

G. Massart et S. D. Winter,  
Centre Océanologique de Bretagne, Plouzané

---

## Les possibilités de l'énergie thermique des mers

1974

0005646

*Real*

H310

MAS

P

LES POSSIBILITES DE  
L'ENERGIE THERMIQUE DES MERS

G. MASSART  
S.D. WINTER

16 Septembre 1974.



INTRODUCTION

L'utilisation de l'énergie thermique des mers constitue une des formes de captation de l'énergie solaire. Le flux thermique apporté par le rayonnement du soleil aux limites supérieures de l'atmosphère est, en moyenne, d'environ 140 mW par centimètre carré de la surface perpendiculaire au rayonnement (constante solaire). Déduction faite de l'absorption dans l'atmosphère des réflexions et dispersions par les nuages et par la surface de l'eau, il reste environ 16 mW/cm<sup>2</sup> absorbés par la mer.

L'énergie ainsi absorbée engendre une série complexe d'échanges thermiques entre la masse de l'eau et l'atmosphère par rayonnement, évaporation et convection (par les courants dans l'atmosphère et dans la mer)\* (1)\*\*. Ce cycle d'échanges conduit à l'établissement d'un gradient permanent de température entre la surface de la mer et les couches d'eau profonde.

La différence dépend, bien entendu, de l'ensoleillement local c'est-à-dire de la position géographique : dans les mers tropicales et profondes la température superficielle peut atteindre 29°C à 30°C alors qu'à la profondeur de 600 m 1.000 m on trouve 8°C à 4°C.

Cette différence de 20°C à 25°C peut être mise à profit dans une centrale thermique de production d'électricité. L'idée, émise dès 1881 par d'ARSONVAL, a été reprise en 1926 par Georges CLAUDE, puis développée et étudiée sous un aspect beaucoup plus industriel par la société "Energie des mers" entre 1948 et 1960.

Georges CLAUDE a expérimenté aussi bien avec une centrale construite à terre qu'avec une usine installée sur un bateau ("Tunisie" : 1934-1935). La société "Energie des mers" a concentré ses efforts exclusivement sur les stations terrestres. Mais, dès 1956, G. DARIC a suggéré la construction de centrales submergées, soustraites en grandes parties aux aléas des vagues et de la houle.

Aucun de ces projets n'a abouti : ceux de Georges CLAUDE par manque de moyen entraînant des échecs techniques dus à une préparation trop sommaire. Ceux de la société "Energie des mers", pourtant très avancés et étayés par une préparation très sérieuse, pour des considérations d'ordre économique. Enfin, les suggestions de DARIC n'ont jamais été approfondies faute d'une expérience suffisante des plateformes flottantes.

En 1963, J.H. ANDERSON aux Etats-Unis (Sea Solar Power Inc.) a développé des idées similaires à celles de DARIC, et a établi un projet détaillé d'une centrale submergée. Depuis, les études approfondies se sont multipliées aux Etats-Unis, notamment à Carnegie Mellon University (Prof. C. ZENER) et à l'University of Massachusetts\* (Prof. W.E. HERONEMUS). Toutes ces études portent sur des centrales installées sur des plateformes flottantes, plus ou moins submergées.

\* Ne pas confondre avec le Massachusetts Institute of Technology

\*\* Les chiffres entre parenthèses renvoient à la bibliographie à la fin du rapport.

POSITION DU PROBLEME

La mise à profit de l'énergie thermique des mers (ETM) est soumise à deux catégories de servitudes :

1 - Géographiques

- Une différence de température suffisante (20°C environ) entre l'eau de surface et l'eau de profondeur et sa constance au cours de l'année ;
- La configuration du fond marin, surtout si l'on envisage une centrale à terre ;
- Les conditions hydrographiques : courant, houles, etc.

2 - Techniques

La conception et l'exécution des centrales ETM sont dominées par la nécessité de travailler avec une différence de température extrêmement faible entre la source chaude et la source froide. Quelques chiffres, basés sur un schéma type d'une centrale ETM (2), permettront de fixer les ordres de grandeurs et de concrétiser les problèmes essentiels :

Température de l'eau superficielle Ts .....	25°C
Température de l'eau de profondeur Tp .....	5°C
$\Delta T = T_s - T_p$ .....	20°C

La fig. 1 [renvoi(2)] montre la répartition approximative de ce  $\Delta T$  entre les différents composants

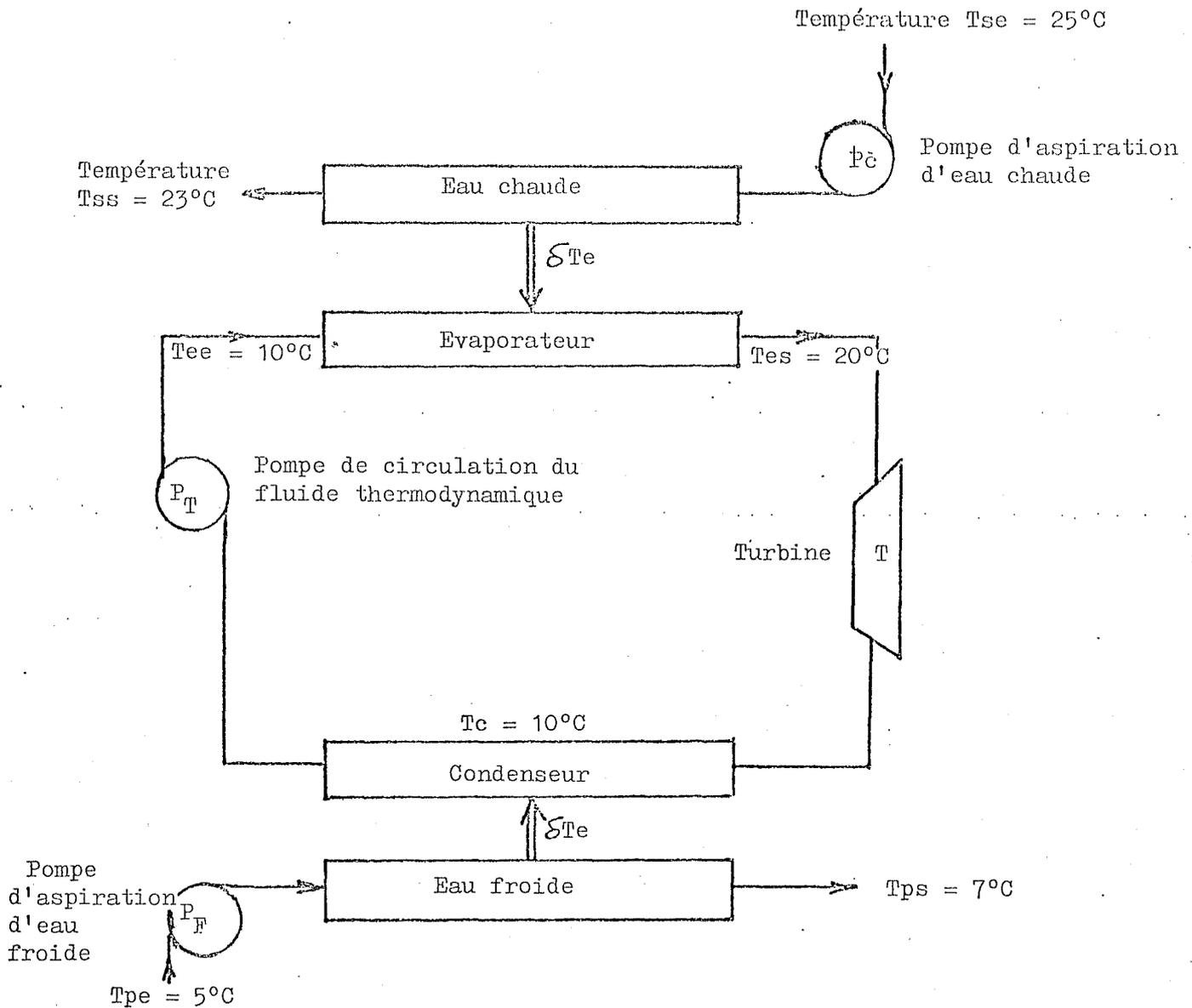


FIGURE 1

- Chute de température entre l'entrée et la sortie de l'échangeur de chaleur :

$$\text{côté évaporateur } \Delta T_s = T_{se} - T_{ss} = 2^\circ\text{C}$$

$$\text{côté condenseur } \Delta T_p = T_{ps} - T_{pe} = 2^\circ\text{C}$$

- Différence moyenne de température dans l'échangeur entre l'eau et le fluide thermodynamique :

$$\text{côté évaporateur } \delta T_e = \frac{T_{se} + T_{ss}}{2} - T_{es} = 4^\circ\text{C}$$

$$\text{côté condenseur } \delta T_c = \frac{T_{ce} + T_{cs}}{2} - T_c = 4^\circ\text{C}$$

- Chute de température dans la turbine

$$\Delta T_T = T_{es} - T_c = 10^\circ\text{C}$$

.../

Voyons les conséquences de cette répartition de température :

1 - Rendement CARNOT de la turbine

$$\eta_c = \frac{T_T}{T_{es}} = \frac{10}{293,1} \approx 3,4 \%$$

Pour produire un mégawatt de puissance électrique, l'eau chaude doit fournir

$$\frac{1}{\eta_c} \text{ MW} = \frac{2,4 \cdot 10^2}{\eta_c} \frac{\text{kcal}}{\eta_c}$$

Pour une chute de température de l'eau chaude  $\Delta T = 2^\circ\text{C}$  entre l'entrée et la sortie de l'évaporateur et en admettant comme chaleur spécifique de l'eau  $1 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$ , le débit d'eau chaude par MW électrique produit serait

$$q_u = \frac{2,4 \cdot 10^2}{2 \cdot \eta_c} \frac{\text{litres}}{\text{sec}} = \frac{12}{3,4} \frac{\text{m}^3}{\text{sec}} \approx 3,5 \frac{\text{m}^3}{\text{sec}}$$

Il est intéressant de comparer ce débit à celui  $q'_u$  d'une centrale hydraulique. La puissance fournie par une chute de  $h$  mètres est de

$$h \cdot q'_u \cdot 10^3 \cdot 9,81 \frac{\text{Watts}}{\text{sec}} \approx h \cdot q'_u \cdot 10^{-2} \frac{\text{MWe}}{\text{sec}}$$

Pour une chute de 30 m environ, le débit par MW électrique serait le même que pour l'usine ETM.\*

\* Bien entendu, en réalité il faudrait -pour la centrale hydraulique comme pour celle ETM - compter avec les rendements organiques des composants et avec la puissance consommée par les auxiliaires. Dans le cas de ETM, la servitude principale est le pompage de l'eau - surtout de l'eau froide. Dans l'ensemble, il faut compter sur un rendement global

$$\eta_T = \frac{\text{puissance électrique utilisable}}{\text{puissance fournie par l'eau chaude}}$$

d'environ 2,5 % et sur un débit

$$q_u = 4,5 \frac{\text{m}^3}{\text{sec}} \frac{1}{\text{MWe}}$$

.../

2 - Le débit de l'eau froide sera sensiblement égal à celui de l'eau chaude, puisque le rendement CARNOT est très faible. Or, cette eau doit être aspirée à une profondeur allant, suivant le site, de 600 m à 1000 m : la nécessité de faire passer un débit aussi élevé à travers une conduite longue de 600 m ou 1000 m (station sur plateforme flottante où la conduite est approximativement verticale) à 4 ou 5 km (centrales à terre) constitue une des difficultés principales de l'ETM.

Il faut, en effet, employer des conduites de très grand diamètre pour limiter les pertes de charges et éviter des puissances de pompage prohibitives. Or, les conduites sont soumises à deux actions : celle des courants qui s'exerce à toutes les profondeurs ; celle des vagues et de la houle dans les 15 m à 20 m au dessous de la surface. Ces derniers effets sont les plus nuisibles pour les centrales à terre : la conduite suit, à proximité de la rive, le profil de la terre et effectue ainsi un parcours relativement long dans la zone dangereuse.

