

Exploitation de l'usine de la Rance

Méthode et résultats

par **M. Gandon**,
E.D.F., C.I.M.E.-Ouest, Nantes

M. Guillaumin
E.D.F., S.M.E., Paris

et **M. de Larquier**
E.D.F., C.I.M.E.-Ouest, Nantes

Introduction

Il est probable que, lorsqu'ils ont élaboré l'ordre du jour de la présente session de la Société Hydrotechnique de France, les organisateurs ont dû hésiter sur la place que devait occuper, dans la succession des interventions, l'exposé sur la technique d'exploitation de l'usine de la Rance et sur les résultats énergétiques obtenus pendant six ans, présentés par le Service des Mouvements d'Énergie d'Électricité de France, c'est-à-dire par le service qui a pour mission d'utiliser au mieux cette centrale marémotrice. Car l'usine de la Rance, ouvrage présentant des particularités techniques propres à intéresser des hydrotechniciens, est aussi une centrale hydroélectrique dont la production s'intègre à la production de l'ensemble du parc hydraulique et thermique français, et le plan, finalement retenu, qui place immédiatement avant l'exposé de M. Gibrat, l'inventeur de la Rance, une intervention centrée sur le rôle que joue cet équipement dans la production électrique, me semble, tous comptes faits, judicieux. Vous aurez ainsi, Mesdames et Messieurs, au cours des interventions qui seront faites dans le cadre de cette réunion et qui traiteront de problèmes techniques spécifiques des usines marémotrices, présentes à l'esprit la finalité d'un tel ouvrage et l'utilisation qui en est faite dans le cadre de la production nationale d'énergie électrique.

L'usine de la Rance s'apparente aux usines hydroélectriques à réservoir, que l'on appelle centrales d'éclusée, et dont le cycle de vidange et de remplissage est inférieur ou égal à la semaine. Elle s'apparente également aux usines, dites de pompage, classiques, qui absorbent de l'énergie pendant les périodes de faible consommation pour la restituer, au rendement près, aux heures où elle sera le mieux valorisée.

La particularité des usines de ce type, par opposition aux usines au fil de l'eau, où l'énergie est produite au rythme

de l'arrivée du débit, est que leur gestion exige l'établissement de programmes de production aussi précis que possible, afin que l'énergie qu'elles produisent s'insère de façon optimale dans le programme national de production. Les usines à réservoir, et la Rance en est une, posent en définitive un problème de gestion de stock. Vous ne serez donc pas étonnés de constater que le programme de gestion de la Rance, qui vous sera exposé dans quelques instants, repose sur une technique de programmation dynamique, fréquemment employée en recherche opérationnelle, pour les problèmes de stock.

J'ai fait mention, ci-dessus, du programme national de production des usines électriques, évoquant ainsi le problème posé par la coordination de l'ensemble des centrales d'un parc de production. Cette coordination se fait, à Electricité de France, grâce à une collaboration permanente entre les Centres Interrégionaux des Mouvements d'Énergie (C.I.M.E.) et le Dispatching Central de Paris. En ce qui concerne la Rance, elle est dans la zone d'action du C.I.M.E.-Ouest, et c'est à Nantes que sont élaborés ses programmes de production. La liaison avec le Dispatching Central s'opère par un échange d'informations économiques, en l'occurrence la valeur, par poste horaire, de la puissance électrique au nœud du réseau auquel est rattaché l'usine. Cette valeur de l'énergie est calculée au Dispatching Central à l'aide des programmes prévisionnels de gestion. On a ainsi l'exemple d'une exploitation décentralisée, la décentralisation étant rendue possible par l'échange d'informations économiques, constituées par des prix. Il est intéressant de noter aussi que l'élaboration des programmes d'exploitation de l'usine de la Rance constitue, à E.D.F., une des premières applications de l'informatique à la gestion des centrales.

PREMIÈRE PARTIE

MODÈLE DE GESTION DE L'USINE MARÉMOTRICE DE LA RANCE

1. — Description de l'ouvrage

L'usine marée-motrice de la Rance a été construite en un point du globe où l'amplitude des marées est des plus importantes, elle atteint 13,50 m lors de marées extraordinaires de vive eau d'équinoxe.

L'usine produit son énergie en utilisant la différence de niveaux entre la mer et le bassin créé par un barrage, de 750 m de long, coupant l'estuaire de la Rance entre la pointe de la Briantais sur la rive gauche et la pointe des Brebis sur la rive droite.

L'ouvrage est constitué de la rive gauche vers la rive droite de :

- une écluse, permettant la navigation entre la mer et le bassin;
- l'usine proprement dite, abritant 24 groupes bulbes d'une puissance nominale de 10 000 kW;
- une digue morte;
- un barrage mobile équipé de six vannes.

L'ensemble de l'ouvrage sert de support à une route reliant Dinard à Saint-Malo.

Le niveau du bassin peut varier de 0 à 13,50 m. A la cote maximale de 13,50 m, sa superficie est de 2 200 hectares, ce qui correspond à un volume d'eau utile de 184 000 000 de mètres cubes.

La variation de la cote du bassin dépend uniquement du mode de fonctionnement de l'usine, l'apport en eau, dû à la rivière, étant négligeable.

La variation de la cote mer est liée au phénomène de la marée. Il y a, en gros, 27 cycles de marées complets en 14 jours.

L'usine peut fonctionner dans les deux sens d'écoulement :

- vidage : bassin vers mer;
- remplissage : mer vers bassin.

