

Centrales solaires cylindro-paraboliques

LABORATOIRE
PROCÉDÉS, MATÉRIAUX
et ENERGIE SOLAIRE

UPR 8521 du CNRS.
conventionnée avec
l'université de Perpignan

PROCESSES, MATERIALS
and SOLAR ENERGY
LABORATORY



Master ER&S
2015
Université
Mohammed V

**FLAMANT
Gilles**

Directeur
PROMES-CNRS

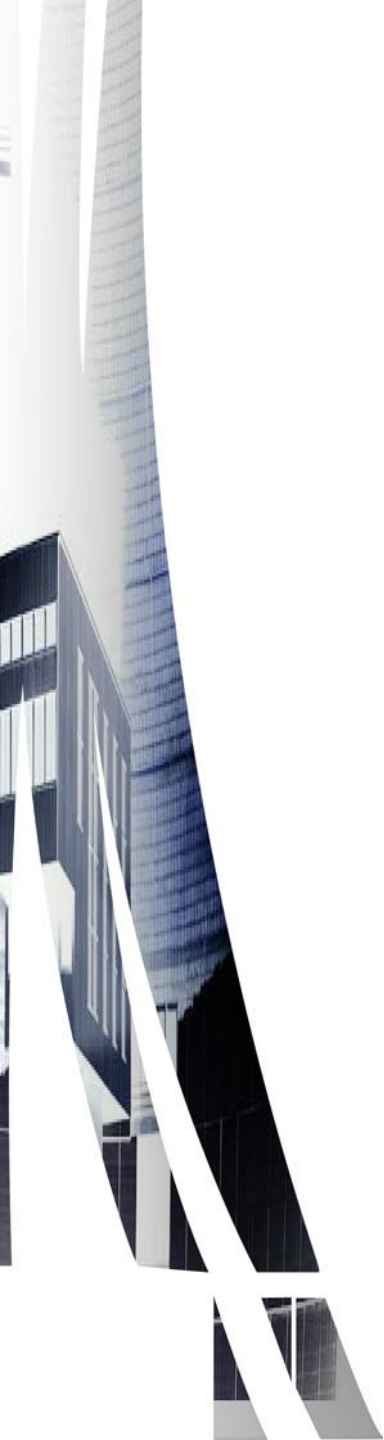
Gilles.flamant@promes.cnrs.fr



Sommaire

- Principe
- Exemples de centrales
- Construction
- Composants et sous-ensembles
- Le récepteur, modélisation





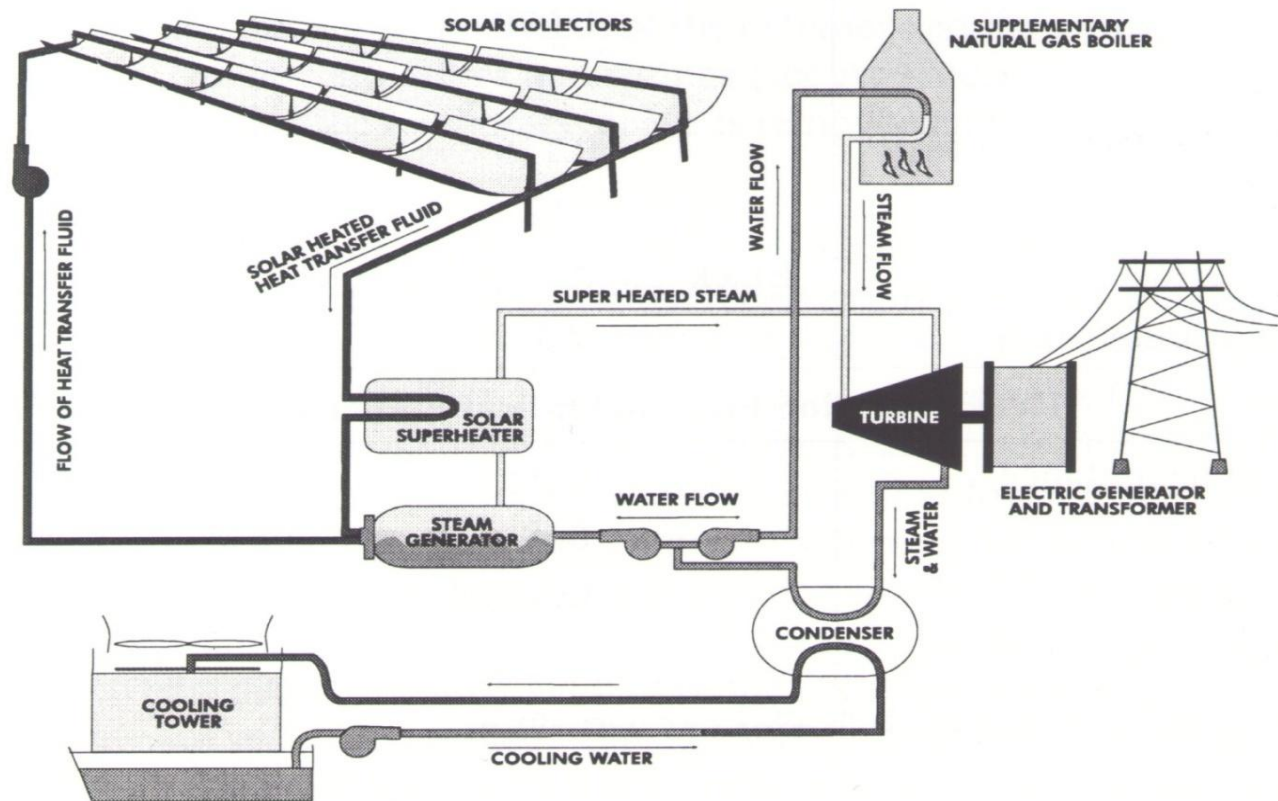
Principe



Centrale type

Concentration linéaire
Un seul axe de rotation

Configuration 1, sans stockage (*SEGS*)

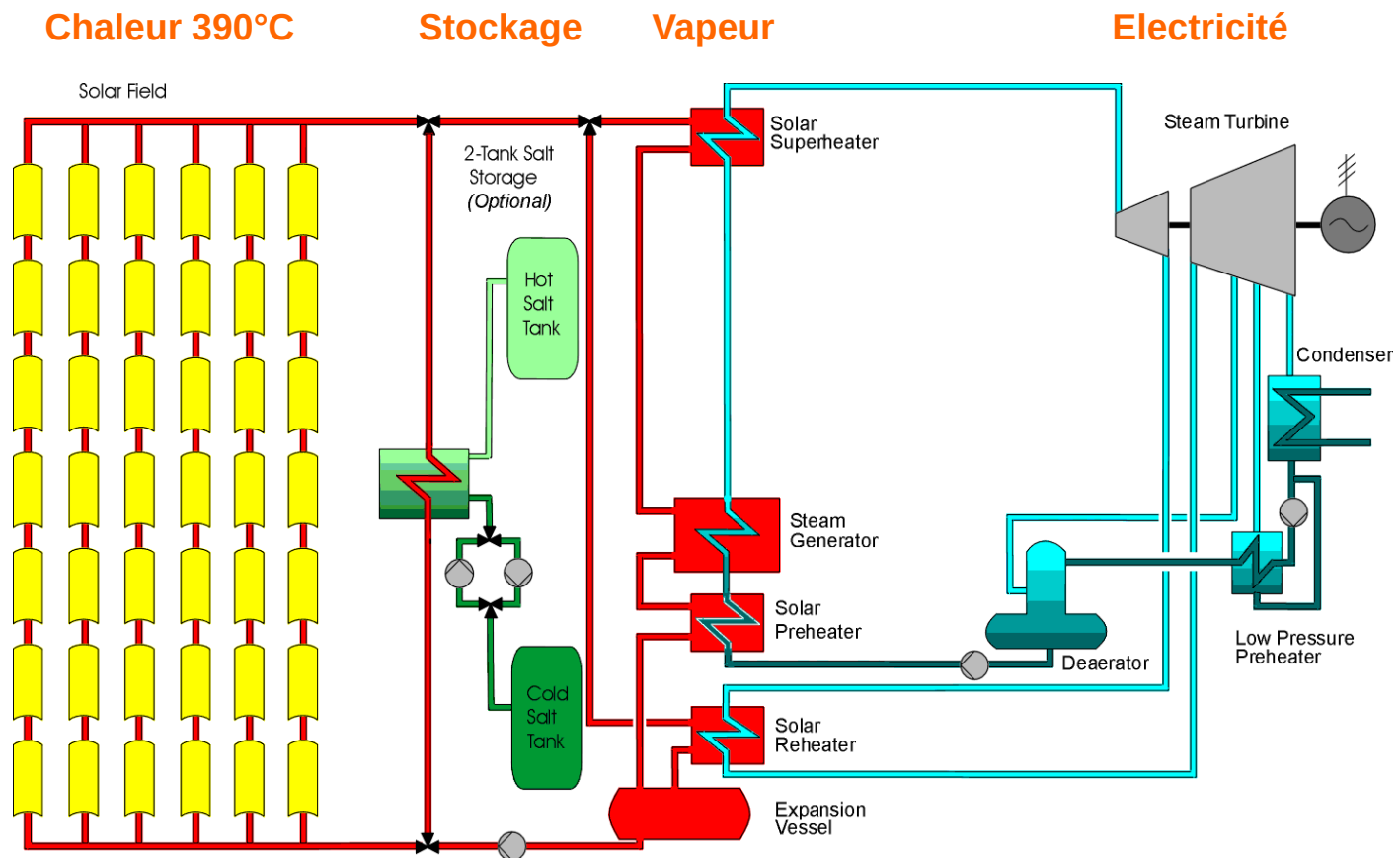




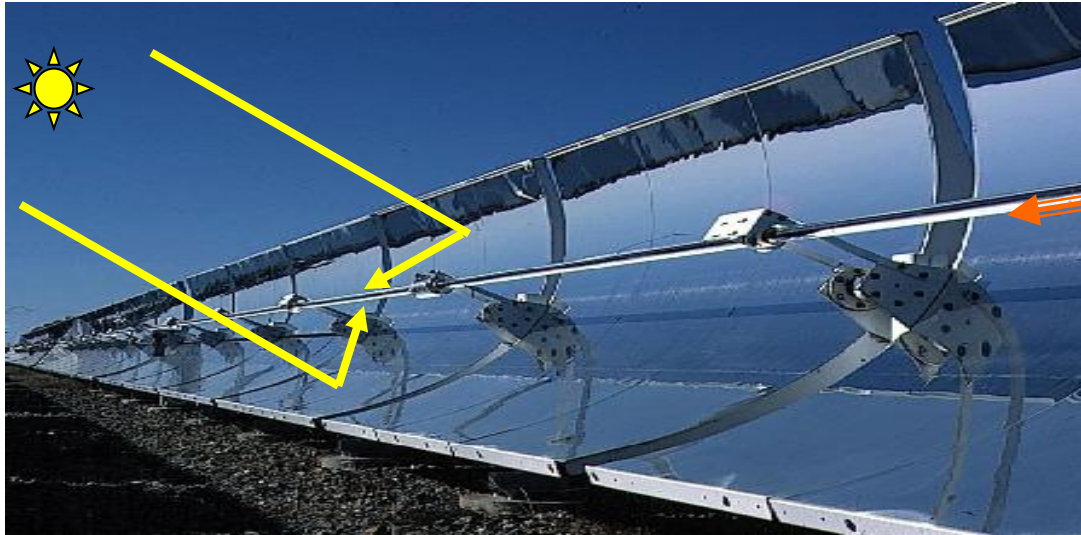
Centrale type

Concentration linéaire
Un seul axe de rotation

Configuration 2, avec stockage (*Andasol*)