Le tableau I résume les caractéristiques principales de l'adduction d'eau froide dans 4 projets de station ETM. Il montre clairement l'importance, pour le projet général d'une centrale ETM, de la conception, de la construction, du transport et de la pose de la conduite.

T A B L E A U I (..)

IDENTITE ET TYPE DE LA STATION	PUISSANCE ELECTRIQUE $P_e$ MW	DEBIT D'EAU $q$ m <sup>3</sup> /sec	VARIATION DE LA TEMPERATURE DE L'EAU AU PASSA- GE DU CONDENSEUR OU DE L'EVAPORA. $\Delta T$ °C	DIAMETRE DU TUBE D'ASPIRA- TION DE L'EAU FROIDE. D m	LONGUEUR DU TUBE D'ASPIRA- TION DE L'EAU FROIDE L m	PUISSANCE ABSORBEE PAR LE POMPAGE ET CER- TAINS AUXILIAIR. $W_f$ MW
G. CLAUDE (10) (à terre) 1931	50 brut 39,7 net	75 froide 140 <sup>(*)</sup> chaude	5,5 cond. 3 évap.	10	2.000 <sup>(~)</sup>	5,45 eau froi. 2,6 eau chau. 2,25 ex. d'air <hr/> 10,30
Société EDM (3) LA GUADELOUPE (à terre) 1959	5,1 brut 3,5 net	5 froide 15 <sup>(**)</sup> chaude	3 x 3 <sup>(+)</sup> cond. 3 évap.	1,95	4.200	1,012 eau froi. 0,764 eau chau. 0,478 ex. d'air <hr/> 2,254
J.H. ANDERSON (14) Universi. of MASSACHUSETTS (flottante) 1964	37,58 brut 33 net	131 froide 277 <sup>(*)</sup> chaude	4 x 0,56 <sup>(++)</sup> cond. 1,11 évap.	7	640	2,44 eau froi. 1,11 eau chau. 0,87 cir. prop. <hr/> 4,42
W.E. HERONEMUS (5) Universi. of MASSACHUSETTS (flottante) 1973	500 brut 400 net	1230 <sup>(**)</sup> froide	4,17 cond.	18,3	470	21 eau froi.  14,8 circul. propane
C. ZENER (6) CARNEGIE-MELLON Universi. (flottante) 1973	185 brut	640 froide	2 cond.	9,15	915	10,7 eau froide

(..) Les renvois relatifs au tableau I, se trouvent sur la page suivante.

(\*) Soit  $2,8 \text{ m}^3/\text{MW}$ . Mais les conditions sont exceptionnellement favorables :

$$\begin{array}{ll} T_{\text{eau chaude}} = 29^\circ\text{C} & T_{\text{sortie turbine}} = 13,5^\circ\text{C} \\ T_{\text{entrée turbine}} = 26^\circ\text{C} & T_{\text{eau froide}} = 5^\circ\text{C} \\ \text{Rendement CARNOT } \eta_c = \frac{12,5}{299} = 4,3\% \end{array}$$

(^) Conditions exceptionnelles

(\*\*) Soit  $3 \text{ m}^3/\text{MW}$ . Ici encore, comme dans la centrale de G. CLAUDE, la différence de température est très favorable :

$$\begin{array}{ll} T_{\text{eau chaude}} = 29^\circ\text{C} & T_{\text{sortie turbine}} = 9^\circ\text{C} \\ T_{\text{entrée turbine}} = 26^\circ\text{C} & T_{\text{eau froide}} = 7^\circ\text{C} \\ \text{Rendement CARNOT } \eta_c = \frac{17}{299} = 5,8\% \end{array}$$

(+) Turbine et condenseur à 3 étages.

(x) Soit environ  $7,4 \text{ m}^3/\text{MW}$  mais pour  $\Delta T \simeq 1^\circ\text{C}$ . Ici :

$$\begin{array}{ll} T_{\text{eau chaude}} = 26,1^\circ\text{C} & T_{\text{sortie turbine}} = 11,1^\circ\text{C} \\ T_{\text{entrée turbine}} = 22,2^\circ\text{C} & T_{\text{eau froide}} = 6,1^\circ\text{C} \\ \text{Rendement CARNOT } \eta_c = \frac{11,1}{295} = 3,4\% \end{array}$$

(++) Evaporateur et condenseur à 4 étages, 4 turbines.

(xx) Mêmes températures aux bornes de la turbine que chez ANDERSON.

3 - Le deuxième problème crucial est celui des dimensions soit de la turbine, soit des échangeurs de chaleur. Si le fluide thermodynamique de la turbine est de l'eau, la source chaude est constituée par un évaporateur et la source froide peut être un condenseur par mélange. Ni l'un ni l'autre ne présente de difficultés spéciales ni d'encombrement démesuré. Mais cette relative simplicité va de pair avec des pressions de vapeur extrêmement faibles dans la turbine :

- . à l'entrée, c'est-à-dire à 20°C ..... environ 0,023 atm.
- . à la sortie c'est-à-dire à 10°C ..... environ 0,012 atm.

G. CLAUDE a montré par le calcul et par l'expérience la possibilité de travailler à de telles pressions (7) mais sous deux conditions :

a - débarasser l'eau des gaz dissouts non condensables (principalement l'air) pour obtenir, entre l'entrée et la sortie de la turbine, un rapport de pressions correspondant à la seule vapeur d'eau. Or, le fonctionnement de l'extracteur d'air demande une puissance non négligeable, soustraite à la puissance utile.

b - Consentir aux dimensions de turbine, imposées par l'énorme débit volumétrique de vapeur d'eau de très faible densité : à titre d'exemple, les projets de turbines pour ABIDJAN et pour LA GUADELOUPE prévoient des diamètres de rotors d'environ 8,5 m pour une puissance électrique utile de 3,5 MW environ.

Ces deux difficultés peuvent être évitées en utilisant, à la place de l'eau, un fluide thermodynamique ayant à 20°C, une pression de vapeur suffisamment élevée. Cette solution a été envisagée dès les premières études sur l'ETM car certains fluides courants - tels que l'ammoniaque ou le propane - répondent bien aux besoins. Cependant, elle n'a pas été retenue à cause de ses répercussions sur les échangeurs (7) (8) (9).

En effet, l'emploi d'un fluide thermodynamique colporteur différent du fluide (c'est-à-dire de l'eau) implique des échangeurs à séparation étanche entre les deux fluides. Ces échangeurs à parois devront fonctionner avec des différences de température de l'ordre de 2°C à 3°C entre le côté chaud et le côté froid : étant donné le flux thermique à passer et le débit d'eau qui traverse les échangeurs, leur surface sera très grande : elle est donnée, pour chacun des deux échangeurs, par la formule

$$S = \frac{P_e}{\eta} \frac{1}{\Delta t \cdot K}$$

- où
- P la puissance électrique produite
  - $\eta$  le rendement total de la centrale
  - K le coefficient global d'échanges thermiques
  - $\Delta t$  la différence de température entre les fluides chaud et froid.

.../

Avec les valeurs adoptées pour le schéma de la fig. 1

$$\eta \approx 2,5 \% \quad \delta T = 4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

une valeur prudente de

$$K = 10^3 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^2 \cdot \text{heure} \cdot ^\circ\text{C}} = \frac{10^3 \cdot 4,88}{3600} \frac{\text{KW}}{\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}} = 1,16 \frac{\text{KW}}{\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

donne, par MW de puissance utile :

$$S = \frac{10^3}{2,5 \cdot 10^{-2}} \frac{1}{4 \cdot 1,16} = \frac{10^4}{1,16} = 8620 \frac{\text{m}^2}{\text{MW}}$$

Le coût de tels échangeurs serait environ 5 fois plus élevé que le prix de la prise d'eau froide dans une station flottante (voir tableau II).

En outre, la performance des échangeurs est sujette à détérioration par l'action de l'eau de mer [(corrosion et pollution biologique (biofouling)) : leur longévité pourrait être compromise et, en tout cas, les servitudes de maintenance et de nettoyage des surfaces grèveraient les frais d'exploitation.

En compensation, la construction de la turbine devient relativement classique et ses dimensions reviennent à une échelle normale. La circulation du fluide thermodynamique en circuit fermé étanche pose des problèmes analogues à celui des machines frigorifiques : leur solution est - en investissement et en puissance consommée - bien moins onéreuse que l'extraction de l'air dans le cas des turbines à vapeur d'eau.

.../

OPTIONS

Les deux problèmes essentiels, posés par la construction des centrales EDM sont, nous venons de le voir :

- l'importance de la conduite d'adduction de l'eau froide,
- le "gigantisme" soit de la turbine, soit des échangeurs de chaleur.

La recherche de la meilleure solution conduit à un double choix

1° Entre :

- une usine à terre d'accès facile mais impliquant une conduite d'eau froide longue et délicate ;

- une station en mer avec une conduite relativement courte, au prix de complications liées à la construction et la stabilisation de la plateforme flottante (plus ou moins immergée) et à la transmission de l'énergie électrique entre la centrale et le lieu d'utilisation.

2° Entre l'utilisation, comme fluide thermodynamique,

- de l'eau, avec un évaporateur et un condenseur de dimensions relativement limitées mais avec une turbine de très grand diamètre ;

- d'un fluide auxiliaire, dans une turbine de dimensions réduites mais associée à des échangeurs thermiques de dimensions considérables.

Parmi les quatre combinaisons, auxquelles peut aboutir ce choix, trois ont donné lieu à des études plus ou moins poussées et à deux tentatives de réalisation :

- 1) Centrale à terre, turbine à vapeur d'eau :
  - G. CLAUDE (1926-1931), voir p. ex. (7) (10)
  - Société "Energie Des Mers"\* (1948-1960)  
De très nombreux documents dans les Archives EDM.  
Voir, en particulier (3) (8).

---

\* L'abréviation EDM sera utilisée dans la suite.

- 2) Centrale sur un bateau, turbine à vapeur d'eau  
G. CLAUDE (1934-1935) (11)
- 3) Centrale en mer, fluide auxiliaire
- G. DARIC (1956) (9)
  - J.H. ANDERSON (1963-à ce jour) (4) (12)  
 Sea Solar Power, Inc. York, Pa.  
 De nombreuses publications, notamment dans SSPP Workshop et dans le cadre du projet de l'University of Massachusetts.
  - Projet de l'University of Massachusetts AMHERST, MASS.  
 (1969-à ce jour)  
 Nombreuses publications, en particulier (2) (5) (15) etc.
  - Projet de Carnegie-Mellon University, Pittsburgh, Pa.  
 (1973-à ce jour)  
 Nombreuses publications notamment (6)
  - Applied Physics Laboratory  
 The Johns Hopkins University, Silver Spring, Ma.  
 (1973-à ce jour) (13)

Dans le cadre du projet RANN (Research applied to national needs) National Science Foundation a consacré à l'ETM un crédit de 3.000.000 \$ pour 1975. La liste des principaux bénéficiaires de subventions est donnée à la page suivante.

On notera que tous les travaux américains portent sur les stations flottantes à fluide auxiliaire. La turbine à vapeur d'eau est étudiée à titre de précaution, pour s'assurer qu'aucune possibilité n'a échappé à l'exploration. [voir p. ex. (15)].

Bien que, les résultats disponibles soient très incomplets, présentés d'une manière peu homogène et que les conclusions soient souvent discordantes, on peut tenter d'esquisser une comparaison entre les mérites des options possibles.

Puisqu'il s'agit de production d'électricité à usage courant, les critères économiques jouent un rôle primordial. Malheureusement, c'est comme d'habitude, dans ce domaine que les divergences sont les plus accusées. En outre, les prix des projets de G. CLAUDE et de la société EDM, ainsi que les conséquences qu'on en tire, sont périmés et devraient être actualisés. Aussi, utiliserons-nous les renseignements financiers surtout pour comparer les poids respectifs de divers composants.