A un instant donné, le fonctionnement de l'usine est caractérisé par :

- le sens d'écoulement;
- les cotes mer et bassin;
- le fonctionnement des groupes.

En marche couplée, le fonctionnement des groupes et des vannes est caractérisé par l'incidence des pales et la puissance :

- puissance positive si « turbinage »;
- puissance négative si « pompage ».

En marche non couplée, ou « orifice », les groupes tournent à vide.

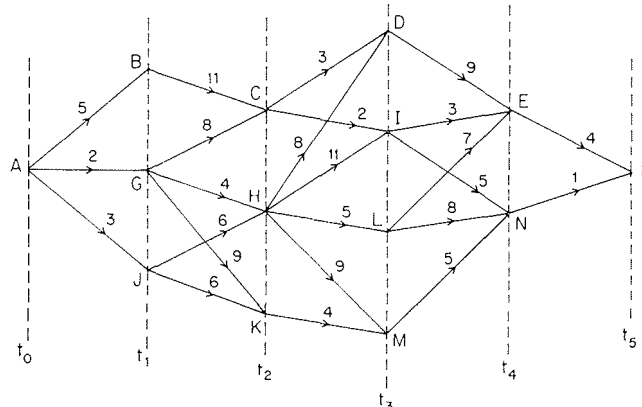
2. — But du programme

L'usine de la Rance est reliée au réseau d'interconnexion T.H.T. La gestion a pour but de valoriser au mieux l'énergie hydraulique productible, de satisfaire une consommation donnée au moindre coût. Le critère essentiel, pour définir cette gestion, est donc le critère de recette maximale.

Le modèle utilisé est une application du principe de programmation dynamique : « Une politique est optimale, si, à un instant donné, quelles que soient les décisions précédentes, les décisions qui restent à prendre constituent une politique optimale, tenant compte de décisions précédentes. »

Exemple :

Soit le système ci-dessous, dans lequel il faut relier le point A à l'instant initial au point F à l'instant final, de telle sorte que la somme des valeurs numériques, affectées à chaque arc, relie deux points à des instants successifs, soit la plus grande (recherche de maximum) ou la plus petite possible (recherche de minimum).



1/

La politique maximale pour aller de A à F est le chemin A B C D E F.

Soit l'instant t_2 , en considérant cette politique optimale, le résultat des décisions précédentes font arriver au point C, et, quel que soit le chemin parcouru pour aller de A à C, le chemin optimum restant à parcourir pour aller de C à F est bien C D E F.

Le processus de recherche de politique optimale est réalisé en partant de la fin de la période, en associant aux diffé-

rents points d'un instant donné, la politique optimale à partir de ces points jusqu'à la fin de la période.

Ainsi à l'instant

t_4 on aura :	E F = 4 N F = 1
t_3 on aura :	D E F = 9 + 4 = 13 I E F = 3 + 4 = 7 L E F = 7 + 4 = 11 M N F = 5 + 1 = 6
t_2 on aura :	C D E F = 3 + 13 = 16 H D E F = 8 + 13 = 21 K M N F = 4 + 6 = 10
t_1 on aura :	B C D E F = 11 + 16 = 27 G H D E F = 4 + 21 = 25 J H D E F = 6 + 21 = 27
t_0 on aura :	A B C D E F = 5 + 27 = 32

La gestion d'une centrale est une série de décisions formant une politique, le but est de maximiser cette politique.

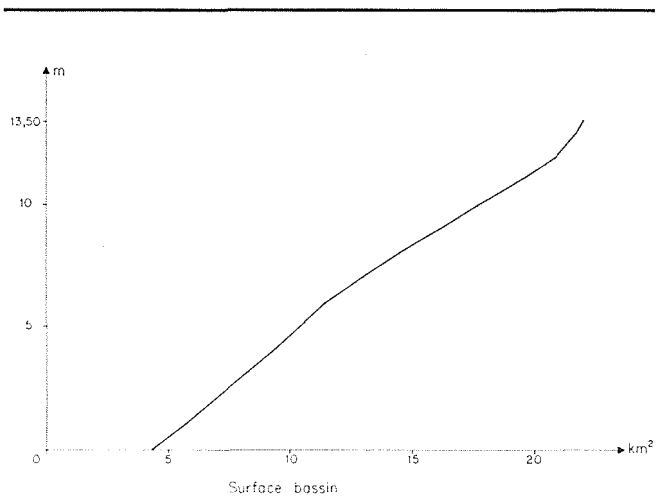
Une décision est représentée par la variation du niveau bassin sur un intervalle de temps élémentaire de 10 minutes, résultant du fonctionnement de l'usine, auquel on associe le gain élémentaire égal à l'énergie produite ou absorbée pendant ces 10 minutes, multiplié par le coût de l'énergie à cet instant.

Les données nécessaires au programme se décomposent en deux catégories.

2.1. Données fixes.

Les données fixes caractérisent les équipements hydrauliques et électriques de l'usine.

2.1.1. BASSIN.



2/

Le bassin est défini par sa surface en km², tous les 10 cm de 0 à 13,50 m.

La cote du bassin ne devra pas varier de plus d'un mètre en 10 minutes et de quatre mètres en une heure.

