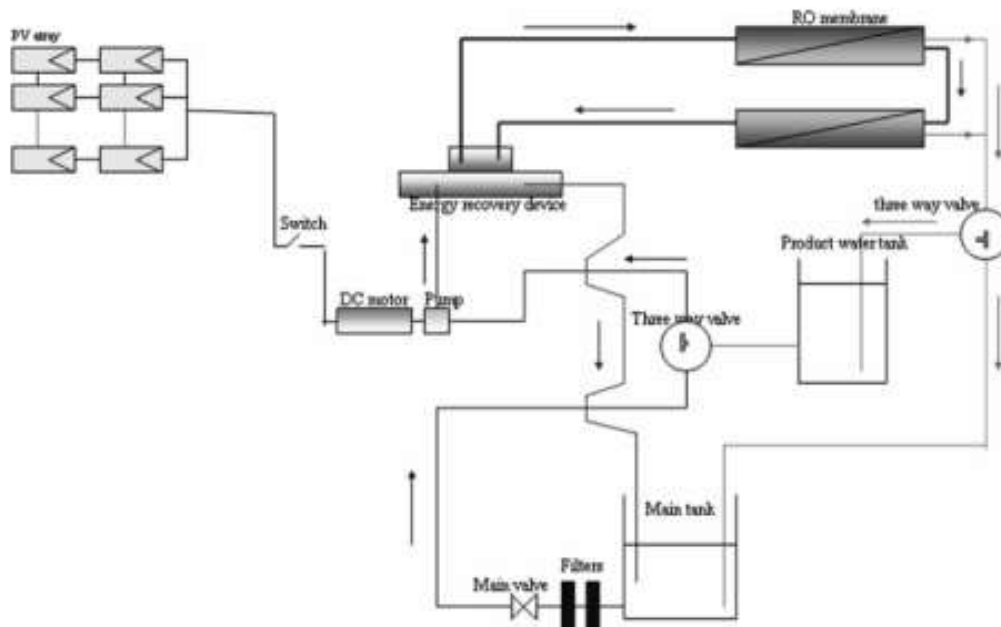


Figure IV.1 Schéma d'une system PV-RO.

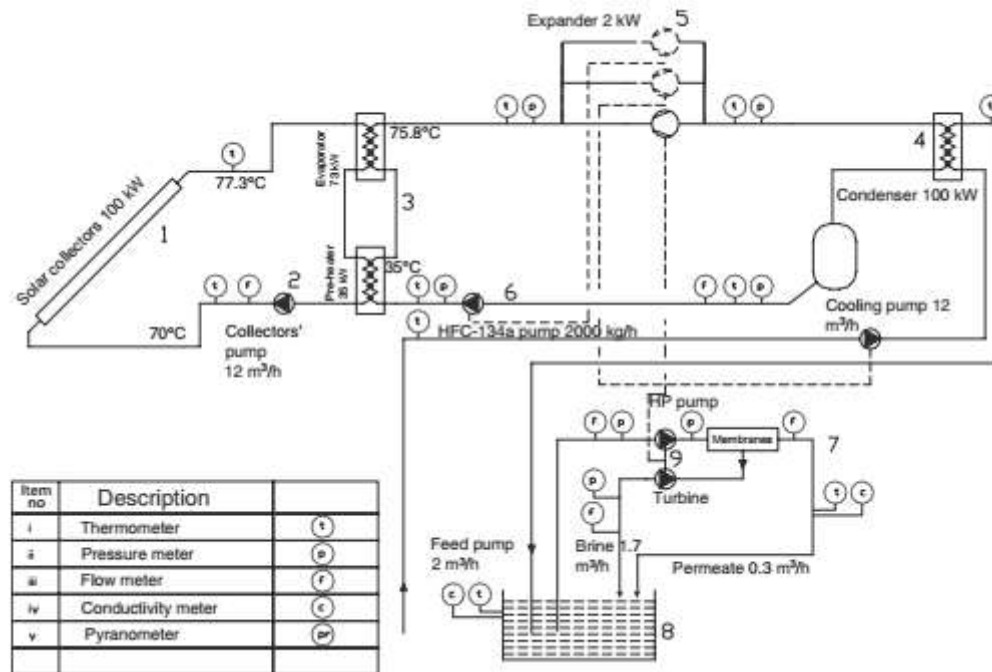


Figure IV.2 Schéma du cycle de Rankine organique.

Le coût du dessalement avec le système PV-RO était de 7,77 € / m³ alors que celui du système RO-Solar Rankine atteignait 12,53 € / m³. Les auteurs ont conclu que le coût du PV-RO est très proche de celui du transport par eau, de sorte que le système PV-RO pourrait constituer une solution au problème de la pénurie d'eau dans cette région.

Nafey et al. (2010) ont effectué une analyse énergétique et exergétique ainsi que l'analyse économique pour un cycle organique combiné de Rankine (ORC) combinée avec une unité de dessalement osmose inverse RO (voir figure IV.3). L'étude a été réalisée en suivant les mêmes spécifications que l'usine de dessalement de Sharm El-Shiekh RO (Egypte). Plusieurs capteurs solaires thermiques (capteur solaire thermique plan, cuve parabolique et concentrateur parabolique composé) ont été étudiés pour différents fluides de travail pour le cycle de Rankine organique ORC. Les résultats de l'auteur dans la figure IV.4 montrent que les collecteurs cylindro-paraboliques sont le meilleur choix pour l'approvisionnement en énergie thermique.

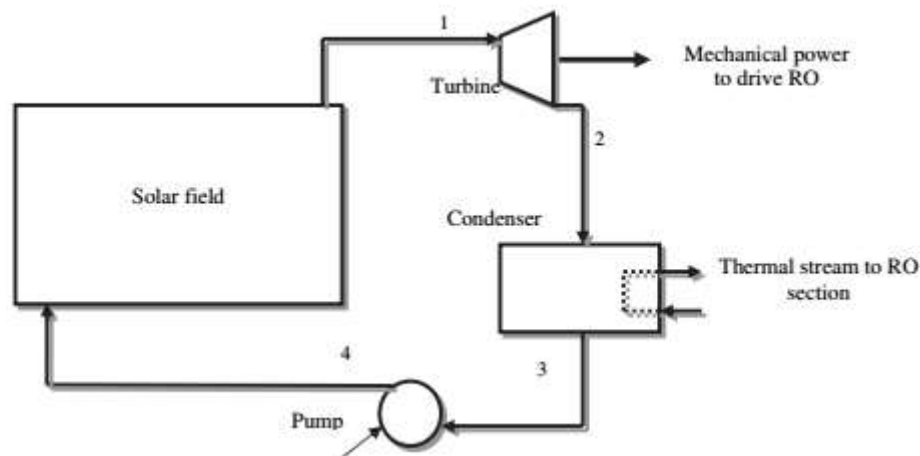


Figure IV.3 cycle de Rankine organique solaire.

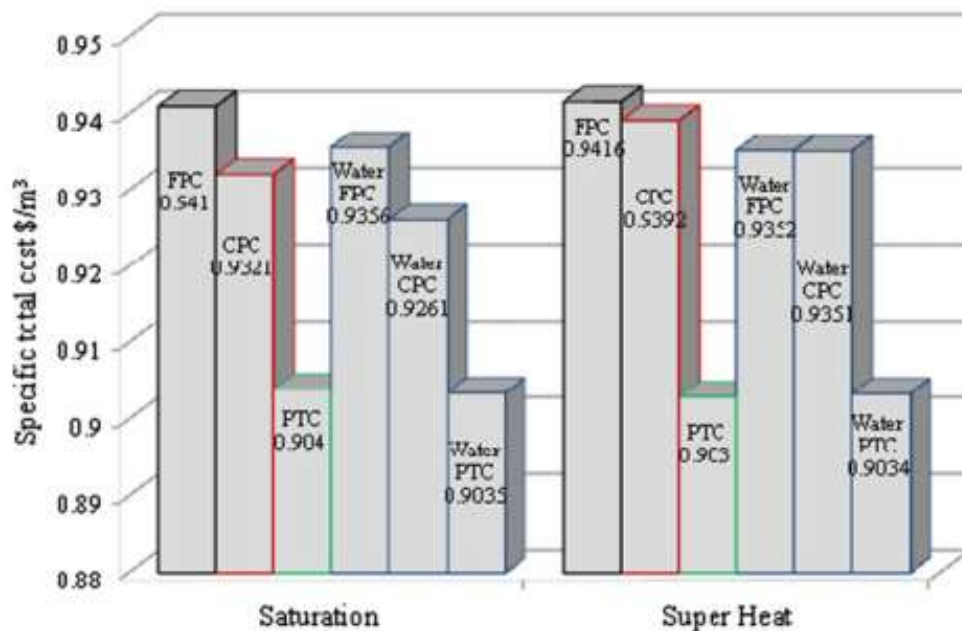


Figure IV.4 Les coûts spécifiques de l'eau produite pour les différent cas analysées.

N. Ahmad et al. (2015) ont développé la modélisation, la simulation et la vérification expérimentale d'un système PV-RO à petite échelle exploité par des panneaux PV fixes et de suivi pour Dhahran (Arabie Saoudite), un schéma descriptif de l'installation est présenté dans la figure 4 IV.5. Une validation expérimentale concernant les résultats liée à la production d'eau douce par le système considéré est présentée dans la figure IV.6 le Les résultats ont révélé que l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV était proche de 0,913 fois la latitude de Dhahran. D'autre part, le gain de perméat annuel obtenu en utilisant des panneaux PV à poursuite continue à un et deux axes était de 43% et 62%, respectivement.

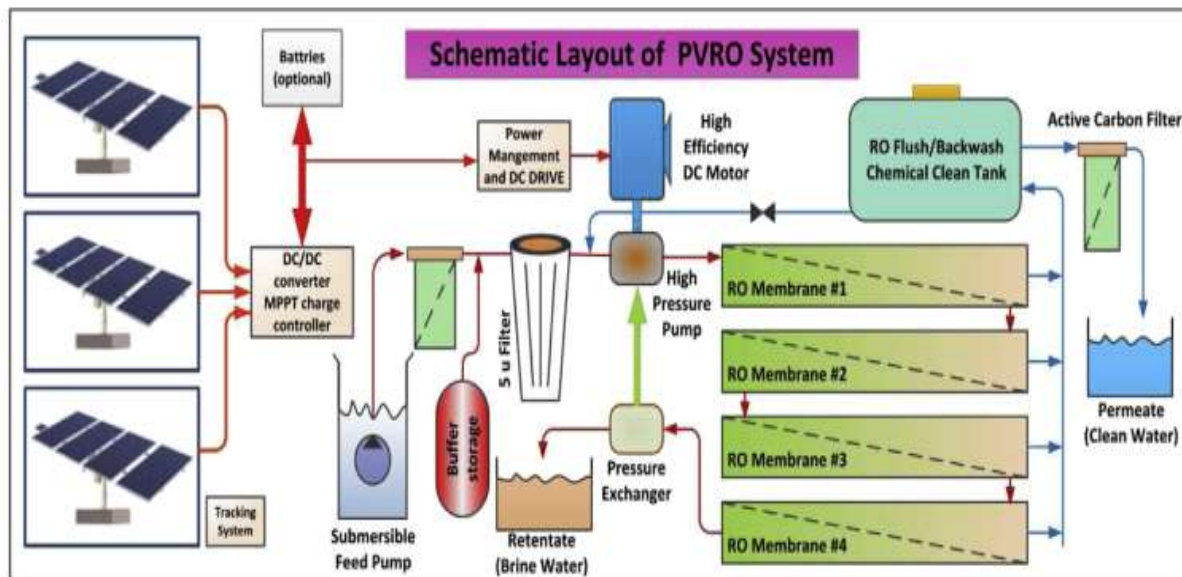


Figure IV.5. Schéma descriptif d'une unité de dessalement par osmose inverse connecté avec une centrale photovoltaïque.

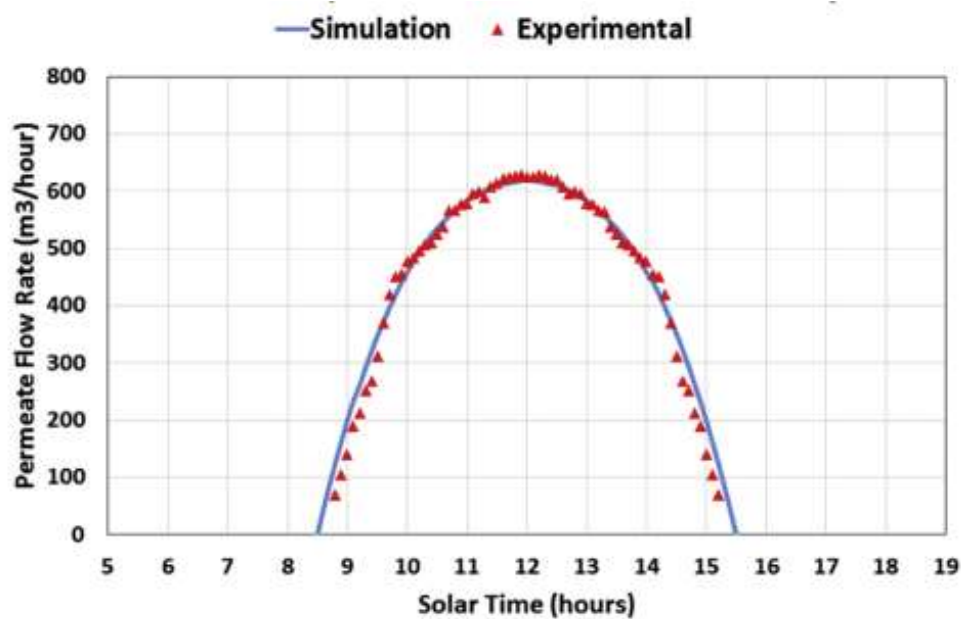


Figure IV.6 Résultats théoriques et expérimentales pour une journée obtenue par N. Ahmad et al (2015).

Caldera et al. (2016) ont fait une estimation globale du coût de dessalement d'eau de mer basée sur le PV solaire et l'énergie éolienne pour 2030. Les auteurs concluent que le coût hydrique nivelé pour les régions avec une demande de dessalement en 2030 se situe entre 0,59 € / m³-2,81 € / m³, qui sont très similaires à ceux d'aujourd'hui dans le cas des centrales électriques à eau de mer fossile (SWRO) (prix entre 0.60 € / m³-1.90 € / m³).

En ce qui concerne la combinaison des unités RO avec les centrales thermiques solaires,

Palenzuela et al. (2015) ont étudié plusieurs configurations du couplage entre les unités de distillation à effet multiple (MED) et les centrales à concentration parabolique à concentration en énergie solaire (CSP) et les ont comparées au système CSP-RO combiné. Dont toutes les configurations optées sont présente dans les figures (IV.7- IV.10). Dans toutes les configurations étudiées, la puissance électrique nette était de 50 MWe. Une analyse technico-économique détaillée a été réalisée pour deux sites, Almeria (sud de l'Espagne) en tant que région méditerranéenne et Abu Dhabi (EAU) dans le golfe Persique. Le travail a été effectué en tenant compte de trois procédés de réfrigération conventionnels différents pour le cycle de puissance dans l'installation de CSP (refroidissement à sec, une fois par refroidissement et refroidissement par évaporation). Les résultats obtenus peuvent être résumés comme suit : pour la région méditerranéenne, le système CSP-RO combiné utilisant la technologie de refroidissement par évaporation est meilleur d'un point de vue thermodynamique et économique. Les coûts d'électricité et d'eau dans ce cas étaient de 18,79 c € / kWh et de 1,01 € / m³, respectivement. Dans le cas où le refroidissement sec a été utilisé comme méthode de réfrigération dans le cycle de puissance, l'intégration de MED avec compression thermique de vapeur dans une centrale CSP pourrait être favorable, la puissance et l'eau coûtant respectivement 20,35 c € / kWh et 0,96 € / m³. Pour Arabian Gulf, l'intégration d'une unité MED dans l'installation CSP en utilisant le refroidissement à sec dans le cycle de puissance a donné l'option la plus optimale, surpassant le système CSP-RO. Les coûts d'électricité et d'eau dans ce cas étaient de 17,96 c € / kWh et de 0,8 € / m³, respectivement.

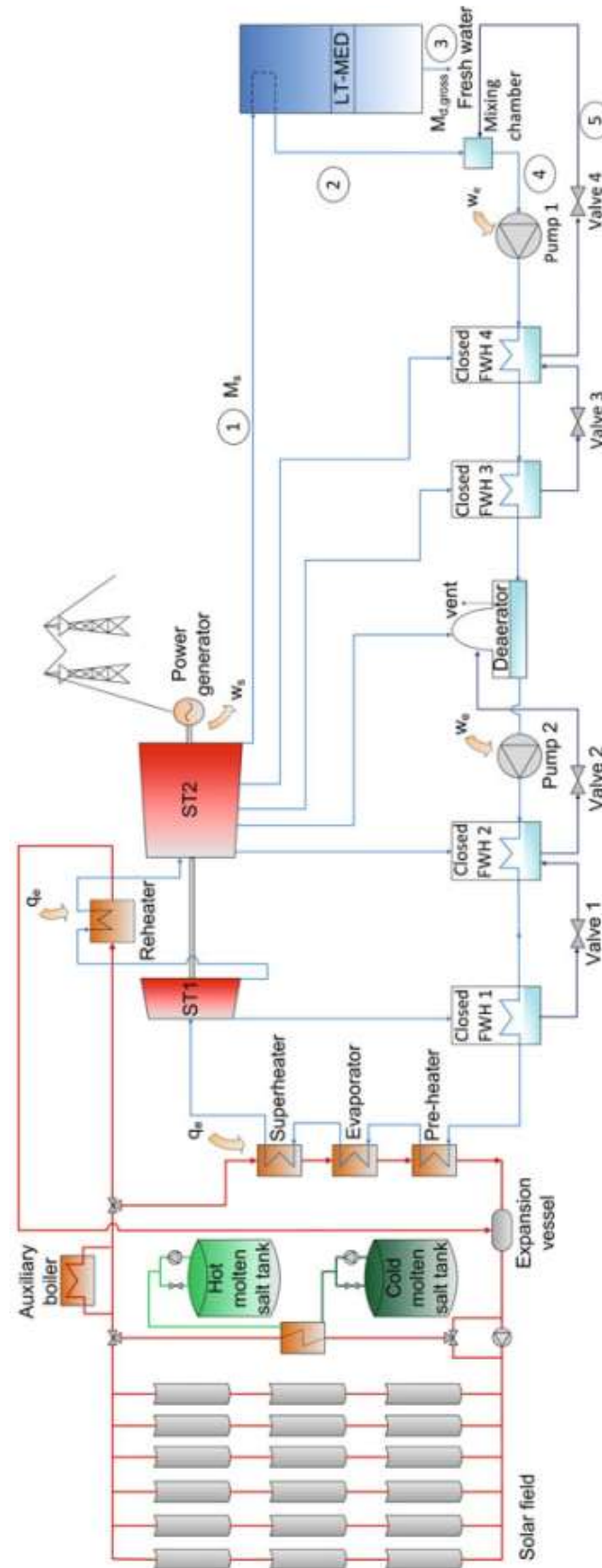


Figure IV.7 schéma de la configuration 01 (CSP-MED) (Palenzuela et al , 2015)

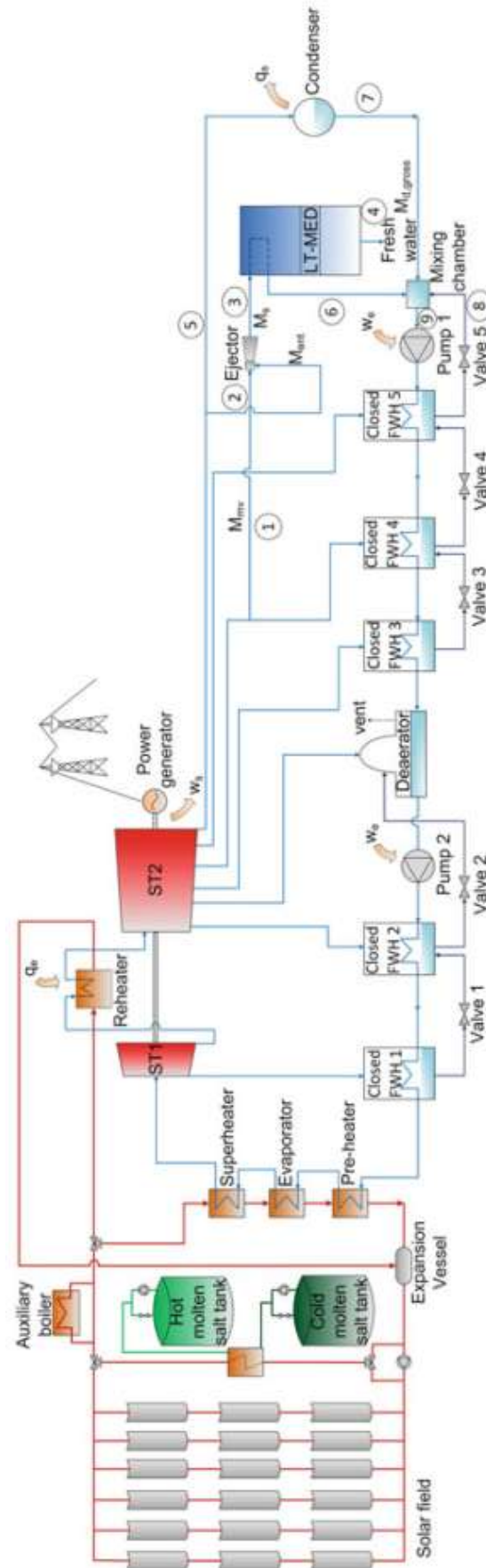


Figure IV.8. Schémade la configuration 02 (CSP-MED) avec ejecteur. (Palenzuela et , 2015)

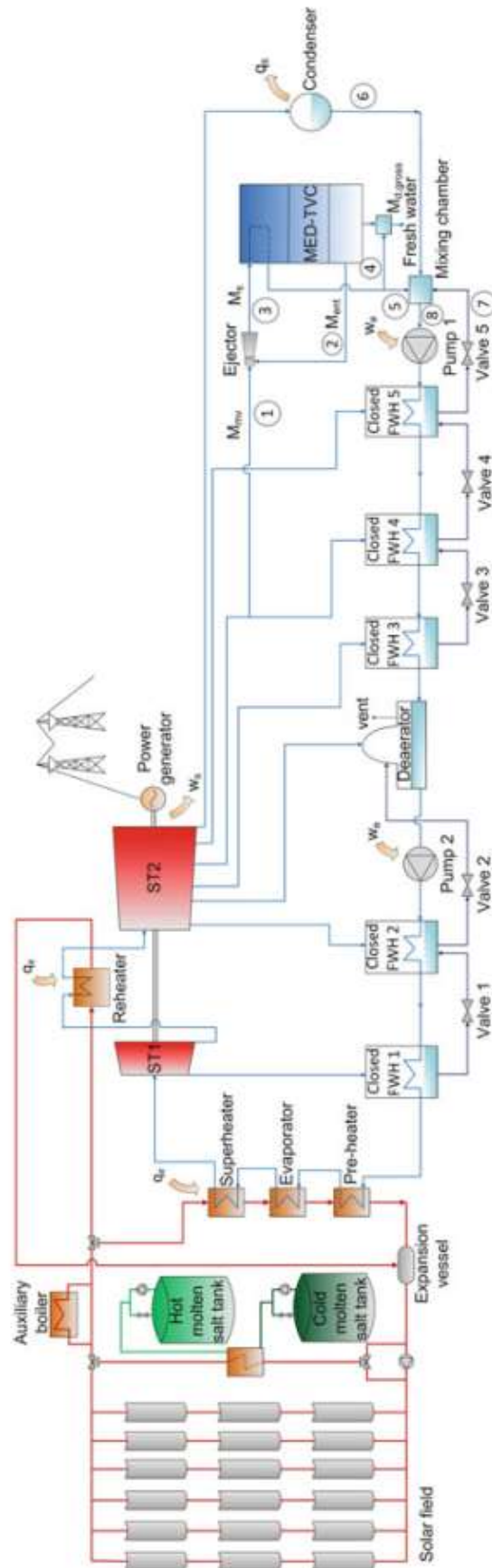


Figure IV.9. Schéma de la configuration 03 (CSP-MED-TVC) (Palenzuela et al, 2015)

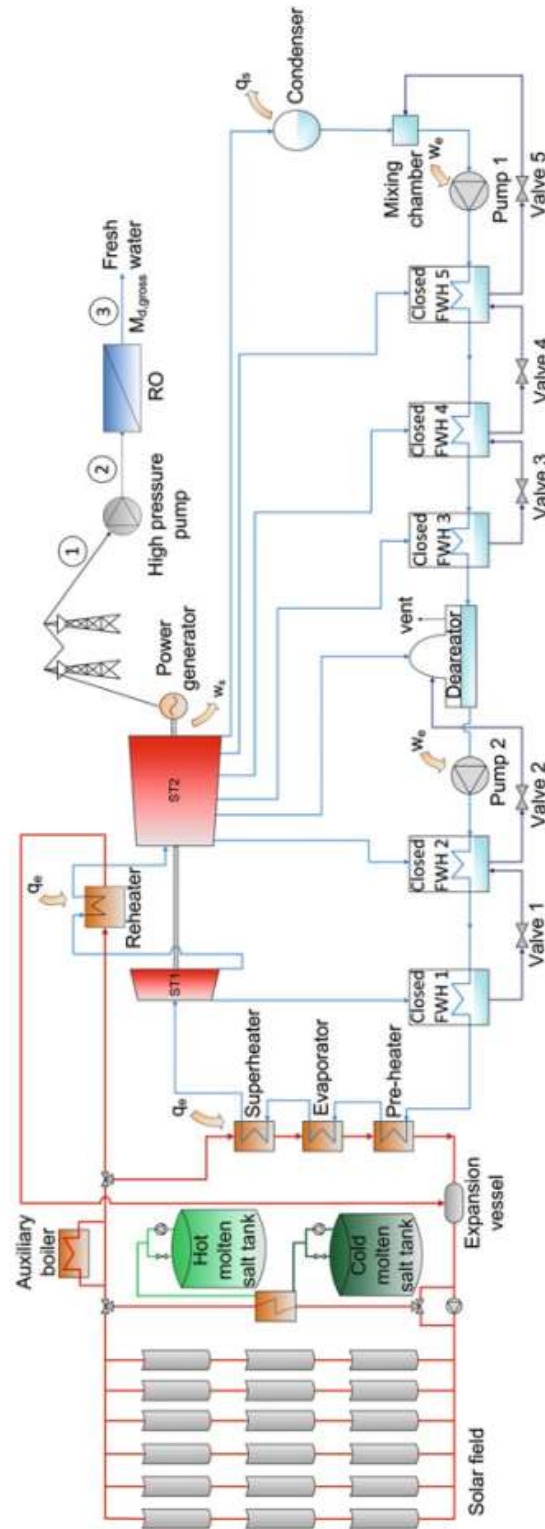


Figure IV.10 schémat de la configuration 04 (CSP-RO) (Palenzuela et al, 2015)

Le principal inconvénient du dessalement solaire est la nature fluctuante du rayonnement solaire, car il entraîne une alimentation intermittente des installations RO, ce qui peut entraîner une série de problèmes, notamment des effets négatifs sur la performance de la membrane, la durée du service et la complexité de configuration, fonctionnement et contrôle de l'installation. Par conséquent, il est très important de trouver des stratégies d'exploitation qui optimisent la production d'eau douce en évitant les effets mentionnés. Il a été observé que peu de travaux sur le couplage d'installations d'osmose inverse entraînées par une source d'énergie intermittente ont été publiés dans la littérature scientifique jusqu'à présent, en particulier en ce qui concerne les plantes à grande échelle.

Dehmas et al. (2015) ont présenté une analyse d'un système SWRO de 5000 m³ / jour alimenté par une centrale éolienne d'une capacité nominale de 10 MWe dans la région de Tenes (Algérie). Une analyse économique des avantages environnementaux a été réalisée, mais l'exploitation de l'usine de dessalement sous intermittence et de l'énergie éolienne fluctuante n'a pas été présentée.

Z. Triki et al. (2014) ont étudié la faisabilité d'utiliser une éolienne de 1 MWe pour alimenter une unité de dessalement par osmose inverse RO de l'eau saumâtre pour trois sites du sud en Algérie (Adrar, Timimoun et Tindouf), dans laquelle des batteries de stockage ont été utilisées pour couvrir l'intermittence et la fluctuation de l'énergie éolienne (figure IV.11). Les auteurs ont révélé que la production journalière d'eau basée sur la production annuelle d'électricité fournie par l'éolienne était de 3 720 m³ / jour à Adrar, 3 315,36 m³ / jour à Timimoun et 2843,52 m³ / jour à Tindouf. De plus, les coûts de l'eau étaient de 0,66 \$ / m³ à Adrar, de 0,7 \$ / m³ à Timimoun et de 0,75 \$ / m³ à Tindouf, l'unité RO fonctionnant uniquement dans des conditions nominale. La figure IV.12 montre les résultats économique pour les différents zones.

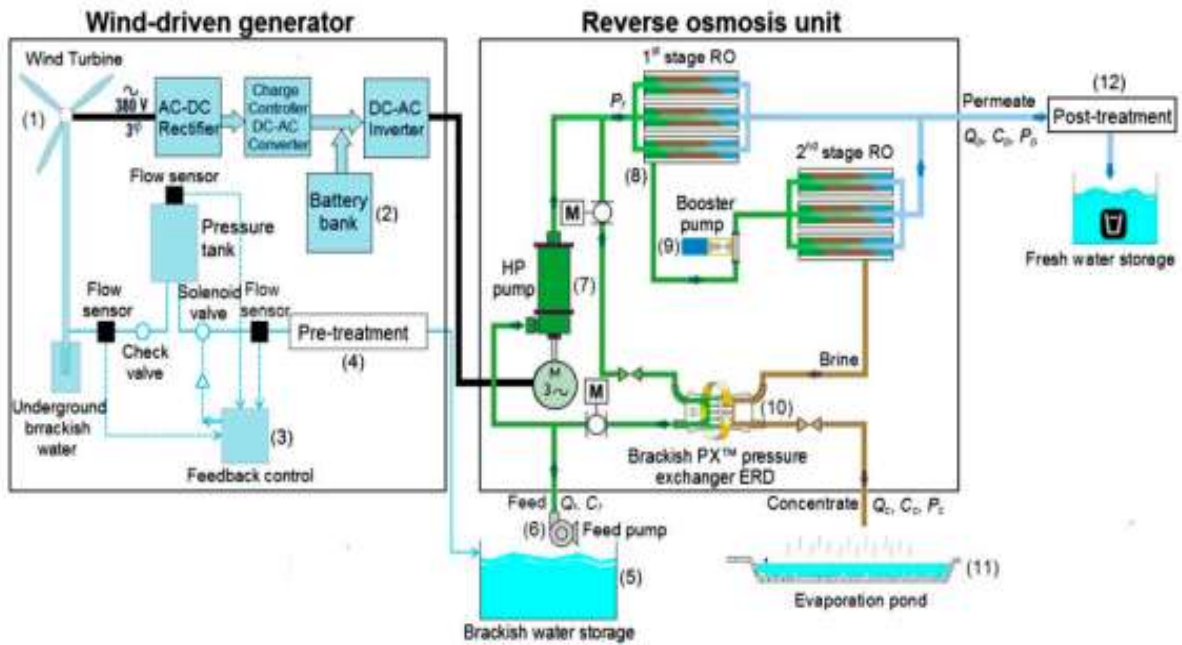


Figure IV.1 systèmes éoliens connectés avec une unité de dessalement par osmose inverse (Triki et al,2014)

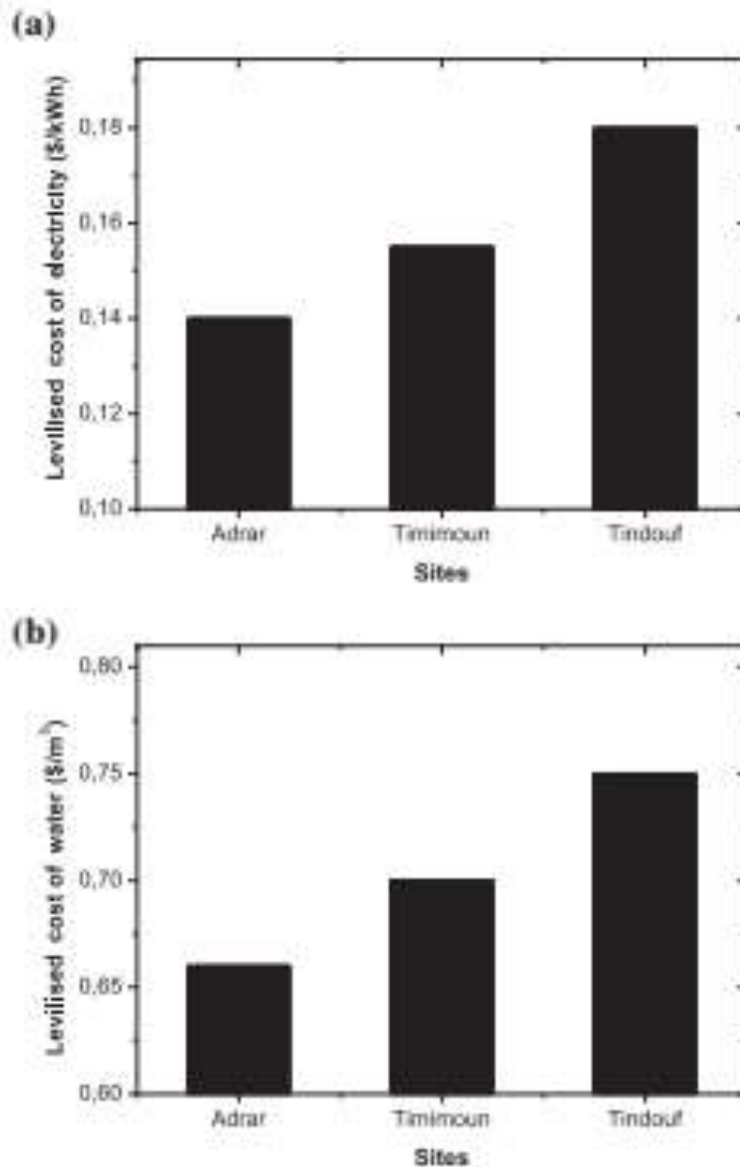


Figure IV.12. Evaluation des coûts de l'eau et de l'électricité dans les différentes zones (Triki et al, 2014).

Wenyu Lai et al, (2016) ont présenté les différentes solutions et stratégies utilisées pour adapter la fluctuation de la puissance éolienne à un processus de dessalement de RO. Trois types de stratégies ont été appliqués : la première stratégie était l'intégration d'une technologie de stockage pour maintenir la constante d'approvisionnement en énergie. La deuxième stratégie était l'hybridation avec d'autres types de sources d'énergie (PV, diesel, PV / diesel et un système d'énergie gravitationnelle) pour atténuer la fluctuation du vent et l'intermittence.

La troisième stratégie, appelée unité RO auto-ajustable, consistait à adapter le fonctionnement à l'apport d'énergie variable comme suit: tout d'abord, ajuster les conditions de fonctionnement (pression, débit d'alimentation et taux de récupération) de l'unité RO dans une fenêtre

opérationnelle sûre) qui est techniquement souhaitable (qualité acceptable et consommation d'énergie spécifique raisonnable) pour permettre une production maximale d'eau potable à un coût minimal et réduire le risque de dégradation des performances; d'autre part, ajuster la capacité effective RO en utilisant la stratégie de capacité progressive, dans laquelle plusieurs sous-unités sont connectées / déconnectées en fonction de la disponibilité de l'énergie.

Ntavou et al, (2016) ont présenté une évaluation expérimentale d'une petite unité RO multi-skid (une unité RO composée de plusieurs sous-unités RO, figure IV.13) d'une capacité de 2,1 m³/jour qui fonctionne avec une puissance fluctuante, en considérant différentes températures de l'eau de mer. L'objectif était d'étudier le fonctionnement du système dans des conditions de charge variables. Les auteurs ont montré qu'un tel système est capable de produire de l'eau douce à une qualité acceptable dans toute la plage d'entrée de puissance disponible. Les résultats de l'effet de la puissance sur la production d'eau sont montrés dans la figure IV.14.

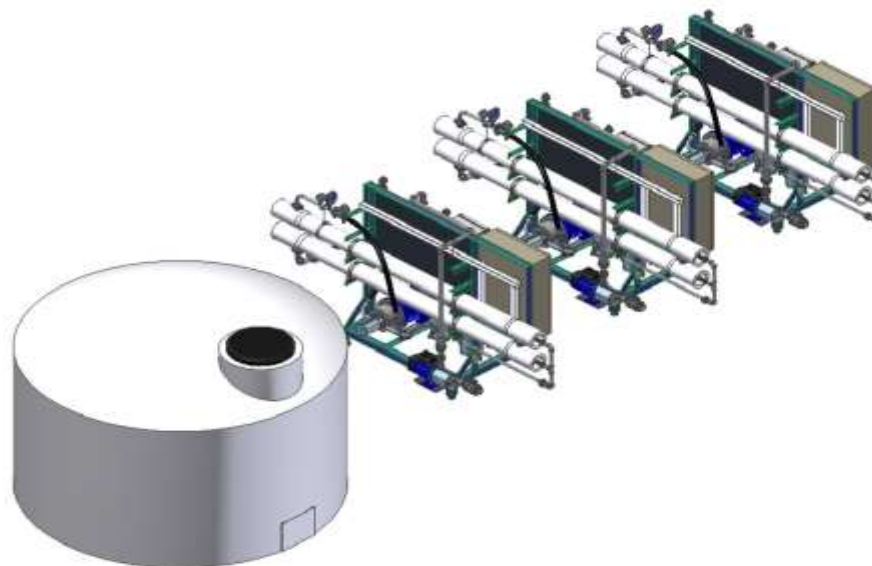


Figure IV.13. Configuration proposée par Ntavou et al, (2016)

Ensuite, une analyse pour l'unité de dessalement RO alimentée par un champ photovoltaïque à trois endroits différents a été réalisée par l'auteur : Athènes (Grèce), Palma (Espagne) et Abu Dhabi (EAU), dans lesquelles ils ont prouvé la flexibilité de l'utilisation de configuration de l'unité RO en plusieurs sous unités, en particulier lorsque la puissance fournie provient d'une source d'énergie renouvelable fluctuante. Le nombre de sous unité connecté/déconnectée chaque heure, dans les différent zones choisis sont montrés dans la figure IV.15.

