

Les centrales actuelles et les programmes de R&D

2.4.1. Le parc des centrales commerciales.

Le tableau ci-dessous présente la liste des centrales commerciales actuellement en opération ou en phase de construction, ainsi que leurs principales caractéristiques. Une telle liste est intéressante pour un état de l'art, car la commercialisation d'une technologie est un bon indicateur de sa maturité.

Centrale	Localisation	Puissance	Filière	Démarrage	Stockage/hybridation	Développement
PS10	Espagne, Andalousie	11 MWe	Tour	2007	0.5h de stockage, appoint gaz naturel	Abengoa Solar
PS20	Espagne, Andalousie	20 MWe	Tour	2009	1h de stockage, appoint gaz naturel	Abengoa Solar
Puerto Errado I	Espagne, Murcia	1.4 MWe	Fresnel	2009	Stockage de vapeur saturée	Novatec Solar
Puerto Errado II	Espagne, Murcia	30 MWe	Fresnel	2012	0.5h de stockage de vapeur saturée	Novatec Solar
Lidell (charbon)	Australie, New South Wales	18 MWth	Fresnel	2012	Ajout de vapeur saturée au circuit vapeur du brûleur à charbon	Ausra (6 MWth) / Novatec Solar (9MWth)
TSE1-PT	Thaïlande, Kanchanaburi	5 MWe	Cylindro-parabolique	2012	aucun	Solarlite
Ivanpah	USA, Désert de Mojave	400 MWe	Tour (3 unités)	2013	Appoint gaz naturel	Brightsource Energy
Dhursar	Inde, Rajasthan	100 MWe	Fresnel	2014	aucun	Areva / Rajasthan Sun Technique
Kogan Creek (charbon)	Australie, Queensland	44 MWth	Fresnel	2013	Intégration du champ solaire dans le circuit vapeur d'une centrale à charbon	CS Energy / Areva
Khi Solar One	Afrique du Sud, Northern Cape	50 MWe	Tour	2014	2h de stockage, vapeur saturée	Abengoa Solar
Alba Nova 1	Corse	12 MWe	Fresnel	2015	1h de stockage, vapeur saturée	Solar Euromed

Tableau 2-1 : Liste des centrales DSG commerciales en opération ou en construction

En termes de gamme de température et de pression vapeur, il est intéressant de noter que les centrales évoluent vers l'utilisation de vapeur surchauffée, ce qui augmente l'efficacité du cycle thermodynamique. La figure suivante place les centrales du tableau ci-dessus (hormis la centrale Indienne Dhursar pour laquelle nous ne disposons pas d'informations) sur un diagramme Température-Entropie selon les conditions de la vapeur en sortie de champ solaire. On voit que les centrales à tour en construction (Ivanpah et Khi Solar One) font un pas important vers la surchauffe, tandis que les centrales LFR récentes (Alba Nova 1, Kogan Creek) se positionnent sur une surchauffe un peu moins élevée.

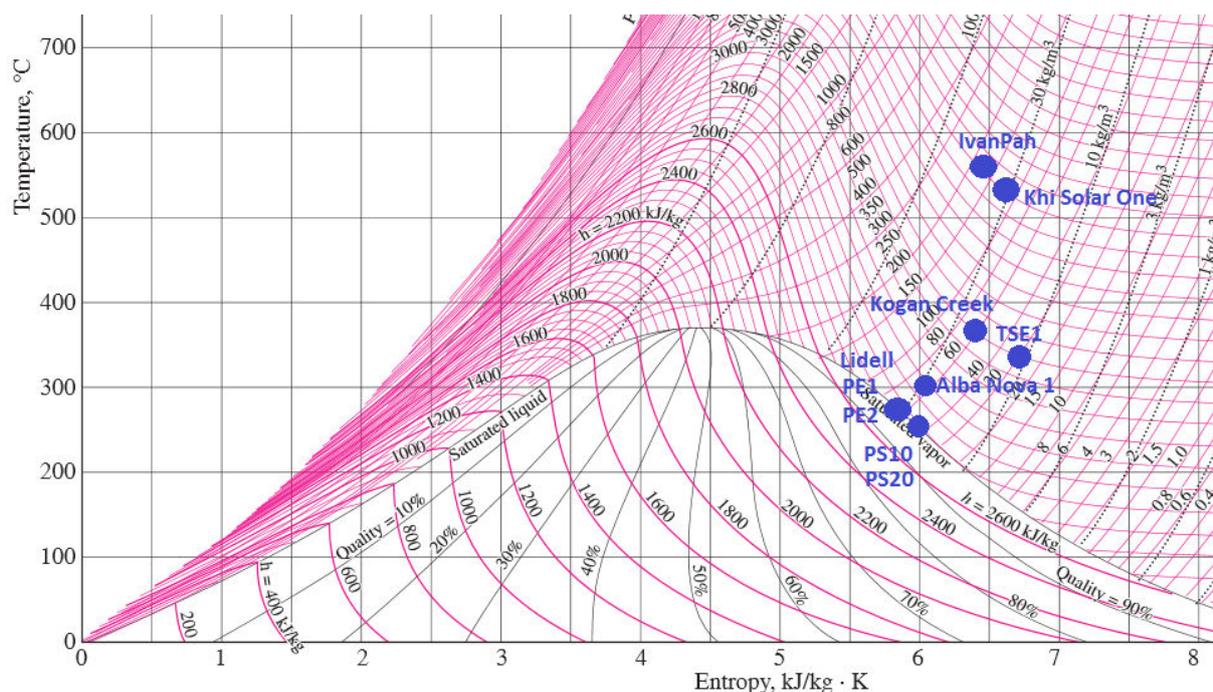


Figure 2-26 : Conditions de sortie du champ solaire sur le diagramme T-s

2.4.2. La DSG et les centrales à tour

Ainsi que nous l'avons mentionné dans un paragraphe précédent, la génération directe de vapeur a été envisagée dans les centrales à tour dès la fin des années 70.

Le prototype de centrale Solar One est construit en 1981 et dispose d'un récepteur produisant de la vapeur surchauffée. Celui-ci est composé de 6 panneaux d'échange thermique pour le préchauffage de l'eau et de 18 panneaux pour l'évaporation et la surchauffe, l'ensemble se faisant en une seule passe. Chaque panneau assure le transfert thermique sur un ensemble de 70 tubes, regroupés par sections de dix, des soudures assurant les liaisons entre ces sections. Les rapports d'opération [20] mentionnent des problèmes récurrents d'apparitions de fissures dans les tubes, notamment au niveau de ces soudures, conduisant à une perte d'étanchéité du circuit vapeur. L'analyse des auteurs est que ces fissures sont probablement dues à des gradients thermiques trop importants entre la face des tubes soumise au flux de chaleur et la face interne, côté intérieur du récepteur, ainsi qu'entre les sections d'évaporation et de surchauffe, où les coefficients d'échange thermique sont très différents. La centrale pilote fonctionne entre 1982 et 1986 et fournit environ 10 MW électriques. Elle est convertie en 1995 en une centrale à caloporteur sels fondus et renommée Solar Two.

D'autres prototypes de centrales à tour sont testés à la même période en Espagne, au sein de la plateforme solaire d'Almeria en Espagne (la tour CESA-1), ou à l'Institut Weizmann en Israël. Ces centrales démontrent également la possibilité d'un récepteur fonctionnant en mode DSG, mais la surchauffe de la vapeur dans CESA-1 conduit aux mêmes problèmes que pour Solar One, et finalement à l'utilisation d'une surchauffe diesel plutôt que solaire. Les résultats de l'utilisation de vapeur saturée à l'institut Weizmann sont plus encourageants.