2.1.2. GROUPES.

2.1.2.1. Marche en orifice.

Le débit transité par groupe en marche non couplé est fonction du sens d'écoulement et de la hauteur de chute.

$$Q \text{ m}^3/\text{s} = \alpha \sqrt{|H|}$$

H = chute;

$$\alpha = 1820 \text{ en sens direct, bassin vers la mer;}$$

$$\alpha = -1420 \text{ en sens inverse, mer vers bassin.}$$

2.1.2.2. Marche couplée. — Collines turbine .

Pour un fonctionnement (H, Q) donné,

H = hauteur de chute;

Q = débit en m³/s, le signe de Q définit le sens d'écoulement :

- Q positif si sens bassin vers mer;
- Q négatif si sens mer vers bassin.

Cette colline turbine permet de connaître :

- la puissance par groupe : turbinage si positif; pompage si négatif.
- l'incidence des pales du groupe.

Cette colline turbine est bornée par :

- la puissance maximale par groupe = 10 MW;
- l'incidence maximale des pales, 35 degrés;
- les cotes de cavitation : certains fonctionnements ne sont autorisés que si le maximum des cotes mer ou bassin est supérieur à une cote donnée dite cote de cavitation.

Les valeurs numériques de ces différentes fonctions sont définies aux sommets d'un quadrillage dans le plan (H, Q); les pas de définition sont de un mètre pour la chute et de 25 m³/s pour le débit.

Les valeurs numériques des différentes fonctions, à l'intérieur d'un pavé, sont obtenues par interpolation à partir des valeurs numériques aux sommets du pavé.

2.1.3. VANNES.

Le débit d'une vanne est fonction, pour chaque sens d'écoulement, de la hauteur de chute et s'obtient en résolvant :

$$H = \alpha (Q/4)^2 + \beta (Q/4)$$

dans le sens direct :

$$\alpha = 4,49419 \cdot 10^{-4} \text{ et } \beta = 1,51079 \cdot 10^{-2}$$

dans le sens inverse :

$$\alpha = 5,71715 \cdot 10^{-4} \text{ et } \beta = 3,37798 \cdot 10^{-2}$$

2.2. Données variables.

Les données variables caractérisent la période sur laquelle est faite l'optimisation.

2.2.1. DÉFINITION DE LA PÉRIODE, CONDITIONS INITIALES.

La période est définie par l'intervalle de temps (O, T); la cote initiale est la cote du bassin à l'instant $t = 0$, début de la période. Pour la gestion de base, comme on le verra plus loin, la période est d'une semaine.

2.2.2. COTES MER.

Les cotes mer sont calculées à partir des données de l'annuaire des marées, publié par le service hydrographique de la Marine, dans lequel sont définies les cotes horaires ainsi que les cotes et heures des extrêmes de la mer à Saint-Malo. Les cotes mer des points 10 minutes intermédiaires sont déduites par interpolation sinusoïdale.

2.2.3. COÛTS DE L'ÉNERGIE.

2.2.4. LIMITE SUPÉRIEURE DE PUISSANCE EN « POMPAGE ».

2.2.5. DISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS.

Nombre de groupes et de vannes disponibles.

2.2.6. CRÉNAUX.

Durant la période d'été, du 15 juin au 15 septembre, ainsi que les dimanches et jours fériés d'avril à septembre, des crénaux, permettant le passage des bateaux aux écluses du Chatelier et du barrage, doivent être garantis suivant le critère de l'« équivalence ». Ces cotes sont respectivement de 8,50 m pour l'écluse du Chatelier et de 4 m pour celle du barrage.

3. — Mode de résolution

On réalise sur le plan (H, T) une partition P(H, T), telle que :

un point $Y = (y, t)$ appartient à cette partition si la cote y est un multiple de 10 cm et le temps t un multiple de 10 minutes.

Le traitement se décompose en deux phases.

3.1. Première phase.

Au cours de la première phase on recherche pour tout point $Y^1 = (y', t) \in P(H, T)$ un point $Y'' = (y'', t + 1) \in P(H, T)$ tel que la somme du gain élémentaire réalisé en faisant varier le niveau du bassin de la cote y' à la cote y'' pendant l'intervalle de temps $(t, t + 1) = 10$ minutes et de la recette à partir du point y'' jusqu'à la fin de la période soit optimale.

Au cours de cette première phase, les calculs se font en remontant l'axe de temps.

Soit l'instant $t + 1$; d'après les résultats des calculs précédents on connaît pour tout

$$y'' = (y'', t + 1) \in P(H, T)$$

la recette associée $R(y'', t + 1)$.

Soit à l'instant t , une cote y' telle que

$$Y' = (y', t) \in P(H, T)$$

au couple de point (Y', Y'') correspond un gain élémentaire $G(Y', Y'')$

la recette associée à Y' sera celle obtenue en faisant varier Y'' , tel que :

$$R(y', t) = \text{Max}_{y''} \left[G(y', t, y'', t + 1) + R(y'', t + 1) \right]$$

3.1.1. CALCUL DU GAIN ÉLÉMENTAIRE $G(y', t, y'', t + 1)$

Faire varier le niveau du bassin de y' à y'' en 10 minutes nécessite de faire transiter, pendant ces 10 minutes, par le barrage, un débit moyen PQ en m^3/s .

$$PQ = 1/2 [(S(y') + S(y'')) (y' - y'')] 1/600$$

$S(y')$ et $S(y'')$ étant les surfaces du bassin aux cotes y' et y'' .

Le signe de PQ définit le sens d'écoulement.

On calcule ensuite la hauteur de chute moyenne.