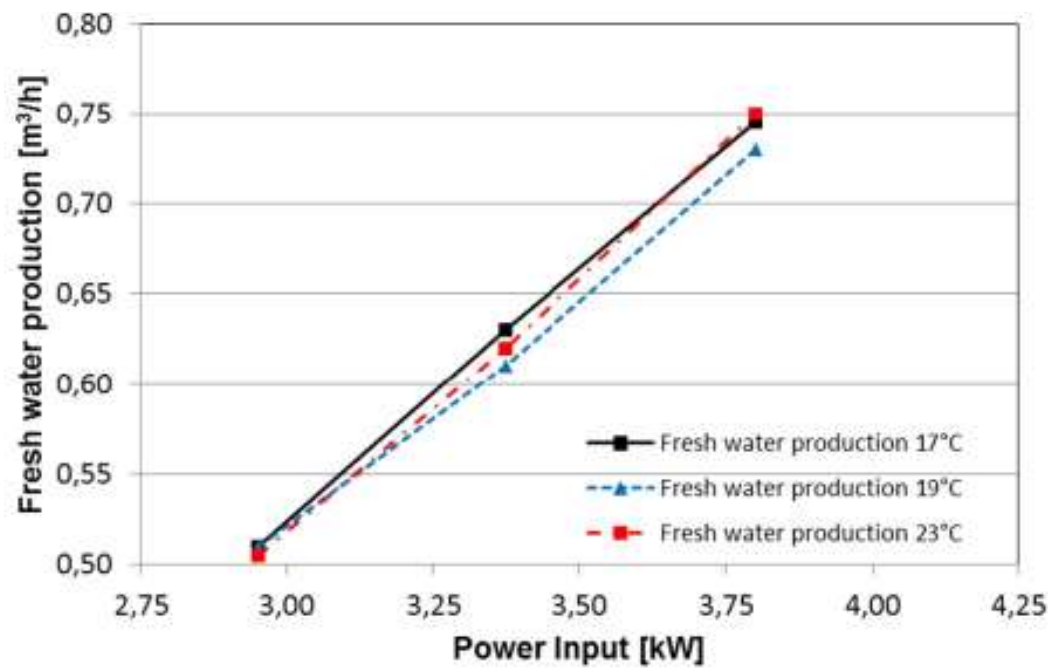


Figure IV.14. Production de l'eau douce sous la fluctuation de la puissance, résultats de Ntavou et al, (2016)

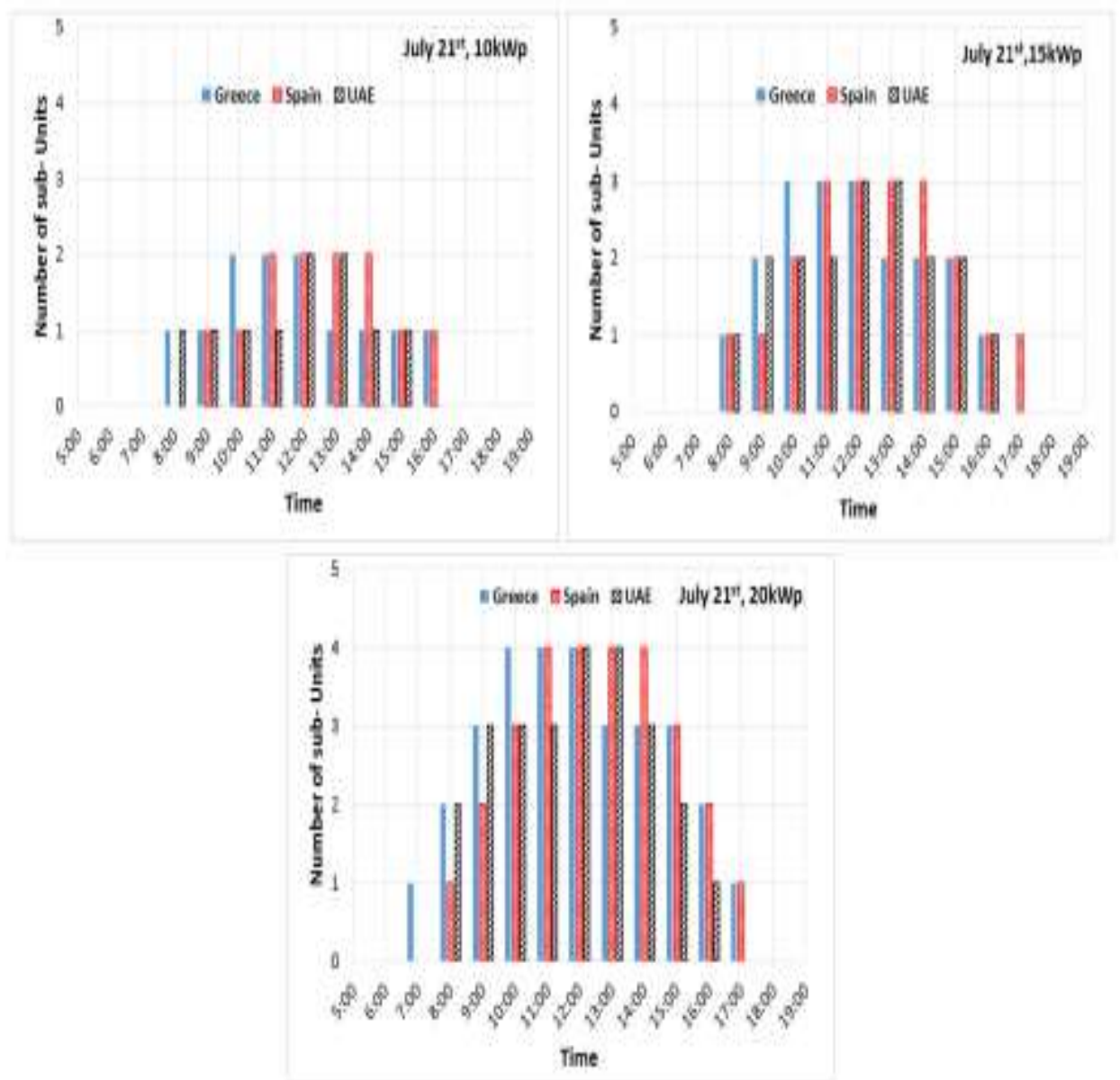


Figure IV.15. Nombre de sub-unités opérationnelles pendant un jour pour différent puissance PV, (Ntavou et al, 2016)

Peñate et al, (2011) ont présenté l'évaluation d'une unité autonome de dessalement par osmose inverse RO fonctionné par l'énergie éolienne, utilisant la stratégie de capacité progressive pour adapter la production d'eau douce à la disponibilité de l'énergie éolienne (figure IV.16). La production nominale de cette usine était de 1000 m³ / jour avec un taux de récupération fixe de 35%, et elle a été comparée à une usine de dessalement conventionnelle à capacité fixe avec un taux de récupération variant entre 34% et 40%. Les auteurs ont conclu que l'installation à capacité fixe permet la production d'une plus grande quantité d'eau par an par rapport à la stratégie de capacité graduelle, mais que l'unité de dessalement travaille plus d'heures dans l'année dans ce dernier cas.

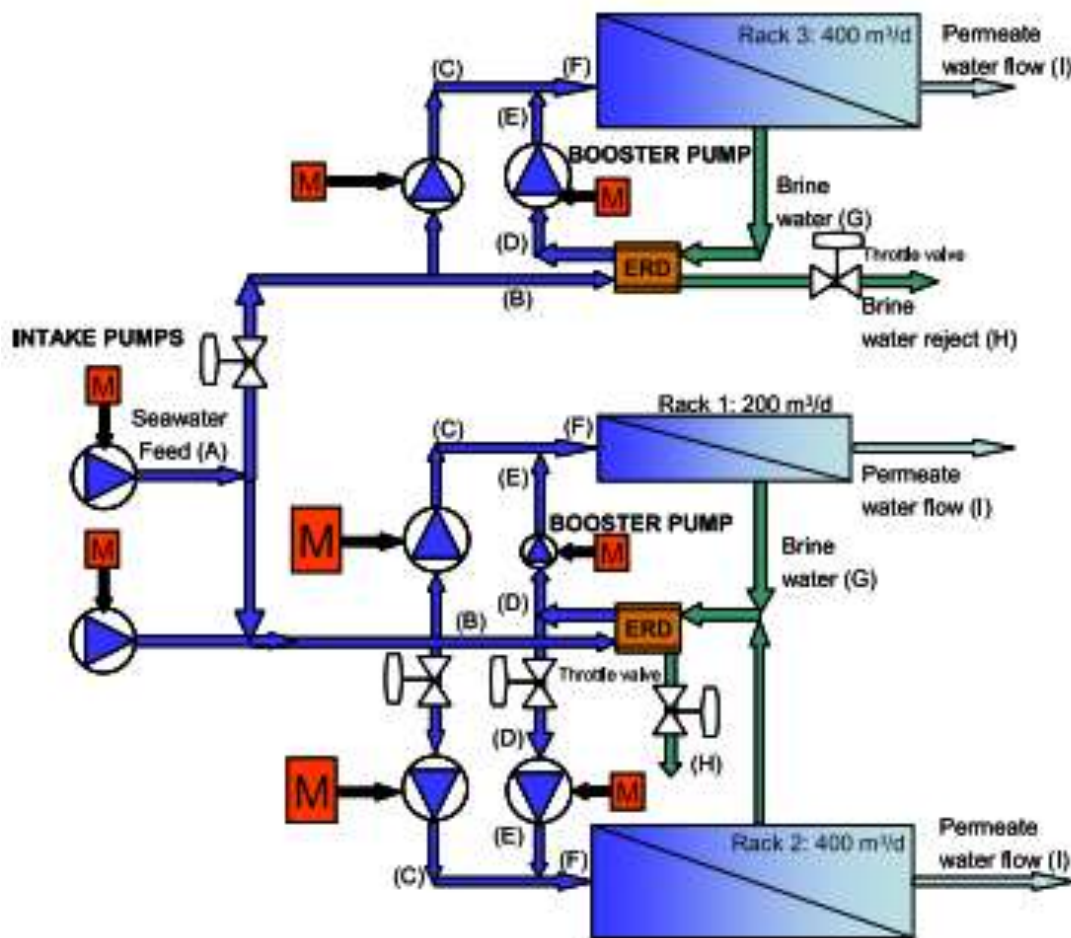


Figure IV.16 Diagramme d'une unité de dessalement par osmose inverse graduel capacité étudiée par Peñate et al, (2011).

Conclusion

A travers cette recherche bibliographique on a constaté que le principal inconvénient du dessalement solaire ou par une source renouvelable est la nature fluctuante de la puissance fournie à la station de dessalement, car il entraîne une alimentation intermittente des installations d'osmose inverse RO, ce qui peut entraîner une série de problèmes, notamment des effets négatifs sur la performance de la membrane, la durée du service et la complexité de configuration, fonctionnement et contrôle de l'installation. Par conséquent, il est très important de trouver des stratégies d'exploitation qui optimisent la production d'eau douce en évitant les effets mentionnés. Il a été observé que peu de travaux sur le couplage d'installations d'osmose inverse entraînées par une source d'énergie intermittente ont été publiés dans la littérature scientifique jusqu'à présent, en particulier en ce qui concerne les plantes à grande échelle.

Dans cette thèse, nous présentons une étude sur l'hybridation solaire des centrales thermiques utilisées pour le dessalement d'eau, en prise en considération l'intermittence de l'ensoleillement solaire et leur effet sur la puissance fournie à l'unité de dessalement. En outre, une étude de l'intégration d'une unité de dessalement thermique avec une centrale solaire à concentration. Aussi une évaluation économique sera présentée pour aboutir à une solution fiable.

Chapitre V

**Analyse techno-économique des centrale solaire hybride
utilisées pour le dessalement d'eau**

V.1 Introduction

Dans cette partie nous abordons une analyse de l'hybridation solaire des turbines à gaz et des turbines à vapeur d'une part, l'analyse technico-économique de la combinaison d'une centrale solaire avec une station de dessalement dans une autre part.

V.2 Analyse de l'hybridation solaire d'une installation de turbine à gaz

Afin de minimiser la consommation du combustible et réduire les gaz toxiques jetés par une installation de turbine à gaz, plusieurs techniques peuvent être utilisées, parmi ces techniques l'intégration de l'énergie solaire qui représente une source inépuisable et renouvelable, pour faire fonctionner cette turbine à gaz.

La technologie des centrales solaires adaptée avec les installations des turbines à gaz est la tour solaire (une des applications de solaire héliothermodynamique à concentration) par ce qu'elle donne des températures très élevées (environ 800°), Ceci est en accord avec les températures des installations des turbines à gaz.

Notre objectif dans ce travail est l'analyse de l'hybridation solaire d'une turbine à gaz par l'intégration d'une tour solaire avec un champ des héliostats, en même temps ensuite une étude comparative des performances énergétiques et environnementales avec la turbine à gaz conventionnelle.

V.2.1 Caractéristiques de l'installation étudiée

L'installation étudiée dans ce travail est une centrale solaire thermique à concentration qui alimente une installation d'une turbine à gaz (figure V.1). Elle est composée d'un champ solaire de 25000 m² dans lequel plusieurs rangées d'héliostats (de 50 m² chacune) sont placées au nord d'une tour. Chaque héliostat doit suivre la trajectoire du soleil et réfléchir le rayonnement solaire direct vers le sommet de la tour où un récepteur à air pressurisé est installé.

Les caractéristiques techniques du champ solaire et de la turbine à gaz sont présentées dans le tableau V.1.

Dans cette simulation on a pris en considération l'influence de la température ambiante sur le fonctionnement de l'installation de la turbine à gaz.

Nous avons choisis comme site d'implantation de cette installation la wilaya de Béchar qui se situe à 1000 km au sud-ouest d'Algérie avec les coordonnées géographiques suivants : 31.6082 de Latitude, -2.22001 de Longitude, et L'altitude de 747 m.

Tableau V.1. Caractéristiques de l'installation étudiée (Laissaoui et al, 2014)

Caractéristique de cycle de puissance (TAG)	
Taux de compression	10.5 :1
Température maximale du cycle	950°C
Débit massique (air)	75000kg/hr
Température des gaz à l'échappement	350
Caractéristiques de champ solaire (tour)	
Nombre d'héliostats	500
Surface d'héliostat	50 m ²
Coefficient de réflectivité	0.9

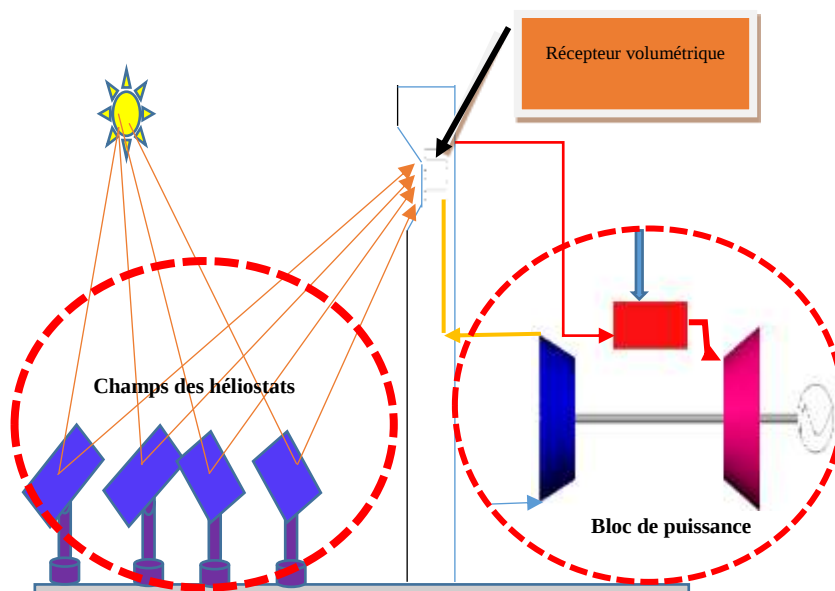


Figure V.1 Schéma de l'installation étudiée.

V.2.2 Méthodologie de calcul :

Toutes les simulations ont été effectuées sur le logiciel TRNSYS (Transient System Simulation). Ce logiciel est basé sur une interface graphique permettant l'assemblage d'une

Chapitre V Analyse techno-économique des centrale solaire hybride utilisées pour le dessalement d'eau

centrale à partir de plusieurs composants modulaires (champ solaire, récepteur, bloc de puissance ...). Cela a été possible après l'intégration de la bibliothèque STEC, l'interface graphique du logiciel est représentée dans la figure V.2.

Les tests ont été effectués pour la journée du 21 juin en se basant sur les données radiométriques et météorologiques issues de la base de données du logiciel Météonorm 07.

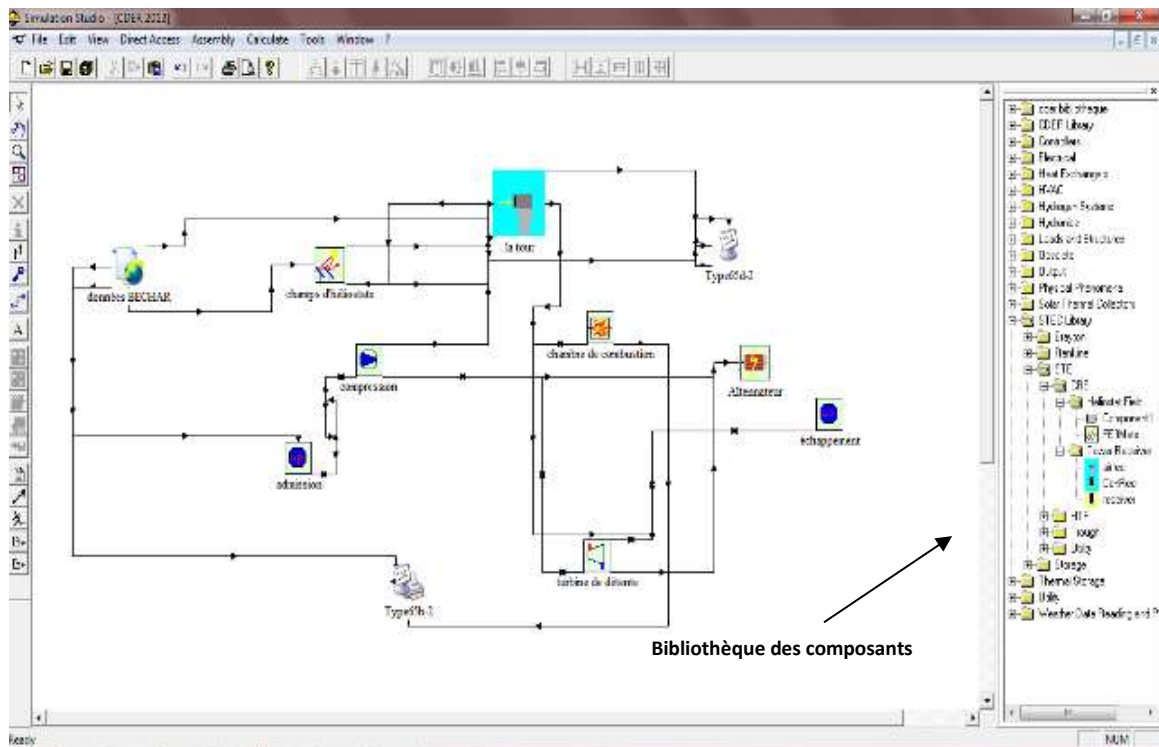


Figure V.2.Interface graphique du logiciel TRNSYS.

Le tableau suivant rassemble des différents types et les équations des bilans thermiques pour les différents modèles de la bibliothèque STEC utilisées pour simulation.

Tableau V.2 les différents modèles de TRNSYS utilisés (Schwarzbözl, 2006)

Les composants	bilan
Héliostats (Type 394)	$Q^* = A_{field} \cdot \rho_{field} \cdot DNI \cdot \eta_{field} \cdot \Gamma$ Γ : paramètre de poursuite
Le récepteur (Type 422)	$Q_{net}^* = \alpha Q_{inc}^* - Q_{conv}^* - Q_{rad}^*$ $Q_{conv}^* = C_0 + C_1 V + C_2 V^2 + C_3 V^3$ C_0, C_1, C_2, C_3 coefficients, V est La vitesse de vent $Q_{rad}^* = R_0 + R_1 Q_{inc}^* + R_2 Q_{inc}^2 + R_3 Q_{inc}^3$ R_0, R_1, R_2, R_3 coefficients $\eta_{rec} = \eta_{opt} - \varepsilon \cdot \sigma \cdot \frac{A_{abs}}{P_{rad}} \cdot \bar{T}_{abs}^{-4}$ $\bar{T}_{abs}^{-4} = 0.5(t_{air,in} + t_{air,out}) + 273.15$ $t_{air,in}$ température entrée récepteur $t_{air,out}$ température sortie récepteur
La turbine (Type 427)	$P_{turbine}^* = m \cdot \Delta h_{turbine} \cdot \eta_{mech}$
La chambre de combustion (Type 404)	$T_{outlet} = \frac{LHV}{m \cdot cp_{exhaust-gases}} + T_{inlet}$
Le compresseur (Type 424)	$P_{compressor}^* = \frac{m_{out} \cdot \Delta h_{compressor}}{\eta_{mech}}$

V.3 Etude d'une centrale solaire hybride à cycle combinée

V.3.1 Description de l'installation :

L'installation étudiée dans ce travail est une centrale solaire thermique à concentration qui alimente une installation d'une turbine à gaz combiné avec une turbine à vapeur (cycle combiné) comme représenté dans la figure V.3. Elle est composée d'un champ solaire de 50000 m² dans lequel plusieurs rangées d'héliostats (de 100 m² chacune) sont placées au nord d'une tour. Chaque héliostat doit suivre la trajectoire du soleil et réfléchir le rayon solaire direct vers le sommet de la tour où un récepteur à air pressurisé est installé.

Les caractéristiques techniques du champ solaire et de la turbine à gaz sont présentées dans le tableau V.3.

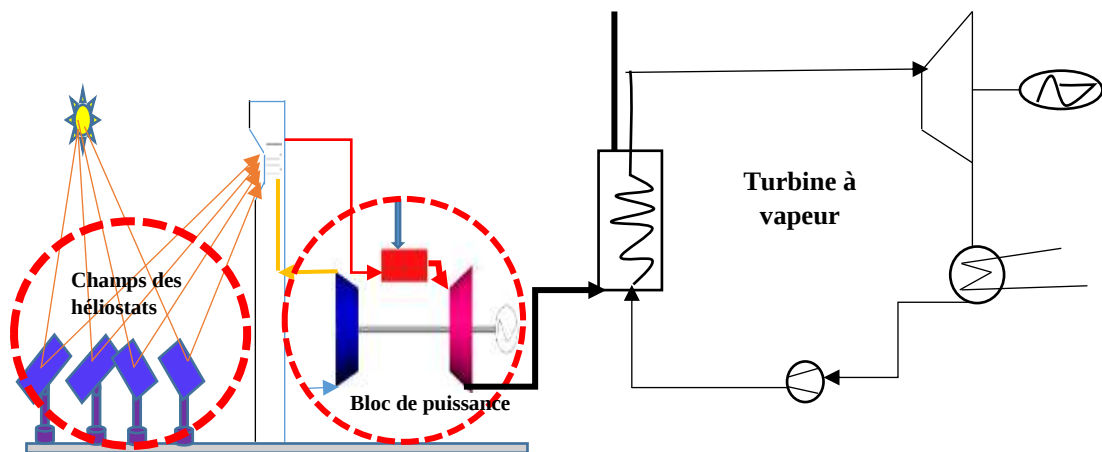


Figure V.3 Schéma de l'installation cycle combinée solaire.

V.3.2 Principe de fonctionnement :

Une centrale thermique à cycle combiné classique est composée d'une turbine à gaz qui fonctionne avec le gaz naturel et une centrale motrice à vapeur qui exploite l'énergie thermique des gaz d'échappement de la turbine à gaz pour produire de la vapeur pour faire entraîner une turbine.

Dans cette partie de travail nous avons étudié l'intégration d'une tour solaire afin de réduire la consommation de fuel par la turbine à gaz. Pendant le jour, au lever du soleil, l'air de combustion est comprimé à travers le compresseur ensuite il passe par le récepteur situé au sommet de la tour, entre autre le champ des héliostats suit le soleil et réfléchit les rayons solaires

vers le récepteur. Alors l'air va chauffer à la sortie du récepteur, cette chaleur provient des rayons réfléchis.

Ensuite l'air entre dans la chambre de combustion de la turbine à gaz, dont la température maximale du cycle est atteinte (température d'admission de la turbine de détente.

Par la suite l'énergie thermique portée par l'air est transformée en énergie mécanique grâce à la détente dans la turbine. L'air à l'échappement de la turbine à gaz est chaud, donc on l'utilise pour produire la vapeur de la turbine à vapeur.

Pendant la nuit (absence du rayonnement solaire) l'installation fonctionnée comme un cycle combiné conventionnelle

Tableau V.3 Caractéristique de l'installation de cycle combinée étudiée (Laissaoui et al, 2014)

Turbine à gaz	
Taux de compression	10 :1
Température maximale	950°C
Débit massique	75000kg/hr
Turbine à vapeur	
Température de la vapeur	500°C
Débit massique	180000 kg/hr
Pression à l'admission turbine	40 bar
Pression de condensation	0.051 bar
La tour solaire	
Nombre des héliostats	500
Surface d'un héliostat	100 m ²
Type du récepteur	volumétrique

V.4 Analyse de la faisabilité de l'énergie solaire à concentration combinée avec une station de distillation multi-effet pour la cote algérienne :

Dans cette partie, nous avons présentons une étude de faisabilité d'une centrale solaire CSP combinée avec une unité de distillation par multi-effet (MED) appliqué pour les zones côtières algériennes. On a utilisé l'analyse technico-économique pour différents sites situés de l'ouest à l'est de la côte (Ain Temouchent, Mostaganem, Tenes, Boumerdes et Jijel).

V.4.1 Description et méthodologie :

Le système consiste en une centrale solaire à tour de concentration (CSP) basée sur un cycle Rankine avec surchauffe où le fluide de travail est de la vapeur (figure V.4) (laissaoui et al, 2017). L'installation solaire consiste en un champ des miroirs des héliostats répartis autour de la tour d'une façon de réfléchir le rayonnement solaire incident vers un récepteur installé au sommet de la tour.

Pour l'unité de dessalement, la technologie multi effet est envisagée en combinaison avec la centrale solaire à tour de concentration. Le processus de dessalement fonctionne via la puissance thermique évacuée par le condenseur au niveau du bloc de puissance.

L'unité de distillation par multiple effet MED remplace le condenseur dans le cycle de de Rankine conventionnel. La vapeur provient de la turbine (70 ° C de température et pression de 0,31 bar (Palenzuela et al, 2011)) se condense dans le premier effet de l'installation MED et après la condensation, elle continue le cycle de classique passé par la pompe et le générateur de vapeur. D'autre part, l'eau de mer s'évapore par la chaleur latente de la condensation de la vapeur.

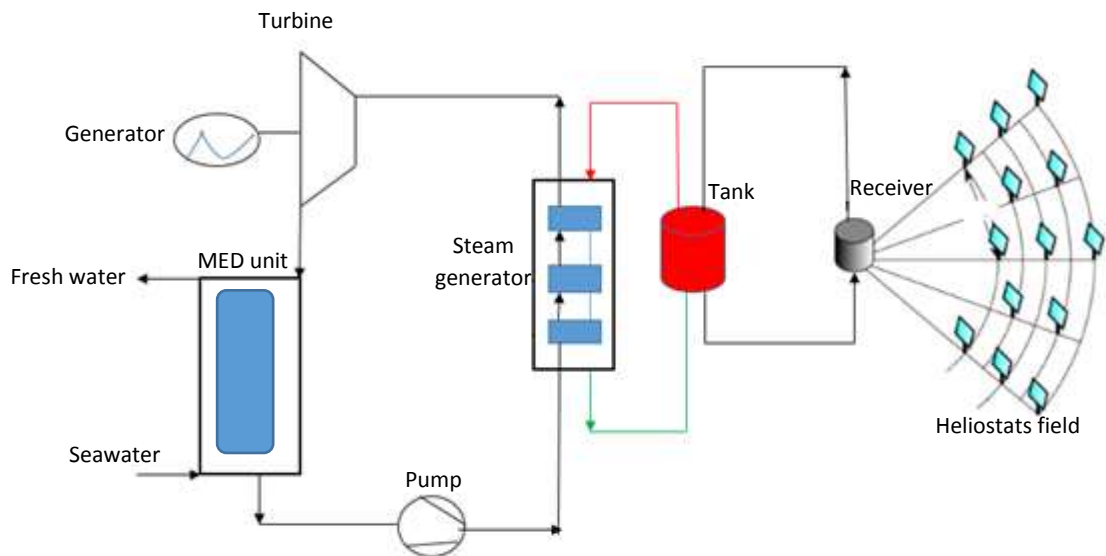


Figure V.4 Schéma de la centrale CSP-MED.

V.4.1.1 L'unité de distillation multi effet

Le flux de de la vapeur sortie de turbine se condense à la température de 70 ° C dans le premier effet de l'unité MED, dans lequel l'eau de mer s'évapore. La production d'eau douce est directement liée au débit de vapeur sortie de la turbine,

Un paramètre nécessaire pour évaluer la production d'eau douce par l'unité de distillation est le rapport de sortie de la production « GOR » (Gain Output Ratio), qui mesure la quantité d'énergie thermique nécessaire dans un processus de dessalement par distillation multi effet, le débit de la vapeur correspondant à l'unité de distillation MED est évalué comme suivant :

$$q_{Steam} = \frac{FWF * \rho}{GOR} \quad (V.1)$$

Où FWF est la quantité d'eau douce produite en m³/jour, ρ la densité de l'eau douce en kg/m³. GOR est le rapport de sortie de la production, ce paramètre étant défini comme la quantité de distillat produite pour chaque unité de masse de vapeur fournie à l'unité de distillation MED. Dans ce cas d'étude, la valeur de GOR considérée est de 9,8 (Palenzuela et al, 2011).

Le taux de performance PR (performance ration) est défini par l'équation V.2, ce paramètre est utilisé pour évaluer la performance de l'installation MED plant (Hatzikioseyan et al, 2003).

$$PR = \frac{Distillate \ flow \ rat \ (kg / s) * 2300 (kJ / s)}{Power \ Input \ in \ first \ effect (kW)} \quad (V.2)$$

Dans ce cas, nous avons calculé l'eau douce produite en fonction du débit massique de vapeur existant, l'unité de distillation MED est supposée fonctionnée uniquement dans les périodes où le bloc de puissance est opérationnel.

V.4.1.2 Bloc de puissance :

Le bloc de puissance représente une turbine à vapeur, la température et la pression de la vapeur surchauffée à l'admission de la turbine est de 380 ° C, et 100 bars respectivement. Dans cette centrale la puissance produite est fluctuée avec le l'intermittence du rayonnement solaire,

parce que l'énergie thermique nécessaire est fournie par le récepteur solaire, le système ne fonctionne que dans les heures ensoleiller sans stockage thermique ou un système hybride. Le logiciel TRNSYS est opté pour la modélisation, nous avons utilisés la bibliographie STEC, dont une simulation dynamique de la tour solaire à concentration est effectué, chaque composant est injecté dans le studio de simulation et les différents composants communiqués par des contraintes (Schwarzbözl, 2002).

L'enthalpie de vapeur à la sortie des turbines a été calculée par l'équation qui dicrive le rendement isentropique de la turbine de détente.

$$\eta_{st} = \frac{h_{in} - h_{out}}{h_{in} - h_{out,i}} \quad (V.3)$$

La puissance thermique réfléchié par le champ des héliostats est évaluée basant sur la surface totale des héliostats, le coefficient de réflectivité du miroir, le rayonnement solaire direct et l'efficacité du champ comme suivante :

$$Q_{inc} = A_{field} \cdot \rho_{field} \cdot I \cdot \eta_{field} \cdot \Gamma \quad (V.4)$$

Au niveau du récepteur, la puissance nette fournie est évaluée par l'équation suivante :

$$Q_{net} = \alpha Q_{inc} - Q_{conv} - Q_{rad} \quad (V.5)$$

Les indices « Q_{inc} , Q_{conv} et Q_{rad} » représentent la puissance incidente, les pertes par convection, et les pertes par rayonnements respectivement.

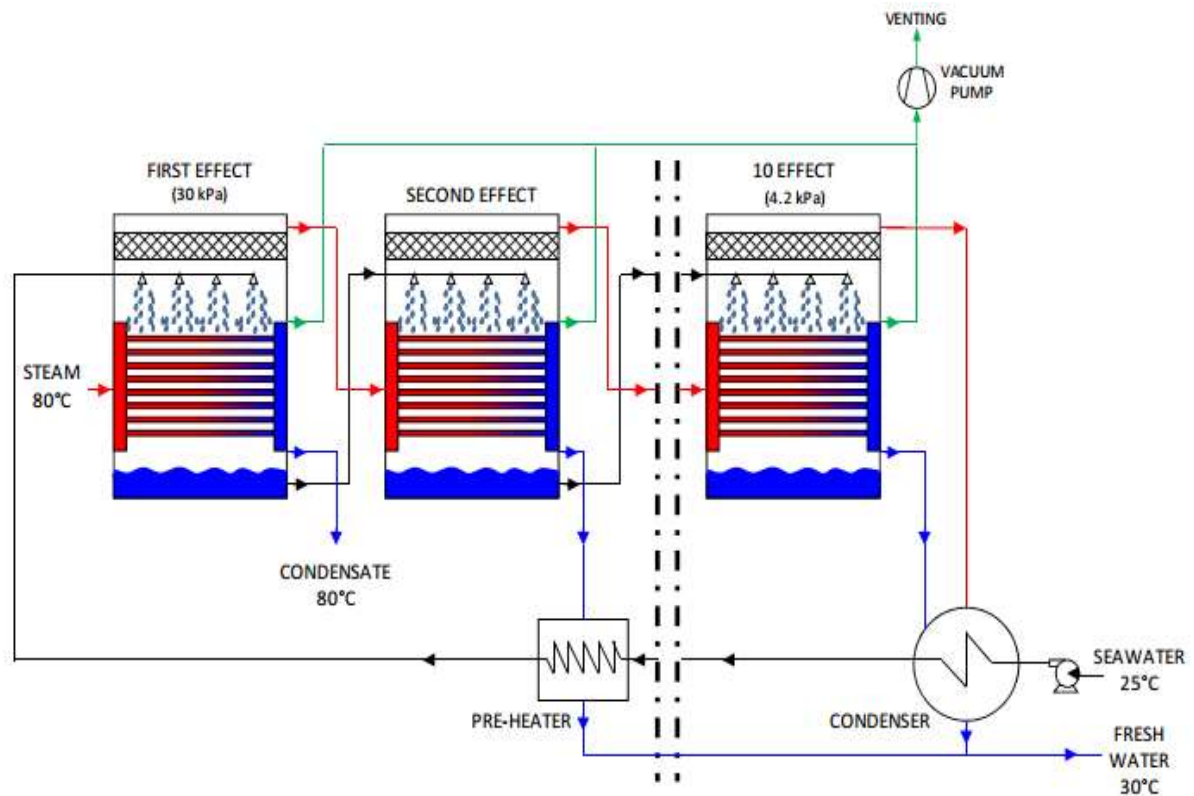


Figure V.5. Principe de distillation par effet multiple (El-Dessouky & Ettouney, 2000)

L'efficacité du récepteur solaire est le rapport de la puissance thermique nette reçu par le bloc de puissance à la puissance incidente :

$$\eta = Q_{net}/Q_{inc} \quad (V.6)$$

V.4.2 Analyse économique : coût de l'électricité et de l'eau produit :

Les paramètres nécessaires pour calculer le coût du kilowatt heure de l'électricité et le coût du mètre cube d'eau produit sont : le coût d'investissement, le coût d'exploitation et d'entretien, le coût supplémentaire du carburant et la production annuelle d'électricité ou d'eau, dans ce cas nous n'avons pas considéré le carburant supplémentaire. Le paramètre dans le tableau est utilisé pour évaluer le coût de chaque composant dans la tour solaire et l'unité de dessalement basant sur des données publiées par M.J Emes et al (2015) , et (Palenzuela et al.(2015).

Le modèle économique des coûts de l'électricité et de l'eau calculé par l'équation (Palenzuela et al 2015):

$$LEC = \frac{CRF * k_{investment} + k_{operation \& maintenance} + k_{fuel}}{E_{net}} \quad (V.7)$$

$$LWC = \frac{CRF * k_{MED-investment} + k_{MED-operation\&maintenenece}}{FWA} \quad (V.8)$$

Le facteur d'amortissement CRF calculé en utilisant la corrélation publiée par Palenzuela et al (2015).

Tableau V.4. Coût unitaire des différents composants.

Composants	Coût
La tour solaire	200(\$/kW)
Bloc de puissance	1000 (\$/kW)
Le coût d'Opération et maintenance	65 (\$/kW-an)
Coût de l'héliostat	126 \$/m ²
coût l'unité Multi effet distillation	1230 (\$/m ³ /jour)

L'avantage d'utiliser la technologie de distillation multi effet MED est que ce procédé n'a pas de problème avec l'intermittence du rayonnement solaire et de fluctuation de la charge partielle dans la qualité de l'eau produite. Seulement la quantité d'eau produite varie en fonction du débit de vapeur disponible, ce n'est pas le cas pour le procédé de dessalement par osmose inverse alimentée en énergie renouvelable.

Les zones sélectionnées représentent un balayage sur la côte algérienne. On a choisi trois sites dans l'ouest (Ain Temouchent, Mostaganem, Tenes) car il y a plusieurs usines de dessalement conventionnelles, un site au centre (Boumerdes) et un site à l'est (Jijel).

V.5 Analyse techno-économique d'une centrale solaire autonome combinée à une station de dessalement par osmose inverse sous l'effet de l'intermittence solaire :

V.5.1 Introduction

Dans cette partie de l'étude nous avons présenté une comparaison techno-économique entre deux systèmes de dessalement solaire : une installation d'osmose inverse dont la capacité nominale est de 50 000 m³ / jour alimentée par une centrale CSP avec une technologie de tour centrale de réception et la même installation RO alimentée par une installation photovoltaïque.

Dans le premier cas, (centrale CSP) différentes capacités de stockage thermique ont été étudiées (0, 8, 10, 12 et 14 heures). Dans la seconde (centrale PV) aucune batterie n'a été considérée en raison de leurs coûts élevés pour les systèmes de grande capacité (Laissaoui et al , 2018).