Ces résultats préliminaires intéressent au début des années 2000 les concepteurs de la centrale PS10 (10 MWe) d'Abengoa Solar, qui doivent choisir le type de récepteur à intégrer à la centrale. Un premier design proposait un récepteur volumétrique à air, mais les études montraient que les objectifs de performance et de rentabilité n'étaient pas atteignables ainsi. C'est donc un récepteur à génération directe

de vapeur qui est choisi. Surchauffer la vapeur grâce à un brûleur fossile est un temps envisagé (au vu des problèmes identifiés avec la surchauffe solaire), mais la législation espagnole n'autorise pas l'appoint thermique de ce type pour une production en période journalière. C'est donc un design à vapeur saturée qui est finalement retenu pour PS10 [21]. La centrale démarre en 2007, et est suivie de PS20 (20 MWe) en 2009. PS20 utilise la même technologie que PS10, mais comporte quelques innovations techniques, permettant notamment de réduire l'autoconsommation grâce à la circulation par effet de densité du caloporteur dans les tubes du récepteur. L'évolution technologique de ces deux centrales est la centrale Khi Solar One, actuellement en construction en Afrique du Sud. Abengoa Solar annonce cette fois l'utilisation de vapeur surchauffée. Les problèmes de contraintes mécaniques sur les tubes liées aux gradients thermiques de la surchauffe sont résolus par l'utilisation d'échangeurs spécialement conçus pour ce besoin par la société CMI, et dont le design dit en « drapeaux » est breveté en 2010 [22].

Aux États-Unis, la centrale Ivanpah a démarré sa production en octobre 2013. Elle est constituée de trois unités de production pour une puissance électrique totale de 400 MW. La chaudière vapeur du récepteur utilise également la surchauffe, et a été conçue par la société Riley Power [23]. Le récepteur est constitué de trois zones: un évaporateur, un surchauffeur et un réchauffeur (pour la réchauffe de la vapeur issue de la turbine haute pression et renvoyée à la turbine basse pression). Comme le montrent les figures ci-dessous, ces trois zones sont séparées en étages et reçoivent des flux radiatifs différents. On peut noter que c'est l'évaporateur qui reçoit l'essentiel du flux, puisque l'évaporation nécessite un apport énergétique par unité de masse plus important que la surchauffe ou le réchauffement.

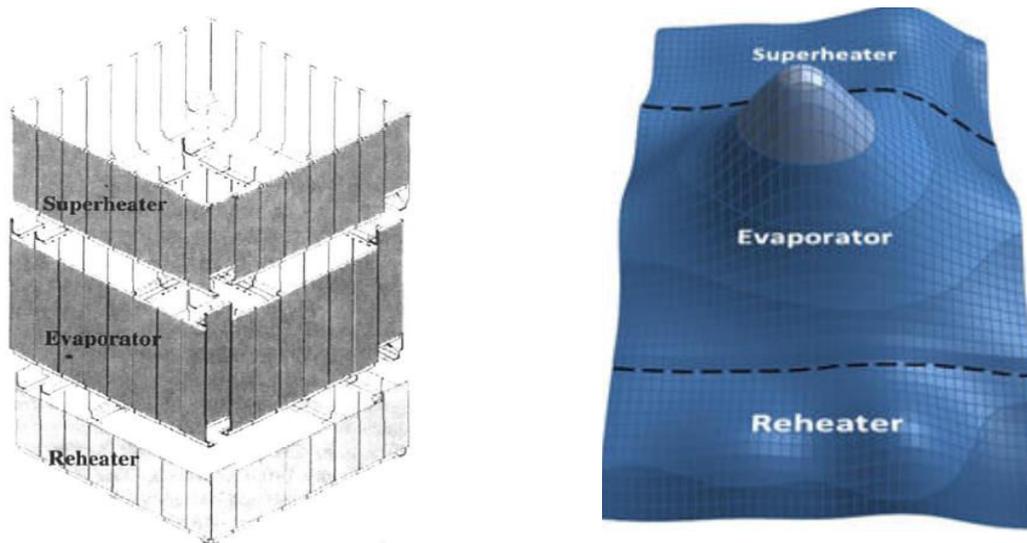


Figure 2-27: Structure et carte de flux du récepteur d'Ivanpah [23]

2.4.3. La DSG et la filière cylindro-parabolique

Grâce notamment aux neuf centrales Californiennes SEGS qui fonctionnent depuis les années 1980, la technologie cylindro-parabolique à caloporteur huile est la plus ancienne des technologies CSP commercialisées, et la plus mature actuellement. Si c'est à l'origine le manque de connaissances sur les écoulements diphasiques horizontaux qui a conduit au choix d'un circuit huile pour ces centrales, la génération directe de vapeur a cependant été identifiée relativement tôt comme potentiellement intéressante pour en réduire les coûts de production. Depuis le début des années 90, différents projets de recherche et développement, menés principalement par le DLR allemand et le CIEMAT espagnol (avec pour certains programmes la collaboration d'industriels), se succèdent autour de cette technologie. Les premières étapes du travail sont la compilation des études sur la DSG du pionnier Luz, la société ayant développé les centrales SEGS. Ces études appliquées à la filière cylindro-parabolique sont aussi

potentiellement applicables aux centrales à linéaires de Fresnel, car les deux technologies sont relativement semblables, tant par les similitudes des composants (notamment les tubes absorbeurs), que par les problématiques explorées dans ces études. Deux de ces programmes de recherche concernent d'ailleurs cette technologie.

Le tableau suivant présente les programmes de R&D portant sur la génération directe de vapeur dans les récepteurs linéaires.

Programme	Période	Thématique(s) de recherche
GUDE	1993-1995	Thermohydraulique stationnaire des tubes absorbeurs.
PRODISS	1996-1999	Modélisation, simulation et contrôle de l'écoulement diphasique instationnaire dans une boucle DSG.
DISS	1996-2002	Conception et réalisation d'une boucle DSG, démonstration du fonctionnement et évaluation des différentes configurations opératoires, validation et amélioration de la modélisation.
INDITEP	2002-2005	Ingénierie d'une centrale précommerciale de démonstration, développement de composants spécifiques.
SOLDI	2004-2006	Conception de séparateurs eau/vapeur pour les circuits DSG.
DISSTOR	2004-2007	Conception, réalisation et opération d'un dispositif de stockage par matériau à changement de phase.
DIVA	2005-2007	Développement de tubes absorbeurs 500°C, analyse système détaillée.
ITES	2006-2009	Développement d'un stockage mixte (sensible+latent) intégré à une boucle DSG, étude des stratégies de contrôle.
FRESEMO	2006-2008	Conception, réalisation et opération d'un récepteur à linéaires de Fresnel.
DETOP	2009-2010	Préparation d'une centrale de démonstration, analyse système détaillée.
FRESEMO 2	2009-2013	Optimisation et opération de la boucle LFR.
DUKE	2011-2014	Extension de la boucle DISS, démonstration du fonctionnement en mode once-trough.