Centrale type



Caloporteur

- Huile naturelle
 $T < 300^{\circ}\text{C}$ Ex: Santotherm
Inflammable
- Huile de synthèse
 $T < 400^{\circ}\text{C}$ Ex: Therminol VP-1
pression modeste (10 – 15 bars)
- Eau/vapeur
 $T > 400^{\circ}\text{C}$
pression élevée (> 60 bars)

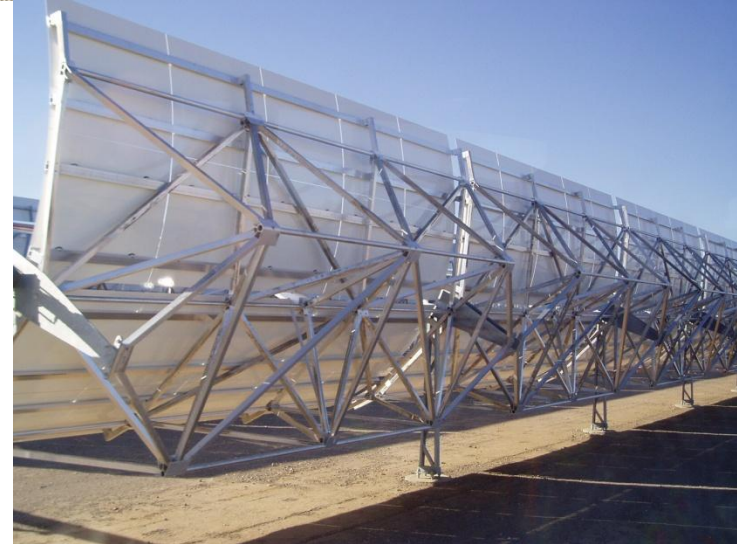
Avantages

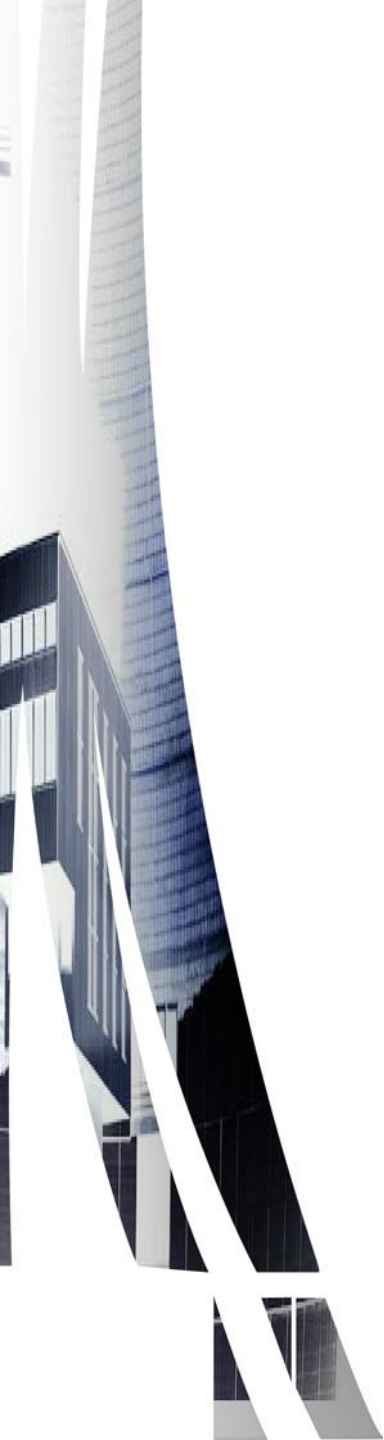
- Système modulaire → Fortes puissances ($> 100 \text{ MW}_{\text{th}}$)
- Construction simple: 1 mouvement, récepteur intégré
- Coûts d'installation et d'exploitation faibles (structures au sol)

Inconvénients

- Faible concentration (20 -100) → température modérée ($250^{\circ}\text{C} - 400^{\circ}\text{C}$) → rendement de cycle modeste

Centrale type





Exemples de centrales

SEGS

Californie 1985-1991

Premières centrales solaire commerciales

Plant Name	Location	First Year of Operation	Net Output (MW _e)	Solar Field Outlet (°C)	Solar Field Area (m ²)	Solar Turbine Effic. (%)	Power Cycle	Dispatchability Provided By
SEGS II	Daggett, CA	1986	30	316	190,338	29.4	40 bar, steam	Gas boiler
SEGS I	Daggett, CA	1985	13.8	307	82,960	31.5	40 bar, steam	3-hrs TES

Centrales SEGS (Californie, DNI ~2400-2600 kWh/m²/an)
Hybride 80% solaire - 20% gaz (pas de stockage sauf pour SEGS I mais arrêté)
Capteurs: 2 000 000 m²
Fluide caloporteur: Huile
Cycle: Rankine
Puissance installée: 354 MW_e
Coût de production: 0,12-0,16 €/kWh_e



Source NREL: www.nrel.gov

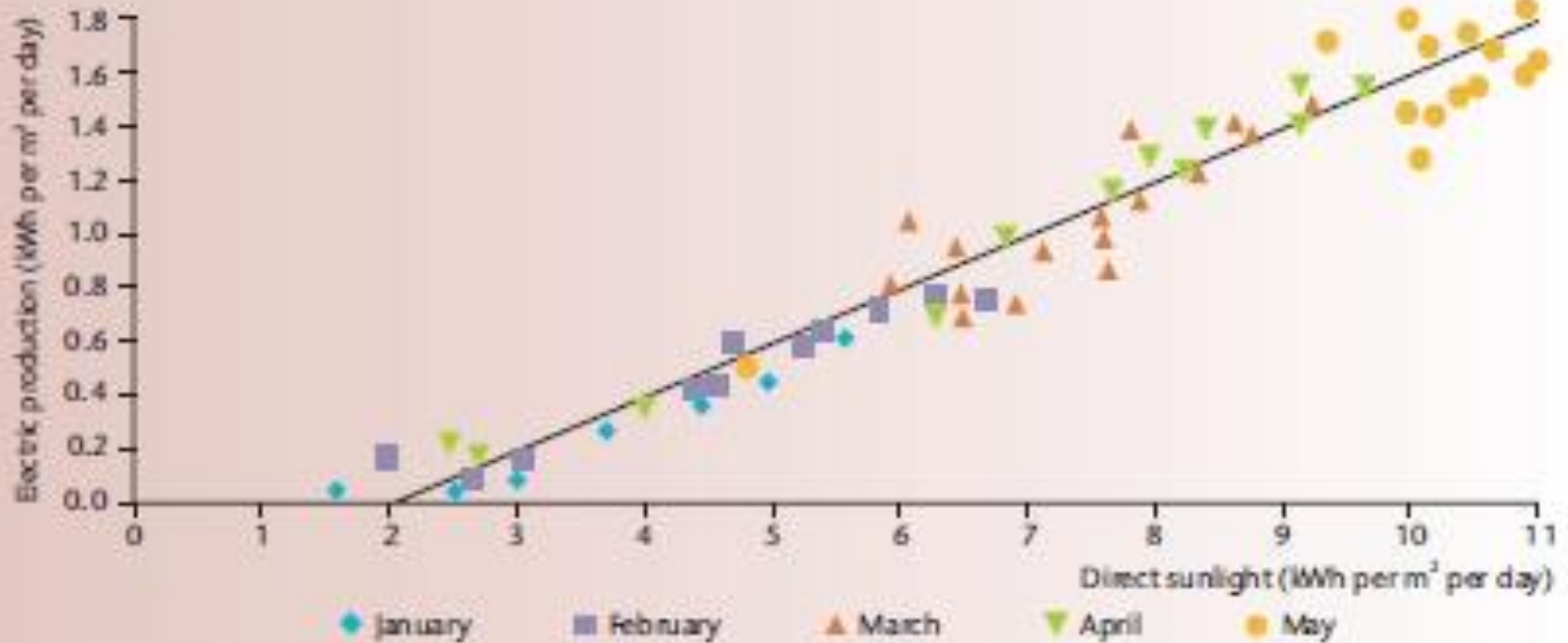
SEGS

Plant Name	Location	First Year of Operation	Net Output (MW _e)	Solar Field Outlet (°C)	Solar Field Area (m ²)	Solar Turbine Effic. (%)	Power Cycle	Dispatchability Provided By
<u>Nevada Solar One</u>	Boulder City, NV	2007*	64	390	357,200	37.6	100 bar, reheat	None
<u>APS Saguaro</u>	Tucson, AZ	2006	1	300	10,340	20.7	ORC	None
<u>SEGS IX</u>	Harper Lake, CA	1991	80	390	483,960	37.6	100 bar, reheat	HTF heater
<u>SEGS VIII</u>	Harper Lake, CA	1990	80	390	464,340	37.6	100 bar, reheat	HTF heater
<u>SEGS VI</u>	Kramer Junction, CA	1989	30	390	188,000	37.5	100 bar, reheat	Gas boiler
<u>SEGS VII</u>	Kramer Junction, CA	1989	30	390	194,280	37.5	100 bar, reheat	Gas boiler
<u>SEGS V</u>	Kramer Junction, CA	1988	30	349	250,500	30.6	40 bar, steam	Gas boiler
<u>SEGS III</u>	Kramer Junction, CA	1987	30	349	230,300	30.6	40 bar, steam	Gas boiler
<u>SEGS IV</u>	Kramer Junction, CA	1987	30	349	230,300	30.6	40 bar, steam	Gas boiler