L I S T E A

SUBVENTIONS EFFECTIVEMENT ACCORDEES

PAR LA N.S.F. EN DATE DU 28 AOUT 1974 (28).

INSTITUTION ET NOM DU RESPONSABLE DU PROJET	OBJET DE L'ETUDE	MONTANT DE LA SUBVENTION (DUREE COUVERTE, EN MOIS) DATE DU COMMENCEMENT
Carnegie-Mellon University (Clarence Zener)	Centrales solaires flottantes	190,000 \$ (18) 1 <sup>er</sup> Juin 1973
University of Massachusetts (W.E. Heronemus)	Possibilités techniques et économiques d'utilisation du gradient thermique des mers, en tant que procédé de production d'énergie pouvant exercer une influence sensible sur le marché énergétique des Etats-Unis	169,800 \$ (12) 1 <sup>er</sup> Janvier 1974
DSS Engineers, Inc. (W.B. Suratt)	Développement des échangeurs thermiques à tubes plastiques pour les centrales ETM	59,900 \$ (08) 1 <sup>er</sup> Mai 1974
Union Carbide Corporation, Linde Division (Frank Notaro)	Echangeurs de chaleur pour les usines ETM	93,200 \$ (09) 15 Juin 1974
University of Hawaii (Karl H. Bathen)	Applications d'une usine pilote de conversion de l'ETM près des rivages de Hawaii.	48,600 \$ (10) 1 <sup>er</sup> Juin 1974
Ocean Systems of Lockheed Missiles & Space Company, Inc. (associé à Bechtel Corporation) (Lloyd C. Trimble)	Programme ETM. Estimation technique et économique de la structure et du programme des essais.	328,188 \$ (09) 12 Juin 1974
TRW Systems and Energy Group TRW, Inc. (associé à Global Marine Development, Inc. et United Engineers and Constructors) (Robert H. Douglass)	Conversion de l'ETM. Etude de la conception et de la technologie ainsi que des essais.	391,427 \$ (09) 30 Juillet 1974
Sea Solar Power, Inc. (J. Hilbert Anderson)	Développement, construction et essais d'un modèle reproduisant le fonctionnement d'une centrale ETM.	31,000 \$ (05) 1 <sup>er</sup> Juin 1974
University of Miami (Howard P. Harrenstien)	Organisation d'une conférence et d'une réunion de travail ayant pour objet l'ETM. Washington D.C. 26-28 Septembre 1974.	24,400 \$ (06) 15 Août 1974

Un autre élément de première importance est la puissance consommée par les auxiliaires : elle diminue la puissance utilisable et se traduit finalement par le renchérissement du kWh fourni aux consommateurs. Les tableaux II et III contiennent, pour 5 projets de centrales ETM, quelques éléments de répartition des coûts et des puissances consommées entre les différents composants : pour incomplètes et imparfaitement uniformisées qu'elles soient, ces données permettront de mieux définir et préciser les comparaisons que nous nous proposons de faire.

## I - CENTRALE A TERRE OU CENTRALE FLOTTANTE

Les avantages d'une station à terre sont, pour la plupart, évidents :

- techniques classiques de construction de l'ensemble ;
- accessibilité facile par tout temps ;
- transmission facile de l'énergie produite aux consommateurs ;
- possibilité d'applications annexes (aquaculture, climatisation, etc.).

A ces constatations banales, il convient d'ajouter une possibilité fort intéressante : celle de réchauffer l'eau, servant de source chaude, dans des bassins artificiels ou dans des lagunes convenablement choisis, s'ils existent sur le site. Cette technique conduirait - là où elle est applicable - à une augmentation très importante du rendement CARNOT, et par voie de conséquences, à une réduction notable des dimensions et du prix de l'installation. De nombreux travaux ont été consacrés par la société EDM aux aspects techniques et économiques de ce procédé [voir p. ex. (16) et (17)] avec des résultats très encourageants, mais aucune application pratique n'a pu être incluse (probablement faute de temps) dans les projets des stations ETM. Le défaut du recours au réchauffement solaire - outre sa rentabilité encore incertaine - est de restreindre les possibilités de choix du site de la centrale.

Or, ces limitations géographiques constituent un des deux points faibles des stations à terre :

- la longueur et la forme que doit prendre la conduite d'aspiration d'eau froide dépendent du contour du fond marin au droit du rivage ;
- les conditions hydrologiques déterminent la stabilité et la longévité de la conduite, qui doit effectuer un parcours relativement long dans la zone dangereuse, comprise entre la surface de la mer et une profondeur de 25 m environ.

T A B L E A U

IDENTITE ET TYPE DE LA STATION	PUISSANCE ELECTRIQUE Pe MW	PRIX TOTAL EN MILLIONS	TERRAIN ET GENIE CIVIL OU PLATEFORME		INSTALLATION ET INGENIERIE		PRISE D'EAU CHAUDE		PRISE D'EAU FROIDE		EVAPORATEUR	
			Somme	% du total	Somme	% du total	Somme	% du total	Somme	% du total	Somme	% du total
G. CLAUDE (10) côte cubaine (à terre) 1931	50 brut 39,7 net	88,7 (Francs 1931)	14,4	16,2	4,2	4,7	9,4	10,6			5,7	6,4
Société EIM (3) LA GUADELOUPE (à terre) Devis fait par EDF 1959	5,1 brut 3,5 net	4440 (Francs 1958)	(768,5)	(17,3)	(1214,7)	(27,3)	(46,5)	(1,1)	(738,8)	(16,6)	(20,0)	(0,5)
J.H. ANDERSON(14) Projet de Univer. of Massachusetts (flottante)(*) 1964	37,6 brut 33 net	5,5877 (dollars)	(0,642)	(11,5)	(1,69)	(30,3)	(0,055)	(1,0)	(0,26)	(4,7)	(0,8)	(14,8)
APPLIED PHYSIC(13) LABORATORY, JOHN HOPKINS Univer. (flottante)(*) 1973	100 brut 85,1 net	38,4 (dollars)	5,1	13,3			0,41	1	3,4	8,8	4,3	11,4
W.E. HERONFEUS(29) Projet de Univer. of Massachusetts (flottante)(*) 1974 estimation minimum	500 env. brut 400 env. net	190,8 (dollars)	5,4	2,83	—	—	—	—	18	9,43	—	92
W.E. HERONFEUS(29) Projet de Univer. of Massachusetts (flottante)(*) 1974 estimation maximum		284,4 (dollars)	15,8	5,56	—	—	—	—	25	8,79	—	135,6

(\*) Voir P. 13 les remarques sur la présentation du Tableau II

(\*) Prévues pour être placées dans le GULF-STREAM

(\*) (Pompe, compresseur, réservoir + prix du fluide)

(+) Fluide auxiliaire : propane.

(++) 16 Turbines

(\*\*) 4 Turbines

(oo) 4 Alternateurs

II (x)

CONDENSEUR	POMPE EAU FROIDE	POMPE EAU CHAUDE	CIRCUIT DU (x) FLUIDE AUXIL. OU EXTRACTEUR D'AIR	TURBINE ET ACCESSOIRES	ALTERNATEUR ET ACCESSOIRES	AUXILIAIRE
Part : % du : total	Somme : % du : total	Somme : % du : total	Somme : % du : total	Somme : % du : total	Somme : % du : total	Somme
10,1 : 22,7	4,1 : 4,6	1,9 : 2,0	7,9 : 8,9	9,9 : 11,2 <sup>(+)</sup>	7,6 : 8,7 <sup>(oo)</sup>	3,5
7,7 : (6,7)	(35,0) : (0,8)	(72,0) : (1,6)	(249,0) : (5,6)	(875) : (19,7)		(122,8)
3 : 7,1	36,2 : 0,8	74,5 : 1,7	261,7 : 5,9	.919,8 : 20,6		127,1
518 : (11,1)	(0,427) : (7,6)	(0,1945) : (3,5)	(0,17126) : (3,1) <sup>(+)</sup>	(0,186) : (3,3) <sup>(**)</sup>	(0,405) : (7,25)	(0,13894)
15,9	10,9	5,0	4,4	4,7	10,4	
3,8 : 36,0	1,2 plus prix du fluide 0,2		3,1 0,5	653	17,0	35
48,2	—	—	—	54,5	28,5 <sup>(+)</sup>	20,93
47,7	—	—	—	71,8	25,27 <sup>(+)</sup>	36,1

REMARQUES SUR LA PRESENTATION DU TABLEAU II

---

1 - Les présentations de divers devis sont très dissemblables et la ventilation des dépenses entre les postes n'est pas indiquée clairement. Dans le tableau II, on a essayé de regrouper les chiffres indiqués par les auteurs d'une manière aussi homogène que possible. Il reste, cependant, dans ce réarrangement beaucoup d'arbitraire et il faut restreindre les comparaisons à la mise en évidence des différences les plus saillantes. Afin de réduire l'incertitude de conclusions, on a présenté le devis de la société EDM et celui d'ANDERSON sous deux formes :

1° - avec les frais d'installation groupés en un poste séparé  
(chiffres entre parenthèses)

2° - avec ces frais distribués entre les autres postes du devis.

Pour les projets de G. CLAUDE, de l'Université JOHN HOPKINS et pour le devis du Professeur HERONEMUS les données manquent pour une telle double répartition.

2 - Il faut garder présente à l'esprit la différence entre les dates d'établissement des rapports français et américains : 15 ans pour la société EDM, 43 ans pour G. CLAUDE. Il est donc difficile de comparer les valeurs absolues des prix ; il faut se borner aux conclusions que l'on peut tirer de l'importance relative de chaque poste dans l'ensemble. C'est pourquoi on a indiqué les pourcents (%) du total, représentés par les prix partiels.

3 - Le devis de la société EDM est, de loin, le plus détaillé et couvre un certain nombre de dépenses qui ne figurent pas dans les 4 autres estimations (en particulier les 3 estimations américaines). Pour permettre la comparaison entre les 5 devis, on n'a pas compté ces dépenses dans les sommes figurant dans le tableau II. N'ont pas été comptés :

- les études hydrographiques .....	42,5
- la cité du personnel .....	30
- provision pour les imprévus .....	260*
- montages divers non spécifiés comptés pour .....	60
- intérêts intercalaires de 5 % .....	238
	630,5

---

\* Il semble, d'ailleurs, qu'en dehors de ces 260 MF, une majoration de 10 % a été incluse dans certains postes sans mention expresse.

Le devis total de EDF s'élève donc à

$$4.440 + 630,5 = 5070,5 \text{ MF}$$

Le prix du KW installé correspondant est de

$$5.070,5 \cdot 10^6 : 3,5 \cdot 10^3 = 1.450.000 \text{ F}$$

Il convient d'ajouter que pour la même usine de GUADELOUPE la version de la société EDM basée sur les offres des fournisseurs est d'environ 10 % moins chère que l'estimation de EDF. D'ailleurs, dans les deux cas, tout le matériel spécial pour la pose en mer de conduite est supposé amorti en une seule opération - ce qui grève le prix de l'usine d'une dépense d'environ 406 MF - soit encore près de 10 % du prix de base.

4 - Les estimations les plus récentes du prix de stations ETM sont actuellement en cours d'élaboration, à l'Université de Massachusetts, par le Professeur HERONEMUS et son équipe. Les résultats publiés sont encore incomplets, mais ils conduisent à quelques observations intéressantes et, pour cette raison, ont été inclus dans le tableau II. Toutefois, il n'a pas été possible de ventiler des dépenses suivant le même découpage que pour les autres projets. En particulier, le poste "auxiliaires" est certainement surévalué ; il pourrait être réduit par une analyse plus détaillée, sans pour cela, modifier fondamentalement les traits saillants du devis du Professeur HERONEMUS.