Le fait de transiter un certain débit a tendance à modifier l'équilibre du bassin. Le remous, ainsi provoqué, peut se diviser en remous stationnaire et remous dynamique. Seul le remous stationnaire est pris en compte et a pour effet de donner une certaine pente au bassin; il s'ensuit une surcote ou décote du bassin, au niveau du barrage, suivant le sens d'écoulement. La cote du bassin, au niveau du barrage, s'exprime en fonction de la cote moyenne y et du débit écoulé PQ.

en sens inverse :

$$Y_b = Y + 0,13 (y - 15)^2 \cdot PQ^2 \cdot 10^{-9}$$

en sens direct :

$$Y_b = Y - 0,1 (y - 15)^2 \cdot PQ^2 \cdot 10^{-9}$$

Cette modification de cote n'influe que sur la hauteur de chute moyenne.

$$H = 1/2 (y'_B - h' + y''_B - h'')$$

h' et h'' étant les cotes de la mer ou instants t et $t + 1$.

On calcule ensuite le débit Q d'une vanne en résolvant l'équation :

$$\alpha (Q/4)^2 + \beta (Q/4)$$

α et β prennent suivant le sens d'écoulement les valeurs indiquées en 2.1.3.

Le débit transité par groupe sera :

$$QQ = (PQ - V \times Q) / NG$$

NG étant le nombre de groupes disponibles sur l'intervalle $(t, t + 1)$

V étant le nombre de vannes en service sur l'intervalle $(t, t + 1)$

La puissance réalisée par les groupes sera donc :

$$AN = N \underbrace{(QQ, H)}_{\text{colline turbine}} \times NG$$

La décision sur les vannes sera celle qui donnera la puissance AN maximale, cette décision affecte l'ensemble des vannes disponibles sur l'intervalle de temps $(t, t + 1)$.

Le signe de AN détermine le type de fonctionnement des groupes en marche couplée :

Si AN > 0, les groupes fonctionnent en « turbine »;

Si AN < 0, les groupes fonctionnent en « pompe »;

AN = -α, la gestion est impossible.

Dans le cas où les groupes fonctionnent en « pompe », on essaie de remplacer cette marche par un fonctionnement en « orifice » de puissance nulle.

Le débit par groupe s'exprime en fonction de la hauteur de chute H suivant la relation

$$Q = \alpha \sqrt{H}$$

où α prend les valeurs indiquées en (2.1.2.1) suivant le sens d'écoulement.

Cette solution de remplacement n'est possible que si la hauteur de chute est au moins égale à 30 cm et que le débit, ainsi transité, est au moins égal à celui transité lors du fonctionnement en pompe.

Connaissant le coût de l'énergie π(t) à l'instant t, on en déduit le gain élémentaire.

$$G(y', t, y'', t + 1) = AN/6 \cdot \pi(t)$$

3.1.1.1. Domaine de définition de y''.

La cote du bassin ne peut varier de plus d'un mètre en 10 minutes, on a donc :

$$y'' \in D = (y' - 1 \text{ m}, y' + 1 \text{ m})$$

La fonction recette n'étant pas concave, elle peut avoir plusieurs extréma dans ce domaine de définition.

On recherche d'abord le point optimum y''₁ discret — en faisant varier y'' de 10 cm en 10 cm des valeurs y'' = y' à y'' = y' + 1 m, on arrête dès que l'on rencontre une gestion impossible; on fait varier ensuite y'', de y'' = y' - 10 cm à y' - 1 m, en arrêtant comme dans le cas précédent dès que l'on rencontre une gestion impossible.

Le point y''₁ retenu est celui donnant la meilleure recette.

On essaie enfin d'améliorer cette recette au voisinage de y''₁ dans le domaine (y''₁ - 10 cm, y''₁ + 10 cm) — le pas de variation Δy'' dans ce domaine de définition est tel que la variation de débit ΔQ entraînée soit indépendante de la cote de bassin et du nombre de groupes en fonctionnement.

3.1.2. ORGANISATION DES CALCULS.

Pour tout point Y ∈ P(H, T) le calcul de la recette R(Y) correspondante est réalisé :

— en faisant varier de 10 minutes en 10 minutes le temps de la valeur t = T, fin de la période, à t = 0, début de la période;

— pour un temps t donné, en faisant varier la cote bassin de 10 cm en 10 cm de la cote minimale y = y min(t) à la cote maximale y = y max(t).

Le temps de calcul étant proportionnel à la dimension de P(H, T), on réduit cet ensemble en limitant la variation de la cote bassin entre un créneau minimum et un créneau maximum.

On obtient donc un sous-ensemble :

P'(H, T) CP(H, T) borné par les fonctions

y = y min(t) : créneaux minimum;

et y = y max(t) : créneaux maximum.

3.1.2.1. Conditions initiales.

A l'instant initial t = T fin de la période, la fonction recette prend respectivement les valeurs :

$$R(y, T) = \begin{cases} 0 & \text{pour tout } y \in [y \text{ min}(T), y \text{ max}(T)] \\ -\infty & \text{pour tout } y \notin [y \text{ min}(T), y \text{ max}(T)] \end{cases}$$

3.1.2.2. Gestions extrêmes.

Les fonctions y min(t) et y max(t) étant définies par paliers, il est possible qu'en 10 minutes la variation de ces fonctions soit supérieure à 1 mètre.