Source NREL: www.nrel.gov

SEGS

Figure 2: Output of an early CSP plant in California as a function of daily DNI



ANDASOL

1,2 et 3



Principale innovation % SEGS:
Stockage 7,5h

Puissance 50 MW

Grenade, Espagne
DNI: 2100 kWh/m²/an
Champ solaire: 512 000m²
200 ha
624 SCA (solar collector assembly)
156 boucles de 4 SCA
1 SCA = 817 m², L = 144 m, 12 modules
158.000 MWh/an
Mise en service Andasol 1: 11.2008



ANDASOL

1,2 et 3





SOLANA

Puissance 250 MW net
2 turbines de 140 MW
6h stockage

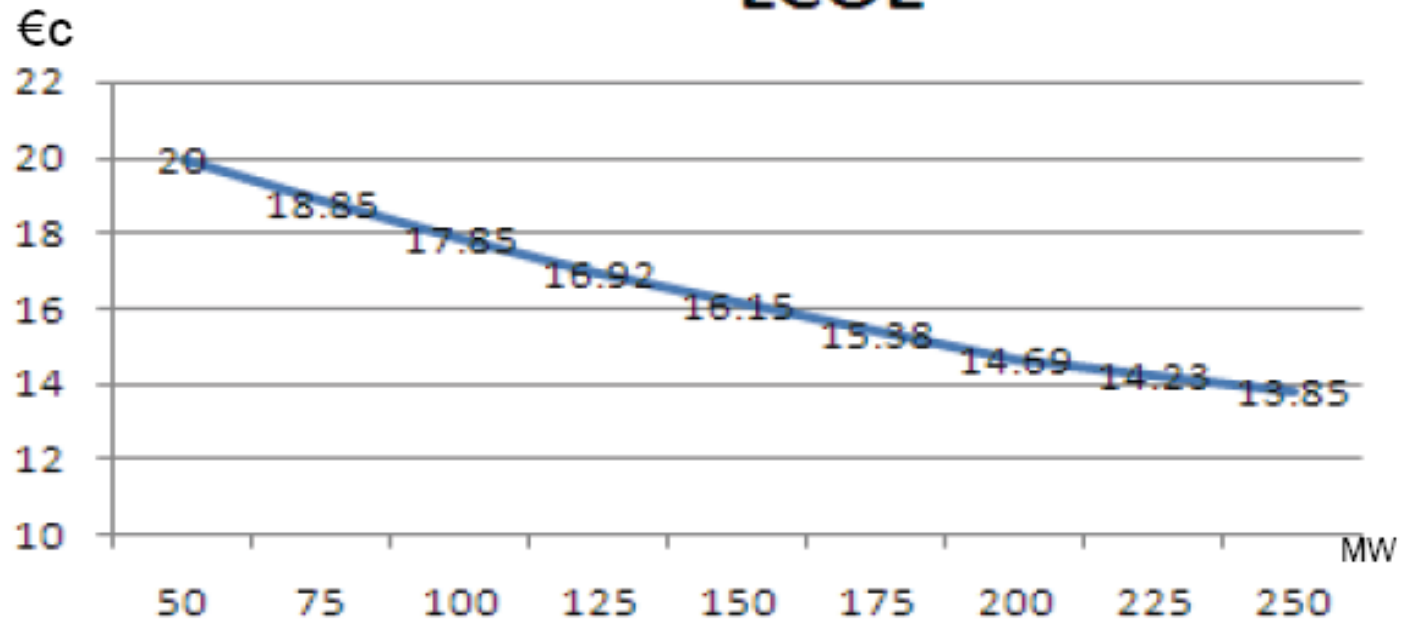
Phoenix, Arizona (USA)
DNI:?
Champ solaire: 2 200 000m²
780 ha
3232 SCA (solar collector assembly)
808 boucles de 4 SCA
1 SCA = 10 modules
944.000 MWh/an
Mise en service : 09.2013



Pourquoi les grandes puissances?

Coût de l'électricité

LCOE



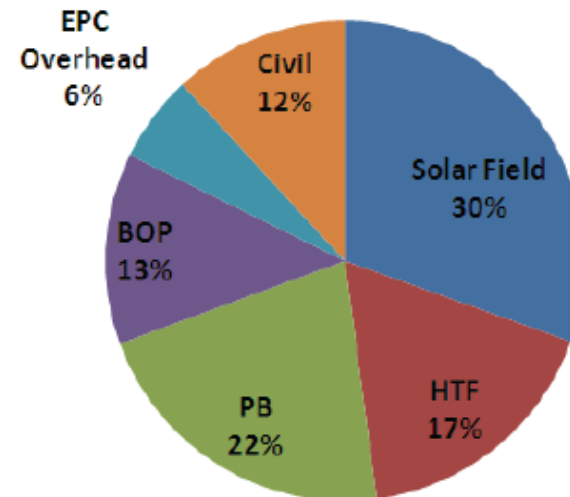
CSP trough needs to push for large Solar Thermal Plants

Pourquoi les grandes puissances?

Base Case – Reference - Current Status 2010
Mohave Desert, 200MW, Trough Based

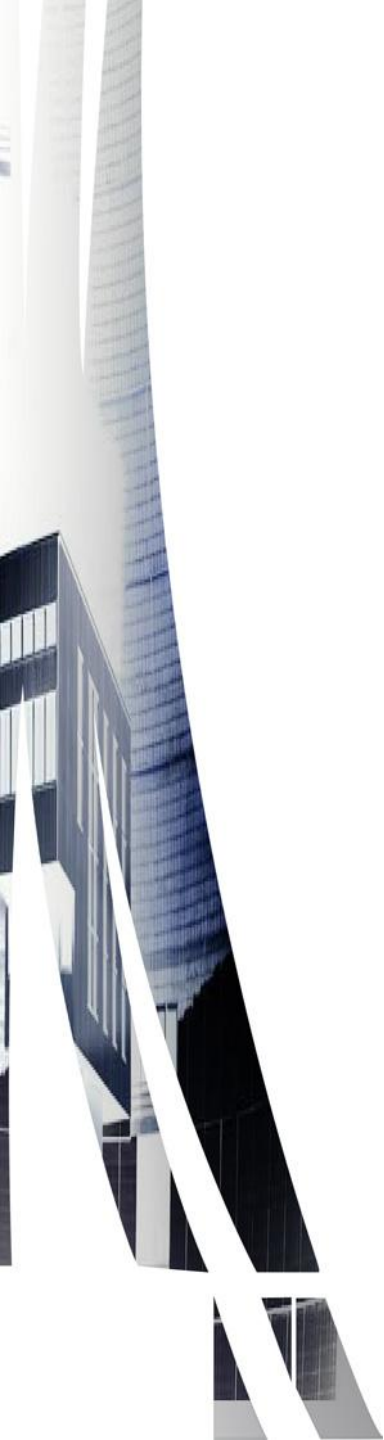
SIEMENS

Solar Field	160	M€
HTF	92	M€
PB	113	M€
BOP	68	M€
EPC Overhead	31	M€
Civil	62	M€
Total	526	M€



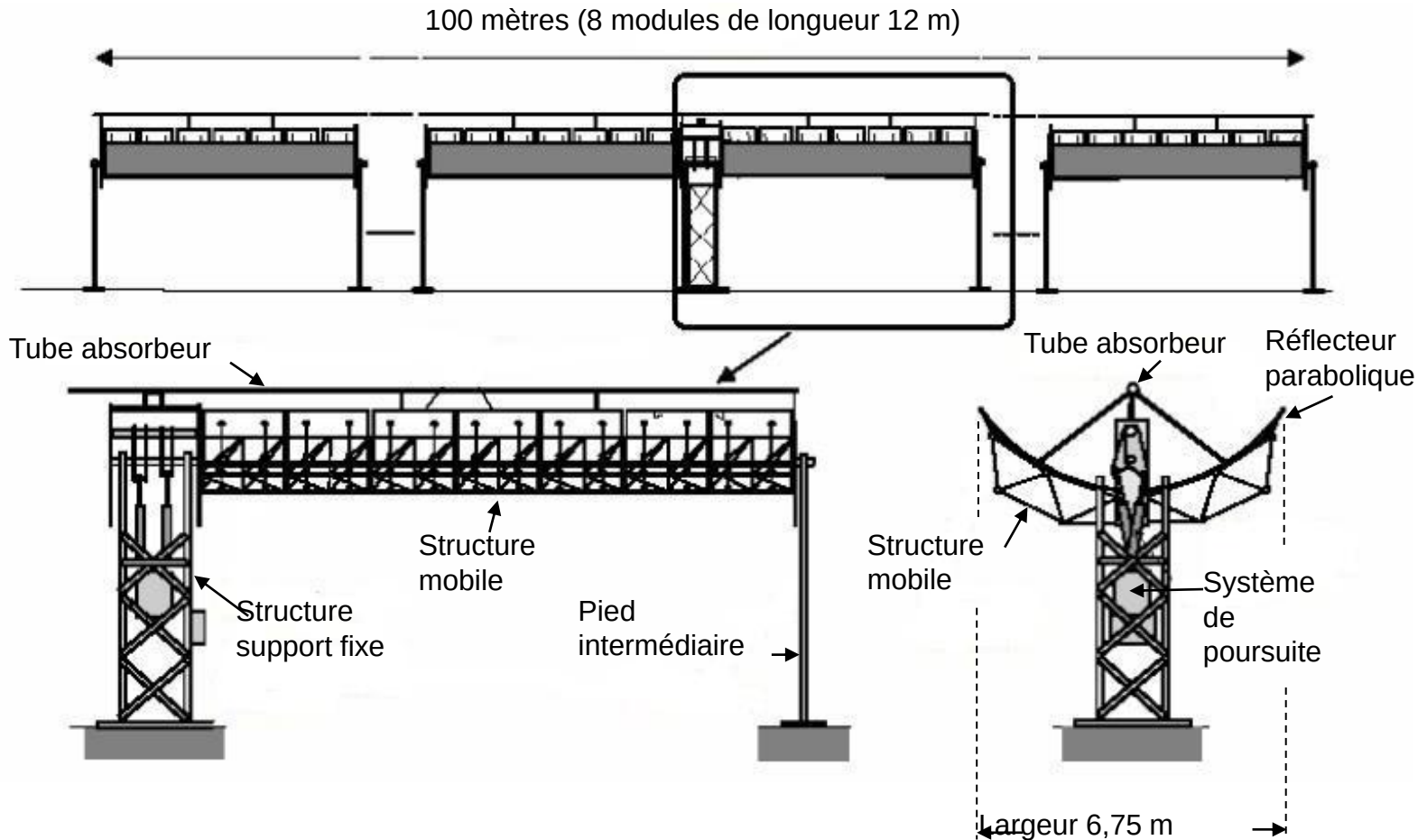
LCOE (8%: NoITC: 25 y, 195MW)	14.70	€/c
€/Kwhe output	11.91	€/c