C'est, à notre connaissance, le seul devis récent qui indique une fourchette dans laquelle devrait être compris le coût d'une centrale maréthermique. La différence entre les deux limites est considérable, environ 49 % du prix minimum. Cependant, l'importance relative de divers composants varie peu (à l'exception de la plateforme, qui passe de 2,8 % du devis minimum à 5,6 % du devis maximum)\*. En particulier, le coût de la transmission de l'énergie produite de la plateforme vers la terre est évaluée à 10 % environ (9 % dans le devis minimum, 11 % dans le devis maximum). Ce pourcentage comprend les redresseurs à bord de la plateforme, le câble sous-marin de liaison en courant continu et les auxiliaires. C'est, à notre connaissance, la première évaluation publiée du coût de la transmission sous-marine entre la plateforme et la rive - problème essentiel pour les stations flottantes.

---

\* D'ailleurs, la contribution relative des sous-ensembles au prix global de l'usine ne change pas radicalement d'un projet américain à un autre (toujours à l'exception de la plateforme flottante) - bien que le prix du KW installé varie de 168 \$ à 711 \$. Ceci rend plus plausible les conclusions tirées du mode de comparaison que nous avons adopté dans le tableau II.

T A B L E A U III

IDENTIFICATION ET TYPE DE L'USINE	PUISSANCE ELEC- TRIQUE, BRUT $P_B$ MW	PUISSANCE ELEC- TRIQUE, NET $P_u$		POMPAGE DE L'EAU FROIDE $W_f$		POMPAGE DE L'EAU CHAUDE $W_c$		EXTRACTION D'AIR OU CIRCULATION DU FLUIDE AUX. $W_a$	
		MW	% $P_B$	MW	% $P_B$	MW	% $P_B$	MW	% $P_B$
G. CLAUDE (10) CUBA (à terre) 1931	50,0	39,7	79,4	5,45	10,9	2,6	5,2	2,25	4,5
Société EDM (3) LA GUADELOUPE(*) (à terre) 1959	5,75 (5,3)	3,5 (3,05)	61,0 (57,5)	1,012	17,5 (19,1)	0,764	13,3 (14,4)	0,478	8,3 (9,0)
J.H. ANDERSON (14) Projet de University of MASSACHUSETTS (flottante) 1966	37,58	33,0	87,8	2,6	6,9	1,11	2,9	0,87	2,3
Applied physics Laboratory JOHN HOPKINS University (13) (flottante) 1973	100,0	85,1	85,1	environ 15 %			Inclus dans le rendement de la turbine, qui produit donc plus de 100 MW brut.		

(\*) Il semble y avoir contradiction entre les 3 chiffres donnés dans le projet de la GUADELOUPE.

$$P_e \text{ brut} = 5300 \quad P_e \text{ net} = 3500 \quad P_{\text{aux.}} = 2250$$

Les pourcentages sont donc calculés dans 2 cas :

1 - En supposant la puissance brut de  $3,5 + 2,25 = 5,75$  MW

2 - En supposant la puissance net de  $5,3 - 2,25 = 5,05$  MW (chiffres entre parenthèses)

Si, en outre, l'on veut satisfaire aux besoins de réchauffage solaire-(et, bien entendu respecter l'exigence, commune à toutes les stations ETM d'un gradient thermique suffisant dans la mer) - les sites acceptables deviennent peu nombreux.

Les possibilités de compromis dans le choix géographique sont exclues pour tout ce qui se répercute défavorablement sur la conduite d'eau froide car celle-ci constitue le deuxième désavantage des stations terrestres : sa grande longueur - plusieurs fois celle des stations flottantes (voir tableau I) - et la nécessité de s'adapter au fond marin (donc garder une certaine souplesse) ne permettent pas d'envisager des diamètres élevés. Grande longueur et faible diamètre conduisent à une puissance de pompage importante, 2 à 3 fois plus grande que dans les stations flottantes (voir tableau III - 17,5 % de la puissance brut de la station pour le projet de GUADELOUPE, contre 6,9 % environ dans le projet de l'Université de Massachussetts).

Comme le pompage de l'eau chaude exige, lui aussi, beaucoup plus d'énergie dans une station terrestre que dans une station flottante (voir tableau III), cette dernière a un bilan énergétique beaucoup plus avantageux : 85 % - 88 % de l'énergie brut se retrouve dans l'énergie utilisable contre 61 % à la GUADELOUPE et 80 % dans le projet de G. CLAUDE. Et ceci malgré des conditions naturelles beaucoup plus avantageuses : rendement CARNOT de 3,4 % dans le projet de l'Université de Massachussetts contre 4,3 % pour G. CLAUDE et 5,8 % pour la GUADELOUPE.\*

La contribution de la prise d'eau froide au prix total de la station est, évidemment, à la mesure de ses dimensions et des problèmes posés par sa construction, sa pose et sa résistance ultérieure aux agressions du milieu marin. Ceci est visible très clairement dans le tableau II, surtout si l'on se rapporte aux chiffres qui incluent, pour chaque composant, les frais de l'installation (chiffres sans parenthèse - voir à ce sujet les remarques sur la présentation du tableau II) : le coût de la conduite d'eau froide représente 6,7 % à 8,8 % pour les stations flottantes contre 10,9 % \*\* chez G. CLAUDE et 38,7 % pour la GUADELOUPE.

---

\* Ce bilan serait un peu plus favorable pour les stations terrestres si la turbine à eau était remplacée par une turbine à fluide auxiliaire - voir plus loin.

\*\* Etant donné les dimensions de la conduite, son prix par rapport au reste de la station semble étonnamment faible. Le devis n'est pas assez détaillé pour en comprendre la raison : technique ou mode de ventilation des prix.

Il existe en principe une possibilité de se passer de conduite en creusant un tunnel qui déboucherait à une profondeur suffisante pour capter l'eau froide. G. CLAUDE y a pensé et la société EDM a étudié ce mode d'adduction d'eau froide : il a été trouvé si onéreux et présentant des risques si considérables, qu'il a été définitivement abandonné.

Passons aux stations flottantes. Leurs avantages ont été, pour la plupart, mentionnés au cours de la comparaison avec les usines à terre :

- une latitude beaucoup plus grande dans le choix du site ;
- la possibilité d'employer des prises d'eau froide relativement courtes et de très grand diamètre (voir tableau I) donc de réduire la puissance nécessaire pour le pompage (meilleur bilan énergétique, voir tableau III)
- une construction de la conduite d'eau froide plus aisée (donc moins chère - voir tableau II) et plus robuste donc probablement d'une meilleure tenue en mer et d'une plus grande longévité.

A cela, il convient d'ajouter la possibilité - dont nous verrons l'importance plus loin - d'immerger les échangeurs de chaleur à des profondeurs où la pression est la plus avantageuse pour leur construction.

Les défauts des stations flottantes sont presque aussi évidents que les avantages des stations à terre :

- le premier - et peut-être le plus important - est l'obligation de transmettre l'énergie électrique de la centrale vers la terre par câble sous-marin onéreux et techniquement complexe.

- la construction de grandes plateformes, leur enclavage en mer et maintien en position ne bénéficient pas, malgré de très grands progrès récents, de la longue expérience qui favorise les travaux à terre. En outre, si l'on adapte le maintien automatique en position, on consomme de l'énergie [ voir p. ex. (18) ] ce qui aurait des répercussions sur le bilan thermique. Quant au prix de leur construction, et sous réserves des aléas liés à une technique encore récente, les estimations trouvées dans les projets américains indiquent un pourcentage du coût total comparable à celui du génie civil des stations à terre : 16,5 % dans le projet d'ANDERSSON (14), 13,3 % dans celui de JOHN HOPKINS University (13), 2,8 % à 5,6 % pour W.E. HERONEMUS (29) contre 16,2 % pour G. CLAUDE et 18,3 % pour la société EDM ;

- l'accès des plateformes - qu'il s'agisse du personnel ou du matériel - est, évidemment, beaucoup moins facile qu'à terre. Pour les communications à dates fixes, le moyen de transport devrait, probablement, varier avec l'état de la mer (18) ;

- la corrosion des structures doit être étudiée et combattue.

Résumons :

Les stations terrestres :

- relèvent d'une technique familière et éprouvée ;
- offrent l'avantage de transport facile, aussi bien du personnel et du matériel que de l'énergie produite.

Elles présentent des désavantages intrinsèques que les progrès de la technique pourront difficilement corriger :

- les restrictions sur le choix du site ;
- une proportion importante de l'énergie consommée par le pompage : 25 % à 30 % de l'énergie électrique brut . D'où un bilan énergétique global très défavorable : la puissance utile représente 60 % à 75 % de la puissance électrique brut .
- une prise d'eau froide coûteuse, délicate à construire et à poser et exposée aux aléas de la mer\*.

Les plateformes flottantes :

- offrent un choix du site soumis pratiquement à la seule condition d'un gradient thermique suffisant ;
- réduisent la puissance, consommée par les auxiliaires, à environ 15 % de la puissance électrique brut , donc assurent 85 % d'énergie utile ;
- permettent l'installation d'une prise d'eau relativement courte et robuste ;
- permettent d'immerger les échangeurs thermiques à la profondeur la plus avantageuse (voir plus loin).

Elles présentent deux défauts intrinsèques :

- les servitudes spécifiques, imposées aux structures destinées à un séjour permanent en mer (effet de la houle et des vagues, corrosion, pollution biologique).

---

\* A moins que la technique du tunnel sous-marin, débouchant à grande profondeur, fasse des progrès spectaculaires.

- les transports - hommes, matériel, énergie électrique - plus difficile que pour les stations terrestres. Il faut cependant noter que la production et le transport de l'énergie sous une forme autre qu'électrique - par exemple sous forme d'hydrogène - peuvent s'avérer au moins aussi avantageux qu'à partir d'usines à terre.

Tous les autres problèmes posés par les plateformes flottantes ne sont pas inhérents à leur nature même et peuvent être résolus à la faveur de l'expérience acquise dans leur construction ou exploitation.

## II - TURBINE A EAU OU TURBINE A FLUIDE AUXILIAIRE

Nous avons vu plus haut que cette alternative se ramène au choix entre une turbine de très grand diamètre, donc très chère, avec un évaporateur direct et un condenseur par mélange (les deux de dimensions et prix relativement réduits) et une turbine de dimension réduite associée à des échangeurs de dimensions imposantes. Pour une comparaison quantitative, on a groupé dans le tableau IV les diamètres des turbines utilisées dans l'établissement de divers projets. Il semble clair que l'on pourrait difficilement envisager des turbines à eau de très grande puissance unitaire : pour une puissance de 100 MW, le diamètre du rotor serait d'environ 58 m à 139 tours/min. (15).

Mais cette limitation n'est pas aussi grave qu'elle pourrait paraître : tous les auteurs ont trouvé pour la puissance unitaire la plus économique de la turbine des valeurs comprises entre 25 MW et 35 MW quel que soit le fluide de travail. Par ailleurs, la facilité de maintenance et de réparation milite en faveur d'une construction modulaire de la centrale - surtout sur les plateformes flottantes -. Notons, également, qu'une basse température d'utilisation présente au moins un avantage : les matériaux travaillent dans des conditions plus favorables que dans les turbines usuelles - et ceci facilite la réalisation des pièces de grandes dimensions.

Le rendement des turbines à eau est moins élevé que celui des turbines à fluides auxiliaires : 80 à 85 % contre 85 à 90 %. Encore s'agit-il d'une turbine à 3 étages\* - valeur optimum comme l'ont montré les études de la Société EDM (19) - alors que les turbines à fluide auxiliaires sont à un seul étage, donc de construction plus simple.