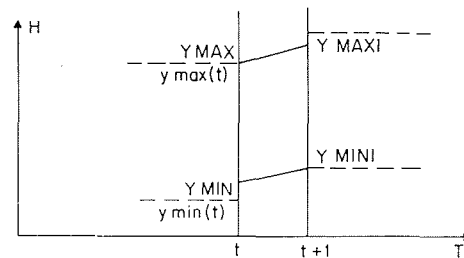
Soient les instants t et t + 1. On associe à l'instant t les bornes Y MIN et Y MAX, telles que :

$$[Y \text{ MIN}, Y \text{ MAX}] \in [y \text{ min}(t), y \text{ max}(t)]$$

et t + 1 les bornes Y MINI et Y MAXI, telles que

$$[Y \text{ MINI}, Y \text{ MAXI}] \in [y \text{ min}(t + 1), y \text{ max}(t + 1)]$$

Le calcul de la fonction recette à l'instant t se fait pour les cotes y' comprises entre y min(t) et y max(t). Pour tout y', le domaine de définition de y'' doit appartenir à l'ensemble (Y MINI, Y MAXI).



3/

3.1.2.2.1. Calcul de Y MIN :

si y min(t) ≥ Y MINI, alors Y MIN = y min(t);

si y min(t) < Y MINI, alors Y MIN sera la cote bassin se rapprochant le plus possible de y min(t) telle que la gestion (Y MIN, Y MINI) soit possible.

3.1.2.2.2. Calcul de Y MAX :

si y max(t) ≤ Y MAXI, alors Y MAX = y max(t);

si y max(t) > Y MAXI, alors Y MAX sera la cote bassin se rapprochant le plus possible de y max(t) telle que la gestion (Y MAX, Y MAXI) soit possible.

3.2. Deuxième phase.

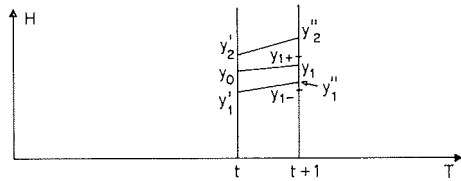
Connaissant la cote du bassin à l'instant initial t = 0, la deuxième phase consiste à déterminer la loi de variation du bassin permettant de faire réaliser par l'usine le maximum de recette.

Ces décisions sont prises pour des intervalles de temps de 10 minutes.

3.2.1. CONSTRUCTION DU CHEMIN ÉLÉMENTAIRE OPTIMUM.

Soit l'intervalle de temps $(t, t + 1)$ et y_0 la cote du bassin au début de l'intervalle.

La cote y_0 n'étant pas discrète, soient (y'_1, y''_1) et (y'_2, y''_2) les couples optimaux élémentaires encadrant y_0 .



4/

On explore la cote du bassin ou voisinage de y_1 , calculé par interpolation linéaire, de façon à optimiser la recette en y_0 .

A (y_0, y_1) correspond un gain élémentaire $G(y_0, t, y_1, t + 1)$.

On calcule la recette à partir de y_1 par interpolation linéaire des recettes correspondant aux points discrets $y_1 +$ et $y_1 -$ encadrant le point y_1 à l'instant $t + 1$.

Le point y_1 retenu sera donc tel que

$$R(y_0, t) = \text{Max}_{y_1} \left[(y_0, t, y_1, t + 1) R(y_1, t + 1) \right]$$

Au chemin élémentaire (y_0, y_1) correspond le mode de fonctionnement de l'usine pour les 10 minutes correspondantes.

- fonctionnement de vannes;
- fonctionnement des groupes :
 - marche couplée : turbine ou pompe, incidence des pales et puissance réalisée;
 - marche en orifice.

Le mode de fonctionnement devra s'intégrer harmonieusement aux décisions précédentes et à celles restant à venir. La discrétisation, ou la forte variation de la courbe des coûts, entraînent parfois des discontinuités, ou même des incohérences, dans le mode de fonctionnement de l'usine pour des temps assez courts, de l'ordre de 10 à 20 minutes.

Si on appelle cycle, le temps pendant lequel le sens d'écoulement de l'eau au travers du barrage est constant, au cours de la première phase, on associe pour tout point de la partition, en plus de la fonction recette, le mode de fonctionnement de l'usine pendant le cycle en cours et le cycle suivant.

Ces informations permettent, au cours de la deuxième phase, de déterminer *a priori* le mode de fonctionnement de l'usine sur l'intervalle de temps de 10 minutes considéré. On recherche ensuite, toujours suivant le critère de recette maximale, la solution satisfaisant ces nouvelles contraintes.

En résumé, les groupes et les vannes ne sont pas mis en service si le temps de fonctionnement ne doit pas dépasser plus de 30 minutes.

Pour le cas de pompage, de façon à réduire le nombre de démarrages électriques contraignant pour le matériel, tout fonctionnement en pompe des groupes dont le démarrage

interviendrait, par suite d'une interdiction, plus d'une heure après l'instant d'égalité des niveaux bassin et mer, est supprimé.

3.2.2. EDITION DES RÉSULTATS.

Le programme édité journée par journée, par points 10 minutes, un ruban perforé (7 canaux) directement assimilable par le calculateur de l'usine, assurant ainsi la commande automatique de celle-ci, et un listing présentant les résultats en clair.

3.2.2.1. Ruban des ordres « Tout ou Rien »

Le PDP 8 utilise deux types de données :

- données de contrôle;
- données d'exécution.

3.2.2.1.1. Données de contrôle :

- identification du point 10 minutes;
- inclinaison des pales en degrés;
- cote mer en mètre;
- cote bassin en mètre;
- puissance réalisée en MW, précédée de « F » si turbinage, ou de « R » si pompage.

3.2.2.1.2. Données d'exécution :

Ces ordres concernent :

- les groupes : arrêt, démarrage;
- les vannes : ouverture, fermeture.