LCOE reduction - only with contribution of all blocks

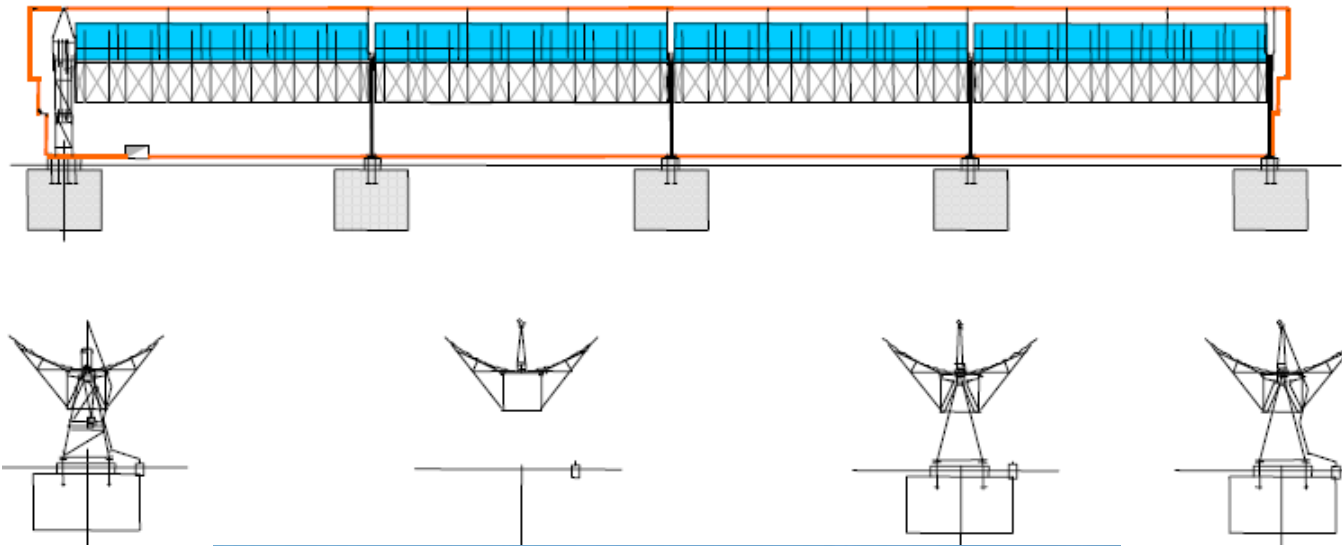


Construction

Eléments

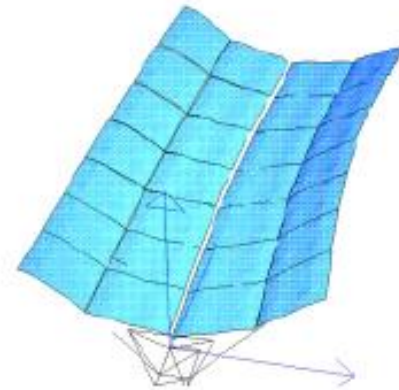
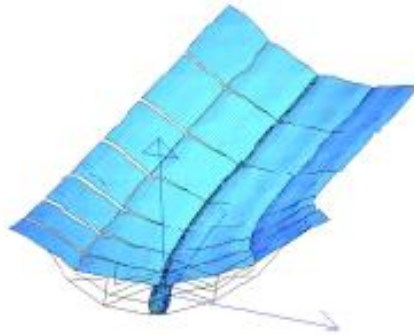
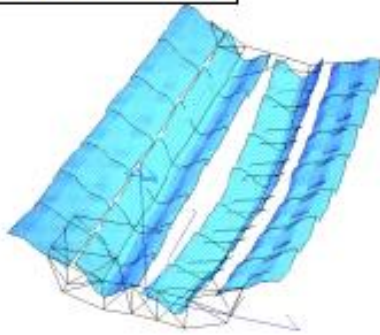


Montage *Eurotrough*

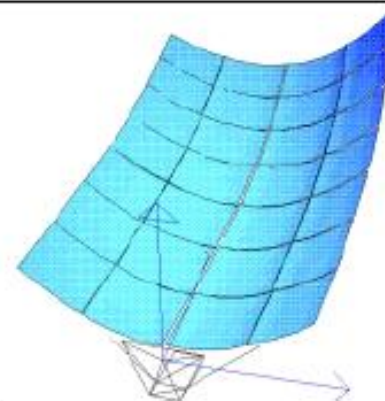
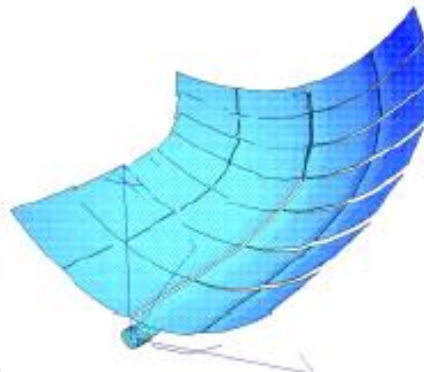
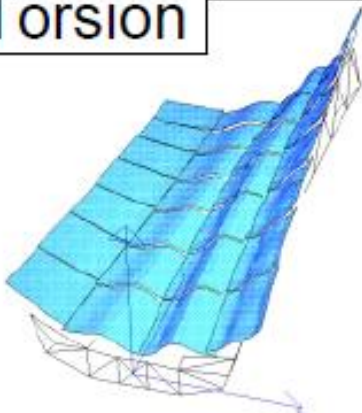


Déformation *Eurotrough*

Bending



Torsion



Nevada Solar One





Composants et sous-ensembles



Composants

Les composants principaux du collecteur :

- Le miroir / le concentrateur
- Le récepteur (tube absorbeur)
- Le système de poursuite du soleil
- Le collecteur complet

Miroirs

Aluminium poli

$\rho \sim 80 - 90\%$ (oxyde)

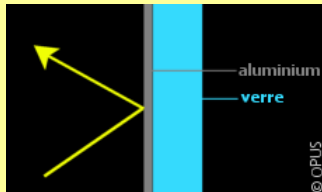
Coût faible

Fragilité de la surface

→ détérioration

→ baisse de réflectivité

Verre + couche Al



$\rho \sim 90\%$

Fragilité de la surface

→ détérioration

→ baisse de réflectivité

Verre + couche Ag

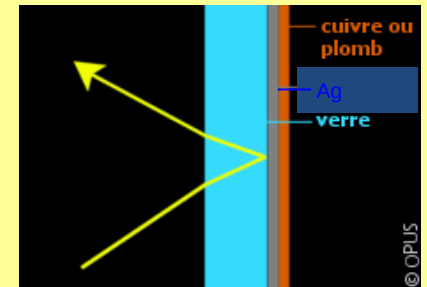
+ Revêtement anti-réflecteur

$\rho \sim 90 - 94\%$

Verre mince (<1,5 mm)

Courbure aisée

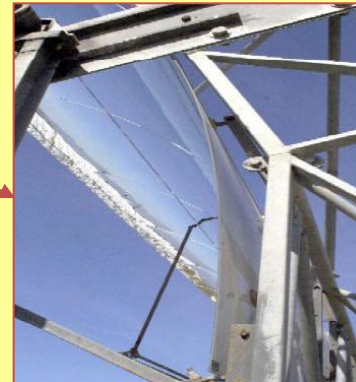
Placage (collage) sur forme support



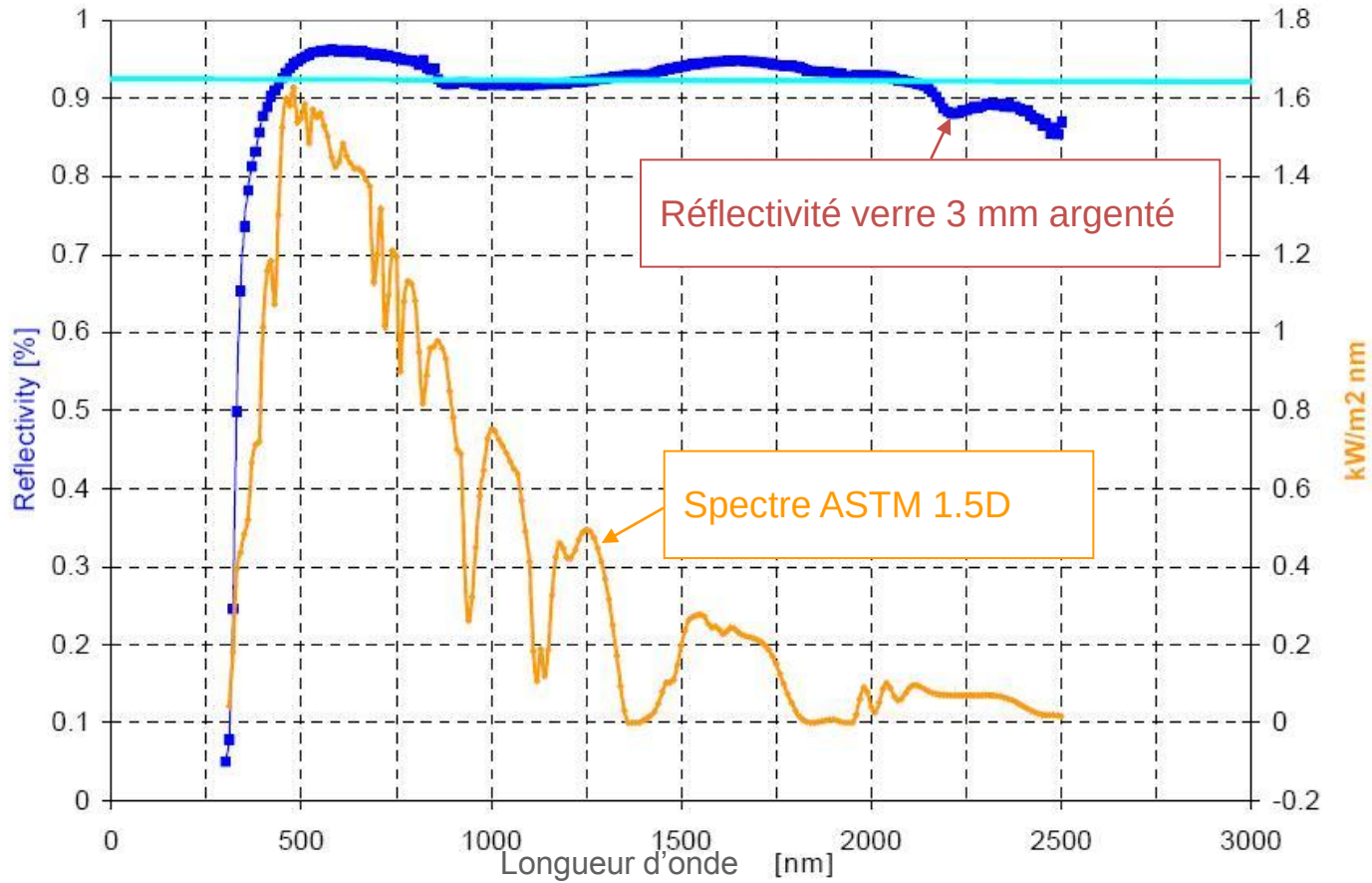
Verre épais (3 mm)