Une autre perte de puissance vient de la nécessité d'éliminer tous les gaz non condensables de la vapeur d'eau : l'extraction de l'air absorbe une puissance notablement plus élevée - 4,5 à 8 % - que la pompe de circulation de liquide auxiliaire - 2,3 % - (voir tableau III). Le rendement net d'une turbine à eau est donc inférieur à celui d'une turbine à fluide auxiliaire de quelques 5 à 10 points.

---

\* La turbine de G. CLAUDE, à vapeur d'eau et à un seul étage, a un rendement de 70 % seulement.

T A B L E A U IV

IDENTIFICATION ET TYPE DE LA STATION	PUISSANCE DE LA TURBINE A L'ACCOUPLLEMENT P <sub>T</sub> MW	FLUIDE THERMODYNAMIQUE	DIAMETRE DU ROTOR	VITESSE DE ROTATION	VITESSE PERIPHE- RIQUE DU ROTOR	RENDEMENT
			D m	N tours/mn	V m/sec	$\eta$ %
G. CLAUDE (*) (10) Côte CUBAINE (à terre) 1931	3,25	EAU	2,0	2.400	251	70
Société EDM (3) LA GUADELOUPE (à terre) 1959	5,7	EAU	8,5	600	267	80 à 85
J.H. ANDERSON (14) Projet de l'University of MASSACHUSETTS (flottante) 1964	20,0	EAU	9,75	1.100	563	—
J.H. ANDERSON (14) Projet de l'University of MASSACHUSETTS (flottante) 1964	20,0	PROPANE	1,07	3.600	202	90
J.H. ANDERSON (12) Projet de l'University of MASSACHUSETTS (flottante) 1973	25,0	PROPANE	1,71	1.800	161	85 - 90
W.E. HERONEMUS et J.C. Mc GOWEN (2) Projet de l'University of MASSACHUSETTS (flottante) 1973	35,0	PROPANE	2,29	600	72	90

(\*) Le projet de G. CLAUDE prévoit une puissance totale de 40 MW produite par 16 turbines.

La turbine à fluide auxiliaire ne présente pas de difficultés particulières. Au contraire, elle travaille dans des conditions exceptionnellement favorables de température et de pression (8) (12) (14). Ses dimensions sont réduites (tableau I) et il existe bon nombre de fluides qui peuvent être utilisés.

La difficulté est entièrement reportée sur l'évaporateur et le condenseur et nous avons vu plus haut qu'elle est due aux dimensions extrêmement importantes des échangeurs et aux dangers de corrosion et de pollution biologique qui imposent le choix des matériaux et contribuent à augmenter le prix de ces composants.

G. DARIC (9) a proposé, dès 1956, une disposition des éléments de l'usine qui permettrait d'abaisser notablement le prix des échangeurs. L'évaporateur et le condenseur seraient immergés chacun à une profondeur telle que la pression de l'eau compense celle du fluide de travail. Ceci permettrait de donner aux parois une épaisseur très faible, d'autant qu'à la température modérée dont il s'agit, les matériaux travailleraient dans d'excellentes conditions. La minceur aurait deux effets bénéfiques : elle réduirait le coût de la matière première ; elle améliorerait le coefficient d'échanges thermiques et, par voie de conséquence, diminuerait la surface des échangeurs.

Ce mode de construction est applicable uniquement dans les stations flottantes. Celles-ci marquent donc un avantage supplémentaire pour la construction de centrales à fluide auxiliaire.

Une très bonne discussion du problème posé par le choix des matériaux et de la forme des échangeurs et de l'incidence des solutions adoptées sur la conception et le prix total de la centrale a été présentée par ANDERSON (20) : il ne semble pas y avoir d'obstacle technique majeur mais le choix des matériaux et l'optimisation de la construction ont une influence primordiale sur la rentabilité de l'usine car la variation des prix est énorme . . .

Cette multiplicité des variantes envisagées dans chaque projet américain\* et la dispersion des valeurs, adoptées pour les coefficients d'échanges thermiques, rendent difficile le choix d'une valeur type pour les stations à fluide auxiliaire (voir tableau V). On remarquera, d'ailleurs, une différence au moins aussi importante entre les projets de G. CLAUDE et celui de la GUADELOUPE.

---

\* A notre connaissance, depuis l'esquisse de DARIC de 1956, il n'a été fait en dehors des ETATS-UNIS, aucune étude portant sur l'ensemble d'une station ETM à fluide auxiliaire.

Le tableau V montre l'importance de la part revenant aux échangeurs dans une usine flottante à fluide auxiliaire et le rôle, relativement modeste, joué par l'échangeur et l'évaporateur dans le prix d'une station terrestre à vapeur d'eau. Il est difficile d'en tirer une comparaison tant soit peu précise entre les deux types de turbines installées sur un même type de station (surtout à cause du coût élevé de la prise d'eau froide de la station terrestre, coût qui détermine dans une large mesure le prix global de la centrale).

Néanmoins, le tableau V permet d'avancer quelques conclusions qualitatives, sujettes à révision à la suite d'une analyse plus précise.

Dans le prix d'une usine ETM :

- la part de l'ensemble évaporateur - condenseur est plus faible si l'on emploie une turbine à eau que si l'on emploie un fluide auxiliaire ;
- la part de l'ensemble turbine - alternateur est toujours plus élevée pour les usines à vapeur d'eau - ce qui était évident ;
- la part globale - évaporateur, condenseur, turbine, alternateur, extracteur d'air - s'avère pour les centrales à vapeur d'eau plus faible que pour les centrales à fluide auxiliaire. Ceci est d'autant plus important que le prix des turbines à eau a été établi par l'industrie à titre de construction d'un prototype. Ce prix baisserait certainement si ce type de turbine devenait plus courant.

Il convient de répéter que ces conclusions sont très provisoires et peuvent être changées pour de nombreuses raisons, techniques et économiques :

- les turbines à vapeur d'eau du type nécessaire à l'ETM n'ont jamais été exploitées industriellement et leur fonctionnement peut réserver des surprises \* ;
- le rendement plus faible des turbines à eau peut constituer une faiblesse économiquement éliminatoire ;
- le passage de 10 MW à 20 MW ou 25 MW peut s'avérer pour les turbines à eau ardu et onéreux, notamment à cause de la vitesse périphérique du rotor ;

---

\* ANDERSON, notamment, mentionne le danger de la corrosion par l'eau de mer mais ses craintes semblent peu fondées.

T A B L E A U V (\*)

IDENTIFICATION ET TYPE DE L'USINE	PROPORTION DE L'ENSEMBLE : EVAPORATEUR + CONDENSEUR DANS LE PRIX TOTAL %	PROPORTION DE L'ENSEMBLE : TURBINE + ALTERNATEUR (**) DANS LE PRIX TOTAL %	PROPORTION DE L'ENSEMBLE TURBINE + ALTERNATEUR + EVAPORATEUR + CONDENSEUR (**) DANS LE PRIX TOTAL %
G. CLAUDE (10) CUBA (à terre) 1931	28,4	26,4	54,8
Société EDM LA GUADELOUPE (à terre) 1959	(7,2) 7,6	(25,3) 26,5	(32,5) 34,1
J.H. ANDERSON (14) Projet de University of MASSACHUSETTS (flottante) 1964	(25,4) 36,4	(13,65) 19,5	(39,1) 55,9
Applied physics (13) Laboratory. JOHN HOPKINS University (flottante) 1973	47,2	17,1	64,3

(\*) Les chiffres sans parenthèse incluent les frais d'installation (voir le tableau II, remarques).

(\*\*) Plus extracteur d'air ou pompe de circulation du fluide auxiliaire.

- les échangeurs font actuellement l'objet d'études susceptibles d'augmenter très notablement leurs performances [voir p. ex. (6)] donc de diminuer le prix. Or, l'expérimentation sur les échangeurs est beaucoup plus facile et moins coûteuse que sur les turbines, puisqu'elle peut être faite à une échelle très réduite. En outre, le progrès des échangeurs a une portée technologique bien plus générale que le développement des turbines à vapeur d'eau : c'est une recherche qui peut progresser indépendamment de l'ETM.

Sans études supplémentaires, il semble donc impossible d'établir, avec certitude, les avantages de l'un des deux types de turbines.

Les recherches sur les échangeurs sont entreprises. Si aucune impulsion n'est donnée à la turbine à eau, elle risque de disparaître de la compétition sans avoir eu l'occasion de faire apprécier ses possibilités à leur juste valeur.

Il résulte de la discussion précédente qu'une usine à terre à fluide auxiliaire semble à peu près exclue car elle n'offre pas de possibilité pour le montage équipression des échangeurs. Cela n'est donc pas pur hasard si elle seule, parmi les quatre versions possibles, n'a donné lieu à aucun projet.

Quant aux mérites respectifs des trois autres versions, ils devraient, en principe, être appréciés en fonction du prix du kilowatt installé. Malheureusement, les chiffres indiqués dans la dernière colonne du tableau II montrent qu'il n'est pas possible de comparer les estimations de G. CLAUDE, de la société EDM et des techniciens américains, en tenant compte uniquement de l'érosion monétaire.

Une uniformisation préalable des hypothèses de base (d'ailleurs difficile à effectuer) est indispensable. En effet, si l'on convertit le prix en "nouveaux" francs, on obtient le tableau VI : il paraît évident qu'il ne s'agit pas d'un même mode de calcul.

T A B L E A U VI

G. CLAUDE.....	(1931).....	3.400 F(*)
SOCIETE EDM.....	(1959).....	12.700 F
(EDF)		
ANDERSON.....	(1964).....	840 F(**)
J. HOPKINS UNIVERSITY.....	(1973).....	2.255 F(**)
NATIONAL SCIENCE FOUNDATION	( <sup>++</sup> ).....(1973).....	{ 1.500 F (**)
		{ à
		{ 3.000 F
University of MASSACHUSETTS ...	(1974).....	{ 2.386 F (**)
		{ à
		{ 3.553 F

---

(\*) En admettant que le pouvoir d'achat de 1 F en 1931 soit le même que celui de 1,5 NF en 1974.

(\*\*) Taux de conversion : 1 \$ = 5 F

(<sup>++</sup>) Voir tableau XI

L'état actuel des techniques qui sont à la base des centrales ETM résulte d'une situation assez singulière.

D'une part, toutes les études relatives aux stations à terre et aux turbines à vapeur d'eau ont été faites en FRANCE. Elles ont débuté en 1926, se sont arrêtées en 1960 et n'ont pas été reprises depuis. Elles ne bénéficient donc pas des progrès récents. En revanche, ce sont les seuls projets appuyés sur une expérimentation systématique et menés jusqu'au (et y inclus) stade des consultations industrielles et de l'établissement d'un dossier complet d'exécution.

D'autre part, les travaux sur les stations flottantes et turbines à fluide auxiliaires sont presque exclusivement américains\*. Commencés vers 1964, ils sont poursuivis actuellement. Ils utilisent, bien entendu, les techniques les plus avancées, mais aucun projet n'a atteint le stade de l'exécution. Les avant-projets existants sont basés sur des données industrielles générales et non sur des expériences exécutées sur des modèles de composants construits spécialement pour la centrale ETM.

Une autre différence d'approche apparaît dans le choix du site : les techniciens français recherchaient systématiquement les localisations privilégiées tant du point de vue hydrographique (courants, houle) que par l'importance du gradient thermique disponible : un point déterminé de la côte cubaine, à ABIDJAN, à la GUADELOUPE.

Les américains, au contraire, cherchent à mettre au point des centrales pouvant fonctionner sur un site quelconque d'une région géographique étendue, p. ex. dans le GULF STREAM. Ceci explique leur prédilection pour les stations flottantes. C'est aussi la raison pour baser le projet sur une différence de température de l'ordre de 10°C aux bornes de la turbine (rendement de CARNOT environ 3,3 %) au lieu de 12,5°C à 17°C (rendement de CARNOT 4,3 % à 5,8 %).