Ces ordres sont :

- pour les groupes :
 - DIR Préparation à une marche directe sens bassin vers mer,
 - INV Préparation à une marche inverse sens mer vers bassin,
 - ORI Préparation à une marche en orifice,
 - GDM Démarrage des groupes,
 - GAR Arrêt des groupes;
- pour les vannes :
 - VOC Ouverture à l'égalité des niveaux mer et bassin,
 - VOI Ouverture impérative,
 - VFC Fermeture à l'égalité des niveaux mer et bassin,
 - VFI Fermeture impérative.

3.2.2.2. Listing.

Pour chaque point 10 minutes est édité sur une ligne :

- identification du point 10 minutes;
- cote bassin à Saint-Suliac (centre de gravité) en mètre;
- cote bassin à l'usine en mètre;
- cote de la mer en mètre;
- hauteur de chute en mètre;
- nombre de vannes en fonctionnement;
- débit transité par les vannes en m^3/s ;
- nombre de groupes disponibles;
- type de fonctionnement des groupes (2 caractères);
 - 1^{er} caractère T = turbine,
 - P = pompe,
 - O = orifice;

- 2° caractère D = sens direct bassin vers mer,
I = sens inverse mer vers bassin.
(pour le pompage il faut inverser l'interprétation cotes caractères D et I)
- identification du point 10 minutes;
- inclinaison des pales en degré;
- puissance réalisée en kW;
- cumul énergétique depuis le début de la journée en kWh;
- coût de l'énergie en F/MWh;
- limite de puissance en pompage en kW;
- ordres « Tout ou Rien ».

4. — Exploitation du programme

La gestion de l'usine marémotrice de la Rance est réalisée sur un ordinateur C II de la série C.90-40 du C.I.M.E.-Ouest. Les gestions de base sont faites sur des périodes de une semaine.

Ce choix résulte d'un compromis entre les éléments suivants :

- intégration de la gestion de l'usine à la gestion hebdomadaire, au cours de laquelle sont élaborés les coûts de l'énergie;
- connaissance de certaines données variables tendant à réduire la durée de la période :
 - disponibilité des groupes et vannes,
 - coût de l'énergie,
 - contraintes de réseau : limite de puissance en pompage;
- temps de calcul tendant à augmenter la durée de la période.

Soit (Q, T) la période sur laquelle est faite la gestion. Les calculs de la première phase doivent être faits sur une période (O, T + ΔT).

Lorsque t tend vers $T + \Delta T$, le modèle tendra à faire produire le maximum d'énergie à l'usine.

La forme du bassin, et le rapport des rendements, entre les fonctionnements en turbine directe et turbine inverse, sont tels qu'il est nécessaire qu'il y ait, au moins, un fonctionnement en turbine directe pendant la période ΔT pour que la gestion, au voisinage de T, soit correcte, on prendra donc ΔT égal à 12 heures.

Les temps de calculs, pour une gestion de base de une semaine, sont de l'ordre de 12 heures pour la première phase et de une heure pour la deuxième phase.

5. — Utilisation des résultats

La gestion d'une journée donnée, transmise sous forme de ruban perforé à l'usine, est introduite dans le calculateur de la Rance, lequel, en temps réel, enverra toutes les 10 minutes les ordres sur les différents équipements de l'usine.

La gestion théorique établie par le C.I.M.E.-Ouest n'est pas toujours directement applicable, certains éléments comportent des erreurs, dues essentiellement aux écarts entre les cotes mer théoriques et les cotes réelles, tant en phase qu'en amplitude. De manière à éviter une dérive trop importante, le calculateur de la Rance peut apporter des corrections au programme prévu, c'est la fonction micro-rattrapage.

Son principe consiste à détecter l'écart de chute à un instant donné et à modifier l'incidence d'ouverture des pales des groupes d'une valeur telle que l'on retrouve la chute prévue au bout de deux heures. En admettant que l'écart de la marée se maintienne pendant les deux heures à venir, il faudra débiter (ou accumuler) pendant ce temps, un volume supplémentaire par rapport à celui prévu au programme de marche, pour annuler l'écart de chute constaté. Ce calcul est repris toutes les 10 minutes.

DEUXIÈME PARTIE

L'USINE DE LA RANCE VUE PAR LE SERVICE TECHNIQUE DU C.I.M.E.-OUEST

Statistiques d'exploitation

Le C.I.M.E.-Ouest (Centre Interrégional de Mouvements d'Énergie) est chargé d'assurer la gestion du système de production et de transport, dans les conditions optimales de qualité de service, d'économie et de sécurité d'alimentation de la clientèle.

A ce titre, les ouvrages de production et de transport sont mis à sa disposition, et il définit la marche des centrales ainsi que le schéma du réseau de transport, sous l'autorité coordinatrice du Service des Mouvements d'Énergie.

Le C.I.M.E.-Ouest couvre une zone géographique de 19 départements, correspondant à quatre circonscriptions d'action régionale, dont celle de la Bretagne où est située la Centrale Marémotrice de la Rance.

6. — L'usine de la Rance et le réseau de transport très haute tension

● Historique de mise à disposition des groupes.

La mise à la disposition du C.I.M.E.-Ouest des vingt-quatre groupes « bulbe » de 10 MW du site de la Rance s'est échelonnée sur une période de 16 mois environ, c'est-à-dire de août 1966 à décembre 1967.