Formage à chaud

Montage direct sur structure support



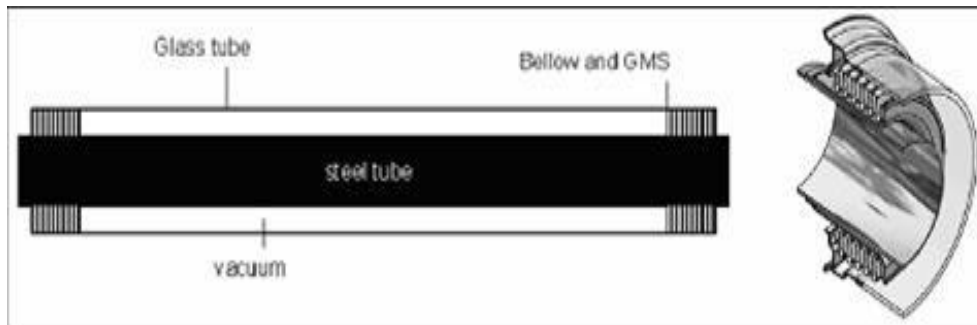
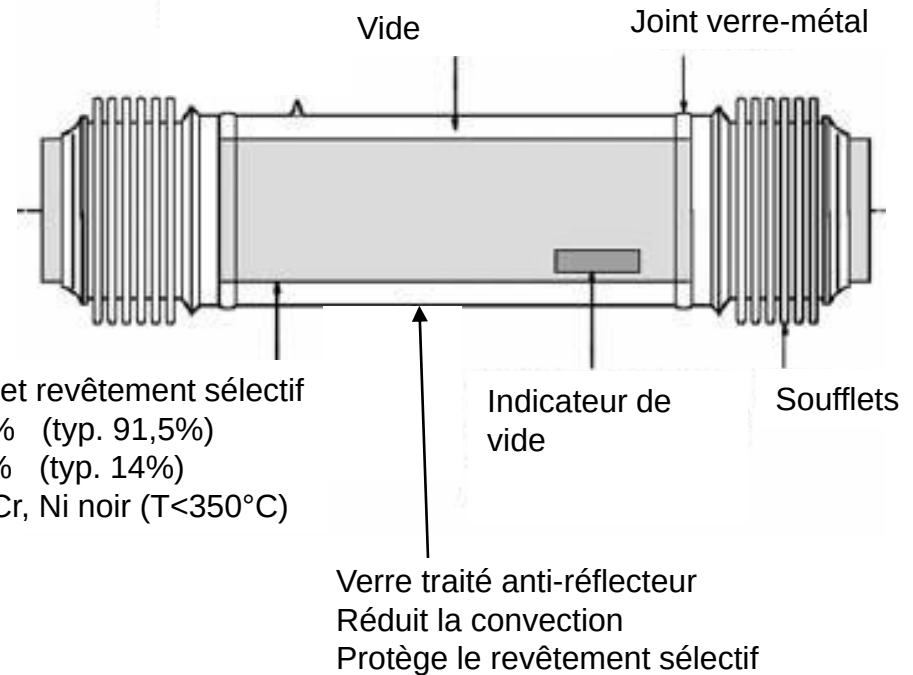
Miroirs



Récepteur

Tubes absorbeurs

Tube absorbeur en acier et revêtement sélectif
Absorptivité solaire: >90% (typ. 91,5%)
Emissivité totale: <30% (typ. 14%)
PVD ($T > 350^{\circ}\text{C}$), ou Co, Cr, Ni noir ($T < 350^{\circ}\text{C}$)



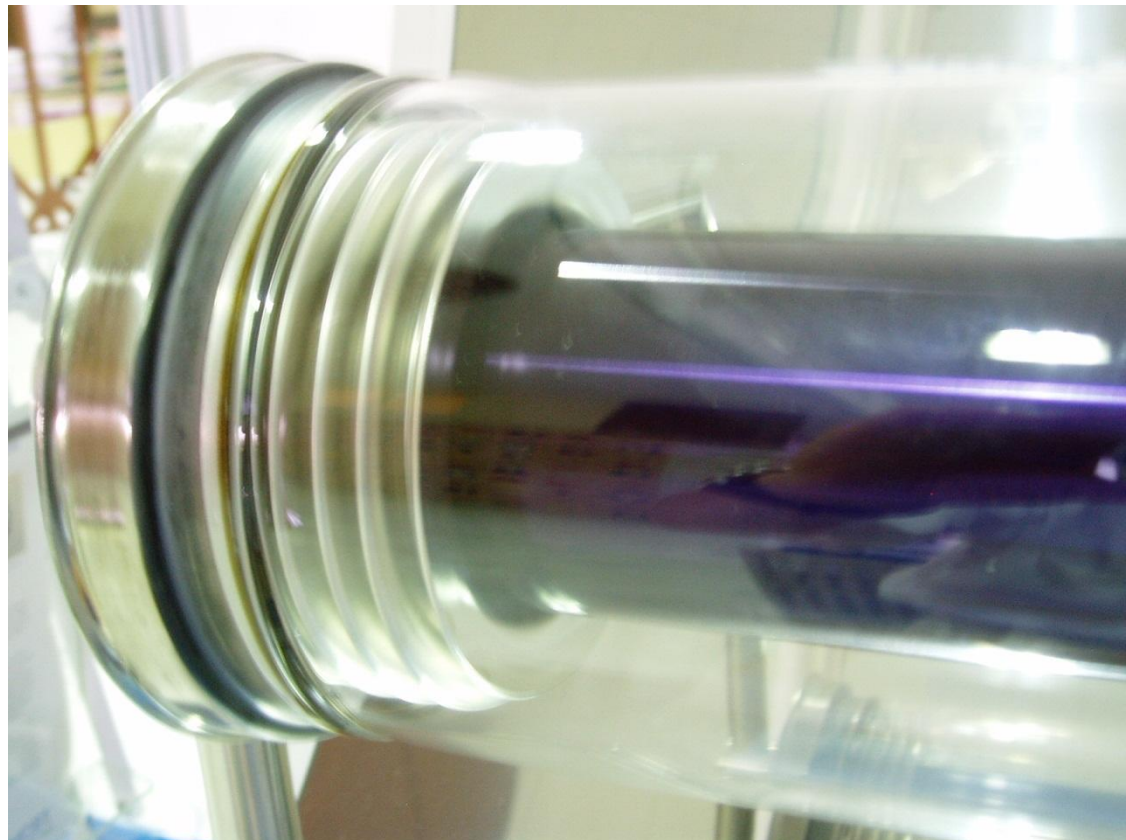
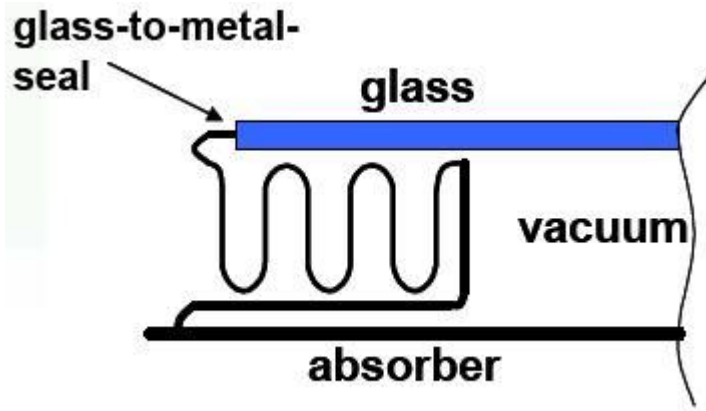
Tube absorbeur Schott (All.)

Absorptivité solaire: 96%
Emissivité totale: 12%
 $T \sim 400^{\circ}\text{C}$

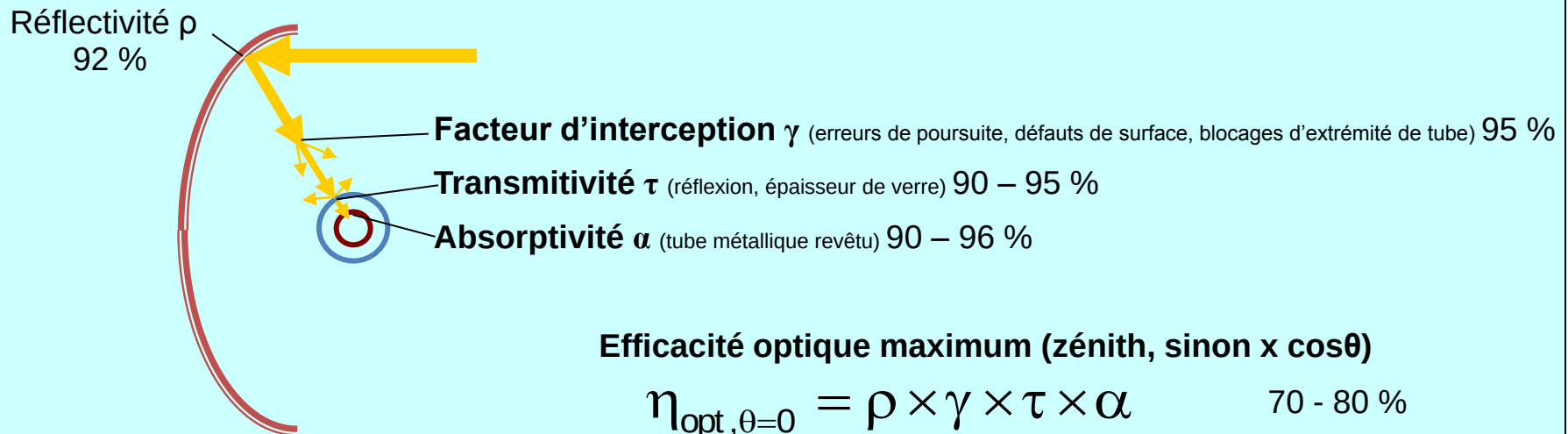
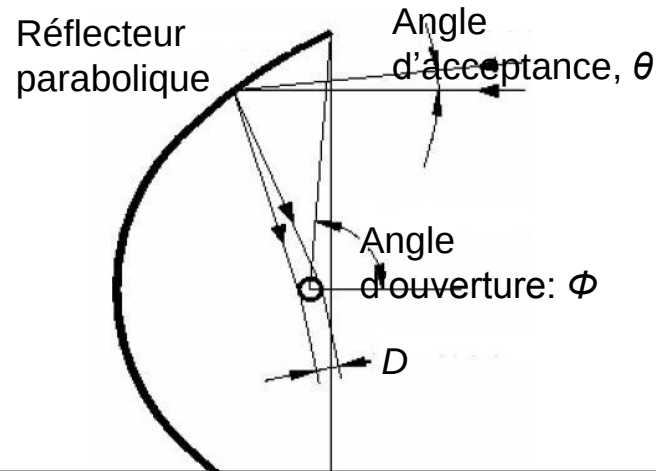