Ces remarques permettent de mieux situer l'état d'avancement des divers composants et les tendances des études en cours.

---

\* Bien que l'esquisse de la première station de ce type soit due à G. DARIC en 1956 (9).

### PRISE D'EAU FROIDE

Pour les stations à terre, une étude très complète, théorique et expérimentale, a été faite par la Société EDM et des maisons industrielles sous contrat.

Un mode de construction et la procédure de mise en place ont été développés, essayés et finalement couronnés de succès. Les essais de corrosion ont été entrepris. Ces travaux ont fait l'objet de publications [p. ex. (21)] et de nombreux compte-rendus [p. ex. (3) (22) et beaucoup d'autres qu'il serait trop long de citer].

La Société EDM, en collaboration avec les ateliers NEYRET, BEYHIR et PICCARD-PICTEY, a également élucidé les conditions d'aspiration de l'eau froide et montré que le mélange que l'on pourrait craindre des couches froides et chaudes n'avait aucun caractère de gravité [voir (19) et plusieurs rapports des archives EDM]\*.

Pour les stations flottantes, plusieurs auteurs américains étudient d'une manière systématique : les diamètres optima ; la forme à donner aux conduites de très grand diamètre (jusqu'à 20 m environ) devant résister en permanence aux courants marins ; le problème d'encrage et de jonction avec la plateforme ; la protection anti-corrosion, etc. [voir (2) (5) (6) (14) et de nombreux rapports de l'University of Massachusetts energy program]. Ces études n'indiquent aucune difficulté prohibitive -mais, à notre connaissance, il n'existe encore aucune réalisation expérimentale -.

Il faut, cependant, remarquer que l'étude des conduites sous-marines intéresse d'autres industries et que les travaux américains sur l'ETM pourront bénéficier d'un éventuel apport extérieur.

### EVAPORATEUR ET CONDENSEUR. EXTRACTEUR D'AIR

Pour les stations à vapeur d'eau, le fonctionnement des évaporateurs, des condenseurs et des appareils d'extraction d'air a été essayé sur modèle avec des résultats pleinement satisfaisants (ceci aussi bien par G. CLAUDE, par la Société EDM et par des industriels sous contrat, notamment RATEAU). En particulier, la puissance consommée par l'extracteur s'est avérée conforme ou inférieure aux prévisions [tableau III ; références (3) (7) (11) (19) et de nombreux rapports des archives SEM].

---

\* Récemment, ces études ont été reprises à l'University of Massachusetts (29).

En ce qui concerne les échangeurs à paroi pour les turbines à fluide auxiliaire, il y a, aux ETATS-UNIS, deux activités parallèles :

- recensement de toutes les possibilités industrielles plus ou moins classiques, notamment celles offertes par l'industrie frigorifique dont les problèmes s'apparentent à ceux posés par l'ETM. L'University of Massachusetts et la société d'ANDERSON qui lui est associée (Sea Solar Power Inc) ont fait, dans ce domaine, un travail considérable (2) (5) (14) (29). Les auteurs concluent à la possibilité d'employer les échangeurs classiques sans compromettre la rentabilité de l'ETM ;

- analyse fondamentale des phénomènes d'ébullition et de condensation en vue de l'amélioration des échanges thermiques. Des travaux très intéressants sont effectués sous la direction du Prof. C. ZENER à CARNEGIE-MELLON University. Le professeur ZENER est l'auteur d'une élégante méthode d'optimisation (6) qu'il a appliquée à la recherche de la meilleure forme à donner aux surfaces de condensation préconisée dès 1954 par le physicien allemand V.R. GREGORIG (23). Les résultats - à ma connaissance encore purement théoriques - sont spectaculaires : voir (6) et tableau VII.

En ce qui concerne l'ébullition, l'étude de la dynamique, de la formation et de la propagation des bulles, a conduit à un dimensionnement approprié de l'évaporateur (6). Ce domaine intéresse, d'ailleurs, l'industrie frigorifique et les ingénieurs de la Compagnie UNION CARBIDE ont développé des surfaces favorisant la formation de sites de nucléation (24) - un autre exemple où le développement de l'ETM peut profiter des apports industriels extérieurs\* -.

TURBINE

Les études initiées par G. CLAUDE (7) ont été reprises par la Société EDM (19). Une belle méthode analytique d'optimisation du cycle a été proposée par L. NIZOLLE (19) et utilisée dans tous les projets EDM.

Les sociétés CEM, ALSTHOM et RATEAU, ont préparé des projets d'exécution complets de plusieurs turbines allant de 5 MW (3) à 15 MW (19) (puissance à l'accouplement à l'alternateur). Plans et notes de calcul existent dans les archives SEM. Cependant, aucune exécution n'a eu lieu depuis les

---

\* Le même sujet est étudié au CEN-G. La possibilité d'échanges entre l'ETM et les autres groupes de recherches existe donc également sur le terrain français.

T A B L E A U VII

TYPE DE SURFACE DE CONDENSATION	TAUX DE CONDENSATION cm/sec	FLUX DE CHALEUR KW/m <sup>2</sup>
Plaque ordinaire	0,44 . 10 <sup>-3</sup>	9,8
Surface de GREGORIG à rayures diagonales (optimisée)	1,6 . 10 <sup>-3</sup>	34,7
Surface de GREGORIG à rayures verticales (optimisée)	8,1 . 10 <sup>-3</sup>	183,0
Surface de GREGORIG à chevrons (optimisée)	20,0 . 10 <sup>-3</sup>	442,0

Hauteur de la Surface : 200 cm

Eau à la pression de 1 atm.

Différence de température entre la vapeur et la paroi :  $\Delta T = 1^{\circ}\text{C}$ .

.../

essais de G. CLAUDE sur le bateau "TUNISIE" où furent installées 8 turbines (construction MALICET et BLIN) de 275 kW chacune (11). L'échec de l'entreprise de G. CLAUDE n'a pas permis de vérifier le fonctionnement de ces turbines dans les conditions normales d'emploi.

Cependant, on peut affirmer qu'il existe (ou au moins qu'il existait) en FRANCE un acquis technique considérable pour la construction des turbines à vapeur d'eau pour l'ETM.

Les turbines à fluide auxiliaire ne présentent pas, nous l'avons vu, de problèmes difficiles. La seule particularité - l'étanchéité du circuit de circulation du fluide auxiliaire - a déjà été rencontrée - et résolue - par l'industrie frigorifique. Là encore, les projets américains de l'ETM profitent de l'apport industriel.

Les nombreux travaux poursuivis actuellement sont destinés, avant tout, à choisir le meilleur fluide de travail, aussi bien du point de vue thermodynamique que celui de la non-corrosivité, de la sécurité d'emploi et des dimensions (donc du prix) de la turbine (2) (4) (5) (12) (13) (14).

A titre d'exception à la règle générale, il faut rappeler deux études françaises pour une turbine à fluide auxiliaire (9) (25) et une américaine pour une turbine à vapeur d'eau (15).

#### POMPES

Les pompes n'ont rien d'exceptionnel. Un type nouveau de faible encombrement a été proposé aux ETATS-UNIS (26).

#### PLATEFORME FLOTTANTE

C'est certainement dans ce domaine que l'ETM doit s'appuyer le plus sur les travaux poursuivis indépendamment de ses propres préoccupations.

Ce développement long et très coûteux ne peut être entrepris que par des industries déjà puissantes comme l'industrie pétrolière. Une revue de l'état actuel de la question [publiée dans SSPP Workshop (27)] fait état d'une cinquantaine de plateformes exploitées à présent. Leurs surfaces atteignent 500 m<sup>2</sup> environ. Quarante autres plateformes sont en

construction. Oceanic Institute of Hawaiï étudie actuellement une plateforme annulaire de 300 m de diamètre extérieur et 120 m de diamètre intérieur. Cette plateforme - si elle est réalisée - serait utilisée comme une citée flottante. Dans le cadre de ce projet ambitieux sont traités des problèmes intéressant également objectifs plus modestes : la plateforme à ancrage dynamique et stabilisation automatique, les moyens de communication entre les plateformes et la terre, etc.

La tenue en mer de telles structures semble très satisfaisante d'après l'expérience passée et la jonction avec la prise d'eau froide devrait être à l'abri de dommages (14).

Il est, en tout cas, certain que l'étude des plateformes de grandes dimensions sera poursuivie, indépendamment de l'ETM, mais en la faisant bénéficier de son acquis.

#### DISTRIBUTION DE L'ENERGIE PRODUITE

Ce problème n'a pas été, à ma connaissance, étudié spécifiquement dans son application aux centrales ETM flottantes\*.

Les méthodes de transmission sous-marine des grandes puissances électriques en haute tension continue ont été mises au point par ASEA (SUEDE) pour les besoins des liaisons entre la SUEDE et le DANEMARK et pour le transport de l'énergie à travers la MANCHE (14).

L'incidence sur le prix du kilowattheure reste à établir\*.

Dans la mesure où seraient développés des procédés économiques d'électrolyse à partir de l'eau de mer, l'ETM constituerait une source privilégiée pour la production d'hydrogène. A partir de ce moment, la distribution de l'énergie cesserait d'être le point faible de l'ETM.

---

\* Tout récemment l'University of Massachusetts a abordé cet aspect des stations flottantes (29).

QUELQUES EVALUATIONS ECONOMIQUES

La disparité entre les estimations économiques provenant de sources différentes et établies à des époques différentes a été soulignée plusieurs fois dans ce rapport. Il serait donc vain d'en tenter une synthèse avant de se livrer à une analyse détaillée des hypothèses (pour laquelle on manque souvent d'éléments) et à un travail fastidieux d'actualisation.

On se bornera à reproduire dans les tableaux qui suivent :

Tableau VIII

L'analyse du prix du kWh établi par EDF pour l'usine de la GUADELOUPE et comparé au prix d'une usine thermique de référence (3).

Tableau IX

Même analyse faite par John HOPKINS University pour un projet de centrale ETM de 100 kW (13).

Tableau X

Evaluation du prix d'une centrale ETM établi par University of Massachusetts (29). Cette évaluation est établie dans deux hypothèses donnant le prix minimum et le prix maximum.

Tableau XI

Comparaison établie par National Science Foundation entre les coûts du kilowatt installé dans les centrales de types différents (12).

Tableau XII

Comparaison établie par ANDERSON, entre les coûts du kWh produit par les centrales de types différents (12).

Tableau XIII

Comparaisons analogues à celles des tableaux XI et XII, établies par John HOPKINS University (13) (à rapprocher du tableau VII).

Dans les deux cas, l'amortissement est calculé sur 30 ans avec des taux d'intérêts de :

0 %                      4 %                      8 %

a) Thermique de référence

Prix d'une tranche de 3.500 kW. (y compris intérêts intercalaires) :

650 M.

- Charges annuelles :

en millions de fr.	0 %	4 %	8 %
Charges d'amortissement .....	21,6	37,6	57,5
Charges d'exploitation .....	17,2	17,2	17,2
Charges d'entretien .....	6	6	6
Frais divers .....	4,6	4,6	4,6
Combustible .....	119	119	119
	168,4	184,4	204,3

Prix de revient du kWh. :

	0 %	4 %	8 %
en francs .....	6	6,60	7,30

b) Usine maréthermique

Prix total de l'installation maréthermique : 5.075 M

½ groupe complémentaire : 325

Prix total ..... : 5.400 M

Charges annuelles

en millions de fr.	0 %	4 %	8 %
Charges d'amortissement .....	180	312	479
Charges d'exploitation .....	22	22	22
Charges d'entretien .....	28	28	28
Frais divers .....	10	10	10
Combustible (groupe complémentaire) ..	25,5	25,5	25,5
	265,5	397,5	564,5

Prix de revient du kWh :

	0 %	4 %	8 %
en francs .....	9,50	14,20	20,20

./...

T A B L E A U IX

Table V. Cost of Electric Power at SSPP Plant.