Tableau 2-2: Programmes de R&D sur la DSG menés par le DLR/CIEMAT et leurs partenaires

Le projet GUDE a permis l'étude de l'écoulement diphasique stationnaire à l'intérieur des absorbeurs, et de l'impact de cet écoulement sur les contraintes thermiques engendrées par la distribution azimutale hétérogène de la température dans les parois. Les résultats ont montré que l'écoulement stratifié pouvait être évité en assurant un débit minimal dans les absorbeurs[24], ce qui a motivé les programmes de recherche suivants.

Le programme PRODISS a permis d'étudier l'écoulement diphasique, cette fois instationnaire, et les algorithmes de contrôle de l'écoulement, avant les études sur la boucle DISS, dans le cadre du programme de recherche du même nom. Les études sur cette boucle à l'échelle quasi commerciale ont montré que la génération directe de vapeur fonctionne pour une utilisation dans des tubes absorbeurs horizontaux avec des concentrateurs cylindro-paraboliques, et que l'architecture en recirculation est l'option la plus prometteuse [25]. La figure suivante montre le schéma de la boucle en architecture recirculation.

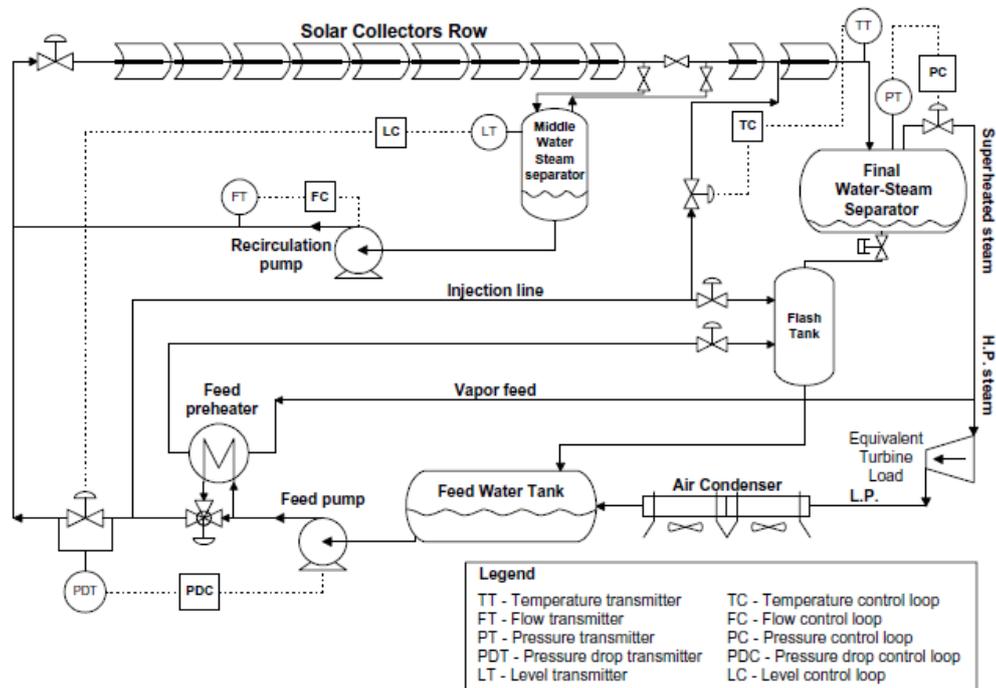


Figure 2-28: Schéma de la boucle DISS configurée en recirculation [26]

Les bons résultats du programme DISS ont permis le lancement du programme INDITEP et la conception détaillée d'une centrale DSG précommerciale. Les connaissances et les technologies développées dans le programme DISS ont été réutilisées pour ce projet [27].

Le programme SOLDI a ensuite consisté en l'évaluation et l'expérimentation de séparateurs liquide/vapeur développés pour les besoins du circuit vapeur du projet INDITEP. Deux types différents de séparateurs ont notamment été testés, l'un conçu par le groupe Siemens et ses sous-traitants, et l'autre par les équipes du DLR [28].

Le stockage thermique n'étant pas encore développé pour la génération directe de vapeur, le programme DISSTOR a ensuite été mis en place à l'échelle européenne et conduit de 2004-2007. Il a regroupé le DLR, le CIEMAT, le CNRS, ainsi que des industriels du secteur du solaire thermodynamique. L'objectif était la conception, la construction et l'expérimentation de systèmes de stockage par matériau à changement de phase adapté à un transfert thermique direct avec la vapeur d'un circuit de centrale DSG. Un prototype de 100 kWth a notamment été testé à la plateforme PSA, directement raccordé à la boucle DISS. Les essais ont permis d'identifier les points clés du dimensionnement des futurs dispositifs de stockage, et les phénomènes physiques prépondérants sur l'efficacité du système [29].

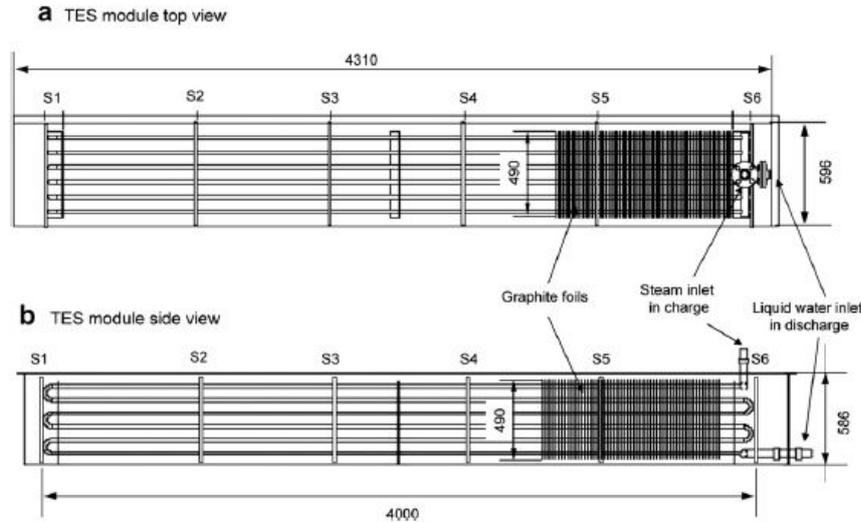


Figure 2-29: Schéma du prototype de stockage MCP développé à PSA [29]

En parallèle du programme DISSTOR, le programme DIVA (2005-2007) a été mis en place afin de procéder à des analyses détaillées à l'échelle système d'une boucle DSG. Des études datant de la fin des années 90 ont identifié la génération directe de vapeur comme une option prometteuse pour la réduction des coûts de production, mais il ne s'agissait que d'études préliminaires puisqu'aucun design précis de boucle ou de centrale DSG n'était connu. C'est pour pallier à ce manque que le programme DIVA a été mis en place: évaluer le potentiel de la technologie DSG grâce à une analyse système précise, basée sur un design issu de l'expérience des programmes DISS et INDITEP. Ce programme a également inclus le développement de tubes absorbeurs utilisables avec de la vapeur à 500°C, avec la société Schott, partenaire industriel du DLR. Plusieurs résultats clés sont ressortis des études du programme. Premièrement, d'après [30] pour une centrale DSG de 100 MWe utilisant de la vapeur à 400°C et 120 bars, le coût normalisé de l'électricité est réduit de 7.7 à 11.1% (en fonction de l'irradiation du site choisi) par rapport à une centrale à caloporteur huile équivalente. La réduction est même de 10.9% - 14.4% pour un circuit vapeur à 500°C et 120 bars. Ensuite, la même étude concluait sur l'intérêt d'élever la température de sortie du champ solaire (de 400°C à 500°C), mais seulement pour les sites où l'irradiation est très forte, comme les déserts du sud-ouest des États-Unis. Pour les sites à l'irradiation moyenne, comme le sud de l'Espagne, le gain en réduction du LEC ne justifiait pas à l'époque les risques technologiques accrus d'un circuit vapeur à 500°C.