Récepteur

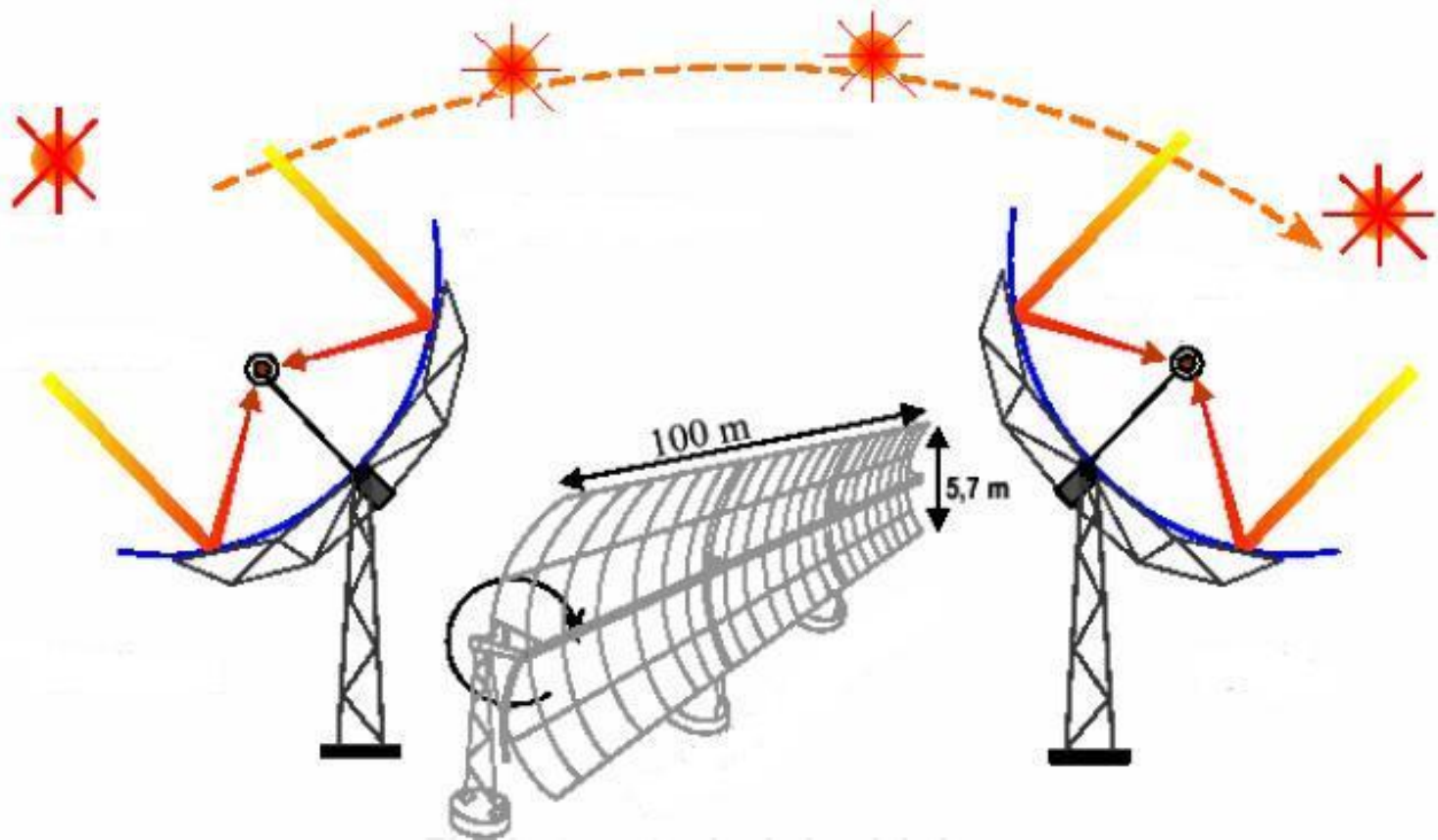
Tubes absorbeurs



Concentrateur/ récepteur



Suivi solaire



Suivi solaire

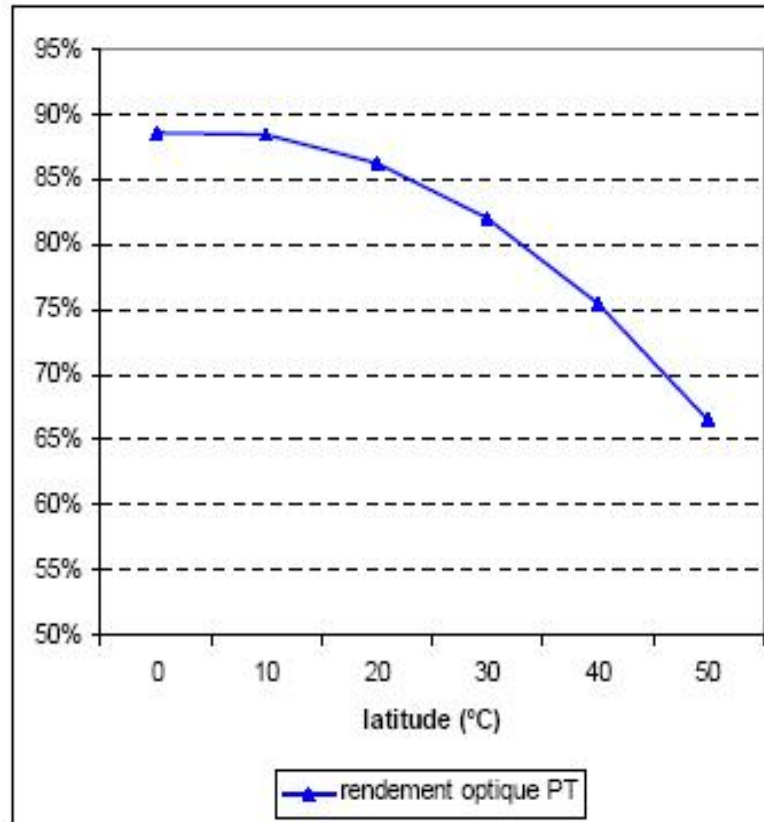
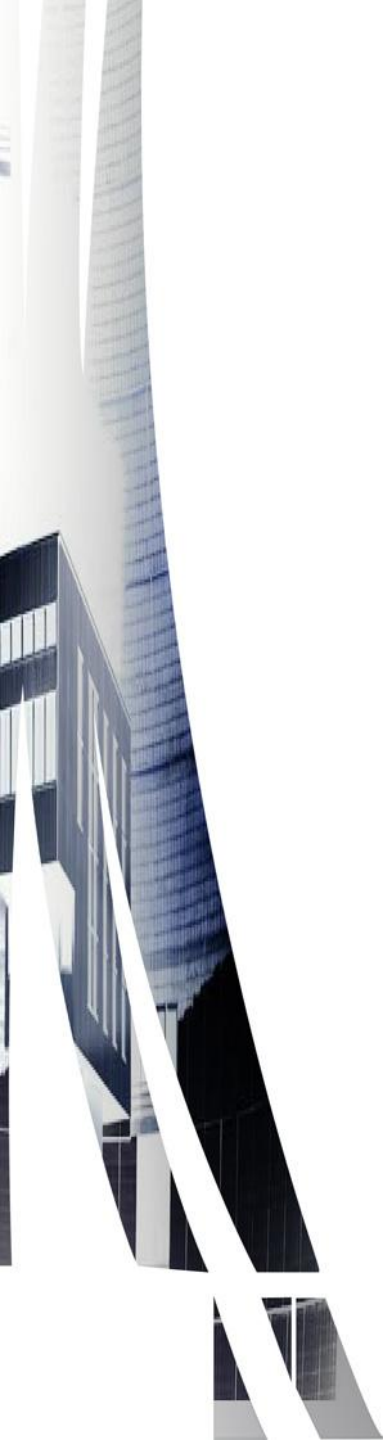
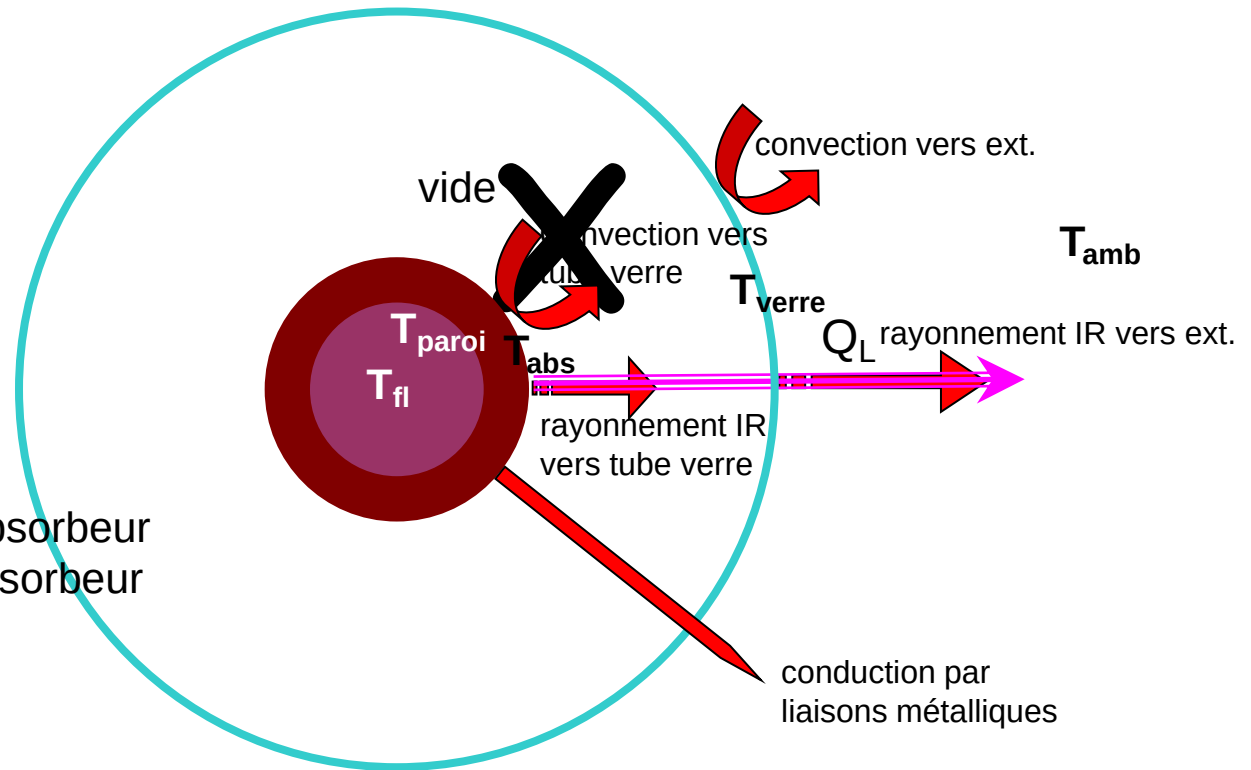


Figure 6.11. Evolution du rendement optique de capteurs PT en fonction de la latitude de l'installation (modèle empirique de pertes thermiques des capteurs EUROTROUGH implémenté dans ECOSTAR).