En ce qui concerne l'installation de dessalement par osmose inverse RO, deux options ont été étudiées : une installation RO sans dispositif de récupération d'énergie (ERD) et la deuxième installation RO avec récupération d'énergie (ERD) dont deux types de ERD, une turbine à turbine Pelton (WTR) et un échangeur de pression (PEX).

L'étude a été réalisée sur le site de TENES, l'une des régions côtières algériennes de la zone méditerranéenne. On a considéré que la centrale solaire CSP est située à 60 km de la côte pour éviter les problèmes de corrosion dans les miroirs et l'éventuelle réduction du DNI et pour l'installation photovoltaïque a été localisée à 5 km de la côte aussi pour éviter la corrosion dans les panneaux solaires. Par rapport à l'unité de dessalement d'osmose inverse RO est située à 2,5 km de la côte. L'unité de dessalement RO fonctionnée par la puissance disponible provenant de l'installation solaire, dont des stratégies son mené pour adapté le fonctionnement de l'unité RO avec intermittente de la puissance issu de la centrale solaire afin d'assurer une production d'eau douce acceptable sans affecter la membrane (laissaoui et al 2018).

V.5.2 Discription de la méthodologie

Les figures V.6 et V.7 montrent le schéma des systèmes étudiés. Le premier est constitué d'une unité de dessalement par osmose inverse (RO) connectée à une centrale CSP à tour (CSP-RO), et le second est basée sur une unité de dessalement par osmose inverse RO connectée à une centrale solaire photovoltaïque (PV-RO). Dans les deux cas, les centrales ont été conçues pour produire l'énergie électrique nécessaire à l'unité de dessalement RO pour produire 50 000 m³ / jour d'eau douce dans les conditions nominales.

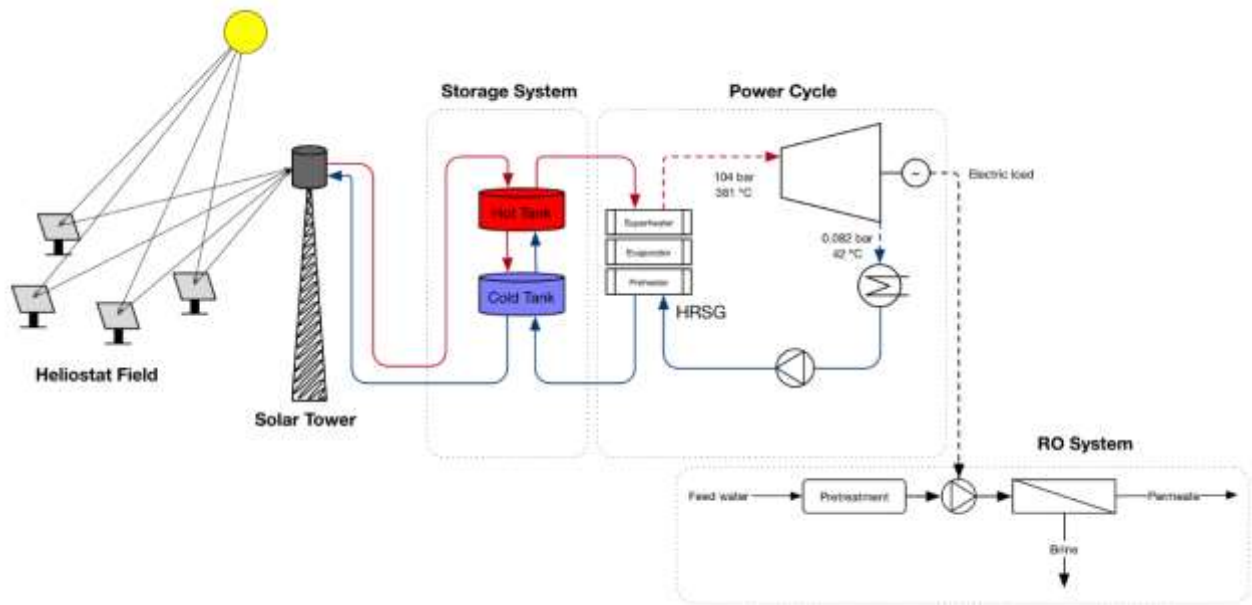


Figure V.6 Schéma de centrale solaire CSP à tour combiné avec une unité de dessalement par osmose inverse.

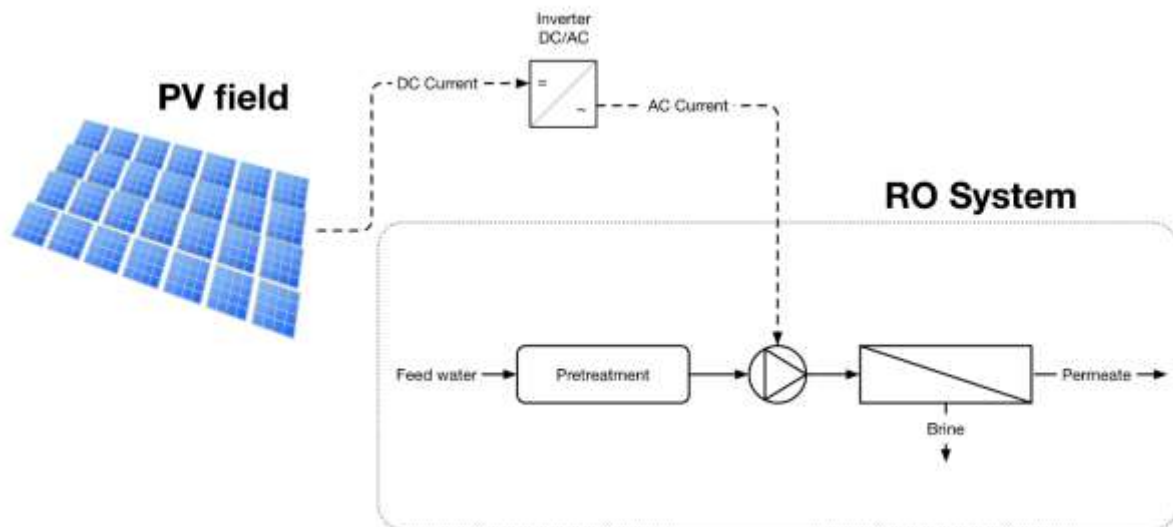


Figure V.7: Schéma d'une centrale solaire photovoltaïque combiné avec une unité d'osmose inverse.

V.5.3 Description des systèmes

La station du dessalement par osmose inverse (RO) est une unit à un seul étage d'une capacité nominale de 50 000 m³/jour composée de plusieurs recéptions sous pression qui contiennent un certain nombre d'éléments de membranes connectés en série.

Trois différents systèmes d'osmose inverse ont été envisagés, le premier est l'unité de dessalement par osmose inverse de base sans dispositif de récupération d'énergie (figure V.8), et les deuxième et troisième considérés le dispositif de récupération d'énergie (ERD) afin de réduire la quantité d'énergie requise par la pompe haute pression. A cet effet, deux types de système de récupération d'énergie ERD sont considérés : une turbine Pelton avec générateur (WTR), et un échangeur de pression (PEX), représentés dans les figures (3b) et (3c) respectivement. Dans le premier cas de système de récupération d'énergie ERD, la turbine récupérée l'énergie par la détente du saumure pressurisée pour produire l'électricité.

Ensuite, cette électricité est utilisée pour alimenter la pompe haute pression. Dans le second cas le système de récupération (ERD) par échangeur de pression (PEX), ou ces derniers permettent de réduire la puissance requise de la pompe haute pression jusqu'à 60% (Laissaoui et al, 2018). Comme le montre la figure (3c), la saumure pressurisée qui quitte la membrane échange le travail de pression de avec l'eau d'alimentation avant la décharge.

En ce qui concerne les type des centrales solaires, les centrales CSP et PV ont été considérés pour cette étude. La centrale solaire CSP est composé d'un champ des héliostats qui reçoit le rayonnement solaire ; chaque héliostat suit le soleil et réoriente le rayonnement solaire direct vers le récepteur placé au sommet de la tour. Dans le récepteur, le fluide caloporteur (sel fondu) est chauffé par l'énergie réfléchiée par les miroirs.

Pour la centrale photovoltaïque PV, elle est composée de modules photovoltaïques et des onduleurs pour convertir le courant continu (CC) généré par les modules PV en courant alternatif (AC).

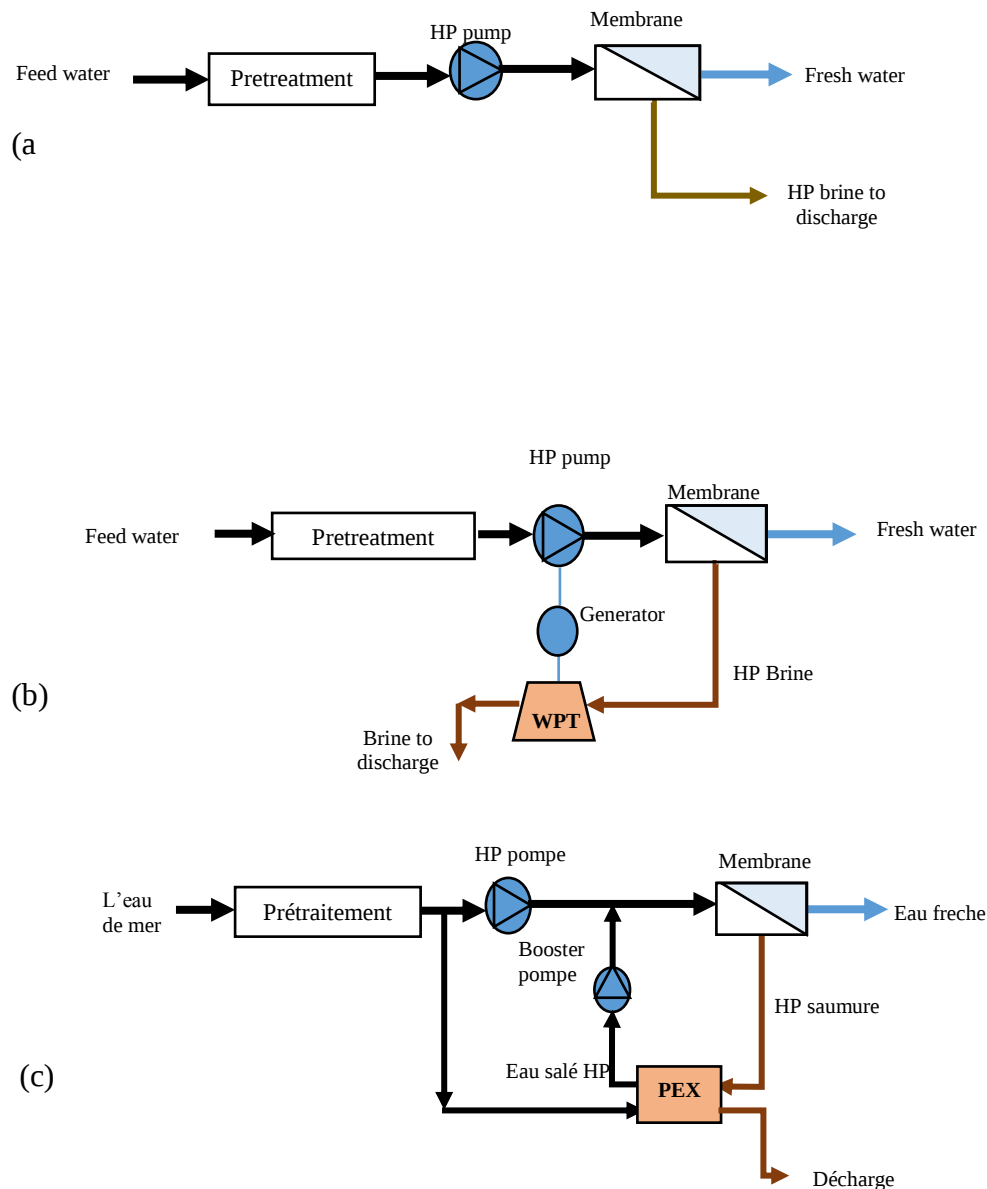


Figure V.8. RO configurations : (a) basique concept sans ERD (b) avec ERD basé sur Pelton turbine, (c) avec ERD basé sur un échangeur de pression.

V.5.4 Modélisation et dimensionnement du system

L'unité de dessalement par osmose inverse RO a été modélisée basant sur les modèles décrites par Nafey (2010), Sharaf Eldean (2011), et Jones et al (2016), le modèle est implémenté dans l'environnement du logiciel EES (Engineering Equation Solver). Ce modèle est décrit ci-après.

Le débit d'alimentation est évalué en fonction du taux de récupération et du débit de perméat selon l'équation suivante:

$$M_f = \frac{M_d}{RR} \quad (V.9)$$

où RR est le taux de récupération, M_d est le débit de perméat (m³ / jour) et M_f le débit d'eau de mer d'alimentation en (m³ / jour).

Le débit due saumure est déterminé en utilisant cette équation:

$$M_b = M_f - M_d \quad (V.10)$$

La concentration en sel de la saumure (X_b) est déterminée comme suit:

$$X_b = \frac{M_f \cdot X_f + M_b \cdot X_f}{M_b} \quad (V.11)$$

où X_f est la concentration en sel de l'eau de mer . On a considéré une concentration pour la côte algérienne égale à 37000 mg / L. (Omar ROUANE-HACENE, 2013)

La concentration de perméat est calculée en utilisant l'équation suivante :

$$X_d = \frac{1}{M_d} [k_s \cdot A_s \cdot X_{av}] \quad (V.12)$$

Où k_s est la perméabilité au sel (qui est définie dans l'équation (16)), A_s est la surface totale de la membrane et X_{av} la concentration moyenne, qui est calculée par l'équation (7).

La perméabilité au sel est définie par la corrélation suivante (Nafey, 2010):

$$k_s = FF \cdot TCF \cdot 4.72 \cdot 10^{-7} [0.06201 - (5.31 \cdot 10^{-5} \cdot (T + 273))] \quad (V.13)$$

où FF est le facteur d'encrassement de la membrane qui égale a ,85 (The Dow Chemical Company, 2016), et TCF est le facteur de correction de la température. Ce dernier paramètre est calculé avec la corrélation suivante (Sharaf Eldean 2011):

$$TCF = \exp \left[3020 \cdot \left(\frac{1}{273 + T} - \frac{1}{298} \right) \right] \quad (V.14)$$

où T est la température de l'eau de mer d'alimentation (°C). Dans cette étude, une température moyenne d'eau d'alimentation fixe de 20 °C a été considérée pour la zone côtière algérienne (Omar ROUANE-HACENE, 2013).

La concentration moyenne en sel est estimée comme suite :

$$X_{av} = \frac{M_f \cdot X_f + M_b \cdot X_b}{M_f + M_b} \quad (V.15)$$

Les pressions osmotiques des côtés alimentation, saumure et perméat sont évaluées par les équations suivantes (El-Dessouky et al, 2002)

$$\pi_f = 75.84 \cdot X_f \quad (V.16)$$

$$\pi_b = 75.84 \cdot X_b \quad (V.17)$$

$$\pi_d = 75.84 \cdot X_d \quad (V.18)$$

La pression osmotique moyenne de l'alimentation est calculée par :

$$\pi_{av} = 0.5 \cdot (\pi_f + \pi_b) \quad (V.19)$$

La pression à travers la membrane est déterminée comme suite :

$$\Delta\pi = \pi_{av} - \pi_d \quad (V.20)$$

Enfin, la pression appliquer sur la membrane est évaluée en utilisant l'expression suivante:

$$\Delta P = \frac{M_d}{TCF \cdot FF \cdot A_e \cdot n_e \cdot N_v \cdot k_w} + \Delta\pi \quad (V.21)$$

Où k_w est la perméabilité membranaire déterminée par la corrélation donnée par l'équation (V.21) (A.S. Nafey et al, 2010) :

$$k_w = 6.84 \cdot 10^{-8} \cdot (18.6865 - (0.177 \cdot X_x)) \quad (V.22)$$

La puissance requise (en kW) pour la pompe haute pression est évaluée en utilisant la densité de l'eau d'alimentation (ρ_f) et l'efficacité de la pompe (η_p), par l'équation suivante:

$$HPP = \frac{1000 \cdot M_d \cdot \Delta P}{3600 \cdot \rho_f \cdot \eta_p} \quad (V.23)$$

Enfin, la consommation spécifique d'énergie (en kWh / m3) est calculée avec l'équation ci-dessous:

$$SPC = \frac{HPP}{M_d} \quad (V.24)$$

la conception optimale du système RO a été obtenue en termes de nombre d'éléments, de nombre de s de pression (recéptions sous pression), le taux de récupération et de consommation spécifique d'énergie, cette optimisation permet de réduit la taille du champ solaire, ainsi que le coût. A cet effet, une analyse paramétrique a été effectuée, dans laquelle le nombre de récipients sous pression et le nombre d'éléments ont été variés de 500 à 700, et entre 7 et 8 éléments par récipient, respectivement. Le taux de récupération maximal a été obtenu pour chaque cas, en tenant compte de la pression maximale acceptable par la membrane. Dans cette étude, la membrane SW30HR-380 a été sélectionnée (les caractéristiques de cette membrane sont décrites dans la fiche technique de Dow (The Dow Chemical Company, 2016)). Enfin, les résultats obtenus par le model est comparés à ceux obtenus par le logiciel ROSA7.2 (Reverse Osmosis System Analysis). Le meilleur des cas est sélectionné selon les critères suivants : une erreur minimale dans les résultats du model développé comparé aux résultats de logiciel ROSA7.2, un taux de récupération Fmaximum et une consommation spécifique minimale, en tenant compte de la pression maximale acceptable (69 bar pour la membrane

SW30HR-380 (The Dow Chemical Company, 2016)). L'analyse paramétrique a été réalisée dans le logiciel EES en utilisant les équations présentées précédemment.

Dans le cas de l'unité RO avec des systèmes ERD, le rendement de la turbine et du générateur a été fixé respectivement à 85% et 95% (Nafey et al 2010) Pour le PEX, l'efficacité de l'échangeur de pression a été considérée comme 98% (Fritzmman et al 2007). De plus, pour le PEX, il est nécessaire d'ajouter une boosting pompe pour augmenter la pression d'alimentation après avoir quitté le système PEX.

Il a été considéré que l'eau d'alimentation est pompée de la mer par la pompe d'admission vers le compartiment de prétraitement à 4 bars (Altaee et al, 2016). La puissance nécessaire à la pompe d'admission est calculée en fonction de cette valeur de pression et du débit d'alimentation. De plus, la consommation électrique spécifique requise par les pompes utilisées dans les procédés de prétraitement a été déterminée par 0,416 kWh / m³ d'eau d'alimentation brute (Fritzmman et al 2007).

Dans le cas de l'installation CSP, le stockage thermique (HTF) se compose de deux réservoirs : le réservoir chaud (avec une température de 570 °C pour le sel fondu) et le réservoir froid (avec une température de 220 °C). Le bloc de puissance est un cycle de Rankine simple avec surchauffe. Différentes capacités de stockage thermique été considérées dans la présente étude : 0, 8, 10, 12 et 14 heures afin d'évaluer leur influence sur la production d'eau douce de l'unité de dessalement RO. En outre, on a considéré que la centrale CSP est située à 60 km de la mer (côte de Tenes en Algérie), dans une région d'El-Attaf (Wilaya de Ain Defla). Pour le refroidissement du bloc de puissance, un système de refroidissement par évaporation a été sélectionné, basé sur des travaux antérieurs publiés dans la littérature par Palenzuela et al, (2015). L'eau requise pour le système du refroidissement pompée à partir d'un barrage situé près de l'emplacement hypothétique de centrale solaire. La consommation spécifique d'énergie du système de refroidissement a été assignée à 0,0329 MWe / MWe, et la consommation spécifique d'eau à 3 m³ / MWe (Palenzuela et al, 2015). Les conditions de fonctionnement utilisées comme variables d'entrée dans l'installation CSP sont illustrées à la Figure 62. Le champ solaire de l'installation CSP requise pour chaque capacité thermique de stockage a été déterminé avec le logiciel SAM (System Advisor Model, (SAM Manual, 2016)). Ces paramètres ont été utilisés dans un modèle dynamique développé. Ce modèle dynamique a été implémenté avec le logiciel TRNSYS 17.01 en utilisant les composants de la bibliothèque STEC (Solar Thermal Electric Components). Cette bibliothèque est basée sur la conservation d'énergie en régime permanent formulée en

propriétés thermodynamiques (température, pression, enthalpie). Il contient les modèles de composants pour le cycle de Rankine, le système solaire (récepteur central, champ héliostatique) et le stockage thermique (Peter Schwarzbözl, 2006). Pour le système PV, on a utilisé le logiciel SAM (System Advisor Model) à la fois pour la conception et pour prédire la puissance instantanée produite par l'usine. Dans ce cas, il a été considéré que l'installation PV est située à 5 km de la côte de Tenes dans laquelle se trouve l'unité de dessalement RO. Les données météorologiques d'entrée pour les deux centrales solaires (CSP et PV) ont été obtenues par le logiciel Meteonorm 7 (METEONORM Manual, 2014).

V.5.5 Stratégies de fonctionnement

Afin d'adapter le fonctionnement de l'unité de dessalement RO à l'intermittence de puissance et aux fluctuations des centrales solaires, différentes stratégies de fonctionnement ont été envisagées. Ces stratégies permettront d'obtenir une production d'eau douce acceptable à partir des unités de dessalement sans affecter les membranes. Deux scénarios sont proposés pour adaptés l'unité de dessalement par osmose inverse RO avec l'intermittence de la puissance électrique fournie par les centrales solaire : le scénario 1, dans lequel l'installation d'osmose inverse fonctionnera comme une seul grande unité entière de 50 000 m³/jour ; et le scénario 2, dans lequel l'installation d'osmose inverse est composée de 10 petites sous-unités identiques d'une capacité nominale de 5000 m³/jour chacune (Figure V.9). Une description bien détaillée des différentes stratégies suivies pour chaque scénario est présentée ci-après.

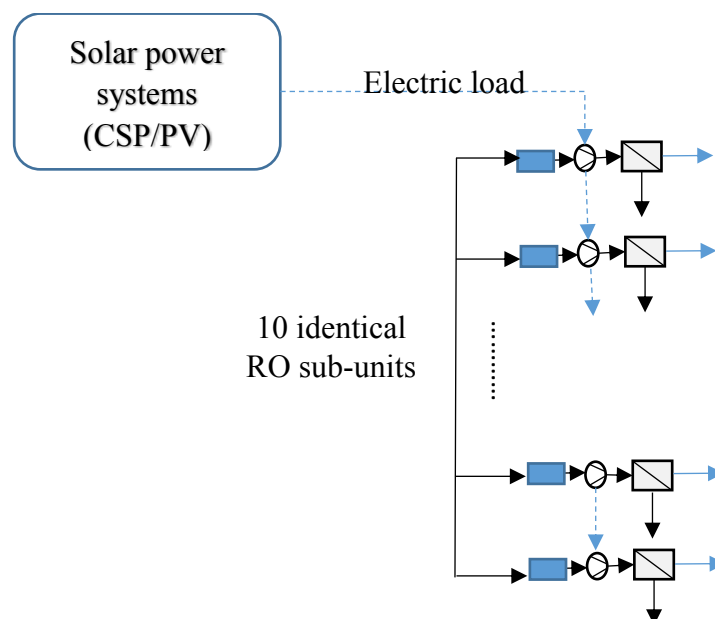


Figure. V.9 . RO sub-unités connectée avec une centrale solaire (CSP/PV)

V.5.5.1 Scenario 1

La figure V.10 montre un organigramme des stratégies suivies dans ce scénario. Tout d'abord, on a déterminé la puissance minimale (P_{min}) requise par l'ensemble de l'installation d'osmose inverse pour produire de l'eau douce avec une concentration de sels de 500 mg / l (qualité acceptable de l'eau douce (Kosmadakis et al, 2014)). Cette valeur de P_{min} représente le minimum pour que l'installation d'osmose inverse fonctionne avec le nombre total de réceptions sous pression établis dans la conception. Deux stratégies sont considérées dans ce scénario :

(1) la première stratégie, lorsque la puissance produite par l'installation solaire est supérieure à P_{min} . Dans ce cas, le fonctionnement de l'unité RO doit se situer dans une plage de sécurité, appelée fenêtre d'auto-fonctionnement (SOW), dans laquelle la performance de l'unité de dessalement RO (pression appliquée, consommation spécifique, concentration de perméat et débit de perméat) varie selon à la disponibilité de l'énergie. La variation de la puissance sera comprise entre P_{min} et la puissance correspond à la pression maximale supportée par la membrane (69 bars pour SW30HR-380). Avec cette stratégie, l'unité RO fonctionnera avec tous les réceptions sous pression.

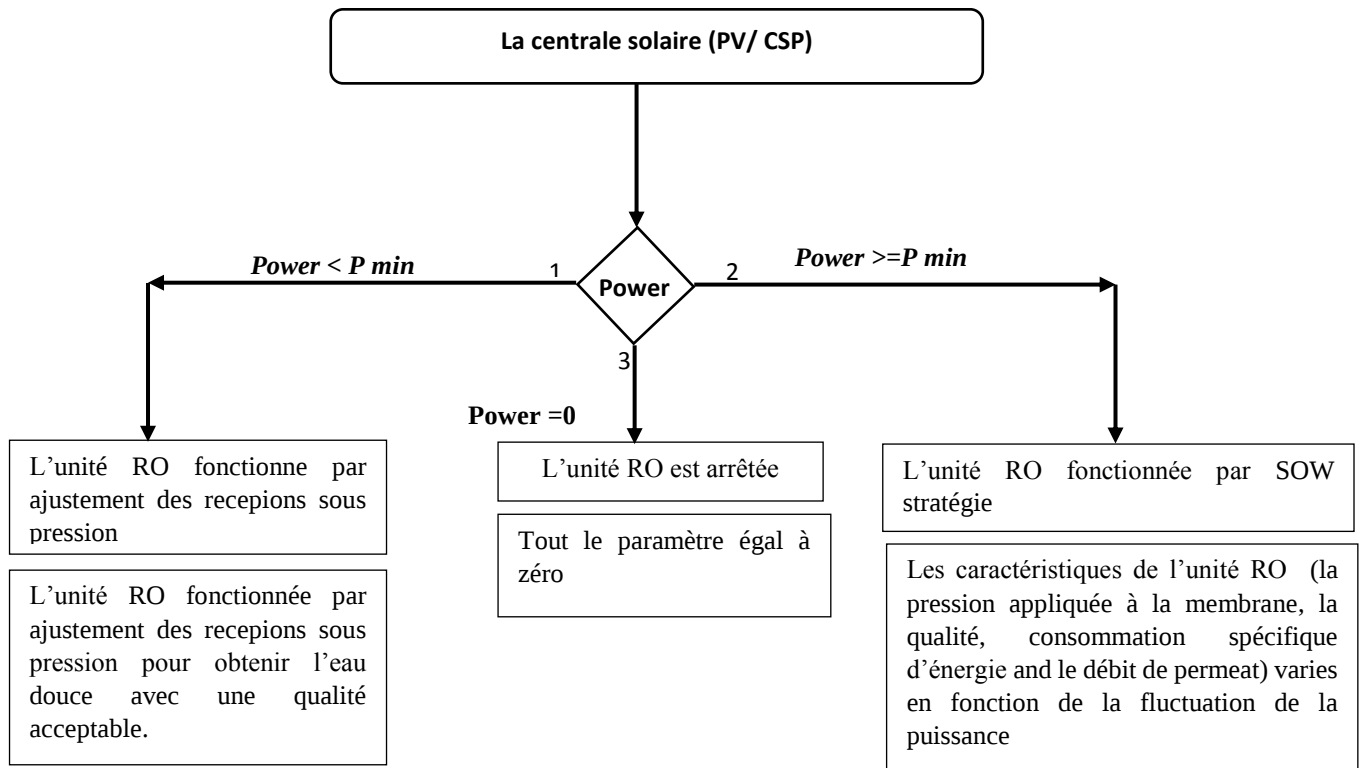
(2) la deuxième stratégie, pour les cas où la puissance est inférieure à P_{min} . Dans cette stratégie, certains récepteurs sous pression sont éteints afin d'assurer une qualité de 500 mg / l dans l'eau douce produite. Dans ce cas, la production d'eau douce va changer en fonction du nombre de réservoirs sous pression actifs, mais la pression et la consommation d'énergie spécifique ne changent pas avec la disponibilité de l'énergie. La pression est déterminée pour obtenir une qualité de 500 mg / l.

V.5.5.2 Scenario 2

Dans ce scénario, l'unité de dessalement composée de dix petite sous unité, les sous-unités fonctionnent toujours à pleine charge avec des performances, les sous unité RO sont activées/désactivées en fonction de la disponibilité de l'alimentation. Le nombre d'éléments par récepteur est le même que dans l'unité entière obtenue à travers l'optimisation de la conception.

De plus, dans ce scénario, le nombre de récepteurs sous pression par sous-unité est égal à 1/10 du nombre de récepteurs sous pression de l'ensemble de l'unité RO (point de conception).

La quantité totale d'eau douce produite est évaluée comme le nombre total de sous-unités actives multiplié par la capacité nominale de chacune (5000 m³/jour).



P_{min} est la puissance correspond de produit l'eau avec une qualité de 500mg/l, lorsque tous les réceptions sous pression est opérationnelle.

Figure V.10 Organigramme montre les stratégies suivies par le premier scénario.

V.5.6 Analyse économique

Le coût actualisé de l'eau (LWC, \$ / m³) est le rapport entre le coût total d'investissement annuel, qui comprend le coût d'investissement de l'unité RO [ACC_RO] et le coût en d'investissement annuel de la centrale solaire ([ACC _ (Centrale électrique)], et la production annuelle d'eau douce (M_d-annuelle):

$$LWC = \frac{ACC_{RO} + ACC_{power\ plant}}{M_{d-annual}} \quad (V. 25)$$

Les calculs du coût d'investissement annuel pour l'unité de dessalement par osmose inverse RO et la centrale solaire (installations photovoltaïques et centrales CSP) sont décrits dans les sections suivantes

Coût d'investissement annuel de l'installation de dessalement RO

Le coût d'investissement annuel de l'installation d'osmose inverse est calculé en fonction de la corrélation décrite par Malek et al (1996) :

$$ACC_{RO} = \left[\left(1 + \frac{27}{100} \right) \cdot (C_{equip} + C_{site}) \right] \cdot A_{f-RO} + C_{o\&m.RO} \quad (V.26)$$

où A_{f-RO} est le facteur d'amortissement de l'unité RO et est estimée comme suite (Nafey et al, 2010)

$$A_{f-RO} = \frac{i \cdot (1 + i)^{LT_{RO}}}{(1 + i)^{LT_{RO}} - 1} \quad (V.27)$$

Où i est le taux d'intérêt (5%) et LT_{RO} est la durée de vie de l'unité RO estimée en 20 ans (Sharaf Eldean, 2011) dans l'équation (V.27), le terme (C_{equip}) représente le coût en capital de l'équipement et est la somme du coût combiné des systèmes d'admission et de prétraitement de l'eau de mer (C_{swip}), du coût de la pompe haute pression ($C_{pompe\ HP}$) et le coût de la membrane (C_{memb}) .

$$C_{equip} = C_{swip} + C_{HP\ pompe} + C_{memb} \quad (V.28)$$

Le coût combiné des systèmes d'admission et de prétraitement de l'eau de mer (C_{swip}) est déterminé comme suivant (Sharaf Eldean, 2011):

$$C_{swip} = 996 \cdot M_f^{0.8} \quad (V.29)$$

Où M_f est le débit d'eau d'alimentation ($m^3 / jour$)

Le calcul du coût des pompes hautes pression est basé sur les corrélations décrites par Malek et al (1996), les pompes divisées en trois catégories en fonction du débit d'eau d'alimentation. Les pompes requises pour pomper le l'eau d'alimentation sont évaluées dans les deux scenarios.

Category (A): $M_f = 450 \text{ m}^3/\text{h}$ (où M_f est le flux d'alimentation)

$$C_{HP \text{ pump}} = 393000 + 10710 P_f \quad (\text{V.30})$$

Où P_f est la pression d'alimentation à l'entrée de l'installation RO (en bar).

Category (B): $200 \text{ m}^3/\text{h} < M_f < 450 \text{ m}^3/\text{h}$

$$C_{HP \text{ pump}} = 81 \cdot (P_f \cdot M_f)^{0.96} \quad (\text{V.31})$$

Category (C): $M_f < 200 \text{ m}^3/\text{h}$

$$C_{HP \text{ pump}} = 52 \cdot (P_f \cdot M_f) \quad (\text{V.32})$$

Les coûts d'investissement de la membrane comprennent le coût des éléments et le coût des receptions sous pression (Malek et al, 1996)

$$C_{memb} = F_e \cdot P_p \cdot n_e \cdot n_v + F_e \cdot P_{pv} \cdot n_v \quad (\text{V.33})$$

Où F_e est un facteur de correction, considéré comme égal à 1, P_p et P_{pv} sont respectivement les perméateurs (élément membranaire) et le coût du récipient sous pression, ces coûts sont indiqués dans le tableau V.5

Tableau V.5 Les coûts des membranes et de recipion sous pression (Sharaf Eldean, 2011)

composant	prix (\$)
Permeateur (P_p)	1000
récipient sous pression (P_{pv})	1000

Les coûts d'investissement du site (C_{site}) dans l'équation (V.26) sont évalués en fonction des coûts d'équipement, comme suit:

$$C_{\text{site}} = 10\% \cdot C_{\text{equip}} \quad (\text{V.34})$$

Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance de l'unité RO dans l'équation (29) ($C_{\text{o \& m,RO}}$) (en \$ / an) sont évalués par l'équation suivante :

$$C_{o\&m.RO} = OC_{power} + OC_{labor} + OC_{chemical} + OC_{insurence} + OC_{membrane} \quad (V.35)$$

Les différents coûts dans les équations (V.35) sont calculés sur la base des corrélations décrites par Nafey et al, (2010).

(OC_{power}) est le coût d'exploitation de la puissance annuelle (en \$ / kWh), estimé par la corrélation suivante :

$$OC_{power} = LF \cdot 0.06 \cdot SPC \cdot M_d \quad (V.36)$$

où LF est le facteur de charge, qui a été défini comme 90% (Sharaf Eldean, 2011), et SPC est la consommation d'énergie spécifique.

Pour en revenir à l'équation (V.35), les coûts de la main-d'œuvre annuels (en \$ / m³) calculé comme suivants :

$$OC_{labor} = LF \cdot 0.01 \cdot M_d \quad (V.37)$$

$OC_{chemical}$ est le coût des produits chimiques annuels (en \$ / m³), qui sont estimés par l'équation suivant :

$$OC_{chemical} = LF \cdot 0.04 \cdot M_d \quad (V.38)$$

$OC_{insurence}$ est les coûts d'assurance annuels, qui sont estimés en fonction de la corrélation suivante:

$$OC_{insurence} = 0.005 \cdot \left(1 + \frac{27}{100}\right) (C_{equip} + C_{site}) \cdot A_{f-RO} \quad (V.39)$$

$OC_{membrane}$ est les coûts d'exploitation annuels des membranes, qui sont déterminés par l'équation suivante:

$$OC_{membrane} = P_p \cdot n_e \cdot n_{pv} / LT_{memb} \quad (V.40)$$

LT_{memb} est la durée de vie de la membrane, qui a été considérée comme 5 ans.

V.5.6.1 Coûts d'investissement annuels de la centrale solaire de la tour solaire CSP

Les coûts annuels de la centrale électrique CSP de la tour solaire (ACC_{CSP}) sont évalués en fonction du coût des différentes composantes, comme suit:

$$ACC_{CSP} = [C_{Helio} + C_{Tower} + C_{Storage} + C_{power\ block}] \cdot A_{f-CSP} + C_{m\&o-CSP} \quad (V.41)$$

C_{Helio} est le coût total du champ héliostat, C_{Tower} est le coût de la tour, $C_{Storage}$ est le coût du système de stockage thermique, $C_{power\ block}$ est le coût du bloc d'alimentation, ($C_{m\&o-CSP}$) est le coût d'investissement annuel de la centrale solaire CSP et A_{f-CSP} est le facteur d'amortissement de l'installation solaire CSP à tour. Ce facteur est défini par l'équation suivante (Palenzuela, et al, 2015):

$$A_{f-CSP} = \frac{i_{csp} \cdot (1 + i)^{LT_{CSP}}}{(1 + i_{csp})^{LT_{CSP}} - 1} \quad (V.42)$$

i_{csp} est le taux d'intérêt de la centrale CSP et LT_{CSP} est la durée de vie de l'installation CSP de la tour solaire. Le tableau V.6 résume les coûts de chaque élément de l'usine CSP de la tour solaire.

Tableau V.6. Coût des différents composants de la centrale solaire à tour (Palenzuela, et al, 2015)& Matthew et al, 2015)

Components	Values
Heliostat (C_{Helio})	126 \$/m ²
tour (C_{Tower})	200 \$/kW
Stockage thermique ($C_{Storage}$)	35 \$/kWh _{th}
Bloc de puissance ($C_{power\ block}$)	1,000,000 \$/MW
Maintenance et operation ($C_{m\&o-CSP}$)	65 \$/kW
Durée de vie (LT_{CSP})	30 year
Interest rate (i_{csp})	14%

V.5.6.2 Coût d'investissement annuel de la centrale solaire photovoltaïque PV :

Le coût d'investissement annuel de la centrale photovoltaïque (ACC_{PV}) en (\$/year) est calculé en utilisant l'équation suivante :

$$ACC_{PV} = [C_{PV-mod} + C_{inverter} + C_{frame} + C_{various}] \cdot A_{f-PV} + AC_{m\&o-PV} \quad (V.43)$$

C_{PV-mod} est le coût d'investissement des panneaux photovoltaïque, $C_{inverter}$ est le coût d'investissement des onduleurs, C_{frame} le coût de la structure porteuse des panneaux, $C_{various}$ les différents coûts supplémentaires, $AC_{m\&o-PV}$ est le coût annuel d'exploitation et de maintenance de l'installation photovoltaïque and A_{f-PV} est le facteur d'amortissement de l'installation photovoltaïque. Ce facteur est calculé comme suivant :

$$A_{f-PV} = \frac{i_{pv} \cdot (1 + i_{pv})^{LT_{PV}}}{(1 + i_{pv})^{LT_{PV}} - 1} \quad (V.44)$$

Le tableau V.7 montre les coûts annuels des différents composants de l'installation PV.

Tableau V.7 Coût d'investissement des différentes composantes de l'installation photovoltaïque (et al, 2012) & (CHRISTOPH et al, 2013).