Le programme ITES, mis en place sur la période 2006-2009, a permis la construction et l'expérimentation d'un système de stockage mixte combinant la chaleur sensible et la chaleur latente. Des modules de béton sont utilisés pour la préchauffe de l'eau et la surchauffe de la vapeur (ou la désurchauffe de la vapeur et le sous-refroidissement de l'eau dans le cas du stockage), et un module de stockage MCP à sels liquides/solides est utilisé pour l'évaporation et la condensation de l'eau. La figure suivante est un schéma de ce dispositif expérimental.

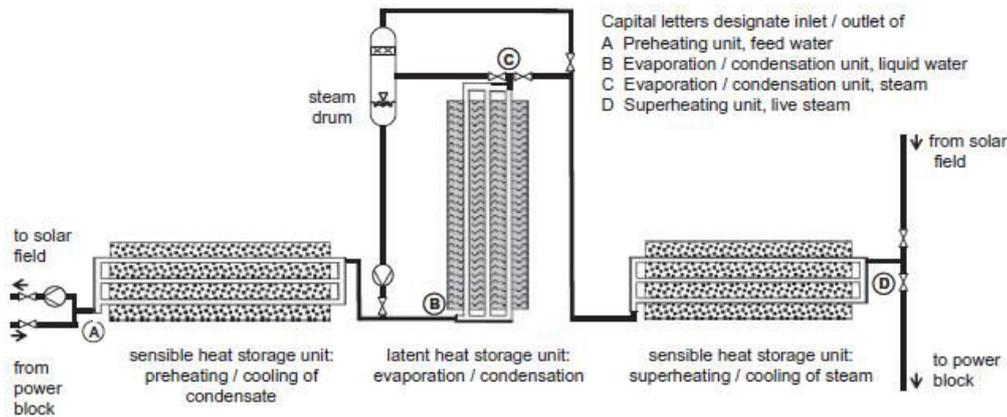


Figure 2-30: Schéma du prototype de stockage mixte MCP/sensible développé par le DLR et ses partenaires [31]

Les programmes FRESDEMO et FRESDEMO 2 concernant la technologie des réflecteurs linéaires de Fresnel, nous les aborderons donc dans une prochaine partie.

Le projet DETOP (2009-2010) s'inscrit dans la continuité des programmes de recherche précédents, puisqu'il a pour objectif l'analyse système détaillée des centrales DSG, comme pour le programme DIVA, mais prenant en compte l'intégration du système de stockage mixte développé dans ITES. La comparaison est faite avec une centrale à caloporteur huile équivalente, du point de vue du coût normalisé de l'électricité produite. L'étude de Feldhoff et al. [32] compare deux centrales fictives de 100 MWe disposant chacune d'un stockage de 9h de production. Le design de la centrale à huile est essentiellement inspiré des centrales Andasol, situées à Guadix en Espagne. Ces centrales fonctionnent depuis plusieurs années et on dispose donc de données concernant leur performance et leurs coûts (investissement et maintenance). Le design de la centrale DSG est lui conçu d'après les résultats des projets précédents : architecture en recirculation, stockage thermique mixte basé sur ITES. L'étude montre que si l'efficacité de la centrale DSG est supérieure d'environ 8%, son LEC est plus élevé d'environ 6%, principalement à cause du coût du stockage. Un tel stockage n'est pas encore développé à l'échelle commerciale, et les auteurs de l'étude ont donc supposé des coûts d'investissement importants. Ils nuancent toutefois en précisant qu'avec une optimisation plus poussée de ce stockage et du champ solaire, le LEC ne pourrait être supérieur à celui de la centrale huile que de 2%. Les auteurs concluent enfin en identifiant deux pistes ou conditions importantes pour améliorer la compétitivité économique des centrales DSG à stockage : l'optimisation et l'utilisation de l'architecture en « once-trough » (que nous expliciterons dans une prochaine partie), et l'optimisation et l'introduction sur le marché des systèmes de stockage MCP. Ils estiment que l'utilisation du mode once-trough et de son architecture simplifiée permet d'atteindre un LEC global de 3% inférieur à celui de la centrale à huile.

Le projet le plus récent du DLR lié à la DSG est le projet DUKE (2011-2014), en collaboration avec le CIEMAT et la société Solarlite. Il s'agit d'expérimenter et de démontrer le fonctionnement d'une boucle DSG en mode once-trough. Pour cela, la boucle DISS a été modifiée et rallongée. Les essais sont toujours en cours à l'heure où nous écrivons cet état de l'art bibliographique.

Il n'existe à ce jour qu'une seule centrale cylindro-parabolique mettant en application la génération directe de vapeur dans des récepteurs cylindro-paraboliques. Il s'agit de la centrale TSE 1 située en Thaïlande, dans la province de Kanchanaburi. Elle génère 5 MW de puissance électrique, et son circuit vapeur opère à 330°C et 30 bars. La société allemande Solarlite a conçu cette centrale avec l'assistance technique du DLR, et participe actuellement au programme de recherche DUKE. Une deuxième centrale

de 9 MWe nommée TSE 2 est actuellement en construction, et Solarlite prévoit la construction d'une douzaine d'autres dans les prochaines années [33].

2.4.4. La DSG et la filière des réflecteurs linéaires de Fresnel

Ainsi que mentionné dans un chapitre précédent, la technologie des réflecteurs linéaires de Fresnel est relativement jeune. Il n'y a au jour d'aujourd'hui que trois centrales commerciales LFR en fonctionnement, et une quatrième sous la forme d'un champ solaire d'appoint à une centrale charbon (Lidell). Dans tous les cas, c'est la génération directe de vapeur qui est employée, d'où la présence de cette partie sur les LFR dans ce chapitre dédié à la DSG.

De par notamment la position fixe, au-dessus du champ solaire, de leurs récepteurs, les centrales LFR se prêtent mieux à l'utilisation de la génération directe de vapeur. L'écoulement diphasique posait en effet des problèmes dans la conception des joints tournants entre les sections des collecteurs cylindro-paraboliques. Ajouter à cela que le regain d'intérêt pour la technologie LFR s'est fait globalement durant la période où la génération directe de vapeur a été identifiée comme intéressante pour la réduction des coûts, c'est assez logiquement que cette technologie utilise la DSG dans son immense majorité.

Un tableau synthétisant les centrales et prototypes de R&D utilisant la technologie LFR est disponible en annexe A.

2.4.4.1. Areva Solar et le concept CLFR

En 2000, les Australiens Mills et Morrison publient leur étude dans laquelle ils proposent le concept de récepteur linéaire de Fresnel compact (CLFR pour *Compact Linear Fresnel Reflector*) [34]. Le design proposé apporte une solution alternative à un problème caractéristique des linéaires de Fresnel, les effets d'ombre entre réflecteurs. Il s'agit de disposer les récepteurs au-dessus du champ solaire de manière suffisamment proche pour qu'il soit possible pour chaque miroir de viser au moins deux récepteurs. Cela évite de disposer les absorbeurs trop hauts ou les réflecteurs trop espacés, deux solutions précédemment envisagées pour gérer les effets d'ombres. La figure suivante (déjà proposée dans le précédent chapitre) illustre ce concept.