(Nombre de groupes en service à	Fin décembre 1966	5
	Fin juin 1967	13

● Description sommaire des installations.

Chacun des vingt-quatre groupes fonctionne sous la tension de 3,5 kV.

L'unité d'exploitation est constituée par un « ensemble » de quatre groupes.

Chaque « ensemble » débite sur l'un des deux primaires du transformateur de « bloc » correspondant.

Chacun des trois transformateurs de « bloc » 3,5/3,5/225 kV sont d'une puissance de 80 MVA.

Ces transformateurs sont reliés au poste 225 kV Rance extérieur par des câbles à huile sous pression.

Le poste extérieur 225 kV est relié à l'interconnexion T.H.T. du réseau de transport par trois départs :

- l'un vers le poste de Trégueux (Saint-Brieuc, boucle Bretagne);
- l'autre vers le poste de Belle-Epine (Rennes, liaison sur la région nantaise : Cordemais, Cheviré);

- et le troisième sur le poste de Flers (Basse-Normandie, liaison avec la Basse-Seine et la Région Parisienne).

● Topologie T.H.T. en régime normal.

En régime normal :

- le couplage barres est fermé;
- le départ Flers est aiguillé sur le même jeu de barres que les trois transformateurs de production;
- les départs Belle-Epine et Trégueux sont aiguillés sur l'autre jeu de barres.

7. — Les programmes

Les programmes de marche de l'usine sont établis en fonction de différentes données de base (cf. ci-dessus § 2.1).

En tant qu'exploitation, nous intervenons dans l'élaboration de certaines de ces données, à savoir :

- le coût de l'énergie;
- les limitations et interdictions de « pompage ».

Il faut tout d'abord préciser que les programmes de la Rance sont élaborés suffisamment tôt, d'une part pour parer à un éventuel retard dans le traitement par le calculateur et, d'autre part, pour permettre à l'usine de diffuser le programme prévisionnel de marche, 48 heures à l'avance, auprès des usagers.

● Coût de l'énergie.

La politique de gestion de l'usine de la Rance, est celle d'optimiser la recette, et non pas de fournir une énergie maximale.

En effet, étant donné la courbe journalière de consommation à certaines heures de la journée (heures pleines, heures de pointe), le coût de l'énergie est plus élevé qu'à d'autres heures (heures creuses de nuit, creux de l'après-midi).

Pour répondre à une augmentation de la consommation, il sera nécessaire de mettre en jeu un supplément de production qui sera fourni par un matériel plus coûteux, moins économique.

Dès lors, les kWh fournis par la Rance, en période de forte charge, sont, économiquement, plus intéressants que ceux fournis en période de faible charge. Il en est de même pour les kWh reçus en cycle de pompage, pour lesquels

l'opération est d'autant plus économique que le coût de l'énergie est faible.

En conséquence, il est affecté à la Rance, un coût de l'énergie égal à celui du coût de remplacement thermique dont la modulation est fonction :

- du matériel thermique disponible;
- de l'hydraulicité;
- de la consommation.

Ces calculs sont effectués par notre Service National en fin de semaine S—1, dans le cadre d'une gestion hebdomadaire pour la semaine S.

Cependant, la nécessité, rappelée ci-dessus, d'élaborer les données du programme de l'usine de la Rance suffisamment à l'avance, nous ont conduit à prendre, pour la semaine S, les coûts de la semaine S—2, toutes choses restant égales par ailleurs, c'est-à-dire à identité de type de journées (samedi, dimanche, jour férié, lendemain de jour férié, etc.).

Il s'avère d'ailleurs que l'évolution des coûts est, en général, faible d'une semaine à une autre, et que l'estimation à laquelle nous procédons est représentative de la réalité.

A titre indicatif, la modulation maximale des coûts est dans le rapport 1/2 au cours de journées ouvrables d'hiver.

● Interdictions et limitations du « pompage ».

En dehors de tout aspect économique, le « pompage », pour des raisons d'exploitation, est, soit limité, soit interdit, pendant les heures pleines de la journée (entre 7 heures et 23 heures).

En effet, pendant les heures de pleine charge, des contraintes de transit (surcharge) apparaissent sur certaines lignes dans l'hypothèse d'une défaillance supplémentaire.

Actuellement, grâce à l'amélioration du réseau d'interconnexion, les périodes d'interdiction systématique ont pu être réduites, en régime normal.

A titre d'exemple, décembre 1971 :

- jour ouvrable (7 h 30 - 11 h 40)
(16 h 30 - 23 h 00)
- dimanche (11 h 30 - 13 h 30)
(17 h 00 - 23 h 00)

Par contre, des interdictions supplémentaires et des limitations sont éventuellement imposées, suivant les plannings prévisionnels des retraits d'exploitation des ouvrages, occasionnant des schémas particuliers plus contraignants.

A titre d'exemple le plus caractéristique, on peut citer l'ouverture de la boucle Bretagne entre les postes de Landerneau et de Squvidan (3 semaines en mai-juin 72).

Cet aspect prévisionnel présente, en lui-même, un inconvénient, non pas que les prévisions de retraits d'ouvrages soient erronées, elles sont en effet suffisamment élaborées au niveau annuel, mensuel et hebdomadaire, pour être tenues comme excellentes, mais parce que peuvent survenir des avaries d'ouvrages qui sont du domaine aléatoire.

● Aléas du réseau.

Entre la date de sortie des programmes prévisionnels et celle de leur réalisation, des événements peuvent survenir et entraîner une modification du programme, il est essentiel de différencier l'époque où se situe cette modification de la topologie prévisionnelle.