	Valeurs
Coût d'investissement du photovoltaïque panneau PV	4 €/W _p
Coût d'investissement de la structure	0.4 €/W _p
Coût d'investissement du l'onduleur	0.1 €/W
Les différents coûts supplémentaires	15% de coût d'investissement total
Coût d'exploitation et de maintenance annuel (% CAPEX)	1%
Durée de vie	25 ans
Le taux d'actualisation	6%

Le but de ce travail est d'analyser et de comparer la combinaison de grandes unités RO avec des centrales solaires à concentration (CSP) et photovoltaïque (PV), prenant en compte le fonctionnement de l'unité du dessalement à charge partielle due à l'intermittence. Trois configurations de l'unité de dessalement RO ont été considérées ; (a) unité RO de base sans dispositif de récupération d'énergie ; (b) RO avec turbine à turbine Pelton ; (c) RO avec un échangeur de pression. Dans le cas de l'installation CSP, le stockage thermique basé sur deux cuves de sels fondus, dont plusieurs capacités de stockage (8-14 h) sont considérés. Pour l'installation photovoltaïque, aucun stockage n'a été pris en compte en raison du coût des

batteries pour une grande centrale. Deux scénarios ont été proposés pour adapter l'unité de dessalement par osmose inverse RO afin d'assurer un fonctionnement stable. Dans le premier scénario, l'unité RO est représentée comme une unité complète avec des performances variables en fonction de la disponibilité de l'énergie électrique. Dans le second scénario, l'unité RO est composée de 10 sous-unités activées/désactivées en fonction de la disponibilité de l'énergie électrique. L'analyse a été effectuée pour un jour de printemps (22 mars), et les performances dynamiques de l'unité RO ont été représentées dans chaque cas, montrant l'effet de la puissance et l'importance des stratégies proposées dans chaque scénario.

Chapitre VI

Interprétation des résultats et discussion

VI.1 Introduction

Notre travail de recherche traite l'hybridation solaire des centrales thermiques utilisées pour le dessalement d'eau, les points essentiels à traiter sont :

- Les performances dynamiques des centrales solaires à concentration.
- Application des centrales solaire pour diffèrent région.
- La combinaison entre les centrales solaire est les stations de dessalement.
- Analyse économique des centrale solaires combinés avec les unités de dessalement thermique est mécanique (osmose inverse).

VI.2 Analyse de l'hybridation solaire d'une installation de turbine à gaz

Afin de minimisé la consommation du combustible et réduire les gaz toxique jeté par une installation des turbine à gaz, plusieurs technique peuvent utiliser parmi ces techniques l'intégration de l'énergie solaire qui représente une source inépuisable et renouvelable, pour faire fonctionnée cette turbine à gaz.

La technique adaptée avec les installations des turbines à gaz est la tour solaire (une des applications de solaire hélio thermodynamique à concentration) par ce qu'il donne des températures très élevé (environ 800°), Ceci est en accord avec les températures des installations des turbines à gaz.

Notre objectif dans ce travail est l'analyse de l'hybridation solaire d'une turbine à gaz par l'intégration d'une tour solaire avec un champ des héliostats, en même temps on compare les performances énergétiques et environnementales avec la même turbine à gaz mais sons hybridation (turbine à gaz conventionnelle)

VI.2.1 Rayonnement solaire direct

La figure ci-après montre l'allure du rayonnement solaire direct pendant la journée de 21 juin (région de Bechar), la durée d'ensoleillement d'environ de 12 h pendant ce jour (entre le levé et le coucher du soleil). Le rayonnement direct reçu peut atteindre jusqu'à 850 W/m^2 .

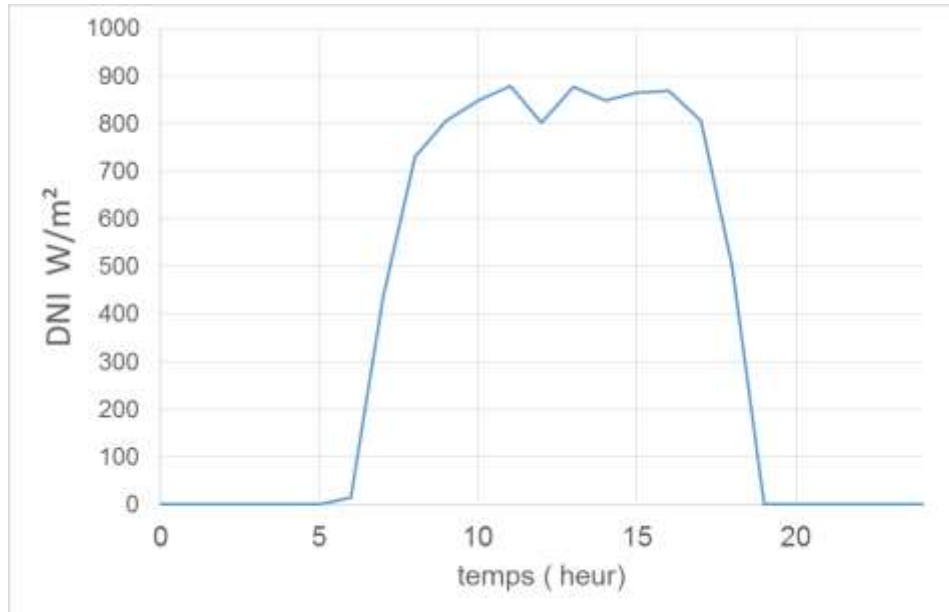


Figure. VI.1 Allure de DNI pendant la journée de 21 Juin dans la région de Bechar.

VI.2.2 Température ambiante

Les turbines à gaz sont conçus pour fonctionner dans des conditions ambiantes ISO, à savoir une température ambiante de 15°C , une pression atmosphérique de 1.013 bar, une humidité relative de 60%, mais ce n'est pas toujours le cas parce que ces conditions varient d'un jour à un autre et d'une région à une autre. Dans notre étude on a pris en charge l'influence de la température ambiante sur les performances de la turbine à gaz.

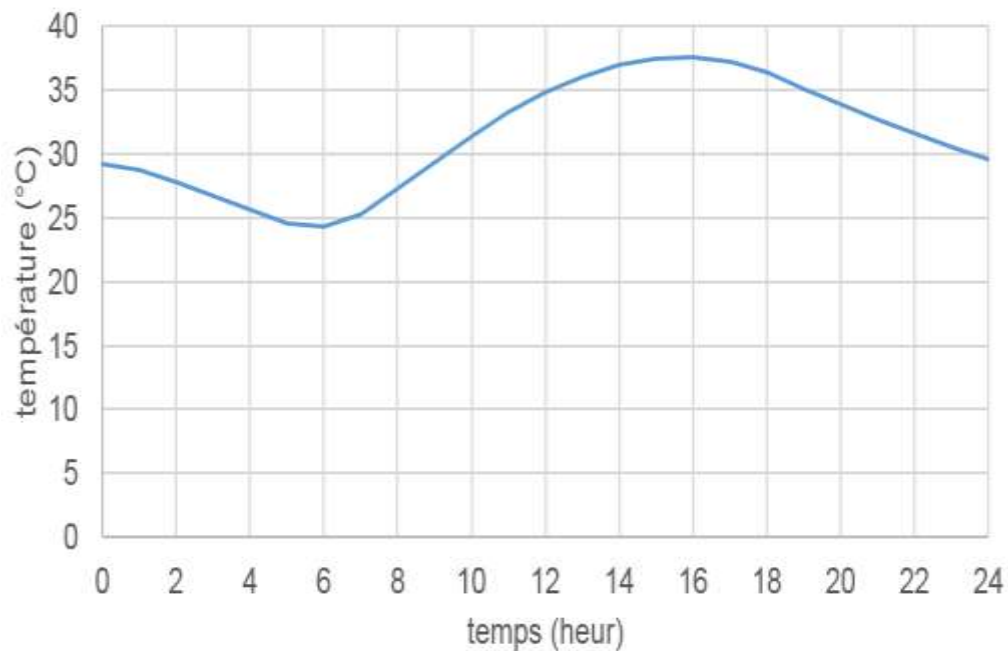


Figure. VI.2 Variation de la température ambiante dans la région de Bechar (21 Juin).

La température ambiante influe directement sur le travail absorbé par la compression. Plus l'air ambiant est chaud, plus le compresseur consomme du travail, donc le travail nette de la turbine de détente (qui sert à alimenter la génératrice) va diminuer.

Une solution possible à ce problème consiste à l'utilisation d'un système de refroidissement de l'air avant son admission dans le compresseur.

VI.2.3 Température d'admission dans la chambre de combustion

La chambre de combustion sert à brûler l'air comprimé afin d'assurer une température de sortie de 950°C à l'admission de la turbine (figure VI.3 courbe grise).

La figure VI.3 au-dessous montre l'évolution de la température de l'air au moment de son admission à la chambre de combustion. Les deux cas sont comparés : la courbe rouge modélise le cas d'une centrale conventionnelle tandis que la bleue modélise le cas de la centrale hybride.

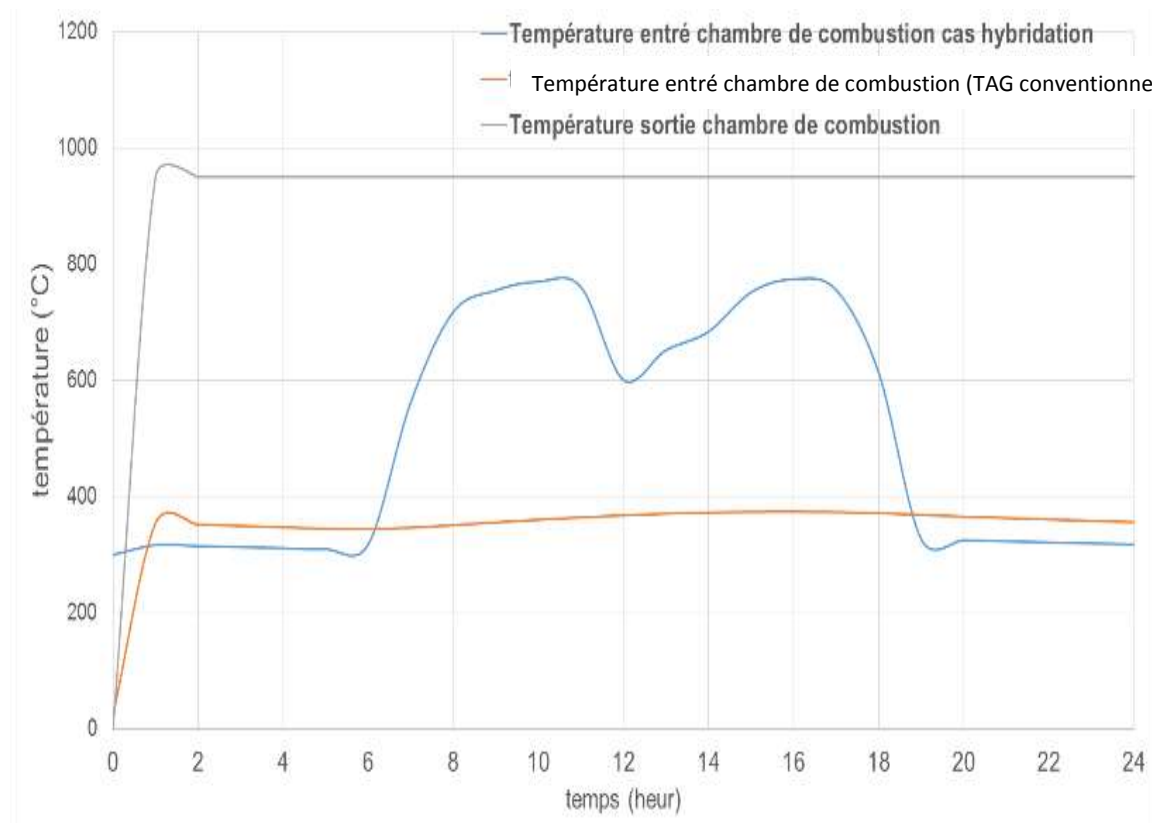


Figure. VI.3 Variation de la température d'air à l'admission de la chambre de combustion pendant la journée étudiée.

Nous avons tirés que dans le cas conventionnel, la température de l'air au refoulement du compresseur est de l'ordre de 350°C ce qui nécessite une plus grande consommation d'énergie pour atteindre les 950°C. En revanche, pour le cas d'une centrale hybride, la température de l'air peut atteindre jusqu'à 800°C grâce à l'énergie thermique absorbée dans le récepteur.

On remarque aussi une légère baisse de la température de l'air dans le cas hybride par rapport au cas conventionnel (temps entre 0 et 5h, et entre 19h et 24h). Cela peut s'expliquer par les pertes thermiques au niveau du récepteur pendant la nuit (l'absence du rayonnement solaire direct).

VI.2.4 Consommation du fuel

Nous avons calculons les gains de fuel par rapport au cas conventionnel en utilisant la formule suivante :

$$gain\ fuel = \frac{m_f - m_{fh}}{m_f} * 100 \quad VI.1$$

Avec :

m_{fh} : débit du fuel consommé en hybridation

m_f : débit du fuel sans hybridation

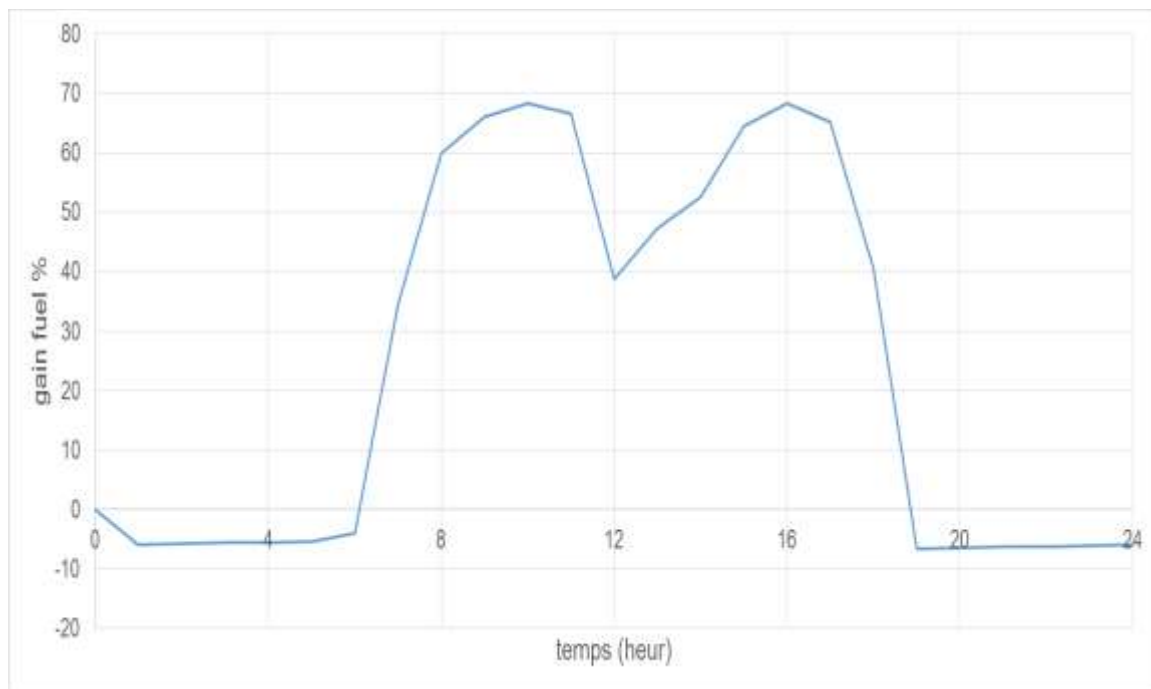


Figure. VI.4 Économie du fuel grâce à l'hybridation solaire.

Lorsque l'unité solaire est fonctionnelle, d'après le résultat du paragraphe précédent, la température de l'air est plus élevée ce qui permet de réduire la consommation du fuel utilisé dans la chambre de combustion. Ce gain peut atteindre jusqu'à 70%.

Cependant, pendant la nuit et à cause de l'absence du flux solaire, les pertes thermiques engendrent une légère augmentation de la consommation du fuel pour la centrale hybride.

VI.2.5 Puissance électrique produite

La puissance nette produite par l'installation est inversement proportionnelle à la température ambiante. Dans le cas d'hybridation les résultats représentés sur la figure au-dessous montrent une légère diminution de la puissance à cause de la consommation électrique par le système de poursuite des héliostats.

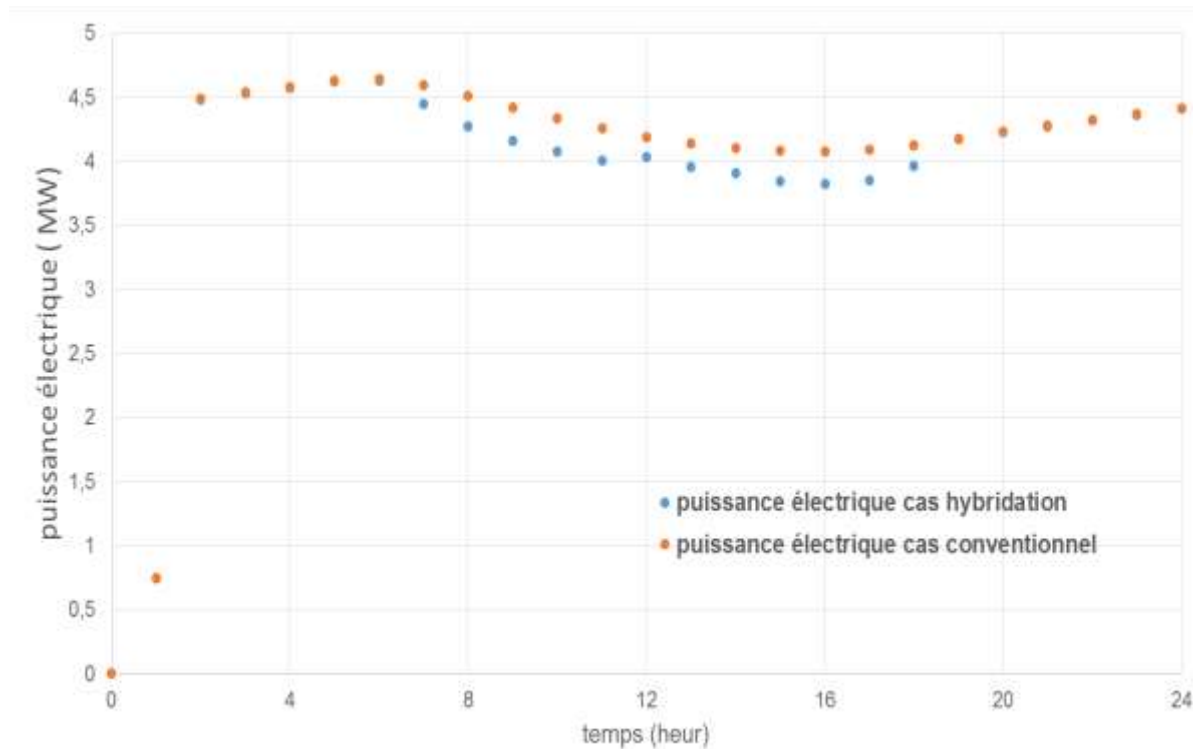


Figure. VI.5 Puissance nette produite par l'installation au cours de la journée sélectionnée.

VI.2.6 Dioxyde de carbone produit

La figure VI.6 montre le débit de CO₂ rejeté dans l'atmosphère par l'installation dans les deux cas étudiés. On remarque que l'hybridation nous a permis de réduire considérablement la quantité de CO₂ rejeté (jusqu'à 65%) par rapport au cas conventionnel (turbine à gaz simple). Cela est simplement justifié par la baisse de la consommation en fuel par la centrale hybride.

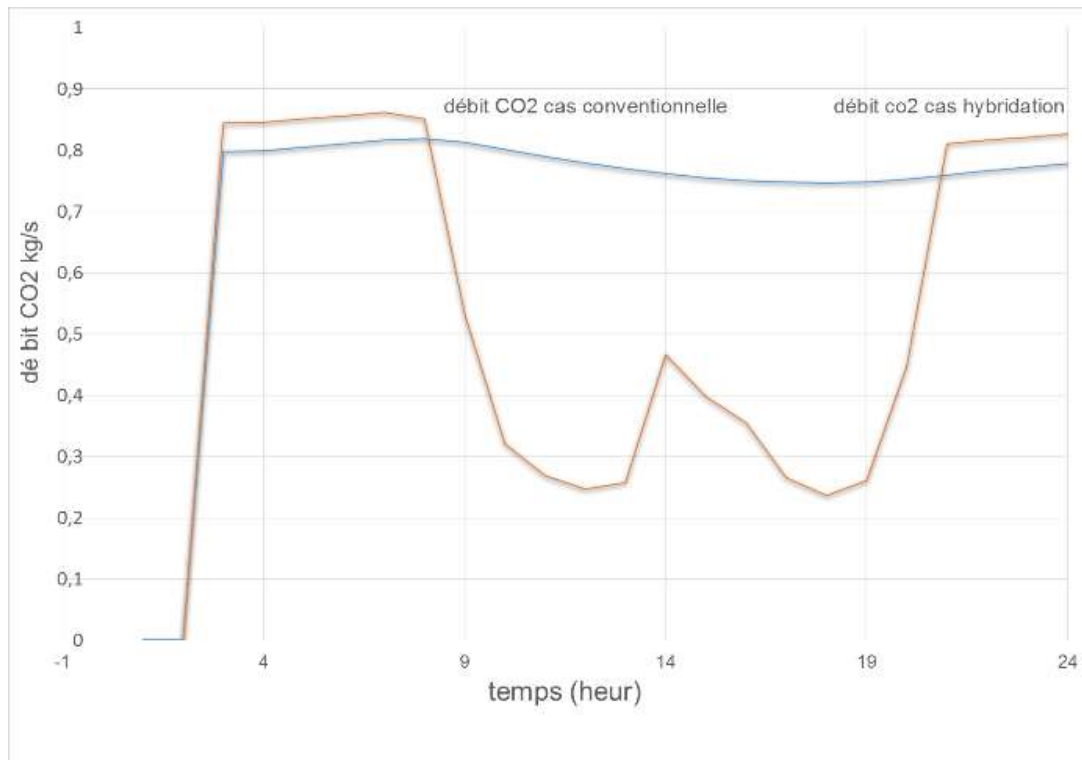


Figure. VI.6 Quantité de CO₂ produit par l'installation.

Dans cette partie de notre étude on a décrit le principe de l'hybridation d'une turbine à gaz par une installation solaire qui comporte une tour solaire et un champ d'héliostats. L'objectif consiste à montrer les gains potentiels en économie de consommation de fuel de ce genre d'installations par rapport aux centrales de turbine à gaz conventionnelles.

On a appliquée l'étude pour la zone de Bechar qui représente une zone saharienne aride, où le climat est adaptable pour les applications solaires à concentrations.

Les résultats obtenus montrent l'efficacité de l'hybridation solaire en permettant donc à la fois d'économiser l'utilisation des ressources fossiles (jusqu'à 70%) et de diminuer le rejet des gaz toxiques (jusqu'à 65% du CO₂) dans l'atmosphère.

Plusieurs freins empêchent l'exploitation des centrales solaires à tour à cause du coût d'investissement qui est très élevé notamment le champ des héliostats (50% prix de la centrale), donc il faut mener les recherches afin de trouver des solutions efficaces sur le plan économique.

VI.3 Etude d'une centrale solaire hybride à cycle combiné

Cette partie décrit le principe de l'hybridation d'une centrale à cycle combiné par une installation solaire qui comporte une tour solaire et un champ d'héliostats. L'objectif consiste à montrer les gains potentiels en économie de consommation de fuel de ce genre d'installations par rapport aux centrales thermique conventionnelles.

Trois sites pour l'implantation de cette installation sont testées, à savoir la zone de BECHAR et HASSI R'MEL aux sud de l'Algérie, ainsi que la zone de MESAAD situer à la wilaya de DJELFA dans haut plateaux.

Toutes les simulations ont été effectuées sur le logiciel TRNSYS (Transient System Simulation). Ce logiciel est basé sur une interface graphique permettant l'assemblage d'une centrale à partir de plusieurs composants modulaires (champ solaire, récepteur, bloc de puissance ...). Cela a été possible après l'intégration de la bibliothèque STEC.

Les données radiométriques et météorologiques issues de la base de données du logiciel météo norm 07.

VI.3.1 Variation de la température ambiante :

La température ambiante influe directement sur le travail absorbé par la compression. Plus l'air ambiant est chaud, plus le compresseur consomme du travail, donc le travail nette de la turbine de détente va diminuer, on peut remarquer que la zone de MESSAD est préférable pour un bon fonctionnement de la turbine à gaz mais au niveau du récepteur de la centrale à tour les pertes thermiques est inversement proportionnelle avec la température ambiante.

La figure VI.7 illustre l'allure de la température ambiante journalière moyenne (sur 24 heures) pendant l'année pour les trois sites (Bechar, HASSIR'MEL et MESSAD), pour les trois zone la zone de MESSADE est meilleur pour notre installation à cause de ça basse température ambiant ce qui assuré un bonne fonctionnement de la partie turbine à gaz. Par contre par rapport à la partie tour solaire les pertes thermiques au niveau du récepteur sont plus grandes dans cette zone à cause de l'échange avec l'extérieur.

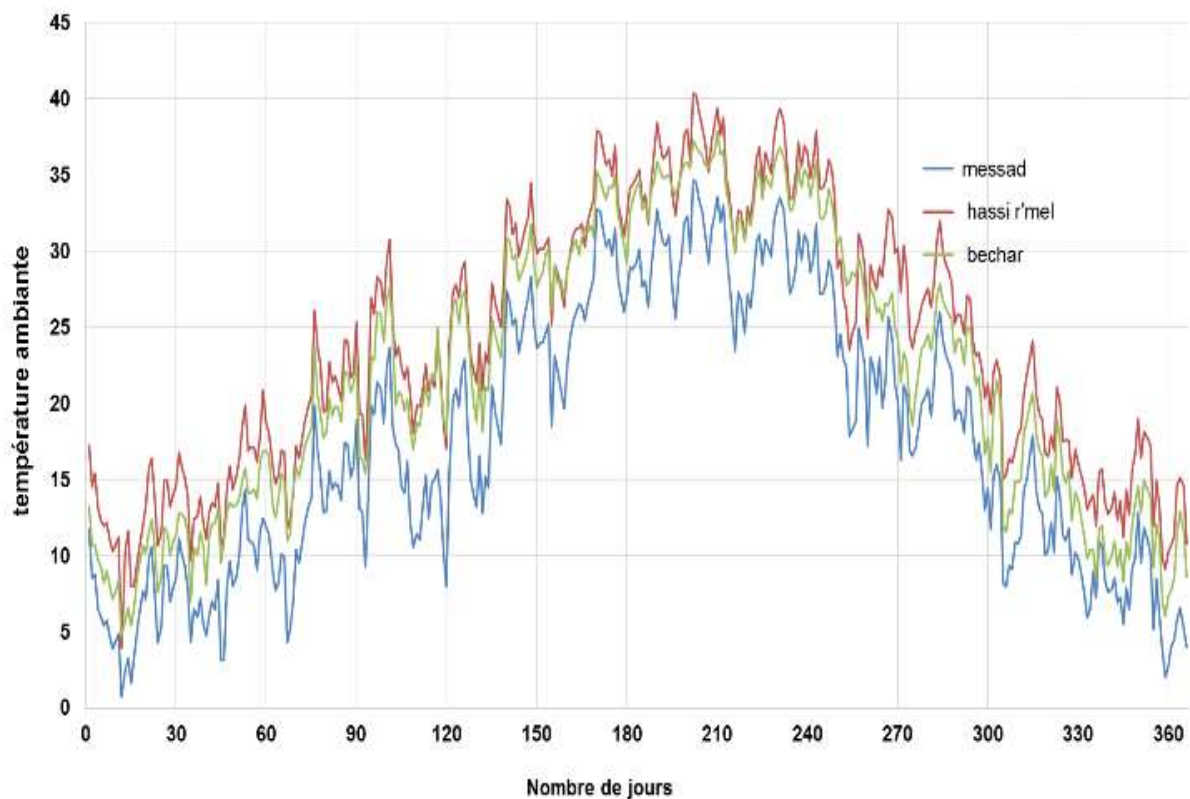


Figure VI.7 Variation de la température ambiante pendant l'année (moyenne sur 24 heures).

VI.3.2 Rayonnement direct :

La figure VI.8 au-dessous montre l'évolution horaire du rayonnement solaire direct pendant l'année.

La région de HASSI R'MEL caractérisé par un bon rayonnement (jusqu'à 1050 w/m² zone saharien) ensuite la zone de BECHAR (le DNI atteindre 1000w/m²) et en troisième position la zone de MESSAD,

Mais nous défendant toujours sur la zone de MESSAD par ce que dans cette zone par de sable, ciel totalement claire pendant l'année, dans le facteur de corrosion et de dégradation surtout les héliostats est plus petit dans cette zone.

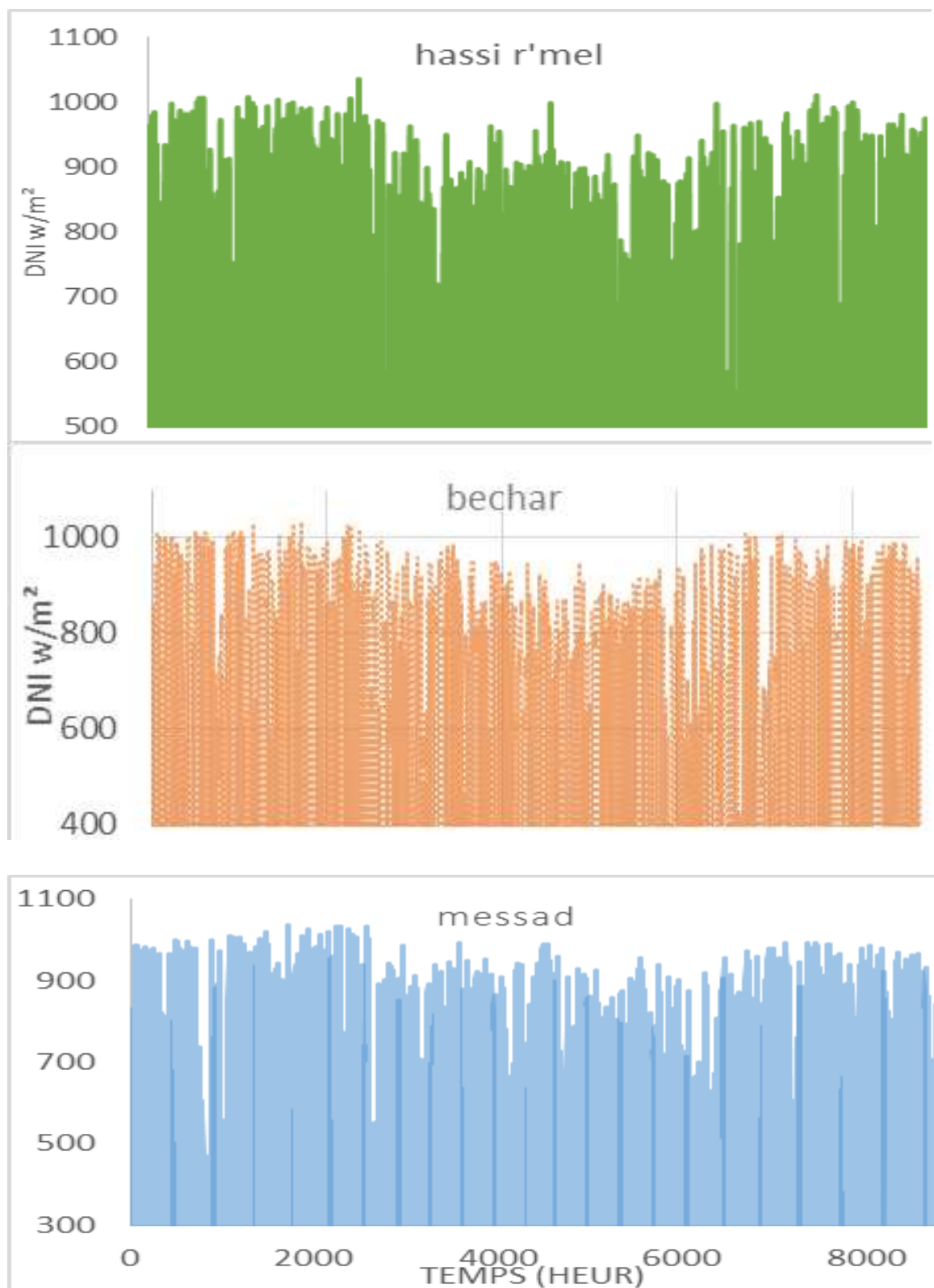


Figure VI.8 : Allure horaire du rayonnement directe pour les sites choisis pendant l'année.

VI.3.3 Puissance nette produite pour les différents sites choisis :

La puissance électrique nette produit est varié au cours de l'année suivant les conditions météorologiques et radiométrique. Selon la figure VI.9 la puissance est inversement proportionnelle à la température ambiante.

La centrale hybride produire une puissance légèrement grande dans la région de MESSAD par rapport d'autres zones, ce qui montre l'influence de la température ambiante sur le fonctionnement de la turbine à gaz.

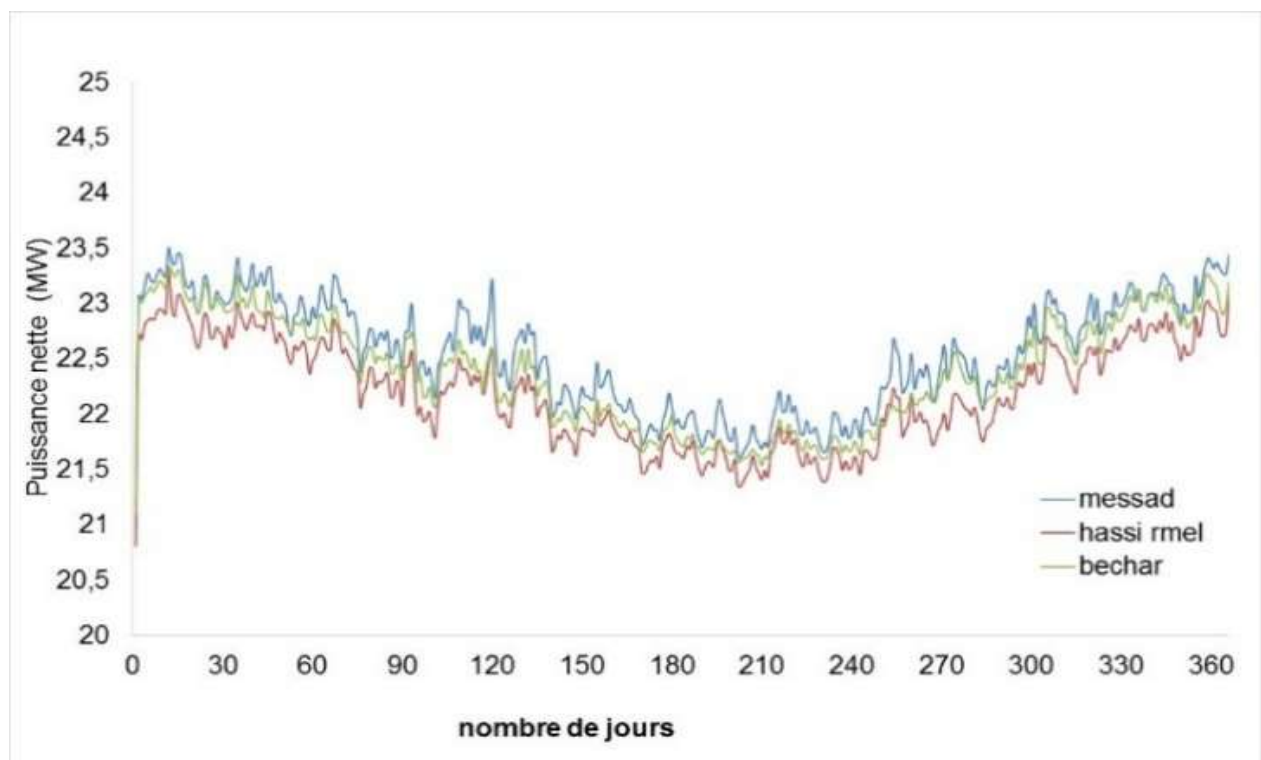


Figure VI.9. Puissance électrique nette produite au cours de l'année (moyenne journalière)

VI.3.4 Bilan de carbone

La figure VI.10 montre la quantité de CO₂ annuelle rejeté dans l'atmosphère par l'installation pour les différents sites.

On remarque que l'hybridation nous a permis de réduire considérablement la quantité de CO₂ rejeté (jusqu'à 65%) par rapport au cas conventionnel (turbine à gaz simple). Cela est simplement justifié par la baisse de la consommation en fuel par la centrale hybride.

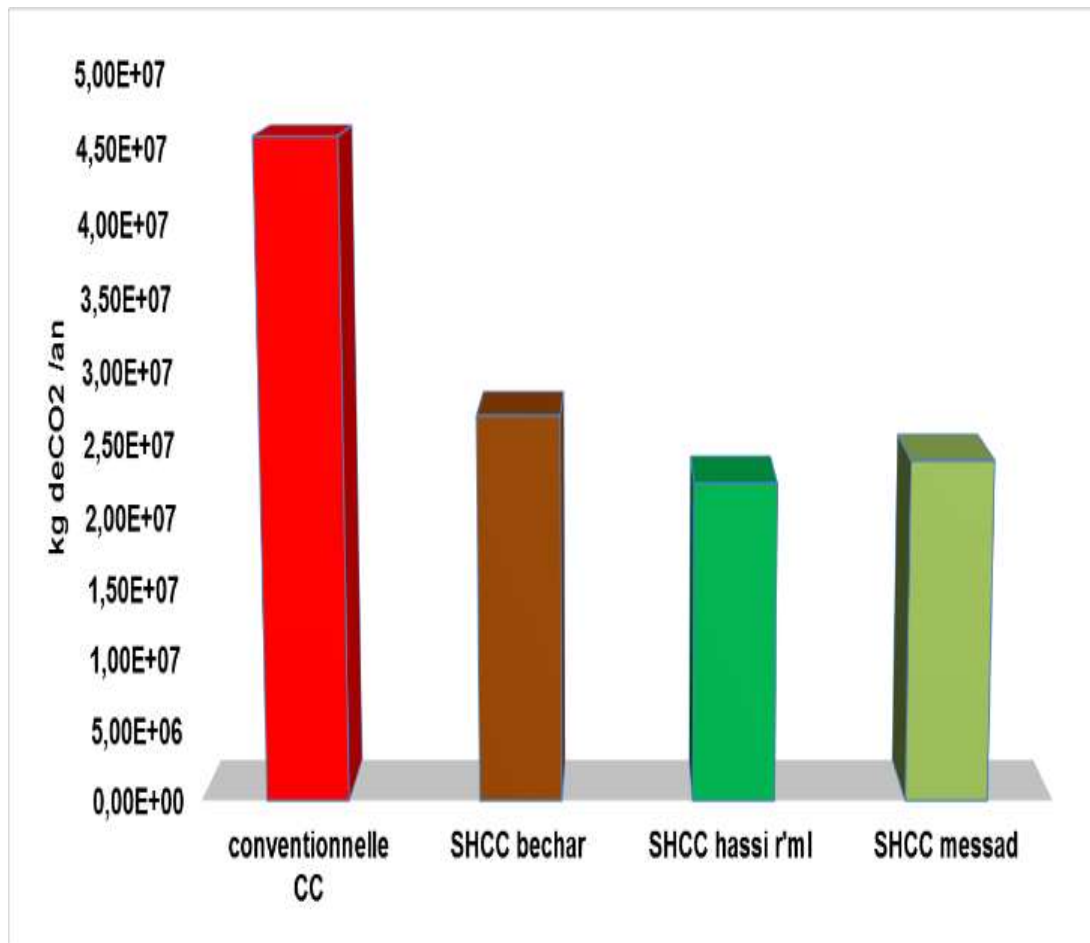


Figure VI.10. Quantité de CO2 produite par l'installation.