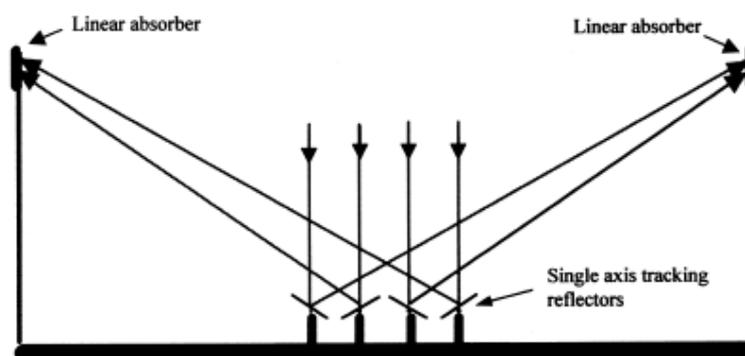


Figure 2-31: Schéma de principe d'un CLFR [34]

Mills et Morrison fondent en 2002 la société Australienne Solar Heat and Power. Le champ solaire de la centrale de Lidell est conçu les années suivantes, puis la société est relocalisée en Californie en 2007 et renommée Ausra. La centrale de 5 MWe Kimberlina est lancée en 2008, avant que la multinationale française Areva ne rachète la société en 2010 pour la renommer Areva Solar. C'est le design CLFR de Mills et Morrison qui est utilisé pour les centrales Lidell et Kimberlina. La centrale de Dhursar, située dans l'état du Rajasthan en Inde, fournit une puissance électrique nominale de 100 MWe, avec 25 MWe

de « réserve », ce qui en fait la centrale LFR la plus puissante à ce jour. Son opération a démarré à la fin de l'année 2014, à la même époque où Areva a annoncé la cessation de ses activités dans le domaine du solaire thermodynamique à concentration. Les informations disponibles sur cette centrale sont peu nombreuses, à cause évidemment de cette cessation d'activité.

2.4.4.2. Le projet FRESDEMO

Le projet FRESDEMO (2006-2008), mené par un consortium regroupant les sociétés allemandes MAN Ferrostaal et Solar Power Group (SPG), et les instituts Fraunhofer, DLR et CIEMAT, a pour objectif la conception, la réalisation et l'exploitation de la boucle LFR à génération directe de vapeur du même nom. L'installation LFR a été réalisée par la société SPG.

Cette boucle est conçue pour être connectée à la boucle DISS, et elle est modulable : le circuit peut jouer le rôle du préchauffeur, de l'évaporateur ou du surchauffeur. Il est donc possible d'étudier les performances de la boucle LFR dans les différentes situations envisagées dans les centrales commerciales.

Dans le cadre de ce projet, l'étude de Morin et al. [35] s'est attachée à comparer la technologie LFR à la technologie cylindro-parabolique du point de vue du coût, ce qui constitue un des objectifs majeurs du programme. L'étude ne pouvant se baser sur des coûts connus d'investissement ou d'opération (aucune centrale n'existant encore), les auteurs ont calculé les coûts spécifiques d'une centrale LFR pour atteindre la compétitivité avec le cylindro-parabolique, c'est-à-dire pour atteindre le même LEC. Selon les hypothèses faites sur les performances optiques et thermiques, et sur ses coûts opérationnels, les auteurs estiment que ces coûts spécifiques doivent être compris entre 28% et 79% de ceux d'une centrale cylindro-parabolique pour atteindre le même coût normalisé de l'électricité. En ce qui concerne la boucle FRESDEMO, le LEC est identique pour un coût spécifique de 53-55% de celui du cylindro-parabolique.

Les essais expérimentaux sur la boucle ont permis de récolter de précieuses données de fonctionnement (rendements, pertes thermiques) utiles pour l'optimisation du collecteur LFR. Dans cette optique, le projet FRESDEMO 2 (2009-2013) est la suite logique de FRESDEMO puisqu'il s'agit d'optimiser la configuration et la conduite du collecteur.

2.4.4.3. Novatec Solar

La société allemande a inauguré en 2009 la centrale Puerto Errado I, la première centrale LFR commerciale à être connectée au réseau électrique. En fonctionnement nominal, le champ solaire produit de la vapeur saturée à 55 bars et 270°C, pour une production électrique de 1.4 MWe. La figure suivante schématise le fonctionnement de la centrale.

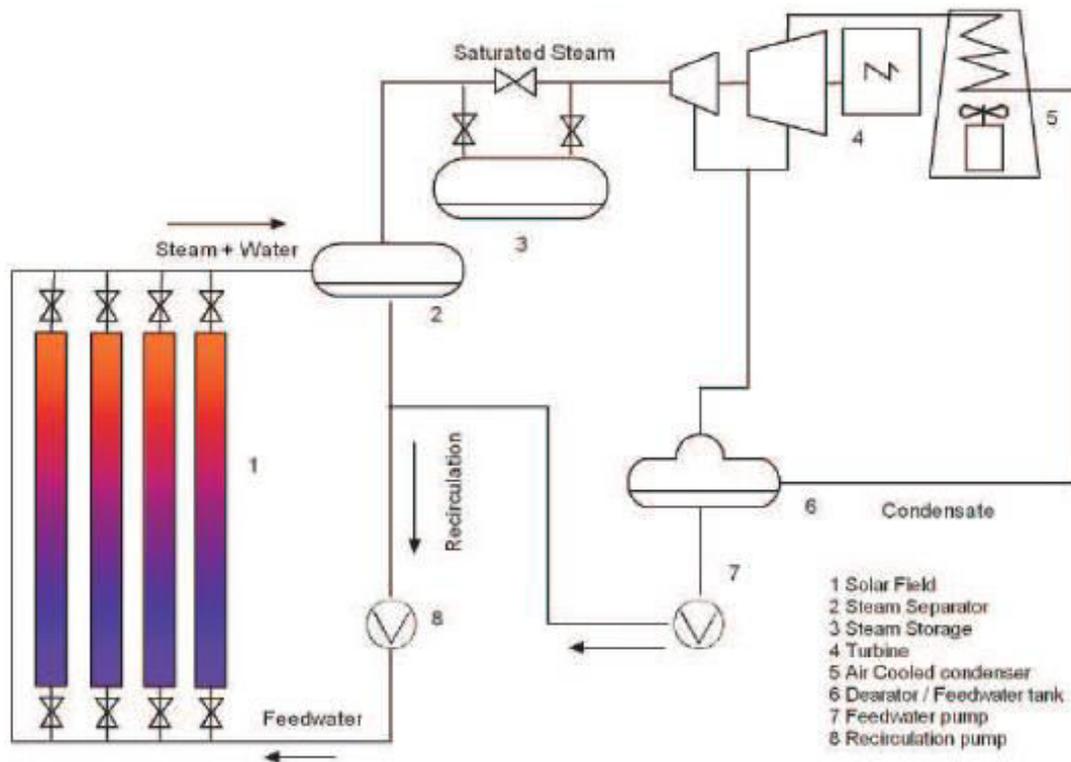


Figure 2-32 : Schématisation de la centrale PE I [36]

Les 4600 miroirs représentent 18000 m² de surface, et ont été réalisés par une chaîne de production entièrement automatisée, empruntant des procédés utilisés dans l'industrie automobile allemande. Cette centrale de puissance électrique relativement faible a servi de démonstrateur afin de réaliser la construction de Puerto Errado II, une centrale adjacente à PE I de 30 MWe et utilisant la même technologie, inaugurée en 2012. Le congrès SolarPACES 2011 a reconnu à Novatec Solar sa contribution au développement de la technologie LFR en lui décernant le prix de l'innovation technique.