	<u>Ammonia</u>	<u>Propane</u>	<u>Ethylene Oxide</u>
Construction Cost, 100 MW Plants			
Initial cost (\$M)	29.6	45.1	55.1
Amortized cost, 25 yr @ 8% (\$M)	68.5	104.3	127.4
Amortized cost (\$/kw)	685	1043	1274
Amortized cost (mill/kwh)	3.1	4.8	5.8
Insurance (1% of initial cost, mill/kwh)	<u>0.3</u>	<u>0.5</u>	<u>0.6</u>
Subtotal, fixed costs at 100% capacity (mill/kwh)	3.4	5.3	6.4
Operating costs, 30 men at* \$33K/m-hr (mill/kwh)	<u>1.2</u>	<u>1.2</u>	<u>1.2</u>
Total cost (mill/kwh)	4.6	6.5	7.6

\*Arbitrary estimate - may be high.

T A B L E A U X

EXHIBIT: First Iteration Base - Construction Costs - OTGM

Group	Description	\$/KW		\$/Millions	
		Low	High	Low	High
100	Hull & Concrete Components	13.5	39	5.4	15.8
	Cold Water Intake Pipe	45	63	18	25
200	Machinery	136	179	54.3	71.6
	Heat Exchangers	230	339	92	135.6
300	Electrical & Transmission	44.1	83	17.63	32.2
400	Command and Control	.5	.5	.2	.2
500	Auxiliary and Life Support	5	5	2	2
600	Outfit & Furnishings	3.1	3.1	1.3	1.3
		477.2	710.6	190.8	284.3
	Present Value of Construction with Interest and Escalation	536.8	799.4	214.7	319.8

T A B L E A U X I

# ESTIMATED INSTALLATION COSTS FOR ELECTRIC GENERATING PLANTS

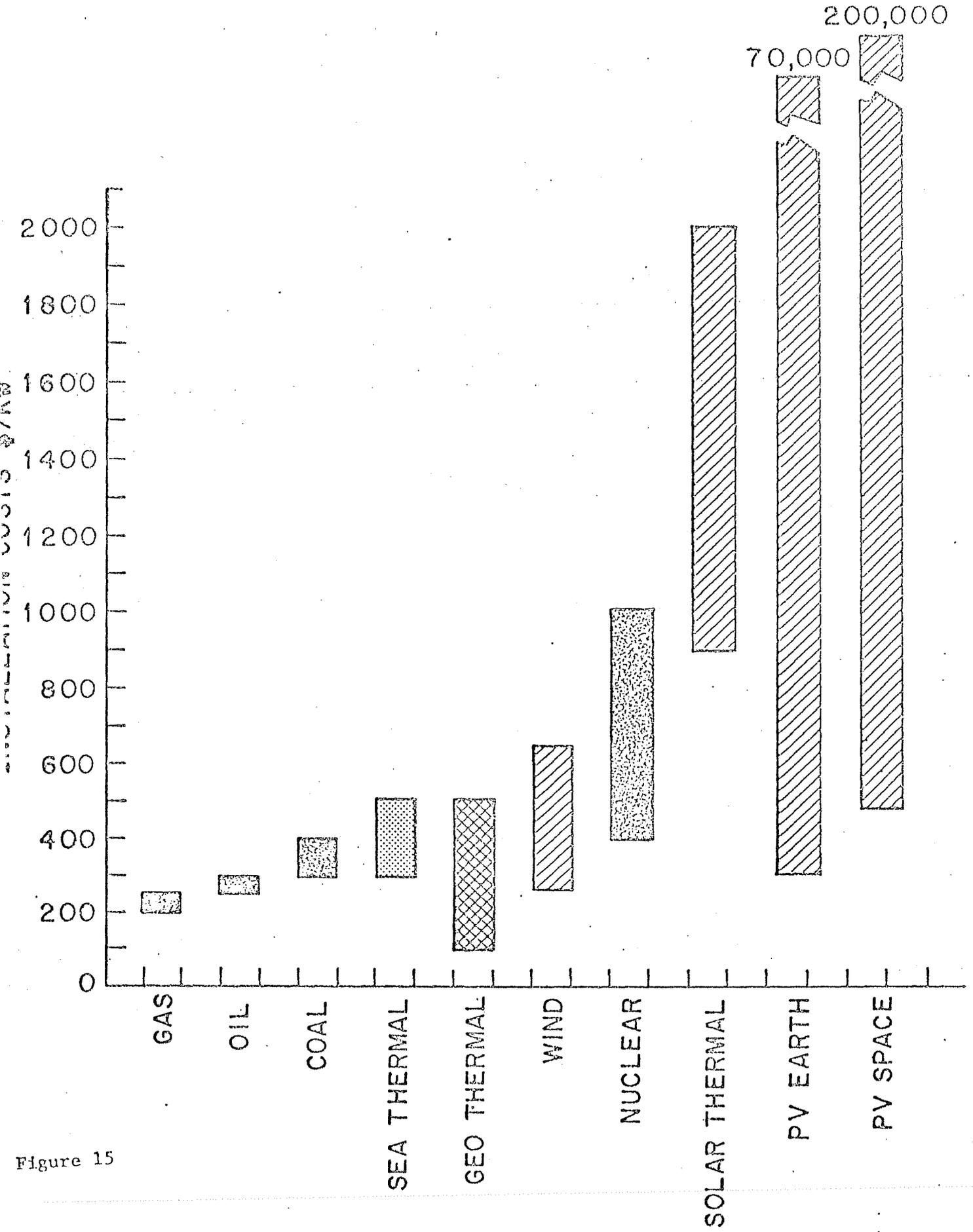
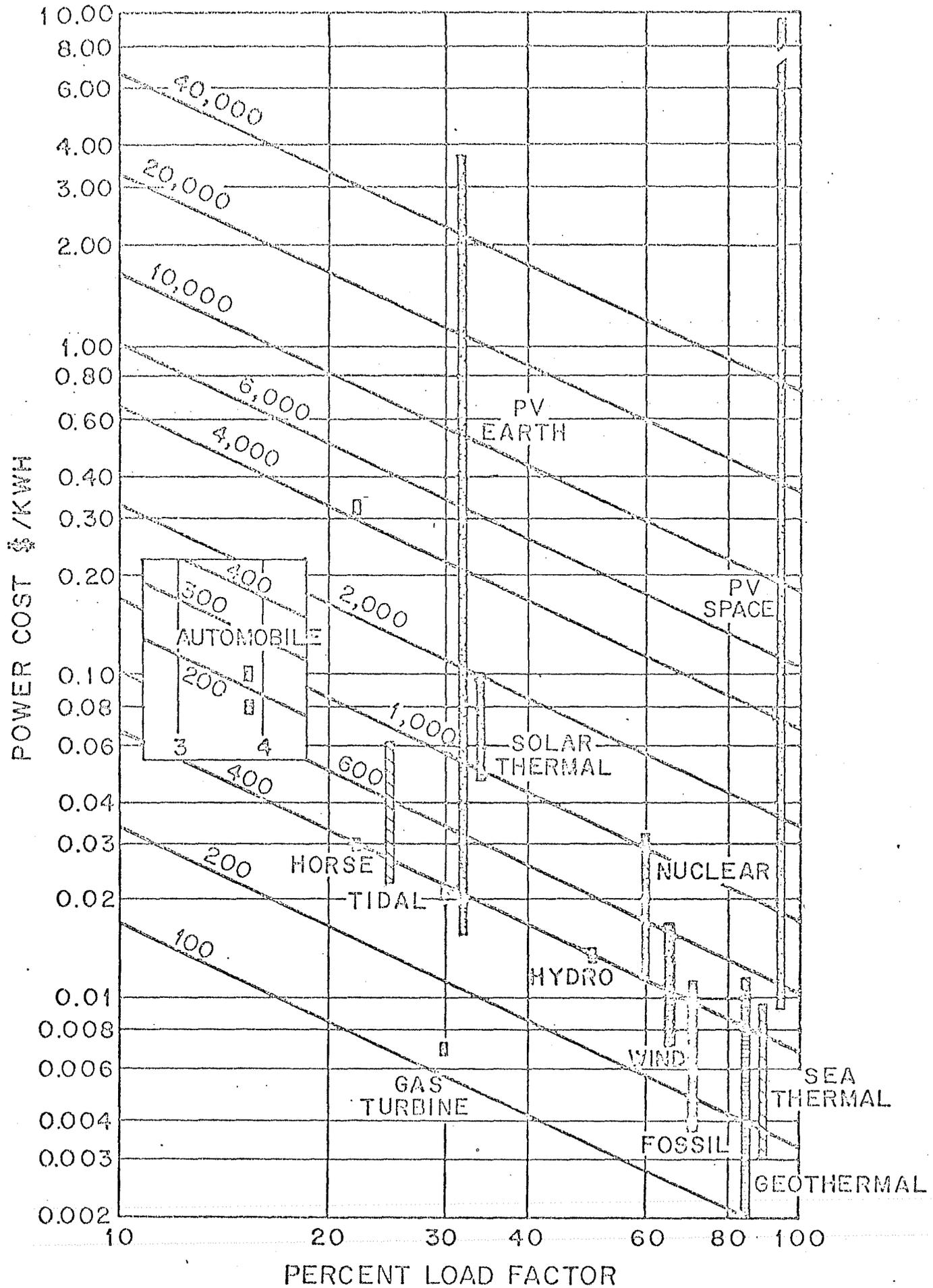


Figure 15

T A B L E A U XII



T A B L E A U    X I I I

- A. ZENER ESTIMATES THE CAPITAL COSTS OF A SOLAR SEA POWER PLANT OF 100 MW OUTPUT TO BE \$166/KW AND THE COST OF ELECTRICITY GENERATED THEREBY TO BE 3 MILLS/KWH
- B. GREGORY AND WURM QUOTE THE BUSBAR COST FOR ELECTRICITY FROM MODERN FOSSIL FUEL BASE LOAD POWER STATION AS 7.2 MILLS/KWH IN 1970.
- C. FOR NUCLEAR POWER PLANTS WE HAVE:

BENEDICT (HOTTEL)	PRESSURIZED H <sub>2</sub> O	\$255/KW	8.56 MILLS/KWH
EDISON ELECTRIC 1970	LMFBR 1000 MW	\$240/KW	
WEINBERG (ZENER) 1971	OFFSHORE NUCLEAR	\$400/KW	10-11 MILLS/KWH

- D. A.M. WEINBERG OF OAK RIDGE GIVES THE FOLLOWING TABLE RELATING TO ESTIMATES OF FUTURE COSTS FOR NUCLEAR AND COAL-FIRED PLANTS:

ESTIMATED TOTAL COST OF POWER FROM 1000-MW<sub>e</sub> POWER PLANTS (MILLS PER ELECTRIC KILOWATT HOUR). THE COSTS INCLUDE ESCALATION TO 1978. NUCLEAR FUEL COSTS WERE TAKEN FROM (9). THE COAL PLANT FUEL COSTS ARE BASED ON AVERAGE DELIVERED COAL PRICE OF ABOUT \$8 PER TON IN 1971, WITH ESCALATION TO 1978 AT 5% PER YEAR. THIS LEADS TO ABOUT \$10.5 TO \$10.7 PER TON IN 1978. ESTIMATES FOR COSTS OF OPERATING SO<sub>2</sub>-REMOVAL EQUIPMENT RANGE FROM ZERO TO ABOUT 2 x 10<sup>6</sup> DOLLARS PER YEAR.