En parallèle la figure VI.11 représente la réduction de la quantité de CO2 en comparaison avec un cycle combiné sans hybridation solaire. Alors 52% de CO2 à éviter grâce à l'hybridation dans la région de HASSI R'MEL, 48% à MESSAD, et 40% a BECHAR, mais si en cherche le compromis entre la puissance et la quantité de CO2, on trouve que la région de MESSAD est préférable pour l'implantation de ce type des installations.

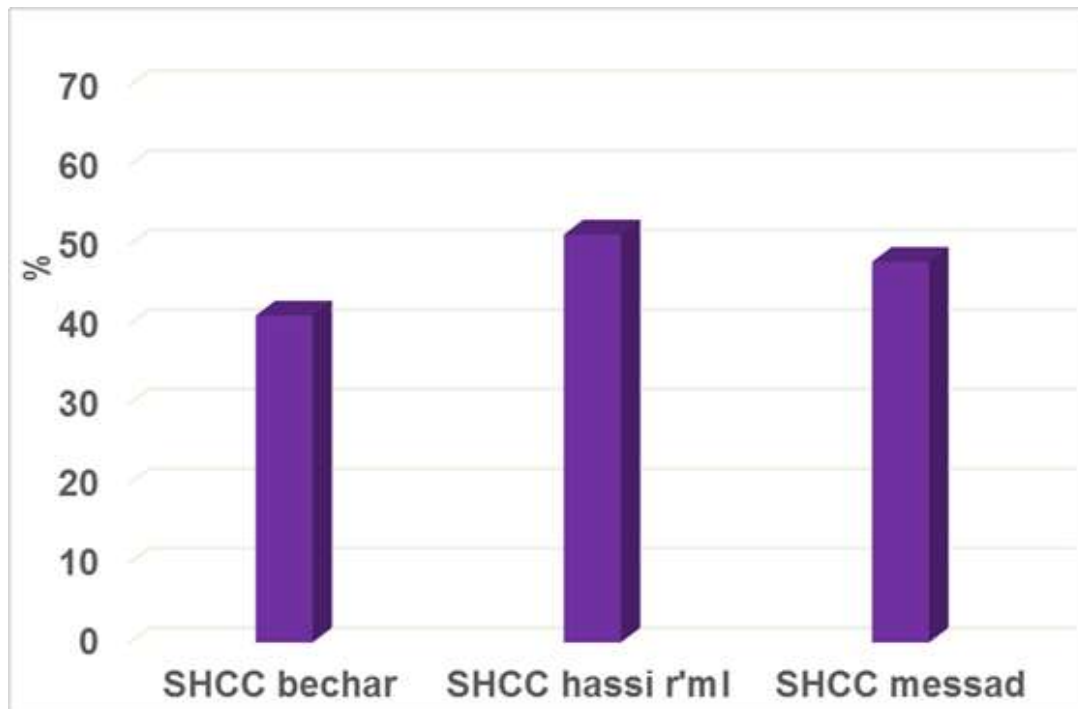


Figure VI.11. Réduction de CO2 pour les différents sites.

Les résultats obtenus montrent l'efficacité de l'hybridation solaire en permettant donc à la fois d'économiser l'utilisation des ressources fossiles (jusqu'à 70%) et de diminuer le rejet des gaz toxiques (jusqu'à 65% du CO2) dans l'atmosphère.

Plusieurs freins empêchent l'exploitation des centrales solaires à tour à cause du coût d'investissement qui est très élevé notamment le champ des héliostats (50% prix de la centrale), donc il faut mener les recherches afin de trouver des solutions efficaces sur le plan économique.

VI.4 Etude de faisabilité d'une centrale solaire CSP combinée avec une station de distillation multi effet :

VI.4.1 Temperature ambient and direct radiation DNI

La figure VI.12 montre la variation de température ambiante pour les cinq sites étudiés du 03 au 09 juillet. Comme le montre cette figure, la température ambiante variait entre 15 ° C la nuit et 35 ° C le jour. Pour la centrale solaire, les pertes thermiques dans le récepteur de la tour solaire sont inversement proportionnelles à la température ambiante.

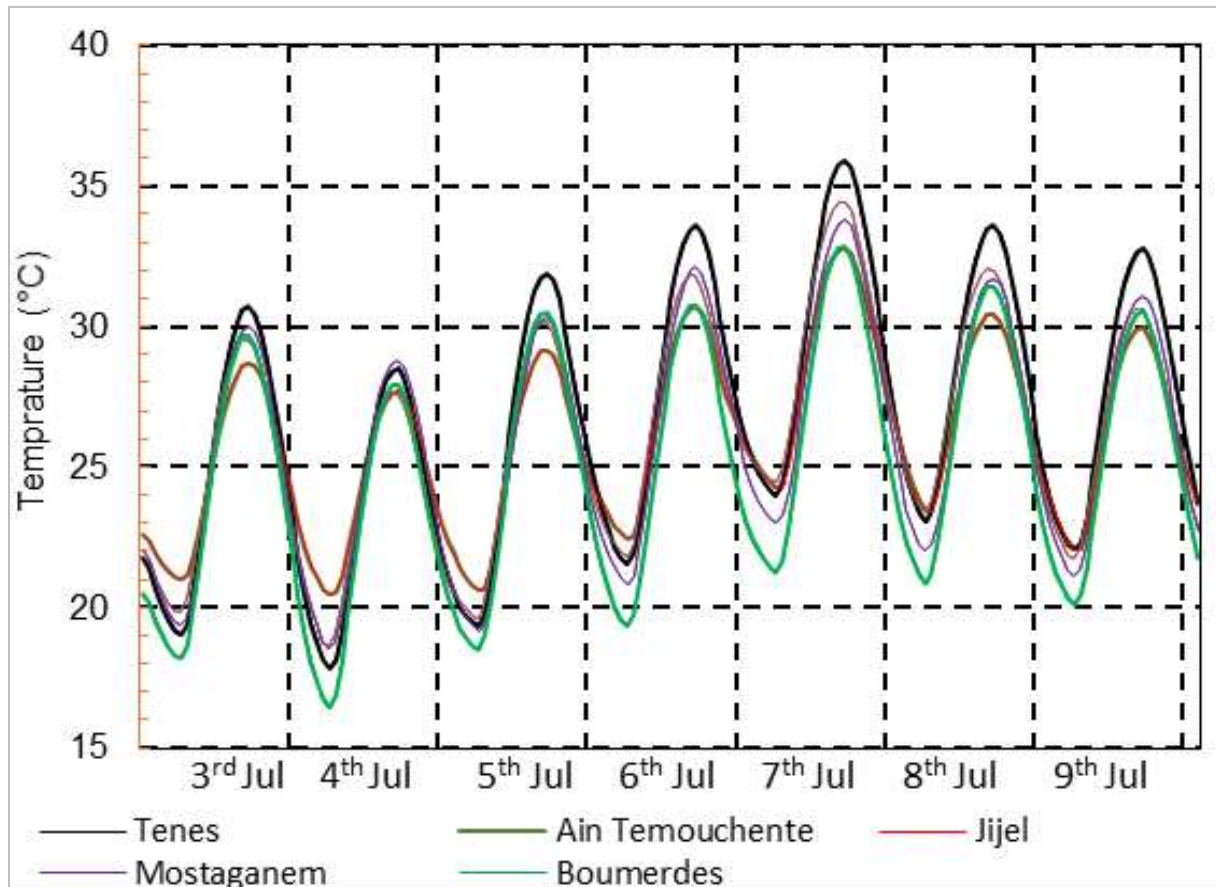


Figure VI.12 Température ambiante dans les différentes zones sélectionnées.

VI.4.2 Direct normal radiation DNI

La figure VI.13 montre la variation du rayonnement direct pour les différentes zones, le rayonnement normal direct DNI dépasse 600w/m² et atteint la valeur de 900w / m². Pour la centrale solaire à concentration CSP, le rayonnement direct est un facteur nécessaire pour le dimensionnement du champ des héliostats, la durée d'ensoleillement est d'environ 12 heures par jour.

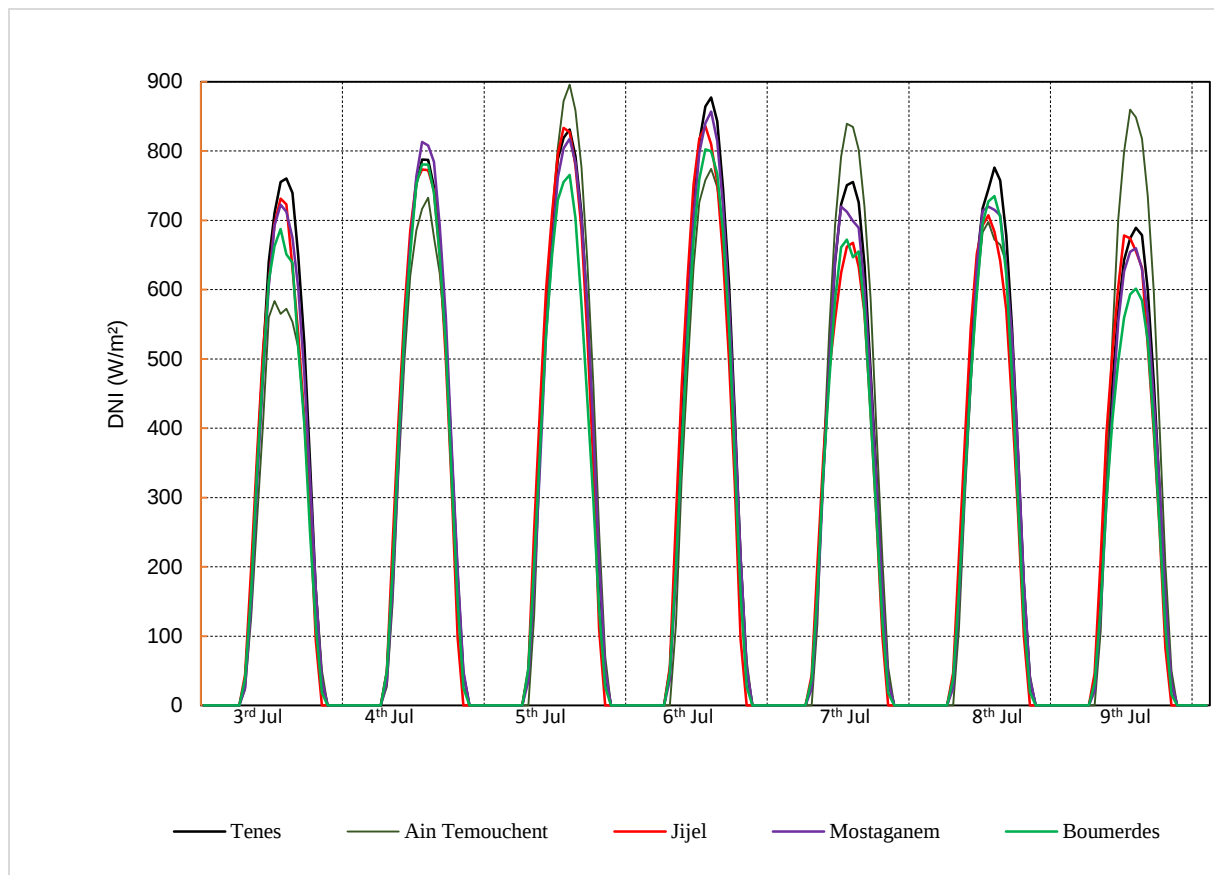


Figure VI.13. DNI (de 03 au 09 Juillet) dans les sites examinés.

VI.4.3 Température dans les différents éléments de l'installation

L'installation solaire CSP fonctionne uniquement aux heures ensoleillées, le stockage thermique et l'hybridation n'étant pas pris en compte. Par conséquent, l'absence de source fossile justifie que ce type d'installation est 100% propre.

Comme indiqué sur la figure ci-dessous, le fluide caloporteur (HTF) est entré dans le récepteur à une température de $220^{\circ}C$ et sort à une température de $570^{\circ}C$. Dans la période sombre et dans la nuit lorsque le rayonnement solaire direct DNI est égal à zéro, le fluide HTF stocké dans le réservoir à une température de $220^{\circ}C$ pour éviter le gel dans le tuyau (sels fondus).

Nous avons utilisés TRNSYS pour la modélisation, le récepteur solaire fonctionne à une température imposée (température fixe), seulement le débit massique de HTF chaude varié en fonction de l'énergie solaire disponible fournie par le champ héliostats.

Dans l'autre partie dans le générateur de vapeur récupération de chaleur (SHRSG) l'entrée de fluide de travail dans l'économiseur à 73 ° C et tout à fait le surchauffé à 380 ° C avec une pression fixée à 100 bars. Le débit massique de vapeur varie également avec la disponibilité de l'énergie solaire.

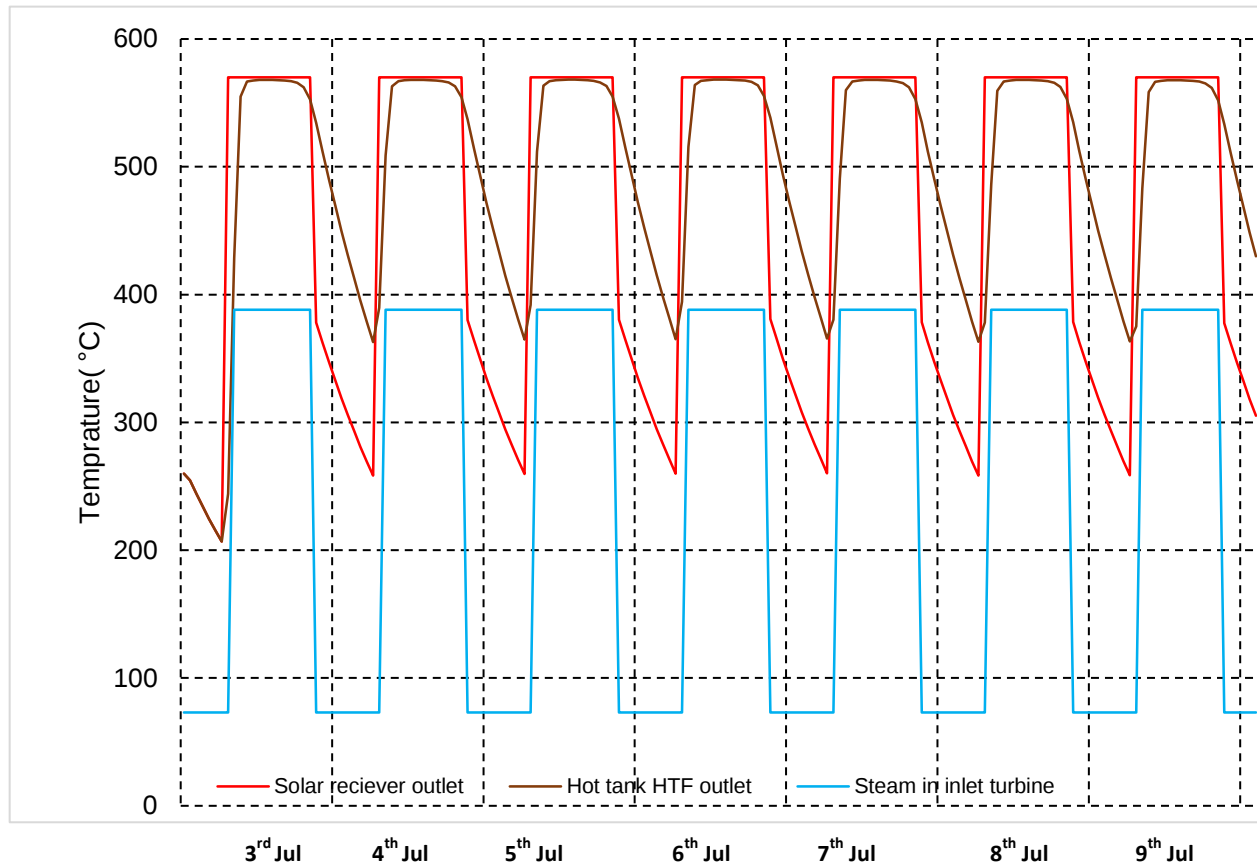


Figure VI.14. Variation de la température dans le récepteur de la tour solaire et le bloc de puissance.

VI.4.4 Puissance électrique nette produite

La figure VI.15 représente la variation de la puissance produite par la centrale solaire de la tour solaire CSP au cours de la période du 3 au 9 juillet de l'année pour différents sites côtiers sélectionnés examinés. On observe que la puissance produite varie selon le rayonnement solaire direct DNI;

Lorsque le DNI est maximale la puissance dépasse 10 MWe dans certains jours. Cependant, au lever et au coucher du soleil avec les valeurs minimum du rayonnement direct puissance nette produite est petite. De plus, pendant une journée, La durée moyenne d'ensoleillement est

d'environ 12 heures. La figure VI.16 montre la puissance électrique quotidienne totale produite en MWh par jour pour les différentes zones. La puissance journalière produite dans chaque zone est la suivante : 72,4 MWh / jour en TENES, pour AIN TEMOUCHENT 53,8 MWh / jour, 64,9 MWh / jour en JIJEL, 66,7 MWh / jour en MOSTAGANEM et 61,2 MWh / jour en BOUMERDES.

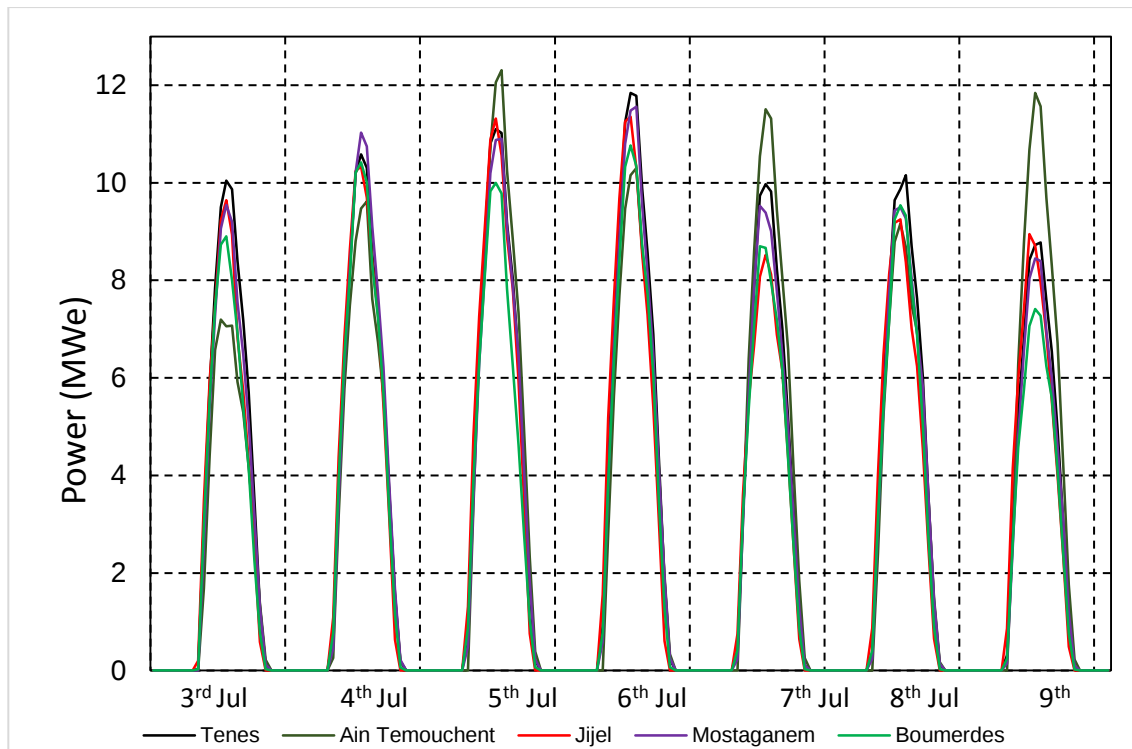


Figure VI.15 Puissance horaire produite dans les différentes zones.

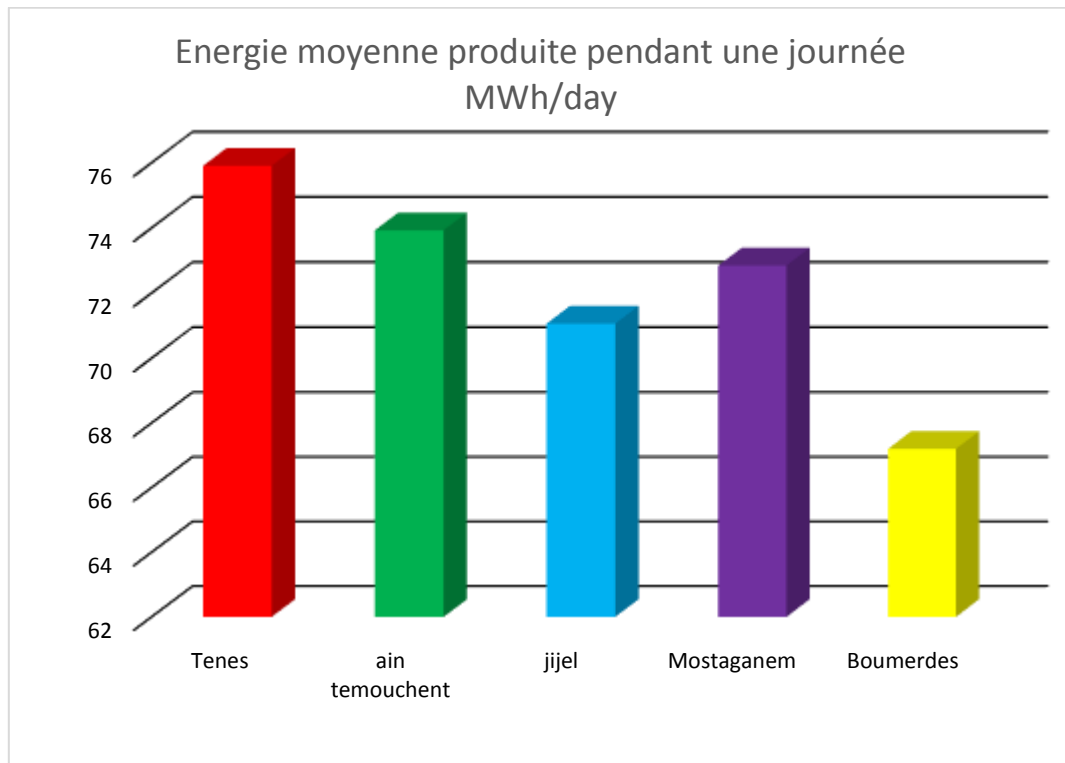


Figure VI.16.. L'énergie quotidienne moyenne produite par l'installation pour chaque site.

VI.4.5 La quantité d'eau produite par l'unité de distillation MED :

La figure VI.17 montre la quantité d'eau produite par jour dans la période du 3 au 9 juillet pour les sites examinés, il est bien claire que la quantité d'eau produite dépasse 4000 m³ / jour, et dans certains jours ell atteint plus de 5000 m³ / jour, notamment pour la zone de Tenes, Ain Temouchent et Mostaganem.

De plus, la moyenne arithmétique de l'eau douce quotidienne produite par l'unité MED représenté dans la figure 84. Cette figure révèle que la production d'eau douce obtenue est de 4634m³ / jour pour les TENES, 4518m³ / jour pour AIN TEMOUCHENT, 4368m³ / jour pour JIJEL , 4474m³ / jour pour MOSTAGANEM, et 4180m³ / jour pour BOUMERDES.

Il a été mentionné précédemment que l'eau produite dépend du débit de vapeur disponible introduit dans l'unité MED, cette vapeur étant également affectée par l'intermittence et la fluctuation du rayonnement solaire direct DNI. On peut voir clairement sur la figure 84 que la région de TENS a une production élevée par rapport à l'autre zone.

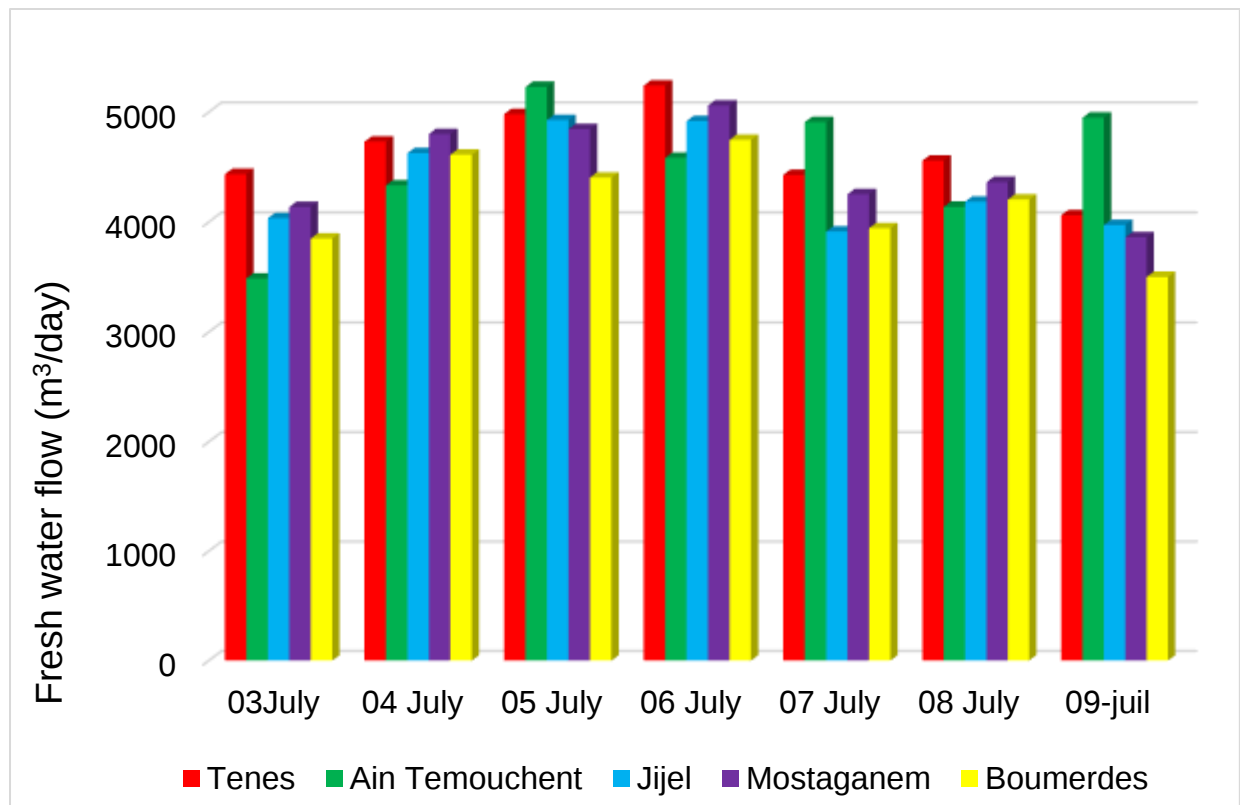


Figure. VI.17. Quantité journalière d'eau produite pour chaque zone.

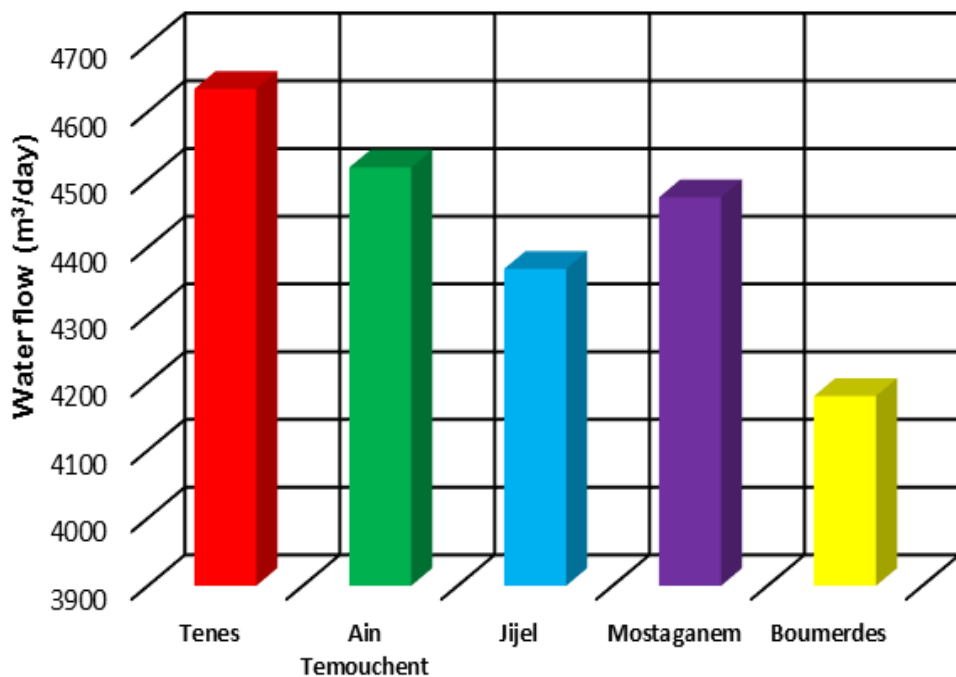


Figure VI.18. Quantité moyenne d'eau produit par jour.

Le tableau VI.1 résume les résultats obtenus par rapport aux prix d'électricité et de l'eau produit par le système (LEC et LWC) pour les différentes zones, les résultats de l'analyse économique dans les différentes zones retenues considérant que l'installation CSP-MED ne travaille que 12 heures sous l'effet des fluctuations de puissance et l'intermittence.

Les résultats du tableau 16 révèlent que dans la zone TENES égale 0,87 (\$ / kWh) de la LEC et LWC = 0,93 (\$ / m³) c'est plus favorable par rapport à l'autre zone. Les autres zones classées comme suit (fig10): AEC TEMOUCHENT LEC = 0,89 (\$ / kWh), LWC = 0,93 (\$ / m³), MOSTAGANEM LEC = 0,9 (\$ / kWh) LWC = 0,97 (\$ / m³), pour JIJEL LEC = 0,93 (\$ / kWh) et LWC = 0,99 (\$ / m³), enfin LEC zone BOUMERDES = 0,98 (\$ / kWh) LWC = 1,04 (\$ / m³).

Dans les travaux de Palenzuela et al (2011), la combinaison de LT-MED et de la centrale solaire parabolique à auge a été étudiée, pour la (configuration 01) sous le climat d'ALMERIA (zone méditerranéenne). Le LEC obtenu est de 18,73 c € / kWh et pour le LWC de 0,96 € / m³, comparé au résultat économique obtenu pour ce travail. Il est clair que le coût de de 1m³ d'eau produit est à peu près le même, cependant pour le coût kilowatt heure de l'électricité dans le cas d'étude est plus élevé que le résultat de Palenzuela et al (2011), cette variation est justifiée avec le type de technologie de CSP utilisé, parce que le creux parabolique est moins cher par rapport à l'héliostat et au récepteur de la tour. De plus, cet écart est dû à l'effet d'échelle, puisque nous avons comparé notre usine de 10 MWe à l'usine de Palenzuela et al (2011) de 50 MWe.

Tableau VI.1. Résultats des prix unitaire de l'eau et de l'électricité.

	LEC (\$/kWh)	LWC (\$/m ³)
TENES	0.87	0.93
AIN TEMOUCHENT	0.89	0.96
JIJEL	0.93	0.99
MOSTAGANEM	0.90	0.97
BOUMERDES	0.98	1.04

Si en considérant la zone TENES comme une zone référence , la différence d'augmentation en pourcentage dans les coûts de l'eau et de l'électricité (LEC et LWC) est comme suit: (2,3% dans LEC et 3,2% LWC AIN TEMOUCHENT), et (LEC 6,9% dans LEC et 6,4% LWC JIJEL),

% en LEC), 4,3% de LWC pour MOSTAGANEM) et (7,8% de LEC, 11,8% de LWC pour la zone BOUMERDES) plus par rapport les coût obtenues pour la zone TENES.

En remarque que la différence dans les prix LEC et de LWC entre les zones sélectionnées soit trop faible, dans une plage ne dépassant pas 12%. On peut alors dire que les zones côtières algériennes sont favorables à ce type d'installation CSP-MED car les zones sélectionnées représentent un balayage de la côte algérienne. Trois sites dans l'ouest de l'Algérie (AIN TEMOUCHENT, MOSTAGANEM, TENES) où il existe plusieurs usines de dessalement conventionnelles, une dans le centre (BOUMERDES) et une dans l'est (JIJEL). Enfin, nous concluons que toutes les côtes algériennes sont adaptées à la centrale combinée CSP-MED, économiquement comme indiqué précédemment, techniquement par adaptation à l'intermittence et à la charge partielle sans affecter la qualité de l'eau douce. Et socialement, parce qu'il répond à la pénurie d'eau potable, et à l'environnement par la réduction de l'utilisation des ressources fossiles.

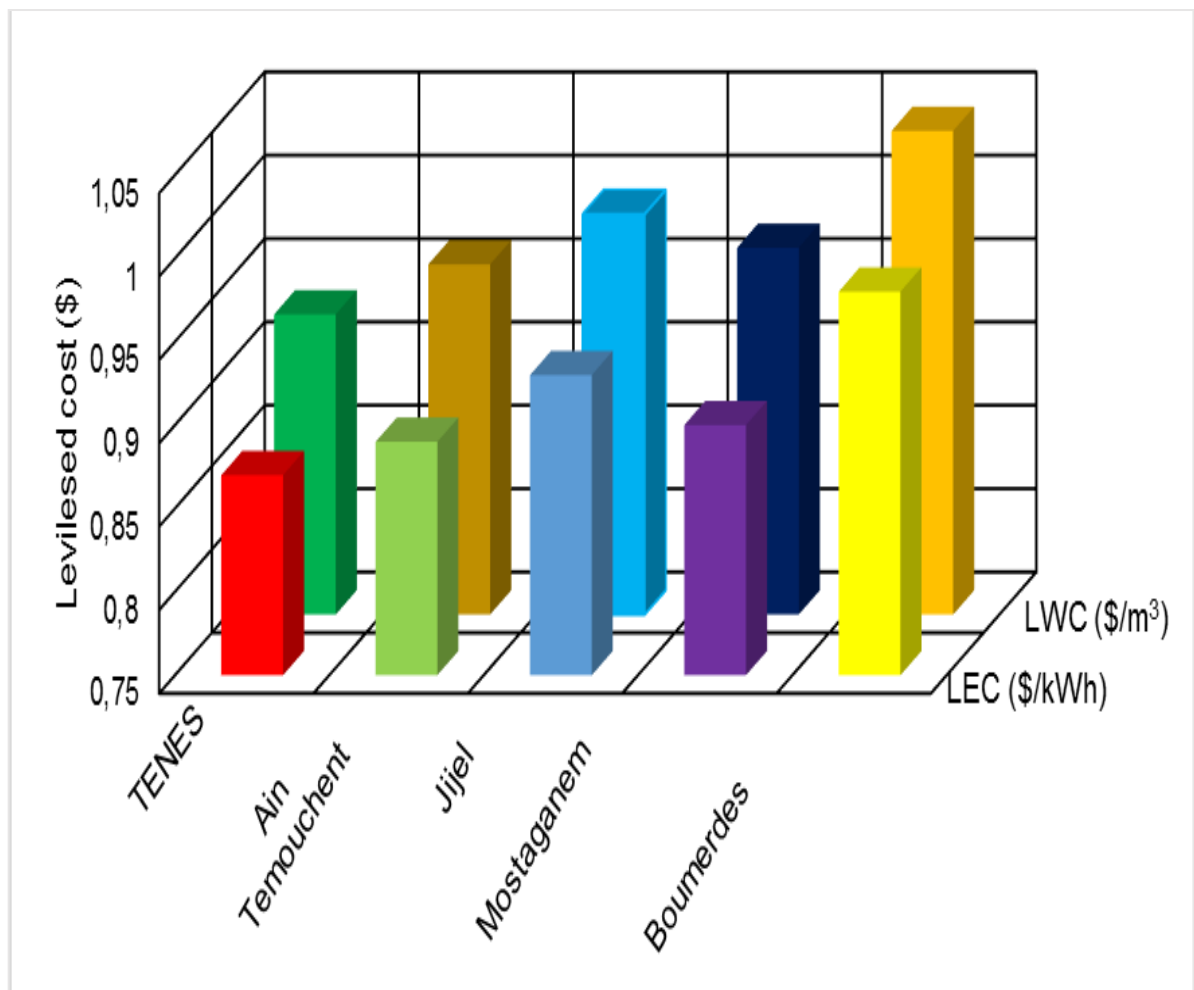


Figure VI.19: Prix de l'eau et de l'électricité produites.