Malgré ce prix décerné en 2011, l'avenir de la technologie DSG au sein de Novatec ne semble pas assuré, car la société a subi une restructuration en 2015 et se nomme désormais Frenell [37]. Les informations disponibles laissent en effet penser que la société souhaite désormais commercialiser ses collecteurs LFR en utilisant la technologie à sels fondus.

2.4.4.4. Industrial Solar

L'Institut des systèmes à énergie solaire du Fraunhofer (Fraunhofer ISE) mène des recherches sur la technologie LFR depuis plus de 10 ans, et une entreprise nommée PSE s'est créée suite à ces recherches. Industrial Solar (anciennement Mirroxx) est une filiale de PSE, qui s'est spécialisée dans la commercialisation de collecteurs à linéaires de Fresnel, principalement pour des applications de chaleur industrielle. L'entreprise annonce des conditions d'opérations jusqu'à 120 bars et 400°C, pour une utilisation avec différents fluides, y compris de la vapeur surchauffée.

2.4.4.5. CNIM

La société CNIM (Construction Navale et Industrielle de la Méditerranée) est impliquée depuis les années 1980 dans le développement de l'énergie solaire thermodynamique. L'entreprise était responsable de la conception et de la réalisation de la chaudière de la centrale à tour Thémis à Targassonne. Plus récemment, la CNIM a développé un prototype de concentrateur à linéaires de

Fresnel, inauguré à la Seyne sur Mer en 2010. Son objectif est la commercialisation de centrales de ce type dans les années futures. Un projet de construction d'une centrale de 9 MWe à Llo, près de Targassonne dans les Pyrénées Orientales, pour démarrage du chantier prévu en 2016. Récemment, le département solaire de la société CNIM est devenu une filiale dénommée SUNCNIM.

2.4.4.6. Solar Euromed

Solar Euromed est une entreprise française active dans le domaine des centrales LFR. La société, en partenariat avec le CNRS PROMES et le CEA-LITEN, a assuré la conception et la réalisation de Augustin Fresnel 1, un prototype de centrale LFR situé à Targassonne. Une centrale de 12 MWe, baptisée Alba Nova 1, est également en projet en Corse.

2.4.4.7. Alsolen

La société française Alsolen, filiale du groupe Alcen, développe des centrales thermodynamiques LFR en partenariat avec le CEA-LITEN. Le projet Alsolen Sup, actuellement en cours, consiste en le développement, la construction, et l'opération d'une centrale LFR à génération directe de vapeur de démonstration. La centrale, baptisée Alsolen Sup, disposera d'un champ solaire générant de la vapeur surchauffée et sera dotée d'un stockage thermique mixte sensible/latent scindé en trois parties (voir schéma du paragraphe suivant). Récemment, la société Alsolen est devenue une société de droit Marocain, détenue à 50% par ALCEN et à 50% par le MASEN.

2.4.4.8. Ecole des mines d'Albi

Le laboratoire RAPSODEE de l'école des mines d'Albi dispose depuis 2011 d'un petit prototype de concentrateur LFR d'une dizaine de mètres carrés en surface de miroirs. Les premiers tests ont été réalisés la même année avec de l'eau à basse température. Une petite boucle est actuellement en cours de réalisation dans le cadre du projet SOCRATE (Solaire Concentré : Recherches Avancées et Technologies Energétiques), comportant un champ solaire de type cylindro-parabolique, et une capacité de stockage.

2.4.4.9. KGDS Renewable Energy

La société Indienne KGDS Renewable Energy a construit un collecteur LFR dans son centre de recherche de Coimbatore. Le collecteur dispose d'un champ solaire de 1400 m² et peut générer de la vapeur saturée jusqu'à 45 bars et 257 °C.

L'entreprise KGDS participe au développement de centrales solaires thermodynamiques, de centrales hybrides solaire/biomasse et de champs solaires générant de la vapeur pour des usines de dessalement.

2.4.4.10. Himin Solar

La société chinoise Himin Solar dispose depuis mai 2011 d'un collecteur à miroirs linéaires de Fresnel d'une surface de 32000 m². Le collecteur est situé sur le toit d'une usine du groupe Himin à Dezhou dans la province du Shangdon, et génère 2.5 MW de puissance thermique, pour une température maximale de vapeur de 250°C.

2.4.4.11. China Huaneng Group

Le fournisseur chinois d'électricité China Huaneng Group a inauguré en 2012 une centrale à cycle solaire combiné (ISCC) utilisant un collecteur LFR d'une puissance de 1.5 MWth pour générer de la vapeur surchauffée jusqu'à 450°C.

2.4.4.12. BB Energy

La compagnie sud-africaine de fourniture d'électricité BB Energy a conçu et réalisé un collecteur LFR pilote de 150 kWth au centre de recherche et développement de la société Eskom à Johannesburg. Le dispositif délivre de la vapeur jusqu'à 40 bars et 250°C. La compagnie prévoit de commercialiser sa technologie LFR pour l'industrie minière, qui peut utiliser des champs solaires pour réduire ses dépenses énergétiques.

2.5. Positionnement du circuit vapeur et contraintes associées

Ainsi qu'expliqué dans le précédent chapitre, le rôle du champ solaire est de produire de la vapeur haute pression et haute température et de l'utiliser dans un cycle thermodynamique. La vapeur est détendue dans une turbine où l'énergie du fluide est convertie en travail mécanique pour faire tourner une génératrice. La figure suivante schématise le fonctionnement d'une centrale de type Alsolen Sup, et permet de situer le champ solaire et la génération de vapeur dans le cycle thermodynamique.

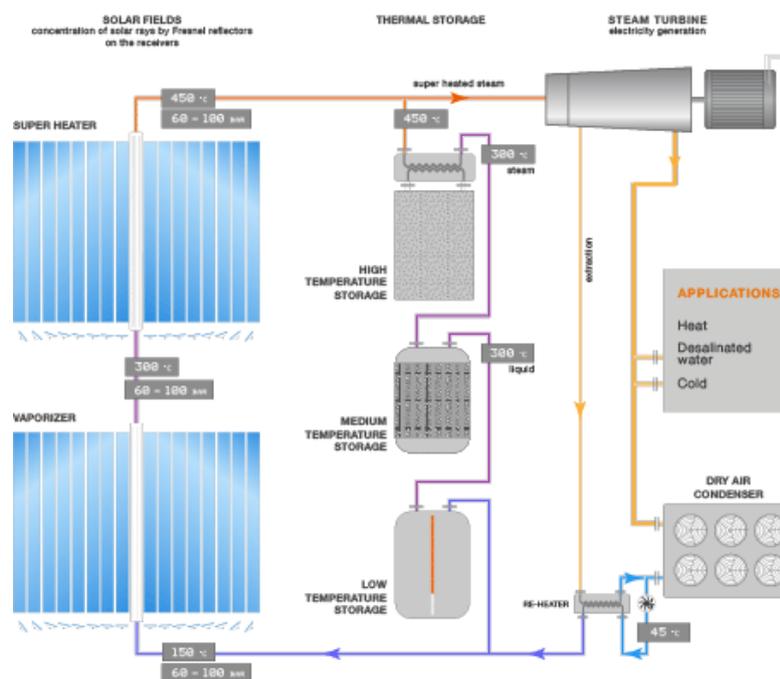


Figure 2-33 : Schéma de principe d'Alsolen Sup

Les turbines à vapeur utilisées dans les centrales CSP à génération directe de vapeur sont les mêmes modèles que ceux utilisés dans les centrales électriques plus conventionnelles, comme les centrales à combustible fossile. La centrale Ivanpah utilise par exemple les turbines SST-900 du constructeur allemand Siemens, turbines également utilisées dans des centrales à cycle combiné conventionnelles, comme la centrale Rya en Suède.