Le récepteur solaire

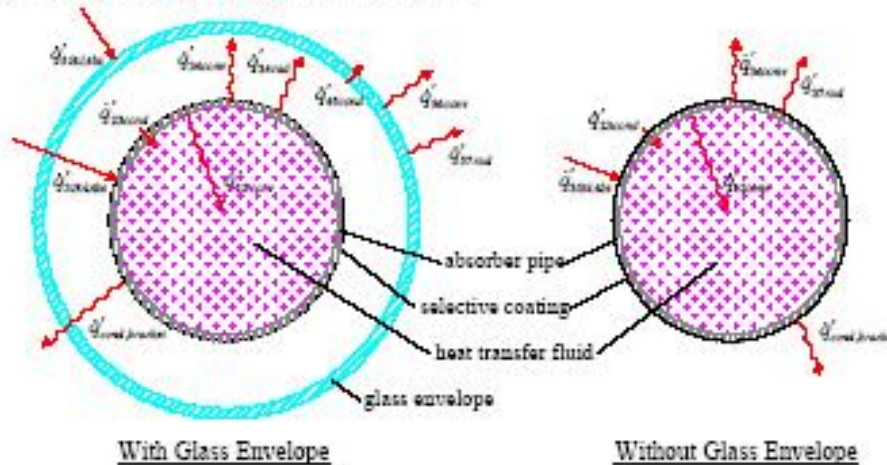
Structure



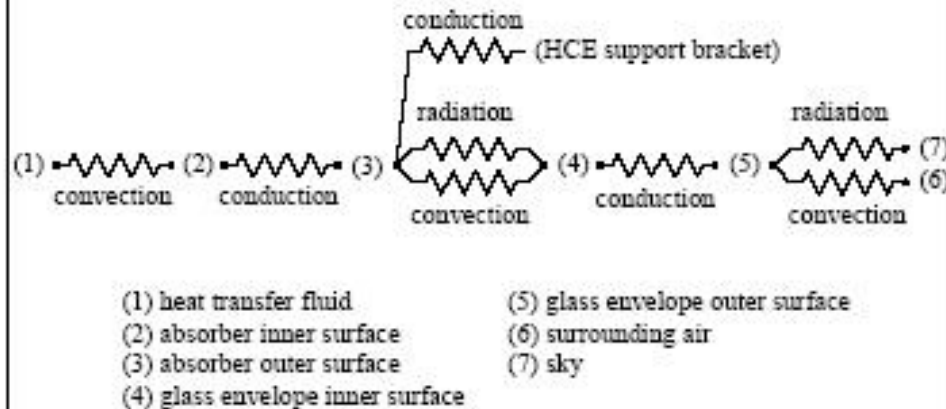
D : diamètre du tube absorbeur
 L : longueur du tube absorbeur

Modélisation

a) One-dimensional energy balance



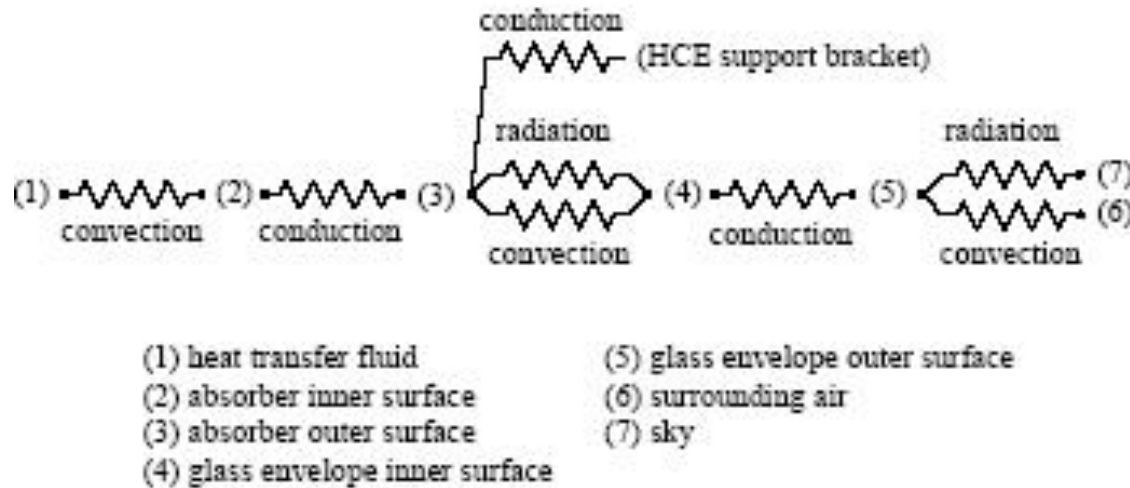
b) Thermal resistance model



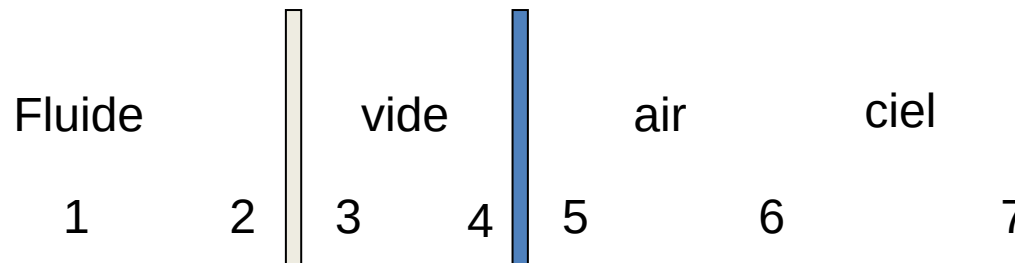
Modélisation

Principe

b) Thermal resistance model

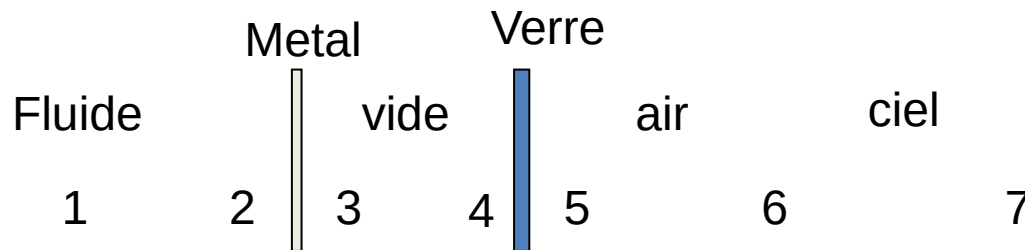


Fluide de transfert (1) → paroi absorbeur (2,3) → tube de verre (4,5)
 → air ambiant (6) → ciel (7)



Modélisation

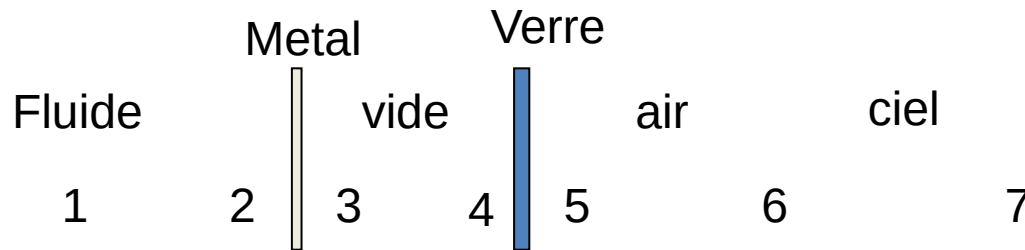
Principe



- $q_{12\text{conv}}$: Puissance transférée au fluide par l'absorbeur **q en (W/m)**
- $q_{23\text{cond}}$: Puissance transférée par conduction dans l'absorbeur
- $q_{3\text{AbsSol}}$: Puissance solaire absorbée par l'absorbeur
- $q_{34\text{conv}}$: Puissance perdue par l'absorbeur par convection vers le verre
- $q_{34\text{rad}}$: Puissance perdue par l'absorbeur par rayonnement vers le verre (enveloppe)
- q_{condSup} : Puissance perdue par l'absorbeur et le verre par conduction vers les supports
- $q_{45\text{cond}}$: Puissance transférée par conduction dans le verre
- $q_{5\text{AbsSol}}$: Puissance solaire absorbée par le verre
- $q_{56\text{conv}}$: Puissance perdue par convection dans l'air par le verre
- $q_{57\text{rad}}$: Puissance perdue par le verre par rayonnement vers le ciel

Modélisation

Principe



Le bilan s'écrit :

$$q_{12\text{conv}} = q_{23\text{cond}}$$

$$q_{3\text{AbsSol}} = q_{23\text{cond}} + q_{34\text{conv}} + q_{34\text{rad}} + q_{\text{condSup}}$$