VI.4.6 Conclusion

La technologie de dessalement à l'énergie solaire est la meilleure solution à la pénurie d'eau potable dans les zones arides ainsi que dans les régions semi-arides. Le présent travail concerne l'analyse technico-économique de la combinaison d'une installation solaire à concentration à tour avec une unité de dessalement multi-effet (MED), où l'unité de MED remplace totalement le condenseur dans le cycle de puissance. Dans lequel le flux de vapeur fourni par la turbine se condense dans le premier effet de l'unité de dessalement MED. La configuration proposée offre une flexibilité et permet de sécuriser la production d'eau douce dans presque toutes les conditions de fonctionnement, de faible charge jusqu'au maximum, sans système d'hybridation ou de stockage. La centrale solaire considérée a une puissance nominale de 10 MWe et 710 héliostats d'une surface de 148 m² chacun. Les résultats économiques obtenus de l'analyse ont été validés avec les résultats de l'étude. L'étude paramétrique montre que la zone TENES est plus favorable pour cette technologie de CSP-MED par rapport aux autres sites.

VI.5 Analyse technico-économique d'une centrale solaire autonome combinée à une station de dessalement par osmose inverse sous l'effet de l'intermittence solaire :

VI.5.1 Introduction :

Dans cette partie nous avons présenté au départ le design de la station de dessalement à travers une analyse paramétrique afin de choisir le bon concept pour une unité de RO d'une capacité nominale de 50000m³/jour, ensuite le dimensionnement des différentes configurations des centrale solaire (CSP et PV), après cette étape on a présenté le comportement dynamique des centrale solaire combinée avec les stations dessalement pour les différent cas étudiés.

VI.5.2 Analyse paramétriques :

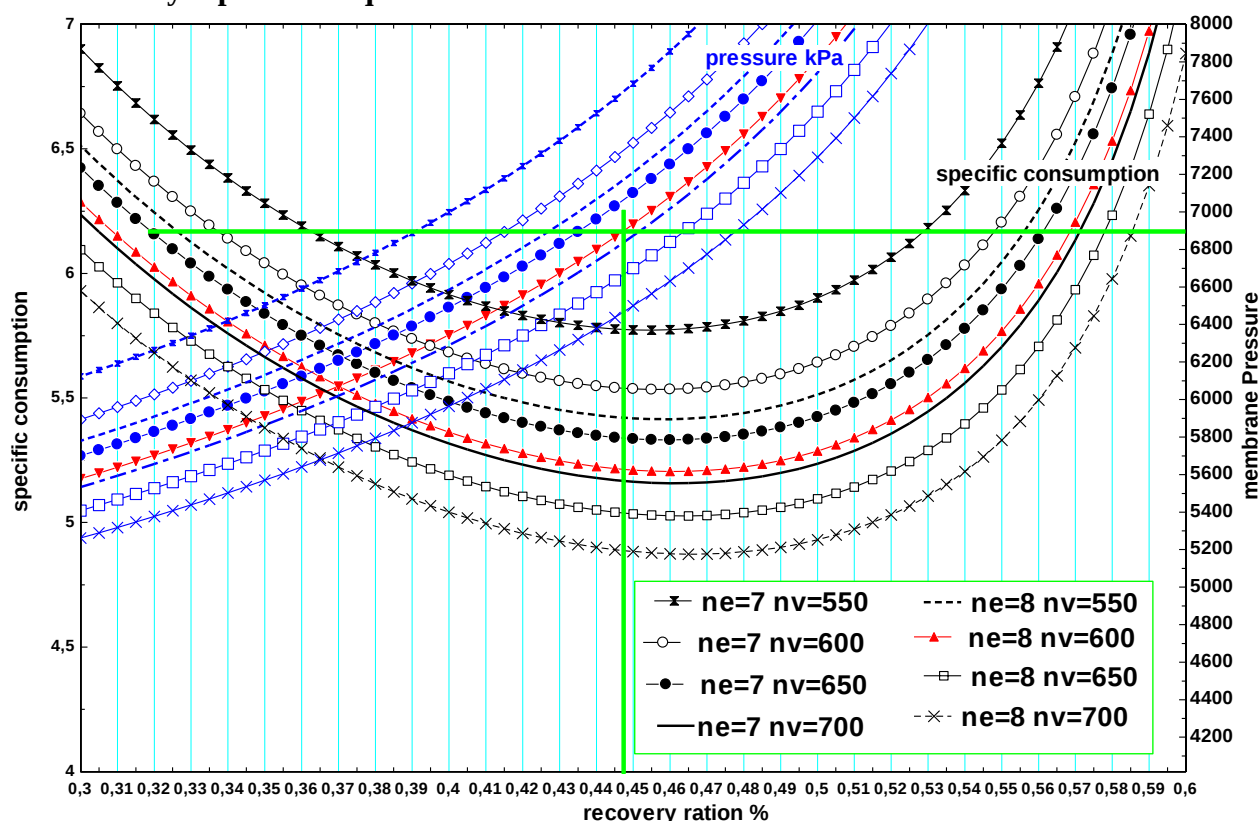


Figure VI.20 Optimisations paramétriques de taux de récupération pour la station de dessalement par osmose inverse à l'étude.

Comme mentionné auparavant, une optimisation de la conception de l'unité RO a été réalisée par une analyse paramétrique afin de sélectionner une meilleure conception de l'installation de dessalement (osmose inverse RO). La figure au-dessus montre la variation de la consommation spécifique de l'énergie et de la pression appliquée à la membrane en fonction du taux de récupération, différents cas pour le couple nombre des receptions sous pression et le nombre des membranes qu'il contient.

Le tableau VI.2 montre les résultats obtenus à partir de l'analyse paramétrique basant sur la valeur maximale du taux de récupération. Le taux de récupération est choisi en tenant compte de la pression maximale admissible par la membrane (69 bars pour la membrane SW30HR-380) et d'une valeur raisonnable de consommation spécifique d'énergie SPC. Dans tous les cas, les performances de l'unité de l'osmose inverse (concentration de perméat, SPC, pression, puissance de la pompe HP) sont comparées aux résultats obtenus avec le logiciel ROSA7.2.

Tableau VI.2 : Tableau récapitulatif des différents cas et comparaison entre le résultat ROSA et le modèle EES.

	7 éléments				8 éléments			
Nombre des récipients sous pression	550	600	650	700	550	600	650	700
maximum taux de récupération % (SW30HR380) bar (69 bar max	39.12 %	41.5 %	43.54 %	45.19%	7.4%	44.75%	46.41%	47.81%
ROSA vs EES maximum erreur% (valeurs de RR)	5.4% 39%)	7% 41 %)	7.23 % 43%	8.82% 45%	7.4% 42.5%	8.82% 44.5%	9.18% 46%	10.46% 47.5%
concentration de perméat erreur (ROSA vs EES)	5.4%	5.91 %	7.23 %	8.22%	5.93%	8.22%	9.18%	10.46%
SPC	5.97	5.44	5.15	4.92	5.25	4.98	4.79	4.64

La conception optimale est un équilibre entre le pourcentage d'erreur minimum (l'erreur relative du modèle par rapport au résultat obtenu par le logiciel ROSA7.2), le taux de récupération maximum et une valeur raisonnable de la consommation d'énergie spécifique.

A partir de l'optimisation paramétrique la conception optimale de l'unité de dessalement RO choisie est seule qui contient 600 récipients sous pression chacun avec 8 éléments. Afin d'assurer un fonctionnement stable de la membrane (pression de la membrane inférieure à 69 bars) en tenant compte de la fluctuation de la puissance, un taux de récupération de 42% a été attribué.

VI.5.3 Design et conception des centrales solaire

Une fois que la conception optimale de la station de dessalement par osmose inverse (RO) a été sélectionnée, la puissance nominale requise par l'unité RO (avec et sans dispositif de récupération d'énergie ERD) a été déterminée, afin de concevoir les centrales solaires (centrales thermodynamique à concentration CSP et centrale photovoltaïque PV). Dans le cas de centrale solaire CSP, la consommation d'énergie requise par le système de refroidissement (dans le condenseur) dans le cycle de puissance est considérée. Les résultats obtenus sont indiqués dans le tableau 18. Il a été observé que dans le cas d'une unité de dessalement OI avec une turbine de récupération et avec un échangeur de pression, la puissance requise est respectivement de 29% et 52% inférieure à la puissance requise pour l'unité RO sans aucun dispositif de récupération d'énergie ERD.

Le tableau VI.4 montre les résultats obtenus de la conception des centrales CSP et PV en termes de puissance nominale, de surface de champ solaire et de capacité de stockage thermique.

Tableau VI.3 Puissance requise et consommation d'énergie spécifique au point de conception pour les systèmes CSP-RO et PV-RO

Unité de RO	Puissance (kW)		Consommation spécifique en énergie (kWh/m ³)		Concentration des Perméat (g/L)
	Centrale PV	Centrale CSP	Centrale PV	Centrale CSP	
Basic RO	13748	14216	6.6	6.8	0.21
RO-TWR	9692	10022	4.7	4.8	0.21
RO-PEX	6549	6772	3.1	3.3	0.21

Tableau VI.4 . Résultats de la conception des centrales solaires

	RO Basic			RO- WPT			RO-PEX		
	puissance (kW _e)	Champ solaire (m ²)	Stockage thermique (MWh)	puissance (kW _e)	Champ solaire (m ²)	Stockage thermique (MWh)	puissance (kW _e)	Champ solaire (m ²)	Stockage thermique (MWh)
PV	13748	86547	----	9692	58617	---	6549	39077	---
CSP	14216	130056	---	10022	89936	---	6772	58913	---
(0h)									
CSP	14216	189118	277.4	10022	136764	195.6	6772	98589	132.1
(8h)									
CSP	14216	235503	346.7	10022	161825	244.4	6772	113203	165.2
(10h)									
CSP	14216	267421	416.1	10022	195382	293.3	6772	14080	198.2
(12h)									
CSP	14216	308583	482.4	10022	216263	324.2	6772	146313	231.2
(14h)									

VI.5.4 Opération de l'unité de dessalement RO sous l'intermittence de puissance :

Dans cette étude, les centrales solaires (CSP et PV) ont été simulées pour un jour type de printemps (22 mars), pour les différentes configurations du système RO: unité RO basic, RO-WTR et RO-PEX . Dans chaque cas, le fonctionnement de l'unité RO en utilisant les différentes stratégies proposées dans chaque scénario a été représenté, en termes de puissance produite par les centrales solaires, la pression membranaire, la concentration et le débit du perméat, et la consommation électrique spécifique.

VI.5.4.1 Scenario 1 (RO une seul grande unité)

Les figures VI.21- VI.23 montrent la variation de la puissance générée par les différentes centrales solaires pour les trois configurations du sous-système RO (cas de base, RO-WPT et RO-PEX). Comme observé, les centrales solaires commencent à fonctionner à l'heure du lever du soleil, soit la puissance maximale atteinte à midi. La fluctuation de puissance est plus prononcée dans les cas de l'installation PV et de l'installation CSP sans stockage thermique.

Le tableau VI.5 représente la puissance journalière produite par l'installation PV et CSP -0h pour les trois configurations du système RO (cas de base, RO-WPT et RO-PEX). On peut voir que l'énergie produite pendant la journée est un peu meilleure dans l'usine CSP-0h que dans l'installation photovoltaïque. Cela peut être dû à la déférence au rayonnement solaire

considéré dans les deux cas en raison des différents emplacements choisis (installation PV proche de la mer et CSP située est loin de la mer).

Tableau VI.5 Comparaison de la puissance produite par les usines PV et CSP0h.

Centrale solaire	énergie journalière produite (MWhe/jour)		
	RO –basic	RO- WTR	RO-PEX
CSP 0h	108.56	78.68	77.71
PV	99.97	65	43.31

En outre, les résultats montrent que pendant la journée sélectionnée, l'installation photovoltaïque fonctionnée toujours en dessous de la capacité nominale (13,75 MWe, 9,96 MWe et 6,55 MWe pour le scénario de base, RO-WPT et RO-PEX respectivement). Cependant, dans le cas de l'installation CSP sans stockage, l'installation solaire ne fonctionne qu'une heure sous la capacité nominale dans le cas RO-basic. Dans le cas des unités RO-WTR et RO-PEX, l'installation CSP-0h produit un surplus de puissance par rapport à la capacité nominale pendant une heure, qui est utilisée pour produire plus d'eau douce. Ce surplus n'est pas un danger pour la membrane puisqu'il a été établi dans la conception une pression inférieure à la pression critique (69 bar pour SW30HR-380).

Nous constatons que le stockage thermique (dans le cas de l'installation CSP) contribuer à générer une puissance stable, atteignant des valeurs proches de la valeur nominale (14,21 MWe pour le cas de base, 10 MWe pour le RO-WTR et 6,7 MWe dans le cas de RO-PEX) pendant les heures de soleil et même quelques heures après le coucher du soleil.

Le tableau VI.6 résume le nombre d'heures de fonctionnement à puissance nominale pour les différents cas de l'installation CSP intégrant le stockage thermique pour les trois configurations du système RO (cas de base, RO-WPT et RO-PEX).

Tableau VI.6 Nombre d'heures de fonctionnement à la puissance nominale pour les centrale CSP avec stockage thermique.

Centrale solaire	Nombre d'heures de fonctionnement à charge nominale (en heure)		
	RO basic	RO- WTR	RO-PEX
CSP-8h	11	10	10
CSP-10h	14	12	12
CSP-12h	16	14	15
CSP-14h	18	16	16

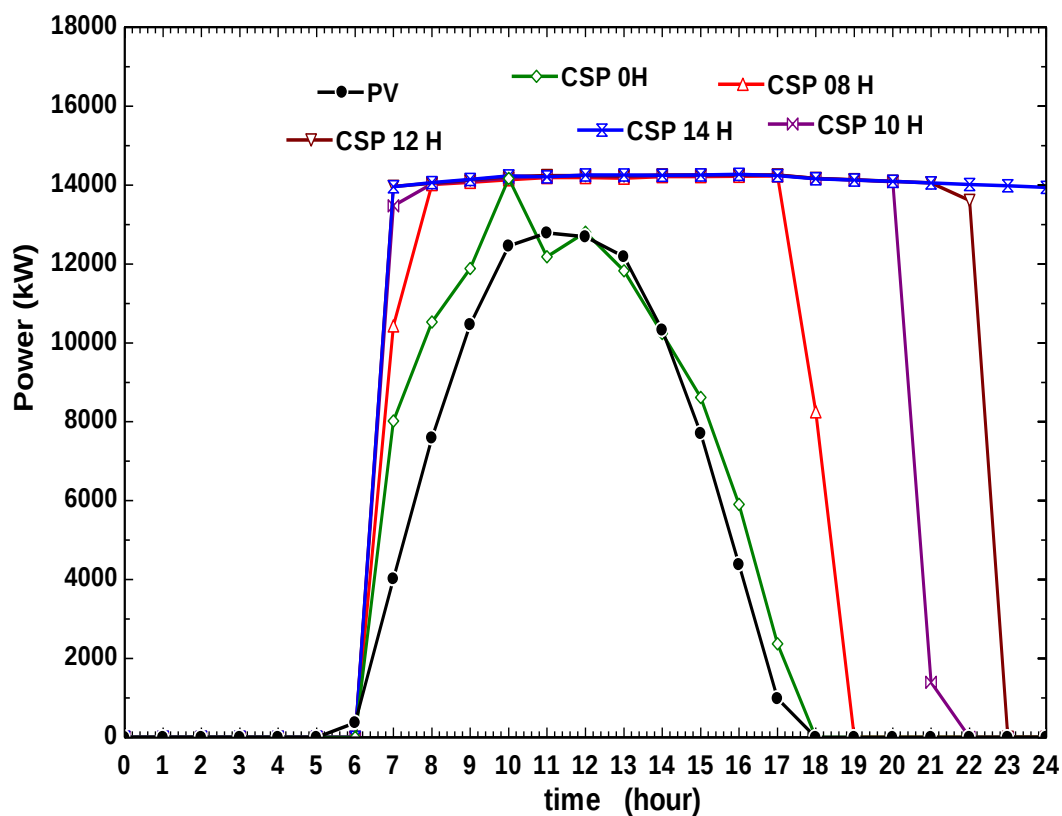


Figure. VI.21. Puissance produite par les centrales solaires tout au long de la journée pour entrainer l'installation d'osmose RO sans ERD,

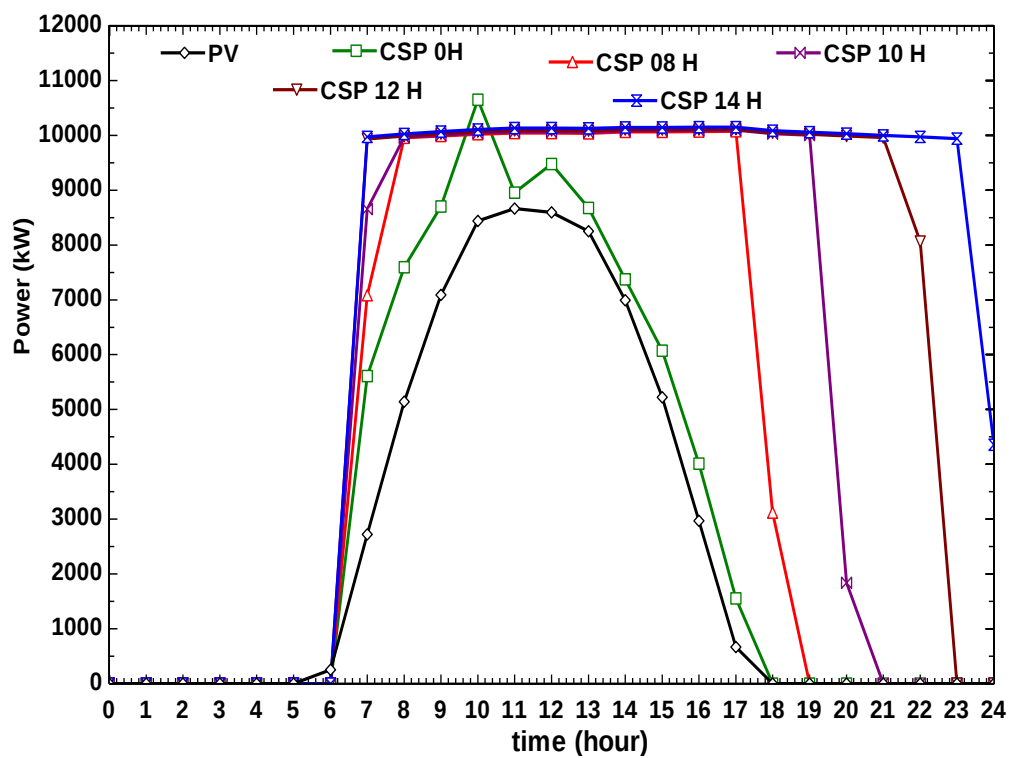


Figure. VI.22. Puissance produite par les centrales solaires tout au long de la journée pour entrainer l'installation d'osmose RO-WTR,

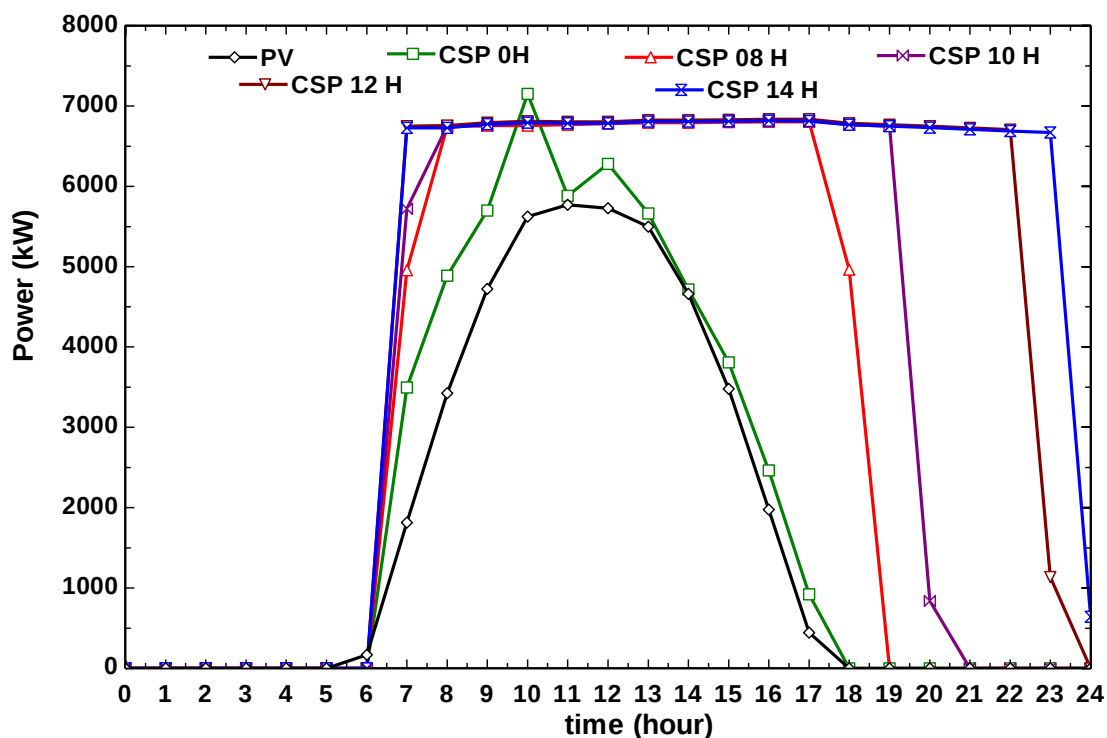


Figure VI.23. Puissance produite par les centrales solaires tout au long de la journée pour alimenter l'installation d'osmose inverse RO-PEX.

Les figures VI.24- VI.26 montrent la variation de la pression appliquée à la membrane pendant le jour sélectionné pour les différentes configurations. Ce paramètre est très important dans le fonctionnement de l'installation RO car il garantit une acceptable qualité de perméat. La valeur de pression présente la même tendance que la fluctuation de puissance. Nous pouvons observer que, dans le pire des cas où la puissance fournie par la centrale est inférieure à la valeur correspondante pour produire l'eau fraîche avec une concentration en sels de 0.5g/l (puissance $< P_{min}$), la pression de la membrane appliquée est égale à 50 bars. Alors, cette pression assure une qualité de perméat de 0,5 g/l. Lorsque la puissance augmente (puissance $> P_{min}$), la pression augmente jusqu'à la valeur au point de conception (65 bar). Les graphes donnent une idée de l'effet de la fluctuation de la puissance sur la pression appliquée aux membranes dans l'unité d'osmose inverse RO. En effet, l'intégration du stockage thermique sur l'installation CSP permet à l'unité RO avec différentes configurations de fonctionner avec une pression proche du point de conception.

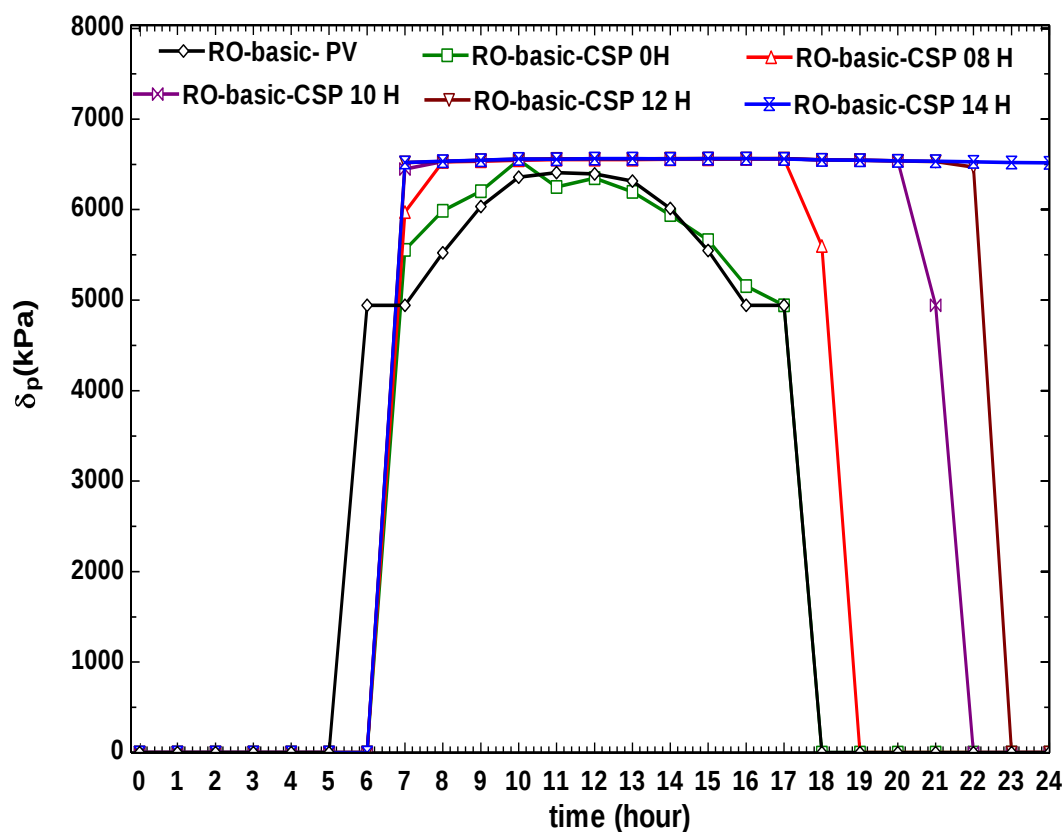


Figure. VI.24. Variation de pression appliquée aux membranes : RO unit sans ERD

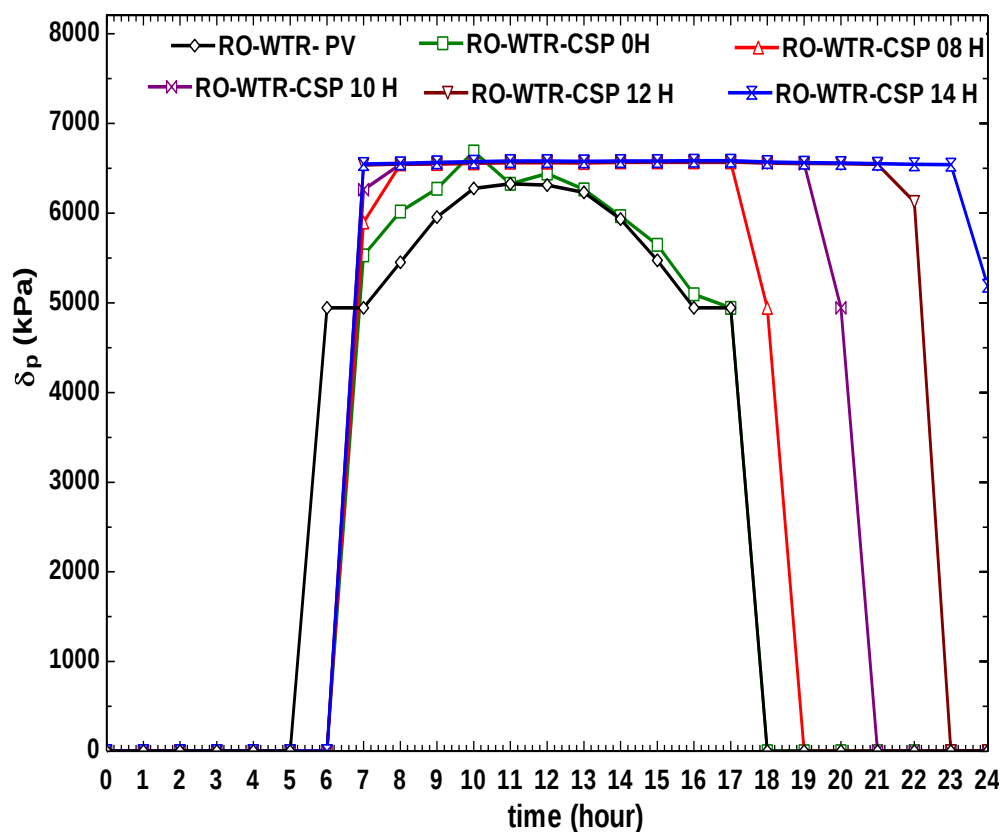


Figure VI.25. Variation de pression appliquée aux membranes : RO-WTR

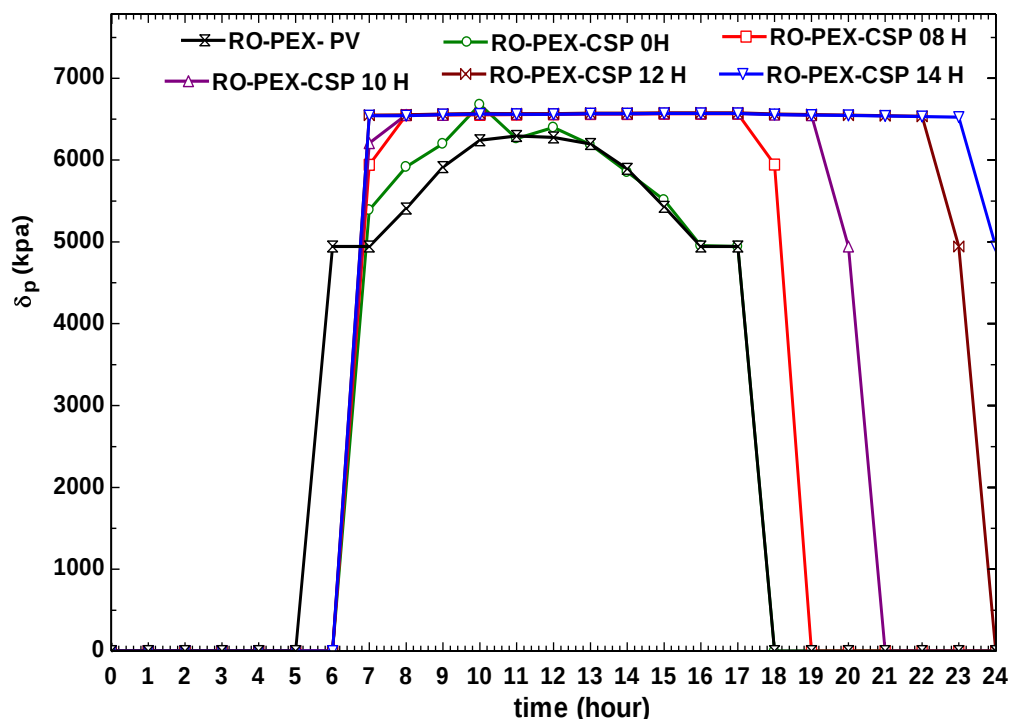


Figure. VI.26. Variation de pression appliquée aux membranes RO-PEX

Les figures VI.27- VI.29 montre la variation de la concentration de perméat au cours du jour de printemps sélectionné. Il est souligné que le scénario proposé pour l'exploitation de l'unité RO est capable de maintenir la qualité de l'eau produite à 0,5 g / l. Dans les heures de panne d'électricité de la journée (lorsque la puissance générée par les centrales solaires est inférieure à P_{min}), l'unité RO peut fonctionner selon la seconde stratégie. D'autre part, lorsque la puissance disponible était supérieure à P_{min} , la qualité de l'eau produite était toujours inférieure à 0,5 g / l et elle était améliorée avec l'augmentation de la puissance générée, suivant la première stratégie. Il est clair que la concentration de perméat est inversement proportionnelle à l'augmentation de la production d'énergie. De plus, lorsque le stockage thermique est pris en compte dans l'installation CSP, la qualité de l'eau douce produite est similaire à celle du point de conception (0,21 g / l).

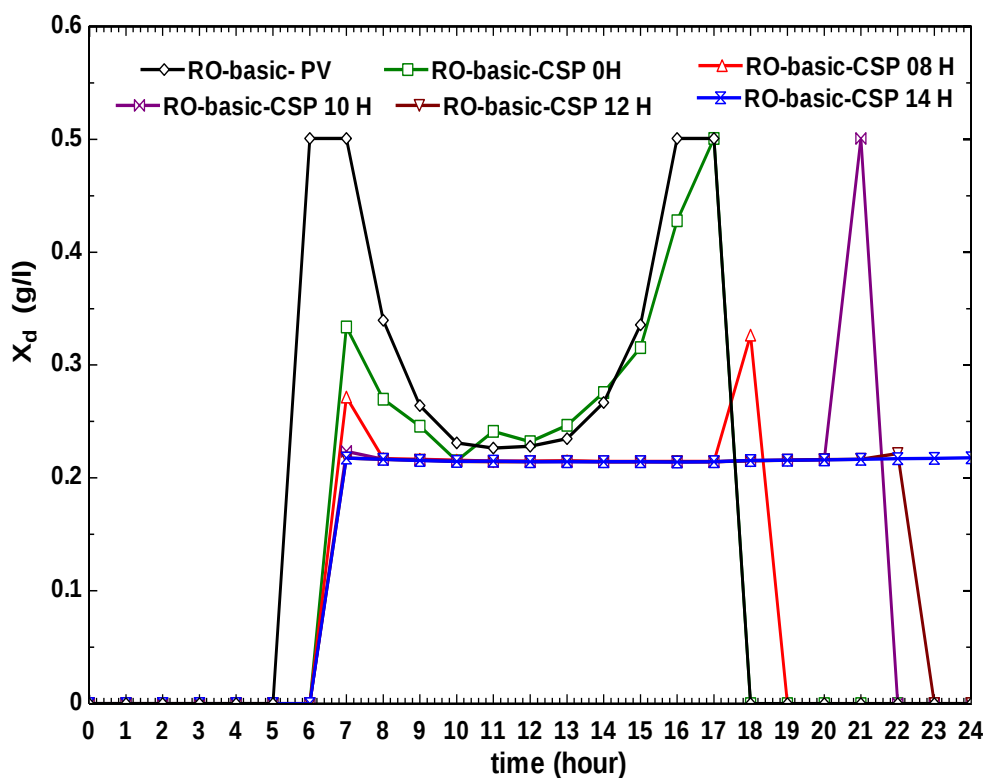


Figure VI.27. Concentration en sel dans le perméat RO unit sans ERD.

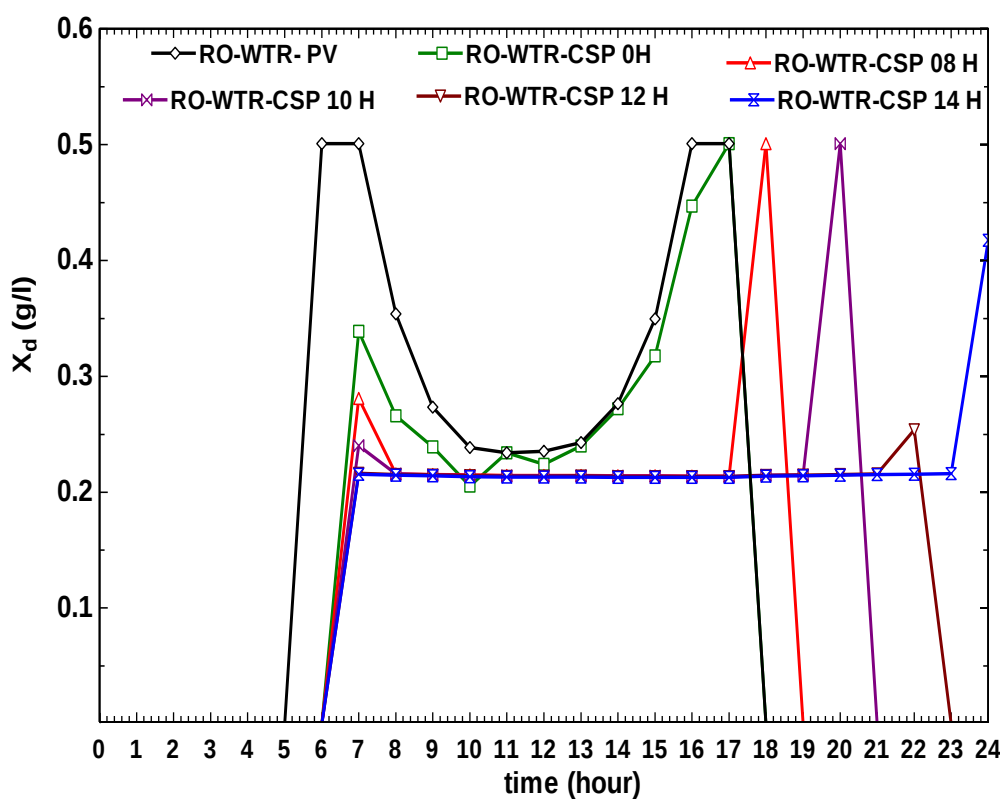


Figure. VI.28. Concentration en sel dans le perméat; RO- WTR

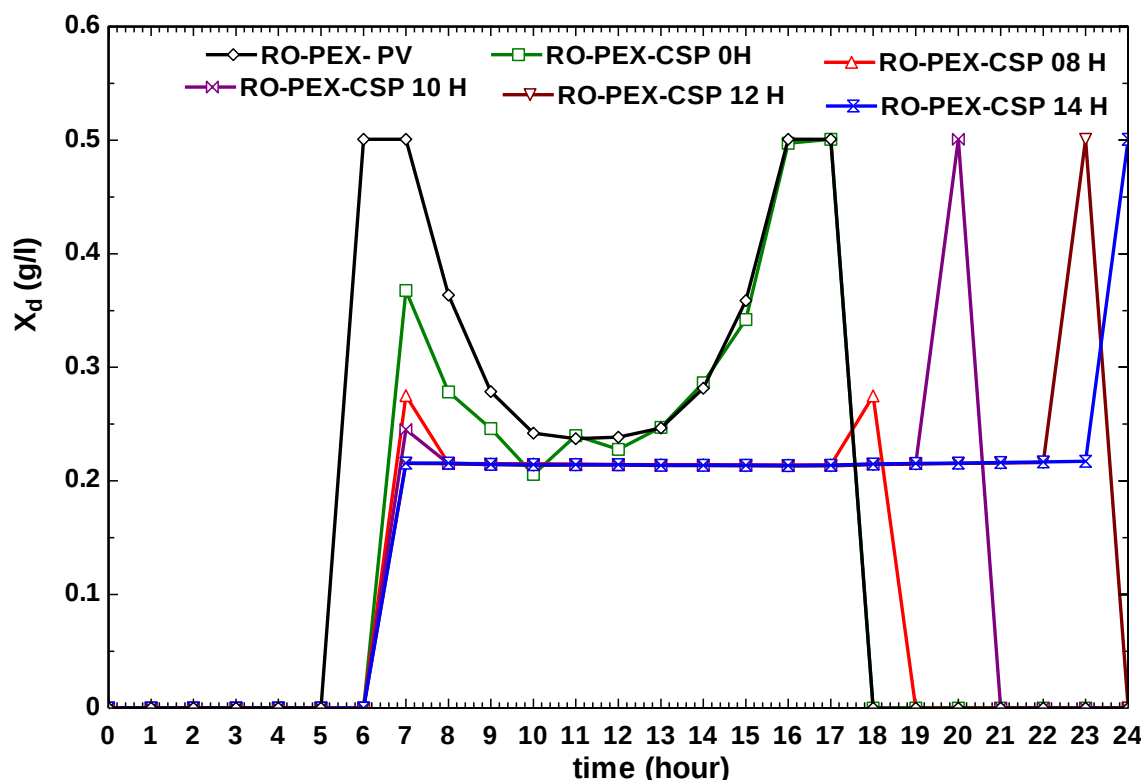


Figure. VI.29. Concentration en sel dans le perméat RO-PEX.