Les turbines à vapeur, et plus généralement toutes les turbines à fluide compressible, sont sensibles aux variations de la température des gaz reçus à l'admission. Une variation trop brusque engendre des contraintes thermomécaniques néfastes sur les aubes, ce qui provoque leur dégradation. Il est donc nécessaire que la température soit aussi constante que possible. En pratique, notamment à cause des

phases de démarrage et d'arrêt des centrales, les variations de température sont inévitables. On s'attache donc simplement à limiter l'amplitude et le taux de ces variations. Les valeurs limites de ces transitoires de pression et de température acceptables sont évidemment dépendantes des modèles de turbines à vapeur, et par conséquent la propriété des constructeurs. Cependant, il existe des normes établies dans un document de l'*International Electrotechnical Commission (IEC, 1991)*, traitant des turbines à vapeur. L'étude de Birnbaum et al. [38] reprend ses normes concernant les transitoires, et les traduit sous forme de considérations sur la valeur et la durée des dépassements :

Limits of main steam temperature and pressure at turbine inlet according to standard.

Parameter	Limit	Duration
Turbine inlet temperature	Rated temperature	Annual average must be the rated temperature or below
	<+8 K exceeding rated temperature	Annual average must be maintained
	<+14 K exceeding rated temperature	Annual average must be maintained and accumulated duration <400 h per year
	<+28 K exceeding rated temperature	Annual average must be maintained, accumulated duration <80 h per year, max. duration <15 min
	+28 K exceeding rated temperature	Not allowed to exceed
Turbine inlet pressure	Rated pressure	Annual average must be the rated pressure or below
	<105% of rated pressure	Annual average must be maintained
	<120% of rated pressure	Annual average must be maintained and accumulated duration <12 h per year

Figure 2-34 : Traduction des normes IEC (1991) sur les valeurs limites de température et de pression à l'admission des turbines à vapeur, par Birnbaum et al. [38]

On voit que pour la température, ces normes considèrent le dépassement absolu et une moyenne annuelle, sans aborder les valeurs des transitoires acceptables. Les auteurs estiment cependant que les turbines à vapeur utilisées pour les centrales DSG d'une puissance de 50 MWe à 150 MWe ne doivent pas subir des transitoires de température supérieurs à 5 degrés par minute.

Pour les centrales CSP à génération directe de vapeur, cette problématique de variation de la température vapeur est accentuée par le fait que la ressource solaire est par nature variable. Il n'existe pas pour les centrales CSP de fonctionnement nominal au sens propre. La puissance disponible en entrée du cycle thermodynamique varie à l'échelle de la journée à cause du cycle jour/nuit, à l'échelle d'une année de par le cycle saisonnier (ces deux cycles sont quasi-déterministes et des algorithmes existent pour les évaluer), et à l'échelle de la minute à cause des passages nuageux au-dessus du champ solaire (événement non déterministe). Les figures suivantes illustrent l'évolution journalière de l'irradiation normale directe pour une journée claire et une journée avec perturbations nuageuses à la plate-forme solaire d'Almeria en Espagne. On y voit clairement comment les passages nuageux affectent la puissance solaire disponible.

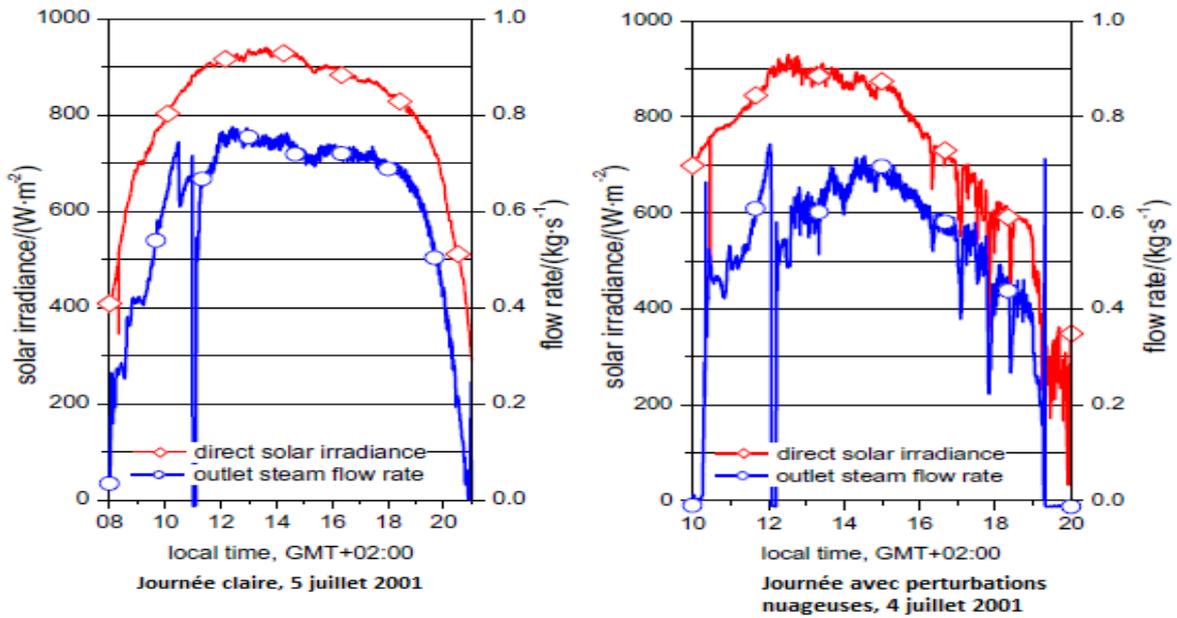


Figure 2-35 : Evolution journalière du DNI (courbes rouges) à PSA, Espagne.

La chaudière vapeur étant située entre la source solaire intermittente et la turbine à vapeur, son fonctionnement est donc soumis à des contraintes strictes. Les dispositifs de stockage thermique, qui permettent la production de vapeur hors du champ solaire, rendent la régulation de la chaudière vapeur plus complexe, mais améliorent leur capacité à assurer une température de vapeur stable.