	PWR PLANTS		COAL PLANTS			
	RUN-OF-RIVER	WITH COOLING TOWERS	NO SO <sub>2</sub> SYSTEM		WITH SO <sub>2</sub> SYSTEM	
			RUN-OF-RIVER	COOLING TOWERS	RUN-OF-RIVER	COOLING TOWERS
CAPITAL COST (\$/kwe)	365	382	297	311	344	358
FIXED CHARGES	7.8	8.2	6.4	6.6	7.4	7.7
FUEL COST	1.9	1.9	3.9	3.9	3.9	3.9
OPERATION AND MAINTENANCE COST	0.6	0.6	0.5	0.5	0.8	0.8
TOTAL POWER COST (MILLS/Kwhe)	10.3	10.7	10.8	11.0	12.1	12.4

L'examen de ces tableaux conduit, une fois de plus, à la constatation d'une incompatibilité (déjà constatée à propos du tableau VII) entre les estimations pour l'usine de LA GUADELOUPE et celles des américains : dans le premier cas le kWh ETM coûte 1,5 à 2,75 fois plus cher que le kWh d'une centrale thermique ; dans le deuxième cas le kWh ETM coûte moins que le thermique (13) et peut descendre à environ 60 % du prix du kWh d'une station à charbon (13).

De toute évidence, il s'agit de deux points de vue entièrement différents : pour la centrale de LA GUADELOUPE, on a établi le coût du prototype, grevé de frais d'études et d'outillages spéciaux ; les estimations américaines supposent les usines arrivées à une certaine maturité industrielle. L'étude économique serait donc à reprendre entièrement.

.../

CONCLUSION

- 1° - La réalisation des centrales ETM fait appel à des techniques assez conventionnelles et, pour la plupart, bien connues de l'industrie. Cela ne signifie pas que l'on puisse se passer d'inventivité ; au lieu de poser aux ingénieurs la question : "Peut-on faire fonctionner des centrales ETM?", on leur demandera : "Comment construire une centrale ETM pour qu'elle soit rentable en fonctionnant avec un gradient thermique le plus faible possible ?".
- 2° - Dans ce contexte, on conçoit l'importance des méthodes d'optimisation. Leur rôle se trouve encore renforcé par la structure même des usines maréthermiques : le "gigantisme" des composants.
- 3° - Les techniques nécessaires à l'ETM étant, le plus souvent, utilisées déjà par d'autres industries, les centrales maréthermiques pourront souvent profiter des résultats acquis par ailleurs. Et, réciproquement, les résultats des recherches entreprises en vue de l'ETM pourront trouver un débouché plus large.
- 4° - Grâce aux travaux de Georges CLAUDE et de la société "Energie des Mers", la France possède un acquis considérable dans l'ETM. Pour être pleinement valorisé, cet acquis doit, évidemment, être remis à jour. En particulier, les conditions ayant subi un changement total, il faut se garder de reconduire, sans examen approfondi, toute conclusion ancienne -qu'il s'agisse d'un choix entre plusieurs solutions techniques ou d'une estimation économique.
- 5° - Les limitations dans le choix du site constituent le handicap le plus sérieux pour l'ETM. Toute solution, rendant ces restrictions géographiques moins sévères, apporte une contribution fondamentale à la valeur pratique des stations maréthermiques.
- 6° - Cet aspect essentiel donne un avantage certain aux stations flottantes par rapport aux usines à terre qui conviennent uniquement aux emplacements très particuliers. En outre, les centrales flottantes possèdent un meilleur bilan énergétique et entraînent une économie considérable dans la construction de la prise d'eau froide. Elles constituent, très probablement, la solution d'avenir malgré les complications dans le transport des hommes, du matériel et de l'énergie.

---

sauf si le réchauffage solaire peut être utilisé dans l'usine terrestre.

- 7° - Le réchauffage solaire constitue un des atouts majeurs (peut-être la bouée de sauvetage) des stations à terre. Il a été systématiquement étudié par la société EDM et cet effort doit être repris dans le cadre de tout programme ETM.

En effet, si les centrales terrestres n'offrent pas de solution générale pour l'ETM, elles peuvent être d'un grand intérêt local là où leur implantation trouve un terrain favorable. Elles peuvent, notamment, constituer un élément essentiel de développement partout où il importe d'assurer l'apport simultané de l'énergie, de l'eau douce et des éléments favorables à la mariculture.

- 8° - Les techniciens américains ont, presque unanimement, condamné la turbine à vapeur d'eau, dont ils jugent prohibitif les dimensions et le prix. Cette conclusion ne semble pas confirmée par l'examen des devis établis pour plusieurs projets : le groupe turboalternateur à vapeur d'eau avec ses accessoires (évaporateur, condenseur, extracteur d'air) représente, dans le prix total de l'usine, une part plutôt inférieure à celle d'un groupe turboalternateur à fluide auxiliaire avec la pompe de circulation et les échangeurs thermiques.

Ces derniers font l'objet de nombreuses recherches (souvent indépendantes de l'ETM) et leurs performances, techniques et économiques, seront certainement améliorées.

Il faudrait tenter un effort analogue pour la turbine à eau avant de décider de son sort.

- 9° - Les matériaux employés dans la construction d'une usine ETM travaillent dans des conditions très favorables en ce qui concerne le domaine des températures et des pressions. Ceci devrait faciliter la construction de composants de très grandes dimensions, nécessaires pour les centrales maréthermiques.

En revanche, il faut compter avec la corrosion et la pollution biologique (biofouling). Ces dangers ont été étudiés aussi bien par la société EDM que par de nombreuses industries intéressées par le milieu marin. Des méthodes de protection existent, mais la tenue des matériaux doit être suivie de très près, surtout dans les échangeurs thermiques où les conséquences risquent d'être les plus graves. (29).

Notons, en passant, que ces conditions particulières d'utilisation des matériaux correspondent mieux aux caractéristiques d'une usine à vapeur d'eau qu'à celles d'une usine à fluide auxiliaire.

- 10° - Dans l'avenir, la production d'hydrogène constituera probablement le mode le plus avantageux de distribution de l'énergie produite par une centrale ETM. [Voir, cependant, (29) p. 35 §(5)]

En attendant, le transport de puissances électriques importantes par câbles sous-marins a été réalisé (en courant continu haute

tension) dans plusieurs endroits. D'autres installations sont à l'étude. L'ETM devrait y trouver des solutions pour la liaison entre les stations flottantes et la terre. [Voir (29)] .

- 11° -- Le sort de l'ETM sera décidé en fonction des considérations économiques plutôt que technique. Malheureusement, les estimations disponibles sont soit trop anciennes, soit partant d'un point de vue trop particulier, soit trop superficielles pour permettre une conclusion sérieuse. Celle-ci doit avoir pour base un projet détaillé, établi en collaboration avec l'industrie, comme celui d'Abidjan ou de la Guadeloupe- mais tenant compte des possibilités techniques et des conditions économiques actuelles.

Encore faudra-t-il se garder de juger de la rentabilité de l'ETM sur le prix du prototype : si l'on avait, en 1942, évalué le prix du kwh fourni par la pile de FERMI, l'énergie nucléaire n'aurait jamais vu le jour.

\* \*  
\*

REFERENCES

- (1) Une excellente discussion de l'enchaînement de ces phénomènes peut être trouvée dans le livre de H. LACOMBE "Les énergies de la mer", Presses Universitaires de France, collection "Que Sais-je" N° 431.
- (2) W.E. HERONEMUS and J.C. Mc GOWAN  
"Some views on solar sea power plants (SSPP)"  
SSPP Conference and Workshop\*, June 27-28 1973, p. 21.
- (3) Archives de la société "Energie des Mers"\*\*  
Dossier EDF "Etude d'un projet de centrale marethermique à la GUADELOUPE"  
31 mars 1959.
- (4) J.H. ANDERSON and J.H. ANDERSON  
"Thermal power from seawater"  
Mech Eng. April 1966.
- (5) J.C. Mc GOWAN, W.E. HERONEMUS and all "Ocean thermal difference power plant design" University of Massachusetts, technical report .  
HSP/RANN/SE/GI - 34979/TR/73/9, June 1973. AMHERST, MASS.
- (6) C. ZENER  
"SOLAR SEA POWER", First quarterly Progress Report, October 11 - 1973  
CARNEGIE MELLON University, PITTSBURGH, PA.
- (7) Conférence faite au grand Amphithéâtre de la Sorbonne le 11 Février 1928.
- (8) C. BEAU  
"Utilisation de l'énergie thermique des mers - Rapport général -"  
Compte-rendu des quatrièmes journées d'hydraulique. Paris 13-14 Juin 1956.  
Tome II\*\*\*, p. 683.

---

\* Désigné dans le texte par "SSPP Workshop".

\*\* Désignées dans le texte par "archives EDM .

\*\*\* Désignées dans le texte par "IV<sup>ème</sup> journées d'hydraulique".

- (9) G. DARIC  
"Schéma de fonctionnement d'une centrale sous-marine équipression à fluide auxiliaire" IV<sup>ème</sup> journées d'hydraulique, p. 694.
- (10) G. CLAUDE  
"Projet d'une usine CLAUDE-BOUCHEROT de 40.000 kilowatts utiles"  
Conférence faite au congrès de Génie Civil 28-29 Septembre 1931.  
Société des Ingénieurs Civils de FRANCE . PARIS 1931.
- (11) G. CLAUDE  
"L'expédition de la Tunisie"  
Conférence archives EDM.
- (12) J.H. ANDERSON  
"Turbines for sea solar power plants!" SSPP Workshop, p. 126.
- (13) H.L. OLSEN and all  
"Preliminary considerations for the selection of a working medium for the solar sea power plant!" SSPP Workshop, p. 185.
- (14) J.H. ANDERSON and J.H. ANDERSON  
"Power from the sun, via the sea"  
University of Massachusetts AMHERST. Technical report NSF/RANN/SE/GI-34979/TR/73/5 p. 28.
- (15) J. BOOT and J.C. Mc GOWAN  
"Preliminary investigation of an open cycle ocean thermal difference power plant design", Mechanical and Aerospace Engineering Department University of Massachusetts, AMHERST, Mass.  
Report NSF/RANN/SE/GI/ - 34979/TR/73/13, August 1973.
- (16) H. MASSON  
"Les insolateurs à bas potentiel. Etude théorique et expérimentale"  
Chaleur et Industrie. Avril 1956.
- (17) "Rentabilité des études de réchauffement solaire"  
Note de A. NIZERY du 19-07-1951. Archives EDM.
- (18) J.A. HANSON  
"Stable ocean platforms for offshore power systems"  
SSPP Workshop, p. 153.

- (19) A. NIZERY et L. NISOLLE  
"Etudes sur l'énergie thermique des mers".  
Edité par la "Société des Ingénieurs Civils de FRANCE". PARIS 1947.
- (20) J.H. ANDERSON  
"Heat exchangers for sea solar power plants"  
University of Massachusetts, AMHERST. Technical report NSF/RANN/SE/GI  
34979/TR/73/15. September 1973.
- (21) A. NIZERY  
"Projet de construction d'une prise d'eau sous-marine profonde".  
Annales des Ponts et Chaussées. Novembre - Décembre 1947.
- (22) Compte-rendu de l'état des travaux à ABIDJAN. Réussite de l'essai de  
raccordement en mer. 27-12-1955. Archives EDM.
- (23) V.R. GREGORIG  
Zeit.für ang.Math. u. Physik, 5,36 (1954).
- (24) R.M. MILTON and C.F. GOTTMAN  
Chem. Eng. Prog. September 1972, p. 56.
- (25) G. BON MARDION et P. PERROUD  
"Considérations sur l'énergie thermique des mers".  
Rapport CEN-G
- (26) I.J. KELLER  
"A major technological breakthrough in pumping".  
SSPP Workshop, p. 153.
- (27) J.A. HANSON  
" Stable ocean platforms".  
SSPP Workshop p. 153.
- (28) Communication de National Science Foundation.
- (29) W.E. HERONEMUS and all  
"Technical and economic feasibility of the ocean thermal differences  
process, as a solar-driven energy process".  
The Energy Alternatives Program. Semi-Annual Progress Report covering  
the period, 1 April 1974 to 30 June 1974. 31 July 1974.