Les figures VI.30- VI.32 montrent l'évolution horaire de l'eau douce produite par les différentes configurations de l'unité RO au cours du jour sélectionné. Comme attendu, ce paramètre a montré la même tendance que celle présentée pour la puissance produite par les centrales solaires. Les résultats indiquent clairement que, dans le cas de PV-RO et CSP-RO sans stockage, le flux de perméat est plus faible en raison de la fluctuation de puissance, mais dans les cas où l'intégration du stockage thermique dans les centrales CSP est envisagée, les unités RO fonctionnent avec un débit de perméat horaire proche de la valeur nominale.

Il a été constaté que la station de dessalement solaire, dans le cas de l'installation CSP sans stockage thermique, a produit une augmentation de 8%, 14% et 12% pour RO basic, RO-WTR et RO PEX, respectivement, dans l'eau produite au cours du jour de référence par rapport à l'installation photovoltaïque. Si l'on compare l'installation CSP sans stockage par rapport à celle qui intègre le stockage thermique, le pourcentage d'eau douce supplémentaire produite par l'installation RO dans le cas de base dû au stockage thermique était supérieur de 40%, 72%, 95% et 120% la quantité produite en l'absence de stockage thermique (CSP-0h) pour les plantes CSP-8h, CSP-10h, CSP-12h et CSP-14h, respectivement.

Pour le cas RO-WTR, l'eau supplémentaire produite par l'usine de dessalement alimentée par le CSP avec stockage thermique par rapport à celle alimentée par l'usine CSP-0h

était de 35% pour CSP-8h, 59% dans le cas de CSP-10h, 91% pour CSP-12h et 112% pour CSP-14h. Enfin, dans le cas de l'usine RO-PEX, la différence dans la production d'eau douce était de 45,64%, 64%, 104% et 115% de plus pour les usines CSP-8h, CSP-10h, CSP-12h et CSP-14h. , respectivement, que l'eau douce produite par l'usine de dessalement couplée au CSP-0h.

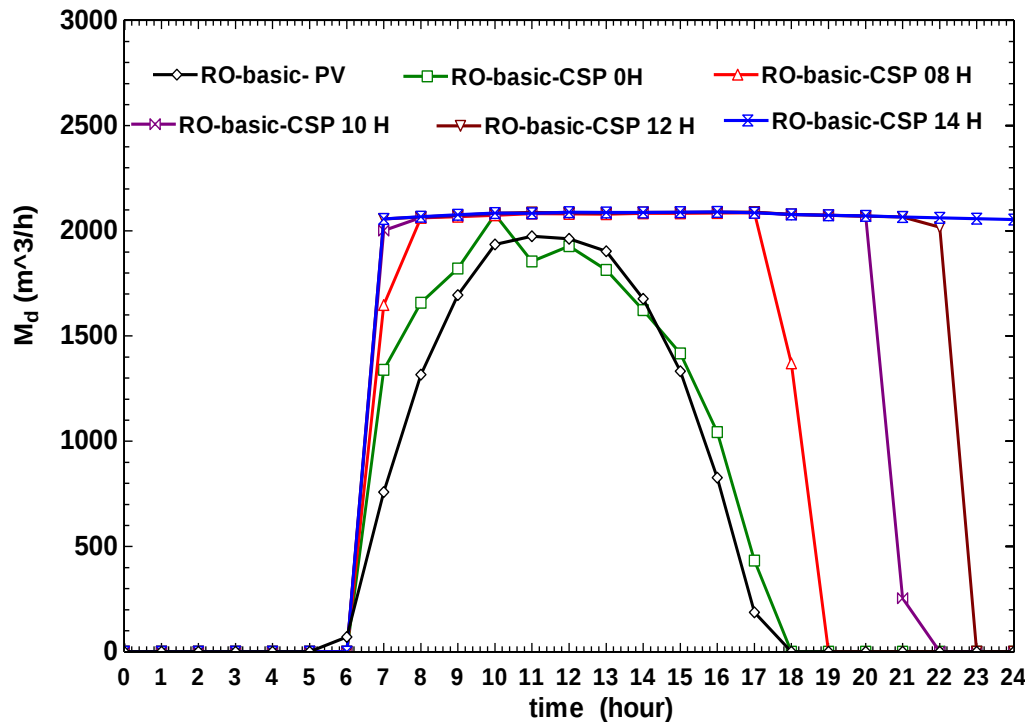


Figure. VI.30. Quantité d'eau douce produite : RO unit sans ERD.

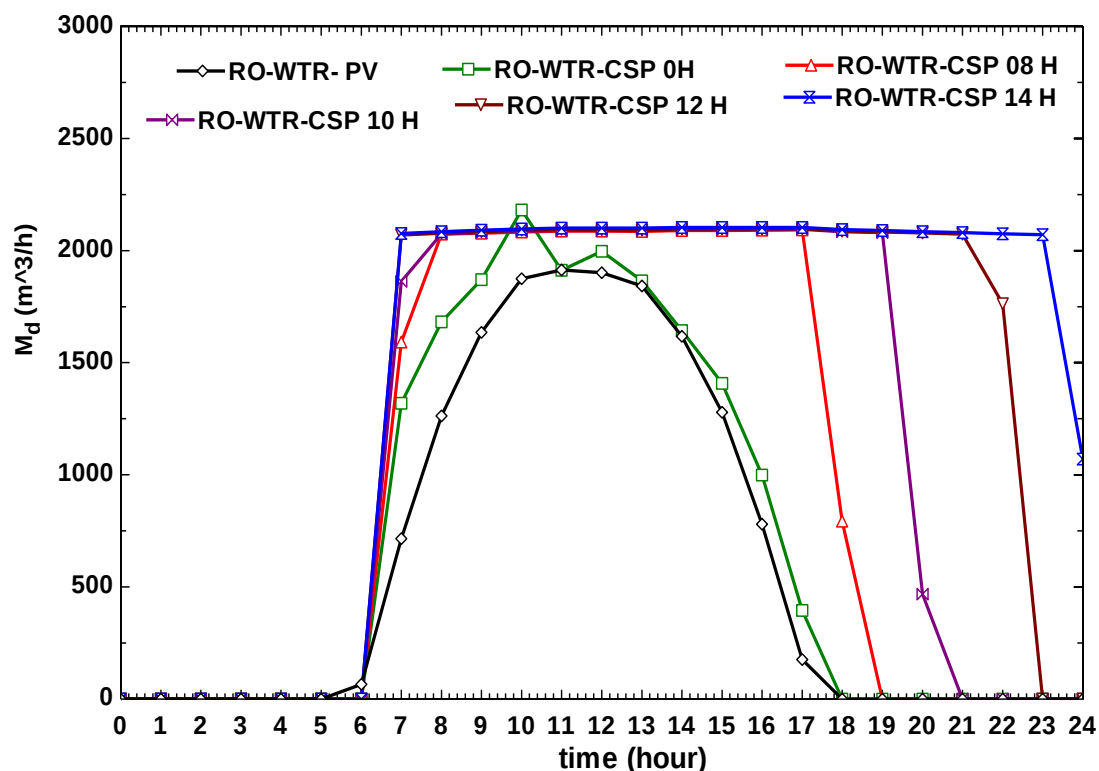


Figure. VI.31. Quantité d'eau douce produite : systemeRO-WTR

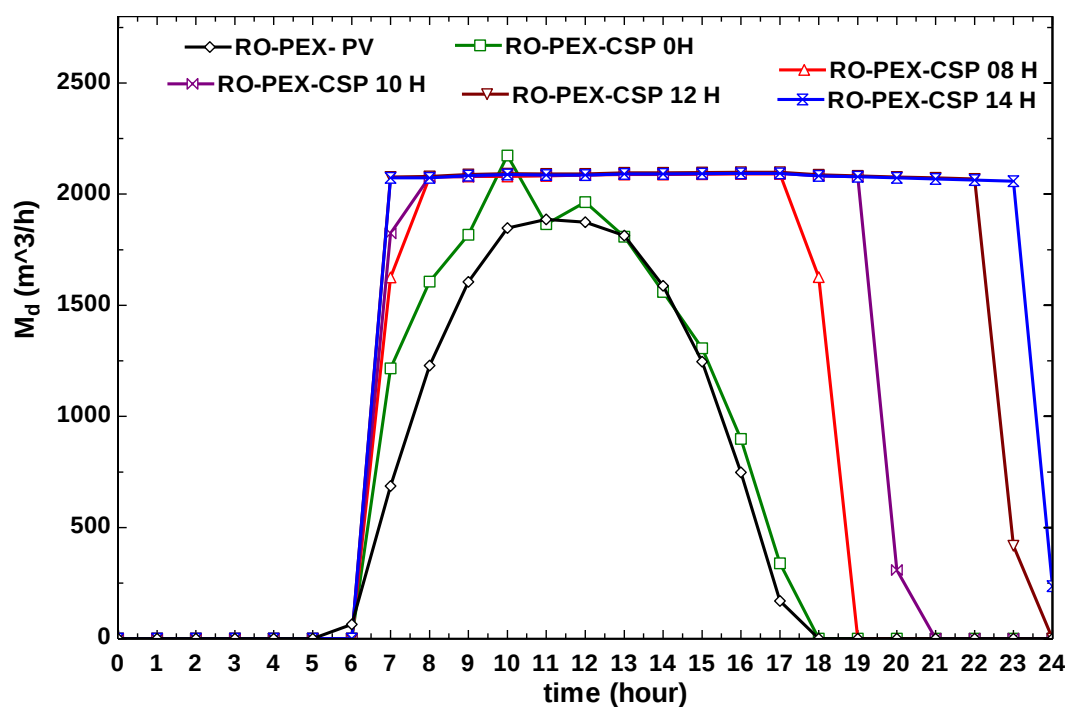


Figure. VI.32. Quantité d'eau douce produite : RO-PEX.

Les figures VI.33-VI.35 montrent la variation horaire de la consommation d'énergie spécifique pendant le jour sélectionné. Évidemment, le RCP varie au cours de la journée en fonction de la fluctuation de la puissance. On constate que le SPC est plus faible dans le cas des

unités RO connectées aux centrales PV et CSP 0-h, lorsque les performances des usines de dessalement sont ajustées en fonction de la disponibilité de la puissance (stratégie 1). Par conséquent, dans ces cas, l'eau douce est produite avec la consommation d'énergie minimale. Cependant, la qualité de l'eau douce est plus faible dans ces cas puisque la pression appliquée est inférieure à celle de la conception. En comparaison avec les cas avec système ERD, le SPC se situait entre 5,3 kWh / m³ et 6,8 kWh / m³ pour l'unité RO sans système ERD, entre 3,7 et 4,8 kWh / m³ pour l'OI avec WTR, et finalement entre 2,7 kWh / m³ et 3,3 kWh / m³ lorsque l'échangeur de pression a été intégré dans l'unité RO. Pour le cas de l'usine CSP intégrant le stockage thermique, le SPC était proche de celui de la conception pour les différentes configurations de RO.

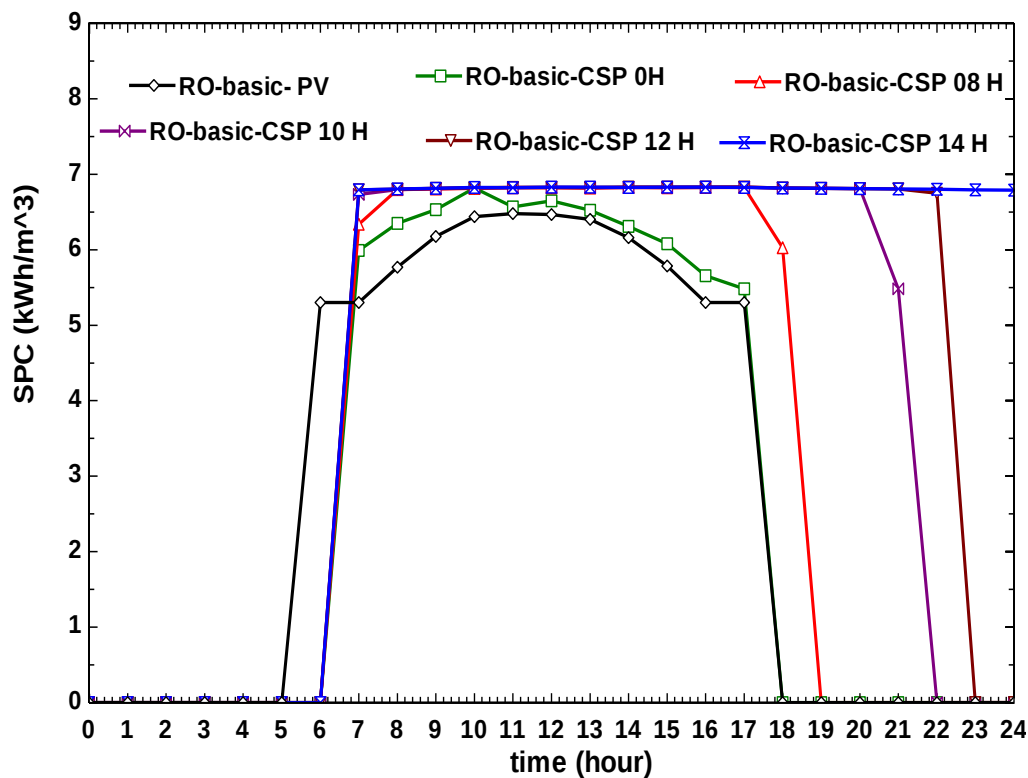


Figure. VI.33. Consommation spécifique d'énergie : RO unit sans ERD

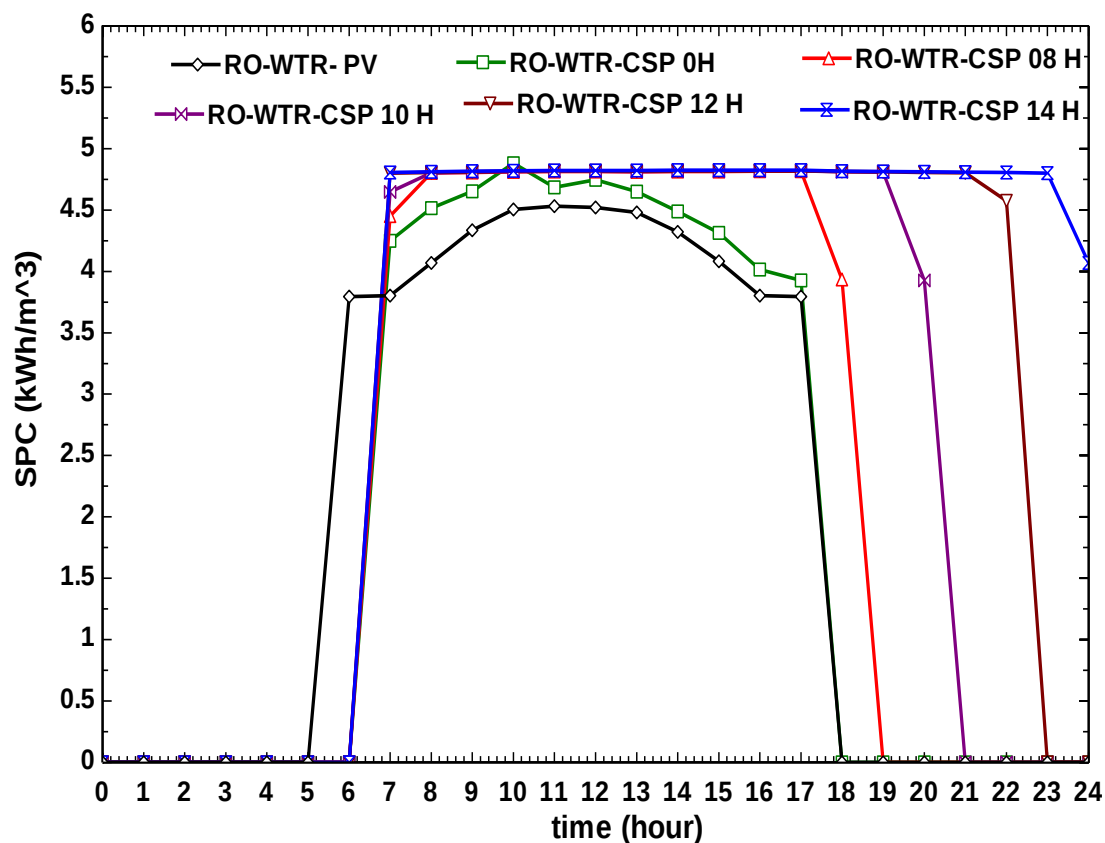


Figure. VI.34. Consommation spécifique d'énergie : RO-WTR.

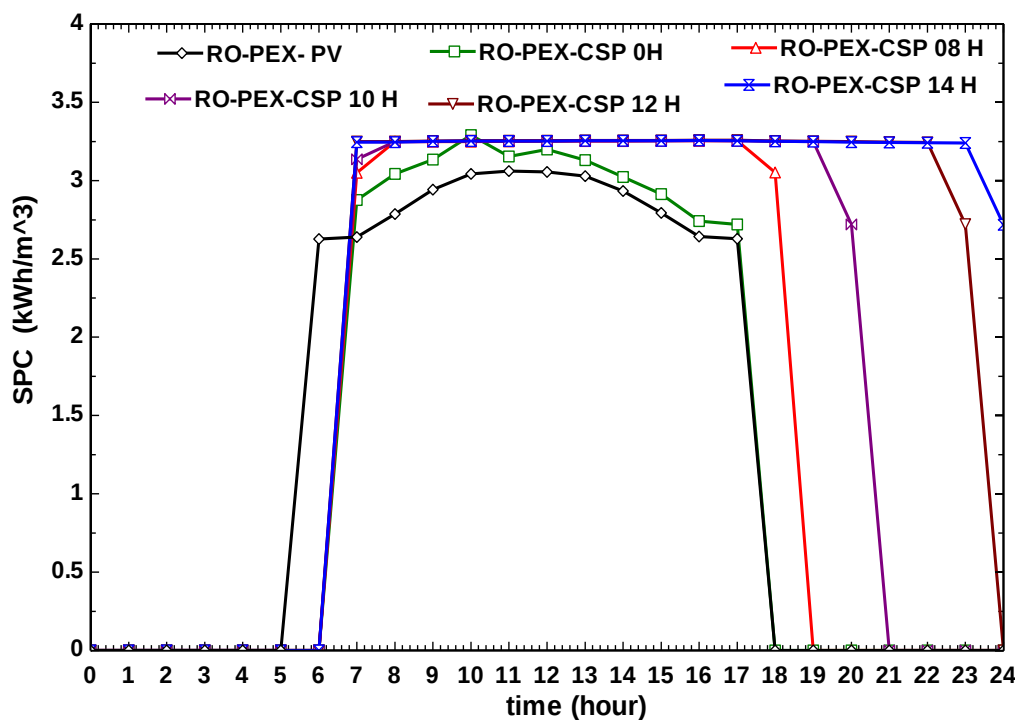


Figure. VI.35. Consommation spécifique d'énergie : RO-PEX

VI.5.4.2 Scenario 2 (l'unité de dessalement RO composée de 10 sous-unité)

Dans ce scénario, chaque sous-unité fonctionne sous une performance constante (SPC, concentration de perméat, pression et flux de perméat) lorsque la puissance requise est disponible. Le tableau 22 représente les résultats obtenus pour le point de conception en termes de puissance et de consommation d'énergie spécifique requise par une sous-unité, pour les différentes configurations de l'unité RO et pour les deux centrales solaires. Dans le cas des centrales solaires, les mêmes résultats de conception que dans le premier scénario ont été établis afin de quantifier la différence entre les deux scénarios étudiés.

Dans le scénario 2, le seul paramètre qui est affecté par la fluctuation de la puissance est la production totale d'eau douce, qui est calculée en fonction du nombre de sous-unités en exploitation. La figure VI.34 résume le nombre de sous-unités RO activées toutes les heures pendant la journée sélectionnée, pour les différentes configurations RO et pour les deux centrales solaires (installation PV et CSP avec et sans stockage thermique). Comme prévu, l'usine de dessalement fonctionne principalement avec des sous-unités complètes (entre 9 et 10) en présence de stockage thermique, sauf au démarrage et à l'arrêt de la centrale (de 0 à 7 h le matin, et de 19 à 24 h le soir).

En revanche, dans le cas des centrales PV et CSP-0h, le nombre de sous-unités actives varie considérablement. D'après les figures (VI.36, VI.37, VI.38) il est clair que le nombre maximum de sous-unités activées est de 8 pendant quatre heures dans le jour sélectionné pour le cas de base RO, tandis que dans le reste du temps, les sous-unités actives varient entre 2 et 7. Enfin, dans le cas de RO-WTR, l'unité RO fonctionne avec des sous-unités actives complètes pendant une heure dans le cas de l'installation CSP-0h. Dans le reste du temps, les sous-unités actives varient entre 6 et 9 sauf au coucher du soleil. Dans le cas du RO-WTR alimenté par l'installation PV, 9 sous-unités sont activées pendant quatre heures au maximum, et entre 3 et 8 sous-unités dans le reste des heures de fonctionnement. De plus, pour la configuration RO-PEX, 10 sous-unités fonctionnent pendant une heure le jour sélectionné pour l'installation CSP-0h. Pour l'installation photovoltaïque combinée à RO-PEX, les sous-unités maximales activées sont de 9 (pendant 4 heures).

Tableau VI.7 Puissance et consommation d'énergie spécifique requises par l'unité RO connectée à la centrale solaire.

	Power (kW)		consommation d'énergie spécifique (kWh/m ³)		Concentration de Permeat (g/L)
	PV	CSP	PV	CSP	
Basic RO	1375	1422	6.599	6.824	0.21
RO- TWR	839	991.3	4.027	4.758	0.21
RO-PEX	517.4	658.3	2.484	3.162	0.21

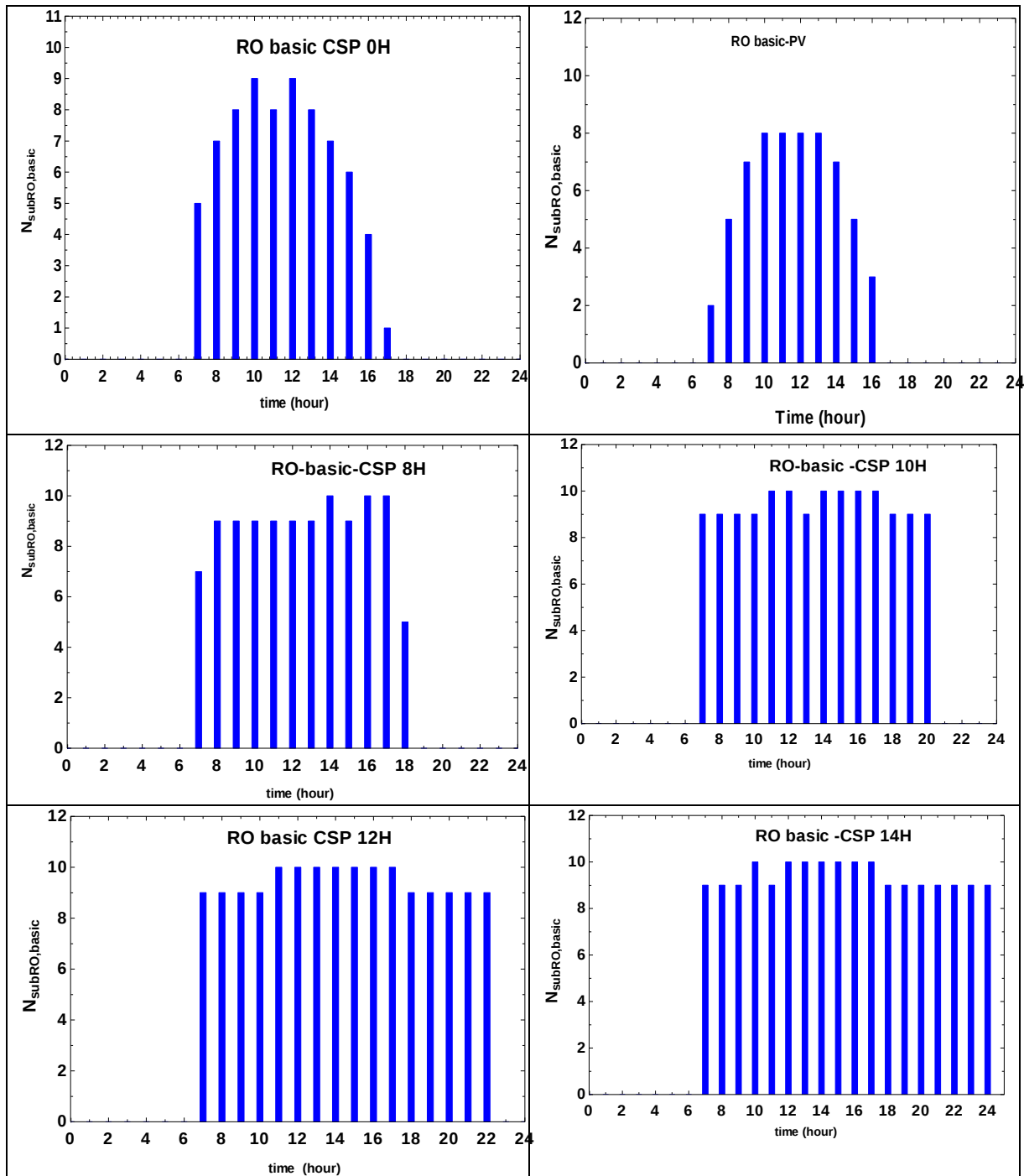


Figure VI.36. Nombre de sous-unités activées au cours du jour sélectionné pour les différentes configurations d'installations de dessalement solaire cas RO basique.

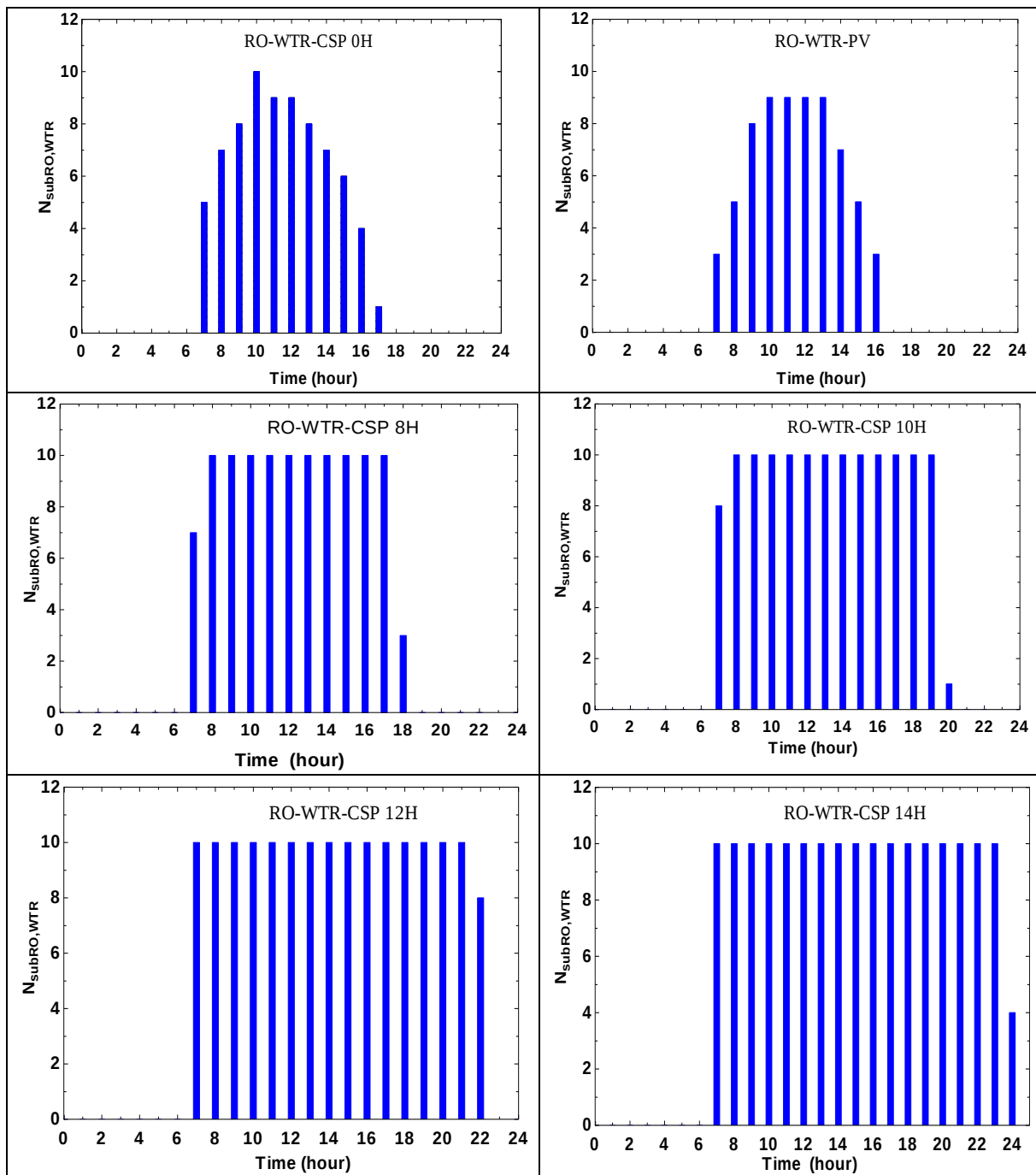


Figure VI.37. Nombre de sous-unités activées au cours du jour sélectionné pour les différentes configurations d'installations de dessalement solaire cas RO -WTR.

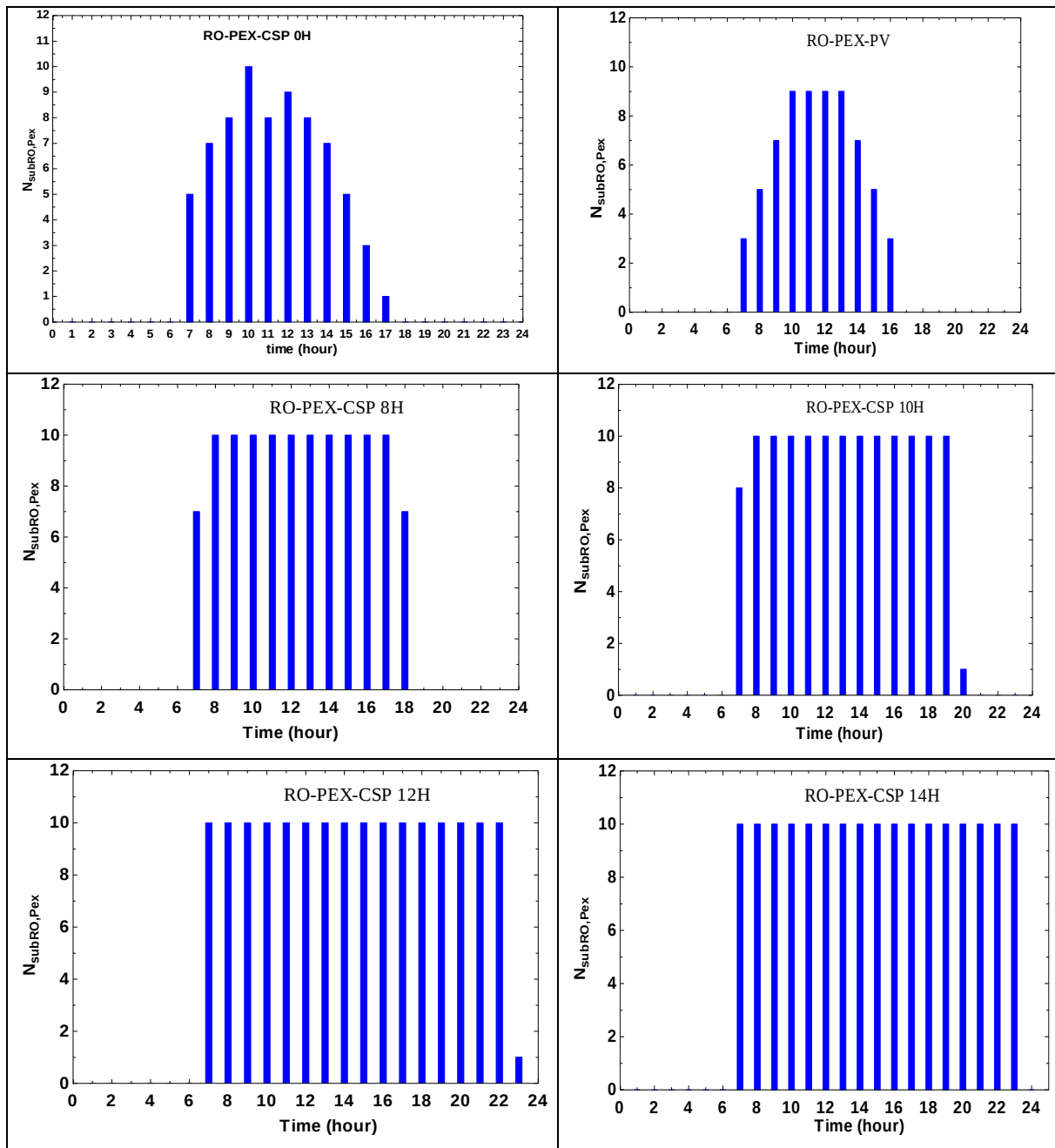


Figure VI.38. Nombre de sous-unités activées au cours du jour sélectionné pour les différentes configurations d'installations de dessalement solaire cas RO -PEX.

La figure VI.39 représente la quantité de l'eau douce totale produite au cours de la journée sélectionnée par chaque configuration en utilisant les deux scénarios considérés : unité entière (WU) et capacité graduelle (GC). Tout d'abord, comme cela a déjà été montré précédemment, on peut voir que l'unité RO connectée à une installation CSP avec stockage thermique produit plus d'eau douce que l'unité RO connectée aux installations PV et CSP sans stockage.

En ce qui concerne les deux scénarios, on peut voir que toute l'unité RO produit toujours plus d'eau douce que la RO à capacité progressive. Ce résultat prouve que toute l'unité RO fonctionnant dans le cadre des stratégies proposées devient plus souple et meilleure que lorsqu'elle opère avec une capacité graduelle.

Dans le cas du CSP-14h, l'unité RO (capacité totale / progressive) est capable de produire plus de 35 000 m³ / jour, ce qui représente 72% de la capacité journalière nominale de l'unité RO, de 31 000 m³ / jour à 33 000 m³ / jour lorsque le RO est connecté au CSP-12h (environ 65% de la capacité nominale), plus de 25 000 m³ / jour quand il est piloté par l'installation CSP-10h (55% de la capacité nominale), entre 21.917 m³ / jour et 24 104 m³ / jour dans le cas de l'installation CSP-8h (46% de la capacité nominale), plus de 17 500 m³ / jour dans le cas d'une installation CSP sans stockage thermique (32% de la capacité nominale). Dans le cas de l'unité RO alimentée par l'installation photovoltaïque, la production quotidienne pour les différentes configurations de RO variait de 12 229 m³ / jour à 14 758 m³ / jour, ce qui représente 27% de la capacité nominale.

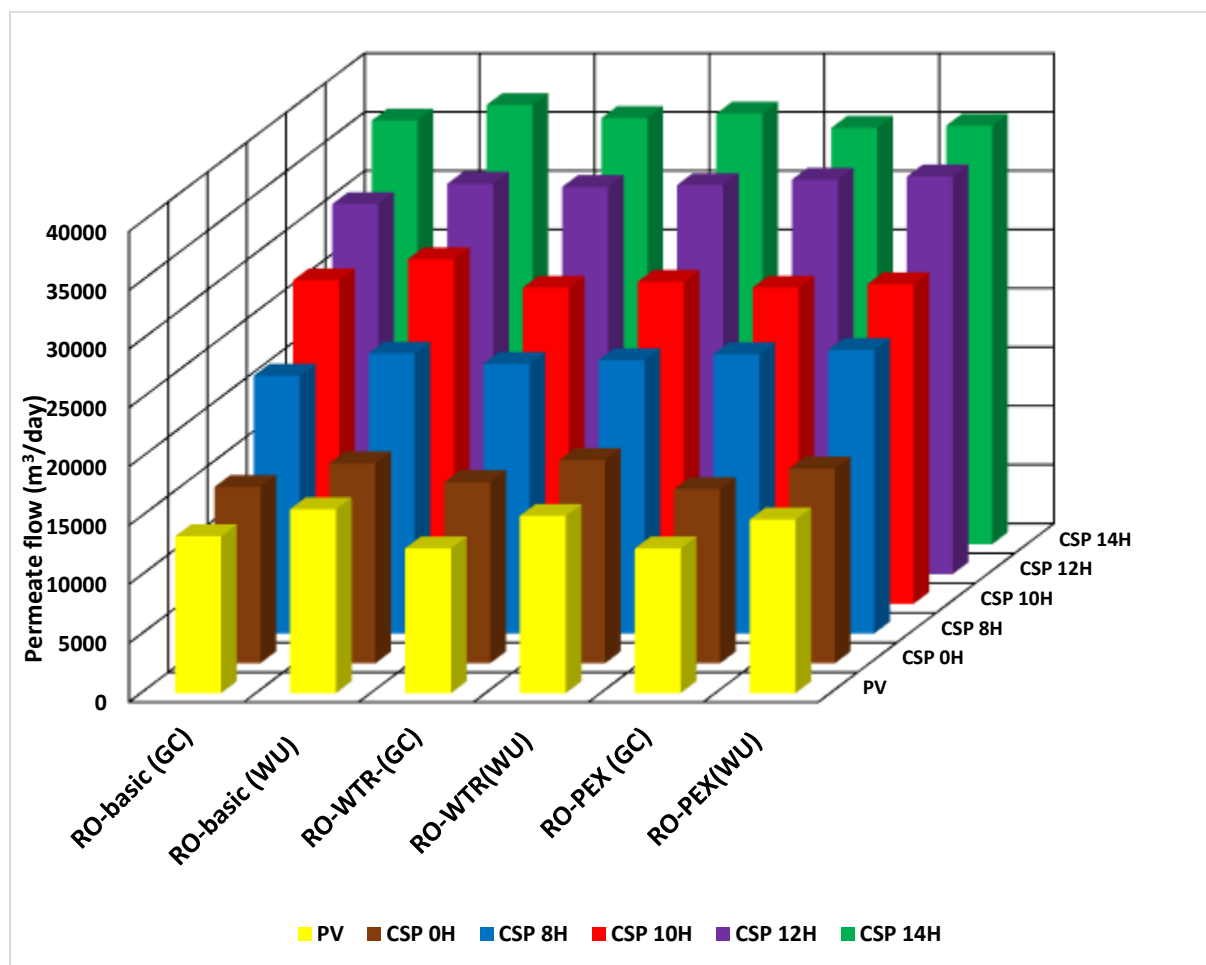


Figure. VI.39. Eau douce produite pour les différents cas de combinaison.