2.6. Références

- [1] M. Eck, E. Zarza, M. Eickhoff, J. Rheinlander, and L. Valenzuela, “Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs,” *Sol. Energy*, vol. 74, pp. 341–351, 2003.
- [2] P. Taylor, T. Hirsch, J. F. Feldhoff, K. Hennecke, and R. Pitz-paal, “Advancements in the Field of Direct Steam Generation in Linear Solar Concentrators — A Review,” *Heat Transf. Eng.*, no. November, pp. 37–41, 2013.
- [3] S. D. Odeh, G. L. Morrison, and M. Behnia, “MODELLING OF PARABOLIC TROUGH DIRECT STEAM GENERATION SOLAR COLLECTORS,” *Sol. Energy*, vol. 62, no. 6, pp. 395–406, 1998.
- [4] R. Dinselmeyer, “Etude des écoulements avec changement de phase : application à l’évaporation directe dans les centrales solaires à concentration”, Thèse de doctorat, Université Grenoble-Alpes, 2015.
- [5] J.-M. Delhaye, *Thermohydraulique des réacteurs*. INSTN, 2008.
- [6] J. Bonilla, E. Zarza, L. J. Yebra, and S. Dormido, *Modeling and Simulation of Two-phase flow*. Coleccion Documentos Ciemat.
- [7] Y. Taitel and A. E. Dukler, “A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow,” *AIChE J.*, vol. 22, no. 1, pp. 47–55, 1976.
- [8] R. W. Lockhart and R. C. Martinelli, “Proposed Correlation Data for Isothermal Two-Phase Two-Component Flow in Pipes,” *Chem. Eng. Prog.*, vol. 45, pp. 39–45, 1949.
- [9] S. D. Odeh, G. L. Morrison, and M. Behnia, “Hydrodynamic Analysis of Direct Steam Generation Solar Collectors,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 122, pp. 14–22, 2000.
- [10] L. Carlos Ruspini, C. Pablo, and A. Clause, “Two-phase flow instabilities : A review,” *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 71, pp. 521–548, 2014.
- [11] S. Kakac and B. Bon, “A Review of two-phase flow dynamic instabilities in tube boiling systems,” *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 51, pp. 399–433, 2008.
- [12] E. K. May and L. M. Murphy, “Steam Generation in Line-Focus Solar Collectors: A Comparative Assessment of Thermal Performance , Operating Stability , and Cost Issues,” *Tech. Report, Sol. Energy Res. Inst.*, 1982.
- [13] J. D. Pye, G. L. Morrison, and M. Behnia, “Unsteady effects in direct steam generation in the

- CLFR,” in *Proceedings of the 2007 ANZSES Conference*, 2007.
- [14] S. Natan, D. Barnea, and Y. Taitel, “Direct steam generation in parallel pipes,” *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 29, no. July 2002, pp. 1669–1683, 2003.
- [15] U. Minzer, D. Barnea, and Y. Taitel, “Evaporation in parallel pipes -splitting characteristics,” *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 30, pp. 763–777, 2004.
- [16] U. Minzer, D. Barnea, and Y. Taitel, “Flow rate distribution in evaporating parallel pipes — modeling and experimental,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 61, pp. 7249–7259, 2006.
- [17] Y. Taitel and D. Barnea, “Transient solution for flow of evaporating fluid in parallel pipes using analysis based on flow patterns,” *Int. J. Multiph. Flow*, vol. 37, no. 5, pp. 469–474, 2011.
- [18] Y. Taitel and D. Barnea, “Transient solution for flow of evaporating fluid in parallel pipes using the drift flux model,” in *International Conference on Multiphase Flow*, 2010.
- [19] Y. Taitel, U. Minzer, and D. Barnea, “A control procedure for the elimination of mal flow rate distribution in evaporating flow in parallel pipes,” *Sol. Energy*, vol. 82, pp. 329–335, 2008.
- [20] G. J. Kolb and C. W. Lopez, “Reliability of the Solar One Plant During the Power Production Phase,” in *16th Inter-ram conference for the electric power industry*.
- [21] “PS10 Final Technical Progress Report,” no. November 2006, 2005.
- [22] A. Dethier and E. Garcia Ramirez, “Echangeur de chaleur en drapeau”, Brevet Européen, EP2218978A1, 2010.
- [23] A. . Plotkin, K. . Toupin, C. . Gillum, R. . Rancatore, T. Yang, and D. Mier, “Solar Receiver Steam Generator Design For the Ivanpah Solar electric generating system,” in *Proceedings of the POWER2011 conference*, 2011, pp. 523–529.
- [24] O. Goebel and K. Hennecke, “Investigation of Thermohydraulics in a Parabolic Trough Absorber Tube with DSG,” in *8th International Symposium on CSP Technologies*, 1996.
- [25] E. Zarza, L. Valenzuela, J. Leo, M. Eck, H. Weyers, and M. Eickhoff, “Direct steam generation in parabolic troughs : Final results and conclusions of the DISS project,” *Energy*, vol. 29, pp. 635–644, 2004.
- [26] L. Valenzuela, E. Zarza, M. Berenguel, and E. F. Camacho, “Control concepts for direct steam generation in parabolic troughs,” *Sol. Energy*, vol. 78, pp. 301–311, 2005.
- [27] E. Zarza, M. Esther, L. Gonza, M. Caballero, and F. Rueda, “INDITEP : The first pre-commercial DSG solar power plant,” *Sol. Energy*, vol. 80, pp. 1270–1276, 2006.

- [28] M. Eck, H. Schmidt, M. Eickhoff, and T. Hirsch, "FIELD TEST OF WATER-STEAM SEPARATORS FOR THE DSG PROCESS," in *SolarPACES2006*, pp. 1–9.
- [29] R. Bayón, E. Rojas, L. Valenzuela, E. Zarza, and J. León, "Analysis of the experimental behaviour of a 100 kW th latent heat storage system for direct steam generation in solar thermal power plants," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, no. 17–18, pp. 2643–2651, 2010.
- [30] J. F. Feldhoff, M. Eck, D. Benitez, and K. Riffelmann, "Economic Potential of Solar Thermal Power Plants with Direct Steam Generation compared to HTF Plants," in *Proceedings of the ES2009 Conference, 2009*, pp. 663–671.
- [31] D. Laing, C. Bahl, T. Bauer, and D. Lehmann, "Thermal energy storage for direct steam generation," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 4, pp. 627–633, 2011.
- [32] J. F. Feldhoff, K. Schmitz, M. Eck, L. Schnatbaum-laumann, D. Laing, F. Ortiz-vives, and J. Schulte-fischedick, "Comparative system analysis of direct steam generation and synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 520–530, 2012.
- [33] "<http://social.csptoday.com/emerging-markets/solarlite-powering-southeast-asian-csp>."
- [34] D. R. Mills and G. L. Morrison, "COMPACT LINEAR FRESNEL REFLECTOR SOLAR THERMAL POWERPLANTS," *Sol. Energy*, vol. 68, no. 3, pp. 263–283, 2000.
- [35] G. Morin, W. Platzer, M. Eck, and A. Ha, "Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants," *Sol. Energy*, vol. 86, pp. 1–12, 2012.
- [36] G. Hautmann, M. Selig, and M. Mertins, "FIRST EUROPEAN LINEAR FRESNEL POWER PLANT IN OPERATION - OPERATIONAL EXPERIENCE & OUTLOOK," vol. 1, no. May 2008.
- [37] "<http://frenell.de/>."
- [38] J. Birnbaum, J. F. Feldhoff, M. Fichtner, T. Hirsch, M. Jocker, R. Pitz-paal, and G. Zimmermann, "Steam temperature stability in a direct steam generation solar power plant," *Sol. Energy*, vol. 85, pp. 660–668, 2011.