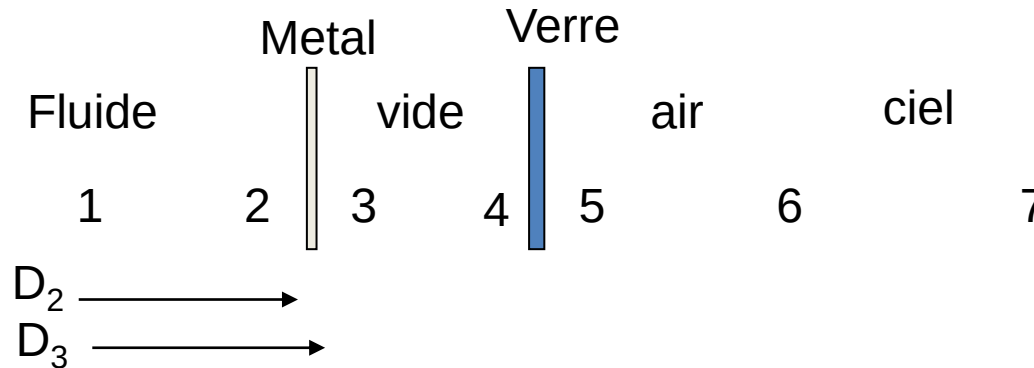
$$q_{34\text{conv}} + q_{34\text{rad}} = q_{45\text{cond}}$$

$$q_{45\text{cond}} + q_{5\text{AbsSol}} = q_{56\text{conv}} + q_{57\text{rad}}$$

$$q_{\text{perte}} = q_{56\text{conv}} + q_{57\text{rad}} + q_{\text{condSup}}$$

Le problème est résolu en exprimant les différents termes du bilan.
Les termes $q_{3\text{AbsSol}}$ et $q_{5\text{AbsSol}}$ sont déterminés par l'efficacité optique du concentrateur

Modélisation



$$Q_{12\text{conv}} = h_1 \pi D_2 (T_2 - T_1), \text{ avec } h_1 = \text{Nu}_{D2} \lambda_1 / D_2$$

En régime turbulent et de transition ($\text{Re} > 2300$, $\text{Re} = \rho_f u D / \mu$)

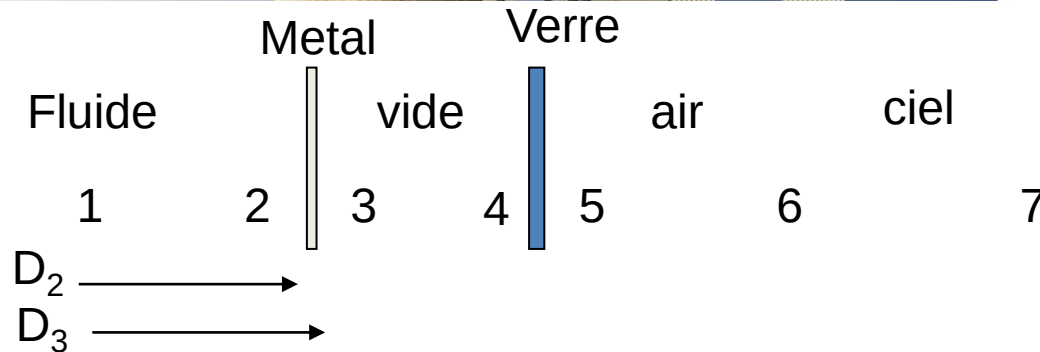
$$\text{Nu}_{D2} = \frac{f_2 / 8 (\text{Re}_{D2} - 1000) \text{Pr}_1}{1 + 12.7 \sqrt{f_2 / 8} (\text{Pr}_1^{2/3} - 1)} \left(\frac{\text{Pr}_1}{\text{Pr}_2} \right)^{0.11}$$

with

$$f_2 = (1.82 \log_{10} (\text{Re}_{D2}) - 1.64)^{-2}$$

Pr , nombre de Prandlt, $\text{Pr} = C_p \mu / \lambda$

Modélisation



$$q_{23\text{cond}} = 2\pi\lambda_{23}(T_2 - T_3)/\ln(D_3/D_2)$$

$$q_{34\text{conv}} = \pi D_3 h_{34}(T_3 - T_4)$$

A pression réduite (< 100 Pa) : régime moléculaire (balistique),

$$\dot{q}'_{34\text{conv}} = \pi D_3 h_{34}(T_3 - T_4)$$

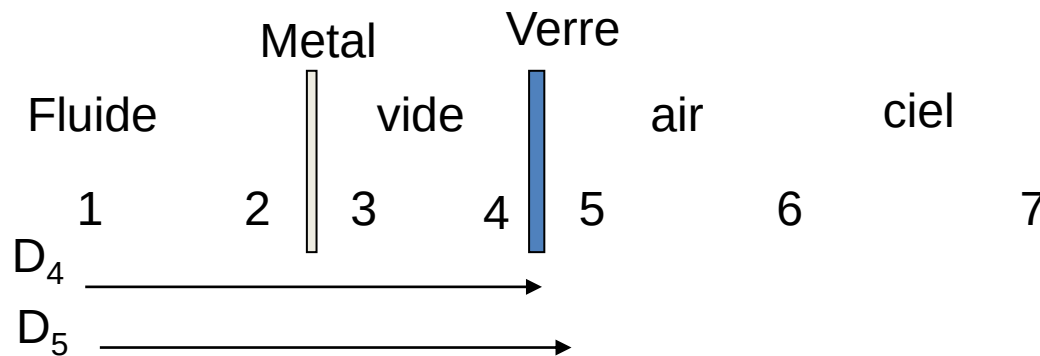
with

$$h_{34} = \frac{k_{std}}{(D_3/2 \ln(D_4/D_3) + b\lambda(D_3/D_4 + 1))}$$

$$b = \frac{(2-a)(9\gamma-5)}{2a(\gamma+1)}$$

$$\lambda = \frac{2.331E(-20)(T_{34} + 273.15)}{(P_a \delta^2)}$$

Modélisation



$$q_{57\text{rad}} = \epsilon_5 \pi D_5 \sigma (T_5^4 - T_7^4)$$

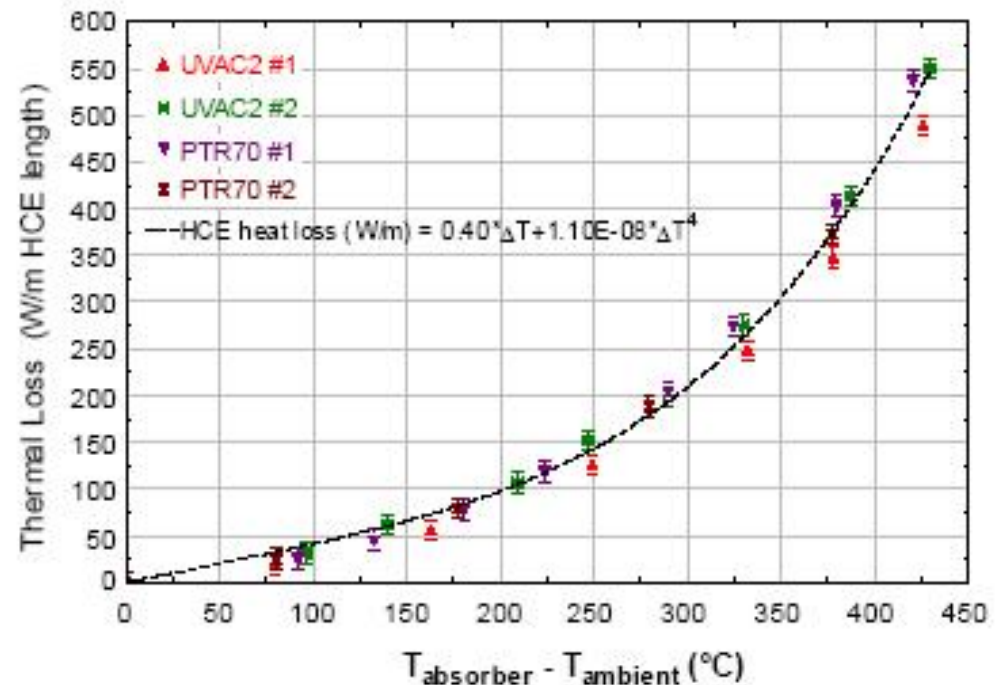
$$q_{\text{condSup}} = (h_s P_s \lambda_s A_{\text{sb}})^{1/2} (T_b - T_s) / L$$

P_s périmètre du support, A_{sb} section de la zone de connection entre le support et la base (tubes), h_s conductance de contact

Résultats

Table 2. Part of the Parametric Table for the One-Dimensional Version of the Heat Transfer Code

γ 1..7	T_{1ave} [C]	$q_{HeatLoss}$ [W/m]	$q_{HeatGain}$ [W/m]	η_{Col} [%]
Run 1	100	11.03	3510	73.90
Run 2	150	25.81	3495	73.59
Run 3	200	49.83	3471	73.08
Run 4	250	87.1	3434	72.30



Conclusion

Les évolutions à court et moyen termes:

- Génération direct de vapeur (si technologie de stockage disponible)
- Concentrateur de grande ouverture
- Utilisation du sel fondu comme fluide de transfert ($400^{\circ}\text{C} \rightarrow 500^{\circ}\text{C}$)

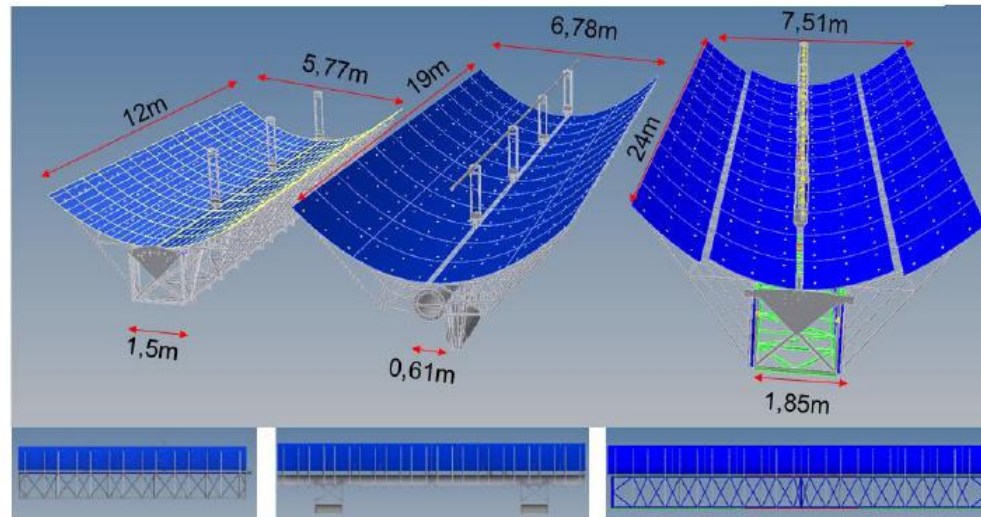


Fig.11. shows the evolution of PTC sizes over 3 development cycles at sbp (EuroTrough, HelioTrough, Ultimate Trough[®])

Merci de votre attention