VI.5.5 Résultats de l'analyse économiques

Avant de mettre en évidence les résultats économiques, et en fonction des paramètres de conception (mentionnés précédemment) obtenus avec l'optimisation, le coût des pompes hautes pression est évalué pour les deux scénarios en fonction du débit d'eau d'alimentation. Selon le taux de récupération obtenu pour l'installation de RO (42%), le débit d'eau d'alimentation est de 4960,32 m³ / h pour l'ensemble de l'unité et de 496 m³ / h pour la sous-unité RO. Par conséquent, dans le premier scénario, l'unité complète de RO requiert 11 pompes de la catégorie (A) tandis que dans le deuxième scénario, chaque sous-unité nécessite une pompe de la catégorie (A) et une pompe de la catégorie (C).

Le Tableau VI.8 résume les coûts d'investissement annuels pour les différentes configurations d'unité RO connectées aux centrales solaires (PV / CSP). Il a été observé que le coût annuel en capital est plus faible dans le cas de l'installation photovoltaïque que dans le cas

de l'installation CSP. Pour l'usine CSP, comme prévu, le coût annuel augmente avec l'augmentation de la capacité de stockage thermique. On observe que, pour l'ensemble de l'unité connectée à une centrale solaire (PV / CSP), le coût d'investissement annuel est toujours inférieur à celui de la capacité progressive, cette différence étant due au coût des pompes dans les deux cas (unité entière et capacité graduelle).

Tableau VI.8 .Le coût d'investissement annuel en (\$) pour les différentes configurations pour la combinaison entre l'unité de dessalement RO et les centrales solaires

	RO-basic (GC)	RO-basic (WU)	RO- WTR- (GC)	RO-WTR (WU)	RO-PEX (GC)	RO-PEX (WU)
PV	10401458	10348342	8581396	8528280	7171010	7117894
CSP-0H	11496269	10977929	9325670	9272554	7641599	7588482
CSP-8H	14637240	14584124	11659363	11606247	9402421	9349305
CSP-10H	16143566	16090450	12545612	12492496	9948831	9895715
CSP-12H	17318505	17265389	13627515	13574399	10792452	10739336
CSP-14H	18685856	18632740	14303716	14250600	11129477	11076361

Les résultats de l'analyse économique des différentes options pour la combinaison de l'unité de dessalement RO avec une centrale solaire (CSP / PV) sont présentés dans la Figure VI.40 et le Tableau VI.9. Il est évident que le LWC est inversement lié aux heures de stockage thermique le cas de l'installation CSP pour les différentes configurations de l'unité RO (RO basic, RO-WPT, RO-PEX), et différents scénarios (unité RO complète et multi sous-unités). Ces résultats prouvent l'effet de la présence de stockage thermique dans les centrales CSP sur le coût de l'eau.

Par conséquent, les résultats montrent que la LWC dans le cas de l'ensemble de l'unité RO fonctionnant selon les stratégies proposées précédemment est plus favorable que la capacité graduelle pour les différentes configurations de l'installation solaire. En outre, on observe que le LWC, dans le cas de l'unité RO connectée à une installation PV et CSP-0h, a donné les plus mauvais résultats en matière d'eau, 2,14 \$ / m³ et 2,10 \$ / m³, respectivement. En revanche, dans les autres cas, le LWC s'est avéré similaire à celui de l'eau de mer fossile alimentée aujourd'hui (prix compris entre 0.60 € / m³ et 1.90 € / m³). Les meilleurs résultats concernaient le cas de l'unité RO-PEX connectée à l'installation CSP-14h qui donnait un LWC de 0,85 \$ / m³, soit 15% de moins que le coût de l'eau avec une usine de dessalement conventionnelle (en

considérant le coût de l'eau une usine de dessalement conventionnelle à 1 \$ / m³). Les résultats obtenus pour cette analyse économique prouvent que l'unité combinée CSP et désalinisation RO-PEX, avec l'adaptation de l'unité RO à la fluctuation de puissance selon les stratégies détaillées précédemment, est plus favorable que la combinaison PV-RO. Économiquement, l'unité RO-PEX alimentée par une centrale solaire CSP est très compétitive par rapport à l'unité RO conventionnelle alimentée par des sources fossiles, et permet d'assurer une eau douce respectueuse de l'environnement à la population et une diminution du problème de rareté de l'eau. La région méditerranéenne.

Tableau VI.9 . Résultats obtenus à partir de l'analyse économique.

	RO-basic GC	RO-basic	RO- WTR-GC	RO-WTR	RO- PEX GC	RO-PEX
PV (\$/m ³)	2.14	1.81	1.91	1.55	1.60	1.32
CSP-0H (\$/m ³)	2.10	1.77	1.66	1.47	1.42	1.26
CSP-8H (\$/m ³)	1.83	1.68	1.39	1.37	1.08	1.06
CSP-10H (\$/m ³)	1.61	1.51	1.28	1.25	1.01	1.00
CSP-12H (\$/m ³)	1.51	1.43	1.13	1.12	0.88	0.87
CSP-14H (\$/m ³)	1.42	1.37	1.08	1.07	0.86	0.85

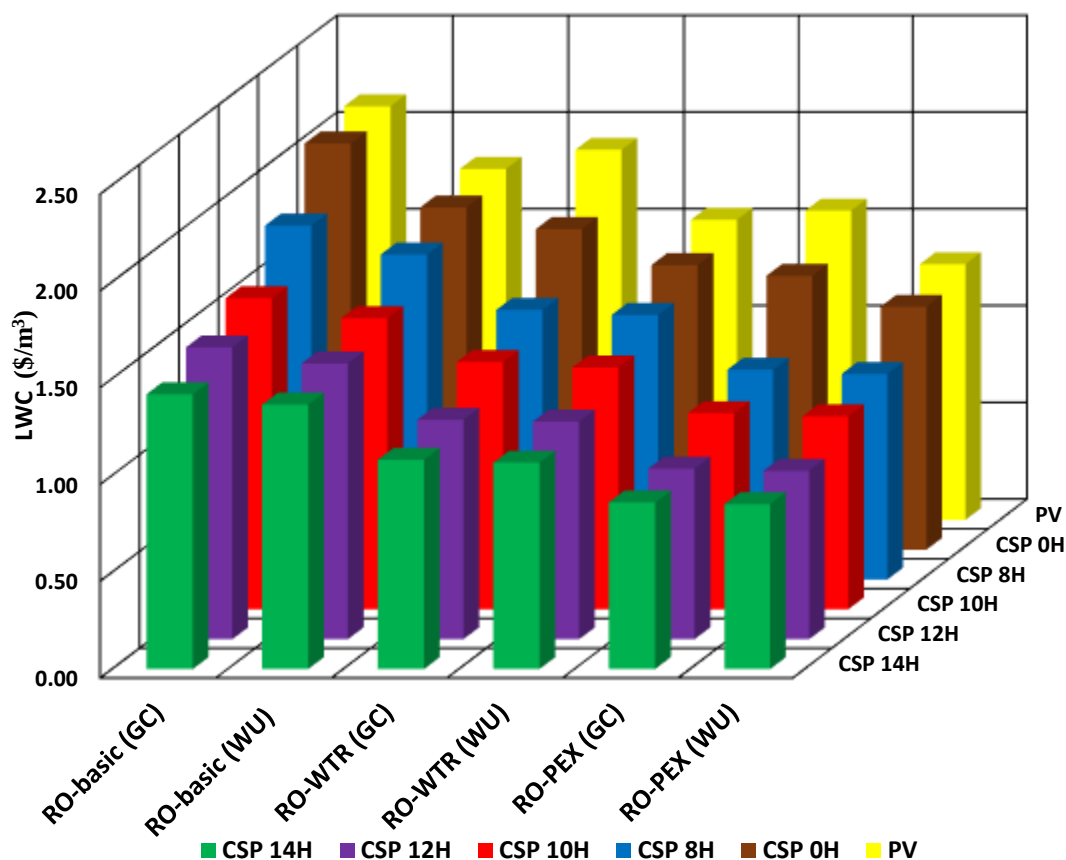


Figure. VI.40. Prix unitaire de l'eau (LWC) dans les différents cas étudiés.

VI.5.6 Conclusions

Une analyse techno-économique de la combinaison de l'unité de dessalement RO à grande échelle avec les centrales CSP et PV est réalisée dans le présent travail. Trois configurations de RO sont examinées (unité RO sans ERD et avec intégration du système ERD).

Les résultats de cette étude montrent comment adapter l'unité RO avec l'intermittence et la fluctuation de puissance, de sorte que l'installation RO fonctionne sans risque du côté des membranes (l'élément essentiel dans une installation OI) et avec une qualité acceptable de la production fraîche eau. Deux scénarios sont examinés pour l'unité RO ; le premier scénario représente l'ensemble de l'unité RO fonctionnant selon deux stratégies, dans lesquelles la performance de l'usine de dessalement varie en fonction de la disponibilité de l'énergie avec une qualité d'eau douce acceptable ($<500 \text{ mg / l}$). Le deuxième scénario représente l'unité RO composée de 10 sous-unités activées / désactivées en fonction de la disponibilité l'énergie produite par les centrales solaires.

Les résultats ont montré que la combinaison d'une installation d'osmose inverse avec une installation CSP avec stockage thermique est plus favorable et plus économique du point de vue des coûts de l'eau. En outre, il a été constaté que le fonctionnement de l'installation d'osmose inverse en tant qu'unité complète est plus approprié que l'utilisation d'une capacité graduelle car elle est plus adaptée à la fluctuation de puissance.

Concernant la configuration de l'installation de dessalement par osmose inverse RO, l'intégration du récupérateur d'énergie (ERD) dans l'usine de dessalement RO permet une réduction de 29% de la puissance requise pour la turbine à roue (WTR) et de 52% pour l'échangeur de pression (PEX) au cas de base, et en considérant la même capacité nominale (50 000 m³ / jour).

Les résultats obtenus sont identifiés comme suit :

- L'eau produite pendant la journée de référence choisie était de plus de 35 000 m³ / jour pour différentes configurations.
- L'eau douce produite pour l'unité RO connectée à l'usine CSP-14h était de 31 000 m³ / jour et de 33 000 m³ / jour dans le cas d'une unité RO connectée au CSP-12h.
- La production d'eau est supérieure à 25 000 m³ / jour lorsque l'unité RO est pilotée par l'installation CSP-10h et entre 21 917 m³ / jour et 24 104 m³ / jour dans le cas de l'installation CSP-08h, plus de 17 500 m³ / jour dans le cas d'une installation CSP sans stockage thermique.
- Les résultats économiques montrent que dans le cas de l'unité complète RO-PEX, les coûts d'eau nivelés de l'OI alimenté par l'usine CSP-14h sont les plus bas (0,85 \$ / m³). La différence par rapport à l'unité RO-PEX opérant dans le cadre de la stratégie de capacité progressive était très faible (0,86 \$ / m³ dans ce dernier cas). Et dans le cas de l'installation photovoltaïque, l'unité RO-PEX alimentée par PV a entraîné des coûts d'eau nivelés plus élevés, 1,32 \$ / m³ et 1,60 \$ / m³ pour l'ensemble de l'unité et pour les scénarios de capacité graduelle, respectivement.

Ces résultats sont très pertinents puisqu'ils sont très similaires aux coûts de l'unité RO traditionnelle fonctionnant avec des sources fossiles (0,60 € / m³-1,90 € / m³), ce qui peut faire de ce type de centrales de dessalement solaire une option réalisable pour des sites comme l'Algérie où le potentiel solaire est élevé et il y a une pénurie d'eau importante.

Cependant, il est important de souligner que les coûts d'investissement de ce type d'usine de dessalement solaire sont élevés, en particulier pour l'installation CSP avec stockage thermique,

dans laquelle le coût d'investissement annuel est de l'ordre de 10-15 M \$. Afin de résoudre ce problème, une subvention pour la production d'eau douce à l'énergie solaire devrait être envisagée. L'utilisation de l'unité RO sans ERD ne convient pas, car dans ce cas il y a plus de perte de puissance dans la saumure sous pression.

Conclusion générale

La pénurie d'eau et l'approvisionnement en énergie sont actuellement deux des problèmes majeurs rencontrés par la société mondiale. La croissance de la population mondiale et la montée des activités industrielles, en particulier dans les pays en voie de développement, entraînent une augmentation rapide de la consommation d'énergie et la construction de nouvelles centrales. La plupart de ces usines sont basées sur des combustibles fossiles, qui émettent des gaz à effet de serre nocifs (principalement du CO₂) et contribuent au réchauffement climatique sur Terre. Les technologies de production d'énergie qui utilisent les énergies renouvelables (solaire, éolienne, géothermique, etc.) comme source d'énergie représentent des alternatives propres et respectueuses de l'environnement aux méthodes traditionnelles, en particulier les centrales solaires à concentration (CSP), qui se sont révélées fiables système de génération d'énergie

Par conséquent, la production d'eau douce par le dessalement de l'eau de mer peut aider à résoudre les problèmes d'approvisionnement en eau dans les régions arides du monde, comme cela a été prouvé dans les pays du Moyen-Orient depuis le milieu du XX^e siècle. En outre, les régions du monde souffrant de stress hydrique ont habituellement des niveaux élevés d'irradiation solaire et d'accès à la mer, ce qui renforce l'idée d'utiliser cette source d'énergie renouvelable pour produire de l'eau douce. Aussi, on trouve que les problèmes d'approvisionnement sont liés, car la production d'électricité quelle que soit conventionnelle ou renouvelable, nécessite de grandes quantités d'eau (en particulier pour les besoins de refroidissement du cycle énergétique) ainsi que la production d'eau douce par le dessalement nécessite de grandes quantités d'énergie. Par conséquent, la production combinée d'énergie et d'eau douce en intégrant des procédés de dessalement et de concentration de centrales solaires, concept connu sous le nom de CSP + D, pourrait aider à résoudre les problèmes d'alimentation en eau et d'électricité dans ces régions du monde.

Dans cette thèse, nous avons étudié plusieurs configurations de l'hybridation solaire des installations des turbines à gaz, turbines à vapeur, et le cycle combiné par rapport au dessalement d'eau. Deux techniques sont adoptées dans notre étude : la technique thermique représentée par la distillation multi effet (MED) et la technologie de dessalement membranaire représentée par le procédé de l'osmose inverse (RO). Dans la partie de l'analyse de l'hybridation solaire d'une installation de turbine à gaz, on a décrit le principe de l'hybridation d'une turbine à gaz par une installation solaire qui comporte une tour solaire et un champ d'héliostats.

Conclusion générale

L'objectif consiste à montrer les gains potentiels en économie de consommation de fuel de ce genre d'installations par rapport aux centrales de turbine à gaz conventionnelles. On a appliqué l'étude dans la zone de Béchar qui est une zone saharienne aride, où le climat est adaptable aux applications solaires à concentrations. Les résultats obtenus montrent l'efficacité de l'hybridation solaire en permettant donc à la fois d'économiser l'utilisation des ressources fossiles (jusqu'à 70%) et de diminuer le rejet des gaz toxiques (jusqu'à 65% du CO₂) dans l'atmosphère.

Par rapport à l'étude d'une centrale solaire hybride à cycle combiné, les résultats obtenus montrent l'efficacité de l'hybridation solaire, qui permet donc à la fois d'économiser l'utilisation des ressources fossiles (jusqu'à 70%) et de diminuer le rejet des gaz toxiques (jusqu'à 65% du CO₂) dans l'atmosphère. On a testé trois sites (Béchar et Hassi R'mel au sud de l'Algérie, et la zone de MESAAD situé à la wilaya de Djelfa dans les hauts plateaux) pour l'implantation de ce système. Comparant avec un système classique (conventionnel), on a trouvé une réduction de 52% de CO₂ à HASSI R'MEL, 48% à MESSAD, et 40% à BECHAR, mais si on cherche le compromis entre la puissance et la quantité de CO₂, on trouve que la région de MESSAD est préférable pour l'implantation de ce type des installations. La contrainte majeure qui empêche l'exploitation des centrales solaires à tour est le coût d'investissement qui est très élevé notamment le coût du champ des héliostats (50% prix de la centrale).

Pour la combinaison des centrales solaires avec les unités de dessalement, on a effectué deux différents travaux : le premier représente l'étude de faisabilité de la combinaison entre une centrale solaire à tour et une unité de dessalement thermique multi effet (CSP-MED), et le deuxième porte une analyse techno-économique d'une centrale solaire autonome connectée à une station de dessalement par osmose inverse sous l'effet de l'intermittence solaire.

Par rapport à l'étude de faisabilité d'une centrale solaire CSP combinée avec une station de distillation multi effet, l'unité de MED remplace totalement le condenseur dans le bloc de puissance. Dans lequel le flux de vapeur fourni par la turbine se condense dans le premier effet de l'unité de dessalement MED. La configuration proposée offre une flexibilité et permet de sécuriser la production d'eau douce dans presque toutes les conditions de fonctionnement, de faible charge jusqu'au maximum, sans système d'hybridation ou de stockage. La centrale solaire considérée a une puissance nominale de 10 MWe et 710 héliostats d'une surface de 148 m² pour chacune. Les résultats économiques obtenus de l'analyse ont été validés avec les résultats de l'étude. L'étude paramétrique montre que la zone de Tenes est plus favorable pour cette technologie de CSP-MED par rapport aux autres sites.

Finalement, un travail qui aborde l'analyse technico-économique de la combinaison d'unité d'osmose inverse avec les centrales CSP et PV. Dans cette partie, plusieurs configurations des unités RO ont été analysées à des conditions de charge variable, où des stratégies différentes sont adoptées. On constate que le fonctionnement de l'unité RO avec l'adaptation à la fluctuation de puissance est plus approprié en termes de coûts et de production d'eau douce par rapport au scénario habituel proposé. Les résultats ont montré que la combinaison d'une installation RO avec CSP est plus favorable que la combinaison entre RO et PV, du point de vue technique et économique. La présence de stockage thermique dans le cas des CSP améliore encore plus le fonctionnement de l'unité d'osmose inverse, en particulier dans les cas de nombre élevé d'heures de stockage thermique (12 et 14 h), dans lequel l'eau douce produite est proche de la valeur nominale. La meilleure configuration de RO a entraîné le module d'osmose inverse à l'aide d'un échangeur de pression comme un ERD couplé à une installation de CSP avec 14 h de stockage thermique (très faible coût de l'eau 0,85 \$ / m³), même en étant similaire à ceux-là d'une unité d'osmose inverse fonctionnant avec des fossiles sources (0.60 € / m³-1.90 € / m³). Ces résultats potentiels peuvent faire ce genre d'usines de dessalement solaire une option possible pour les sites que l'Algérie où le potentiel solaire est élevé et il y a une importante pénurie d'eau.

Cependant, il est important de souligner que les coûts en capital de ce type d'usine de dessalement solaire sont élevés, en particulier pour l'installation CSP avec stockage thermique, dans lequel le coût annuel du capital est de l'ordre de 10-15 M \$. Les politiques de subventions pour produire de l'eau douce avec l'énergie solaire résoudraient ce genre de problèmes.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- Agogué, H., Casamayor, E.O., Joux, F., Obernosterer, I., Dupuy, C., Lantoine, F., Catala, P., Weinbauer, M.G., Reinthaler, T., Herndl, G.J., Lebaron, P., . Comparison of samplers for the biological characterization of the sea surface microlayer. *Limnol. Oceanogr. Methods* (2004)2, 213–225. doi:10.4319/lom.2004.2.213
- Alkaisi. Ahmed, Mossad. Ruth, Sharifian-Barforoush. Ahmad, A review of the water desalination systems integrated with renewable energy, *Energy Procedia* 110 (2017) 268 – 274.
- Al-Karaghoul. A, Kazmerski. L. L ,Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24 (2013) 343–356
- Arjunan TV, Aybar HS, Nedunchezian N. Status of solar desalination in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009;13:2408–18
- Baawain M, Choudri BS, Ahmed M, Purnama A. An Overview: Desalination, Environmental and Marine Outfall Systems. *Recent Progress in Desalination, Environmental and Marine Outfall Systems*. 2015; 1: 3-10
- Bartolomé Ortega Del gado These PSA. Theoretical Analysis of High Efficient Multi-Effect Distillation Processes and their Integration into Concentrating Solar Power, Thesis 2016, UNIVERSITY OF SEVILLE.
- Behar Omar, Khellaf Abdallah , Mohammedi Kamal , A review of studies on central receiver solar thermal power plants ; *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23 (2013) 12–39
- Besarati Saeb M, Yogi Goswami D, « A computationally efficient method for the design of the heliostat field » *Renewable Energy* 69 (2014) 226-232
- BEZIAN Jean Jacques «L'énergie solaire,» Pdf. 18 novembre 2004
- Blanco, J., Palenzuela, P., Alarcón-Padilla, D., Zaragoza, G., Ibarra, M., 2013. Preliminary thermoeconomic analysis of combined parabolic trough solar power and desalination plant in Port Safaga (Egypt). *Desalin. Water Treat.* 51, 1887–1899.
- BOUAM Abdellah thèse « Amélioration Des Performances Des Turbines A Gaz Utilisees Dans L'industrie Des Hydrocarbures Par L'injection De Vapeur D'eau » 2008.
- Caldera Upeksha, Bogdanov Dmitrii , Breyer Christian,. Local cost of seawater ro desalination based on solar pv and wind energy: a global estimate. *Desalination* (2016) 385: pp. 207-216.

Références bibliographiques

- CDER 2014 : portail des energie renouvelables, programmes des energie renouvelables à l'horizon 2030 URL : <http://portail.cder.dz/spip.php?article4238>.
- A trnsys model library for solar thermal electric components (stec) reference manual. 2006.
- Chennan Li, Yogi Goswami n, Elias Stefanakos , Solar assisted sea water desalination: A review Renewable and Sustainable Energy Reviews 19 (2013) 136–163
- CHRISTOPH KOST et all. Levelized cost of electricity renewable energy tchnologies. (NOVEMBER 2013) .
- Christopher Newton C , A Concentrated Solar Thermal Energy System, these master, THE FLORIDA STATE UNIVERSITY 2007.
- Concentrating Solar Power Project Developments in Algeria, URL : <http://helioscsp.com/concentrating-solar-power- project-developments-in-algeria/>
- Daniel P. Clarke, Yasir M. Al-Abdeli, Ganesh Kothapalli. The effects of including intricacies in the modelling of a small-scale solar-pv reverse osmosis desalination system. Desalination (2013) 311 : p. 127–136.
- Danis P., Dessalement de l'eau de mer. Techniques de l'Ingénieur, J 2700, 15 p. juin 2003
- Dehmas Jamila Abdeslame Dehmas, Nabila Kherba, Boukli Hacene Fouad, Kasbadji Merzouk Nachida, Merzouk Mustapha, Mahmoudi Hacene, Mattheus F.A. Goosen. On the use of wind energy to power reverse osmosis desalination plant: a case study from ténès (algeria). Renewable and Sustainable Energy Reviews (2011) 15: pp. 956-963
- DHV Water BV , 2004 seawater and Brackish Water Desalination in the Middle East, North Africa and Central Asia- A Review of Key issues and Experience in Six Countries, Final report prepared by a consortium of consultants, consisting of DHV Water BV, Amersfoort, the Netherlands (leading partner), and BRL Ingénierie, Nîmes, France.
- Dow water & process solutions filmtec reverse osmosis membranes. Data sheet
- Ecosources, 2016, Les centrales solaires à miroir de Fresnel, URL :http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_miroir_Fresnel_solaire_thermodynamique,» [En ligne].
- El-Dessouky, H.T., Ettouney, H.M., Al-Juwayhel, F.,. Multiple Effect Evaporation—Vapour Compression Desalination Processes. Chem. Eng. Res. Des(2000). 78, 662–676. doi:10.1205/026387600527626
- El-Dessouky, H.T., Ettouney, H.M.,. Reverse Osmosis Feed Treatment, Biofouling, and Membrane Cleaning, Fundamentals of Salt Water Desalination. Elsevier 2002. doi:10.1016/B978-044450810-2/50010-5
- Elsaket. G, Simulating The Integrated Solar Combined Cycle For Power Plants Application In Libya, 2007. thesis.

Références bibliographiques

- Emes .M.J, Arjomandi. M, Nathan. G.J, “Effect of heliostat design wind speed on the levelisedcost of electricity fromconcentrating solar thermal power tower plants”. Solar Energy (2015) 441-451
- Fritzmann, J. Löwenberg, T. Wintgens, T. Melin. State-of-the-art of reverse osmosis desalination. Desalination (2007) 216: p. 1–76.
- GARREAU. L et TORCHEBOEUF A, «l'energie solaire au service du future,» Année 2008 – 2009.
- Global Water Intelligence, 2016. DesalData [WWW Document]. URL <https://www.desaldata.com/>
- Grange Benjamin, Modélisation et dimensionnement d'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE, Thèse présentée à l'Université de Perpignan
- Grange. A, Modélisation et dimensionnement d'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE, l'Université de Perpignan, thèse (2011)
- Greska. A. K. .. B., «Solar Concentrators». Department of Mechanical Engineering, Florida State University,
- Gude VG, Nirmalakhandan N, Deng S. Renewable and sustainable approaches for desalination. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010; 14(9):2641-54
- Gude. V. G, “Desalination and sustainability - An appraisal and current perspective,” Water Res., vol. 89, pp. 87–106, 2016.
- Hamiche. Ait Mimoune, Boudghene Stambouli. Amine, Flazi. Samir. A review on the water and energy sectors in algeria: current forecasts,scenario and sustainability issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews (2015) 41: p. 261–276.
- Altaee. Ali, Milla. Graeme J. r, Zaragoza. Guillermo , Adel Sharif. Energy efficiency of ro and fo-ro system for high-salinity seawater treatment. Clean Technologies and Environmental Policy (2016)
- Hatzikioseyan.A., Vidali.R, Kousi. P., “Modelling And Thermodynamic Analysis Of A Multi Effect Distillation (Med) Plant For Seawater Desalination”. National Technical University of Athens journal (NTUA) GREECE(2003).
- Heller Peter , The Performance of Concentrated Solar Power (CSP) Systems Analysis, Measurement and Assessment, Woodhead Publishing is an imprint of Elsevier 2017

Références bibliographiques

- Hisham T. El-Dessouky and Hisham M. Ettouney. Fundamentals of salt water desalination: chapter 7 - reverse osmosis. Elsevier (Ed.). , 2002.
- Iaquaniello G, SalladiniA, Mari , Mabrouk. A, H.E.S. Fath. Concentrating solar power (csp) system integrated with med-ro hybride desalination. Desalination (2014) 336: p. 121-128.
- IWMI, 2007. Water for food, water for life : a comprehensive assessment of water management in agriculture. Earthscan, London; Sterling, VA
- Kalogirou S. A., «Solar thermal collectors and applications,» ELSIVIER, n° %130, p. 231–295, 2004.
- Khelif, A. Talha, M. Belhamel, A. Hadj Arab. Feasibility study of hybrid diesel–pv power plants in the southern of algeria: case study on afra power plant. Electrical Power and Energy Systems (2012) 43 : p. 546–553.
- Kosmadakis George, Manolakos Dimitris, Ntavou Erika & Papadakis George. Multiple reverse osmosis sub-units supplied by unsteady power sources for seawater desalination. Desalination and Water Treatment (2014) : p. 1–9.
- La géopolitique de l'eau, "Rapport d'information déposé en application de l'article 145 du Règlement par la Commission des Affaires étrangères en conclusion des travaux d'une mission d'information constituée le 5 octobre 2010 sur « La géopolitique de l'eau »,," 2010. «<http://www.energythic.com/view.php?node=184>,» 2013. [En ligne].
- Laissaoui .M, Bouhallassa. A, Lecheheb. S , Mammar. M, Hazmoune. M, and Hamidat. A, Analysis of solar thermal power plant in Algeria'', conference ENTECH'14, Istanbul, Turquie, du 22-24 Décembre 2014.
- LAISSAOUI Mohammed, NEHARI Driss b and OUINAS Djamel, Analysis of the Feasibility of Combined Concentrating Solar Power with Multi Effect Desalination for Algerian Coast, INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH, Vol.7, No.3, 2017.
- Laissaoui Mohammed, Palenzuela Patricia, Mohamed A. Sharaf Eldean, Nehari Driss, Alarcón-Padilla Diego-César, Techno-economic analysis of a stand-alone solar desalination plant at variable load conditions, Applied Thermal Engineering 133 (2018) 659–670
- Laissaoui. M, Touil. A, and Nehari, D, Thermodynamic Analysis of the Combined CSP and Desalination in algeria, Energy Procedia 139 (2017) 79–85

Références bibliographiques

- Laissaoui.M, El hadj khalef.R , Said.N , Hamidat.A, L'hybridation solaire d'une installation de turbine à gaz, Conférence Nationale sur les Energies Renouvelables et leurs Applications (2014), Adrar, Algérie.
- Liu TK, Sheu HY, Tseng CN. Environmental impact assessment of seawater desalination plant under the framework of integrated coastal management. *Desalination*. 2013; 326:10-18.
- Macedonio F., Drioli E,. Pressure-driven membrane operations and membrane distillation technology integration for water purification, *Desalination* (2008)223, (396–409).
- Malek. A, Hawlader. M.N.A , Ho. J.C, Design and economics of ro seawater desalination. *Desalination* (1996) 105: pp. 245-261 .
- Manolakos. D, Sh. Mohamed. Essam, Karagiannis I, Papadakis. G, Technical and economic comparison between pv-ro system and ro-solar rankine system. case study: thirasia island. *Desalination* (2008) 221: pp. 37-46.
- Manuel A. Silva Pérez, Concentrated Solar Thermal Power Technnnology Training, 2010, URL : «<http://fr.slideshare.net/sustenergy/session-3-point-focus>,» 2010.
- Matthew J. Emes, Maziar Arjomandi, Graham J. Nathan. Effect of heliostat design wind speed on the levelised cost of electricity from concentrating solar thermal power tower plants. *Solar Energy* (2015) 115 : p. 441–451.
- Maurel, A. Desalination by RO using RE (solar & wind): Cadarache Center Experience. In: *Proceedings of the new technologies for the use of RE sources in water desalination*, Greece, 26–28, 17–26; 1991.
- METEONORM Manual, Manuals and documents for meteonorm software. Handbook Part I: Software, 2014.
- Michael j . Moran, Howard N, Book 'Fundamentals of Engineering Thermodynamiques'.
- Mohamed Abdel Wahab Sharaf Eldean. Design and simulation of solar desalination systems. Faculty of Petroleum & Mining Engineering Suez Canal University Egypt. 2011.
- Murray Thomson. A, Reverse-Osmosis Desalination of Seawater Powered by Photovoltaics Without Batteries, Doctoral Thesis, Loughborough University, 2003
- Nafey. A.S, Sharaf. M.A, Combined solar organic rankine cycle with reverse osmosis desalination process: energy, exergy, and cost evaluations. *Renewable Energy* (2010) 35 : pp. 2571-2580.

Références bibliographiques

- Nafey. A.S, Sharaf. M.A., Lourdes García-Rodríguez, Thermo-economic analysis of a combined solar organic rankine cycle-reverse osmosis desalination process with different energy recovery configurations,. *Desalination* (2010) 261: p. 138–147.
- Naseer Ahmad, Anwar K. Sheikh, P. Gandhidasan, Moustafa Elshafie. Modeling, simulation and performance evaluation of a community scale pvro water desalination system operated by fixed and tracking pv panels: a case study for dhahran city, saudi arabia. *Renewable Energy* (2015) 75: pp. 433-447.
- Novatec solar, 2016. NOVATEC SOLAR · Concentrating Solar Power [WWW Document]. URL <http://www.novatecsolar.com/56-1-PE-2.html>
- Ntavou Erika, Kosmadakis George, Manolakos Dimitris, Papadakis George, Papantonis Dimitris, Experimental evaluation of a multi-skid reverse osmosis unit operating at fluctuating power input. *Desalination* (2016) 398: pp. 77-86.
- OECD, 2012. OECD environmental outlook to 2050: the consequences of inaction. OECD, Paris
- Palenzuela Patricia, Alarcón-Padilla Diego-César, Zaragoza Guillermo, Large-scale solar desalination by combination with csp: techno-economic analysis of different options for the mediterranean sea and the arabian gulf, *Desalination* (2015) 366 : p. 130–138.
- Palenzuela Patricia, Zaragoza Guillermo, Alaron-Padilla Diego-Cesar, Characterisation of the coupling of multi-effect distillation plants to concentrating solar power plants, *Energy* (2015) 82 : pp. 986-995.
- Palenzuela. P, Alarcón-Padilla. D.C, Zaragoza. G, Concentrating Solar Power and Desalination Plants Engineering and Economics of Coupling Multi-Effect Distillation and Solar Plants. Springer International Publishing 2015 (Book). DOI 10.1007/978-3-319-20535-9
- Palenzuela. P, Zaragoza .G, Alarcón .D, Blanco. J, Simulation and evaluation of the coupling of desalination units to parabolic-trough solar power plants in the Mediterranean region, *Desalination* 281 (2011) 379–387
- PATIER X. & BLANCHON D. (2010). Documentation photographiques. 8078. L'Eau, une ressource menacée ? La documentation Française. Paris. 63p
- PATNODE. A.M, «Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants,» UNIVERSITY OF WISCONSIN-MADISON, 2006 these.
- Jones. M.A, Odeh. I, Haddad. M, Mohammad. A.H , Quinn. J.C, Economic analysis of photovoltaic (pv) powered water pumping and desalination without energy storage for agriculture. *Desalination* (2016) 387: p. 35–45.

Références bibliographiques

- Peñate .Baltasar, Castellano. Fernando, Bello. Alejandro, García-Rodríguez. Lourdes. Assessment of a stand-alone gradual capacity reverse osmosis desalination plant to adapt to wind power availability: a case study. Energy (2011) : pp. 1-13.
- PRISME. L. f. ., «L'énergie solaire thermique à concentration,» 1996.
- ROUANE-HACENE Omar. Biosurveillance de la qualité des eaux côtières du littoral occidental algérien, par la suivi des indices biologique, de la biodisponibilité et la bioaccumulation des métaux lourds (zn, cu, pb, et cd) chez la moule mytilus galloprovincialis et l'oursin paracentrotus lividus. université d'Oran Faculté des sciences département de biologie ALGERIE. 2013.
- Schwarzbözl Peter, Deutsches Zentrum." TRNSYS Model Library for Solar Thermal Electric Components (STEC) A Reference Manual Release 3.0 (2006)
Q. Sylvain, «Les Centrales Solaires à Concentration,» 2007.
- Schwarzbözl .P, Eiden. U. R., Pitz-Paal, "A TRNSYS model library for Solar Thermal Electric Components (STEC)" A reference manual Release 2.2, (2002)
- Shiklomanov, I.A., Rodda, J.C., 2003. World water resources at the beginning of the twenty-first century. Cambridge University Press
- Siala. F.M.F. Elayeb. M.E. , Mathematical formulation of a graphical method for a no-blocking heliostat field layout ». Renewable Energy 23, 77–92(2001).
- Solarpaces 2016 , CSP IN MENA – CHECK OUT THE LATEST PROJECTS ACCORDING TO THEIR PHASE AND THEIR TECHNOLOGY (document) URL : www.solarpaces.org/wp-content/uploads/CSP-in-MENA-2018.pdf
- Sonalgaze 2014 gisement solaire en algérie URL http://www.sonelgaz.dz/article.php?id_article=15 ,» [En ligne].
- Spelling. J. D. , Hybrid Solar Gas-Turbine Power Plants . A Thermoeconomic Analysis, thèse. (2007)
- Spiegler, K.S. & El-Sayed, Y.M., (2001). The energetics of desalination processes. Desalination, 134(1–3), pp.109–128. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0011916401001217>.
- Strategy and indicators of water sector in Algeria, presentation of Algerian Ministry of Water Resources in Cairo; 21–22 November 2012.
- SUNDOUS ENERGY, 2014, potentiel solaire de l'Algérie URL : <http://www.sundous.com/Energie.html>,» (06-08-2014).
- System advisor model (sam), sam version 2016.3.14 manual release date 9/30/2016.

Références bibliographiques

- TATA-DUCRU Farid , Dessalement de l'eau de mer bilan des dernières avancées technologiques ; bilan économique ; analyse critique en fonction des contextes » Janvier 2009, « consulté le 14/12/2014.
- Techniques de dessalement - Description de controverses,http://controverses.mines-paristech.fr/public/promo12/promo12_G15/www.controverses-minesparistech-15.fr/openAnnexes8c39.html?nom=A-Techniques
- Tomislav M. Pavlovic´ , Ivana S. Radonjic, ´ Dragana D. Milosavljevic, ´ Lana S. Pantic ,A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16 (2012) 3891–3902
- TPE : le dessalement d'eau ; URL : <http://dessalementunisie.e-monsite.com/pages/sous-partie/2-la-congelation-sous-vide.html#MmkDAPBLx6rHiELo.99>
- tpe-si, 2011, Centrales-a-capteurs-cylindro-paraboliques URL: <http://tpe-si-2011.e-monsite.com/pages/l-energie-solaire/l-energie-solaire-thermodynamique/centrales-a-capteurs-cylindro-paraboliques.html>
- Trieb Franz, Müller-Steinhagen Hans, Kern Jürgen, Scharfe Jürgen, Kabariti Malek, Al Taher Ammar, Technologies for large scale seawater desalination using concentrated solar radiation, Desalination 235 (2009) 33–43
- Triki .Z., Bouaziz. M.N, and Boumaza.M, Techno-economic feasibility of wind-powered reverse osmosis brackish water desalination systems in southern algeria. Desalination and Water Treatment (2014) : p. 1745-1760
- Wenyu Lai, Qingfen Ma,Hui Lu, Shaojie Weng, Junqing Fan, Haixuan Fang. Effects of wind intermittence and fluctuation on reverse osmosis desalination processes and solution strategies. Desalination (2016) 395: pp. 17-27.
- World energy, Source OECD (Online service). World energy outlook. OECD/IEA; 2006.