— *Aléas intervenant après traitement en calculateur mais au plus tard 3 jours avant la réalisation du programme (c'est-à-dire avec la possibilité de diffuser un programme rectifié) :*

Il s'agit des cas où, par rapport au planning de consignation des ouvrages de transport, il est apporté des rectifications contraignantes pour le pompage; la centrale est avisée de modifier plus ou moins le pompage suivant ce programme rectifié.

Par contre, pendant cette période, les avaries du réseau, sauf exception très grave, ne justifient pas une modification du programme, puisqu'en général, les indisponibilités de lignes sont d'une durée inférieure à 48 heures, et que, dans l'état actuel du réseau d'interconnexion, les indisponibilités thermiques ne seraient contraignantes que sur perte simultanée du groupe de 600 MW de Cordemais et d'un groupe de 250 MW de Cheviré.

— *Aléas intervenant à moins de 48 heures de la réalisation du programme :*

Il s'agit uniquement d'avarie d'ouvrage, puisque les plannings d'indisponibilité d'ouvrage sur entretien sont définitivement établis. Dans ce cas, le dispatching, après adoption du meilleur schéma d'exploitation possible, interviendra sur l'usine pour lui demander de procéder à la modification nécessaire du programme. Il s'agira, en général, d'une diminution du programme de pompage.

Les modifications apportées au programme sont alors portées à la connaissance des usagers dans les meilleurs délais.

— *Aléas intervenant en temps réel :*

Au cours de la réalisation du programme, des avaries de matériel, entraînant un régime perturbé, peuvent nécessiter, afin d'assurer la sécurité du réseau et par conséquent celle de l'alimentation de la clientèle, des modifications du programme.

Il s'agira :

- d'avarie réseau, faisant prendre un risque trop grand (limitation du pompage) ;
- d'incidents sur les groupes eux-mêmes;
- d'avarie graves du réseau, entraînant la surcharge de la ligne 225 kV Rance-Flers.

Dans ce cas, afin d'éviter des inconvénients d'un effondrement du réseau par cascade et d'un déclenchement de l'usine, préjudiciable au matériel et à la navigation, un dispositif automatique de protection de surcharge du départ 225 kV Flers, associé à une consigne d'exploitation, ont été mis en œuvre.

Les dispositions conduisent, par exemple, lors de la surcharge de la ligne dans le sens Rance vers Flers :

a) Au-delà d'un premier seuil (710 A en été), à demander à l'usine une baisse rapide de la production (la baisse de charge la plus rapide possible est de l'ordre de 6 minutes pour passer de 240 MW à 0 MW). Si, au bout de 20 minutes, la surcharge persiste, il y a déclenchement du disjoncteur Flers.

b) Au-delà d'un deuxième seuil (850 A en été) : Au bout de 25 secondes, il y a un déclenchement du disjoncteur de couplage jeu de barres, c'est-à-dire que, si l'on se trouvait en topologie normale au poste de la Rance, il y a mise en antenne de la centrale sur Flers.

A l'heure actuelle, aucune situation du réseau n'a entraîné

un tel régime perturbé, mais l'éventualité ne doit pas être écartée.

Dans tous les cas entraînant des modifications des programmes, l'usine passe en « manuel » et procède aux manœuvres nécessaires pour retrouver, dans les meilleurs délais, en accord avec le dispatching, une marche la plus voisine du programme prévu.

● **Aléas de la marée.**

En ce qui concerne les aléas de la marée, on constate assez souvent des différences, aussi bien en phase qu'en amplitude, entre la réalité et les prévisions de base du programme (prédictions de l'annuaire des marées du Service Hydrographique de la Marine).

Lorsque ces écarts ne sont pas trop importants, l'usine procède automatiquement à un microrattrapage afin de respecter la chute programmée et d'éliminer l'écart dans un temps de 2 heures.

Par contre, si les écarts sont plus importants, la centrale reprend la conduite en « manuel » pour se recalculer au plus près possible du programme.

8. — Statistiques d'exploitation

● **Bilans énergétiques.** (fig. 5)

PRODUCTION ANNUELLE.

L'usine marémotrice de la Rance a produit, depuis sa mise en service jusqu'au 30 juin 1972, 2 181 609 MWh résultant d'une énergie fournie en turbinage de 2 365 033 MWh et d'une énergie absorbée en pompage de 183 424 MWh.

Le tableau suivant indique les éléments correspondants pour chaque année.

ANNÉE	ENERGIE FOURNIE Turbinage (MWh)	ENERGIE REÇUE Pompage (MWh)	ENERGIE RÉSULTANTE (MWh)
1966	3 067	120	2 947
1967	208 152	9 118	199 034
1968	418 556	24 513	394 043
1969	463 709	38 041	425 668
1970	494 759	39 837	454 922
1971	500 989	42 029	458 960
1 ^{er} semestre 1972	275 801	29 766	246 035
TOTAL.....	2 365 033	183 424	2 181 609

Jusqu'à fin 1968, la production n'est pas très significative puisqu'il s'agit d'une période de démarrage et d'essais.

Par contre, à partir de 1969, on peut dire que l'usine est entrée dans la phase normale d'exploitation, sur la base essentielle de fournir des kWh en optimisant la recette.

Prévisions année 1972 :

Turbinage	552 GWh
Pompage	60 GWh
Résultante	492 GWh

On constate une progression des bilans, particulièrement sensible aux résultats du 1^{er} semestre 1972, qui s'explique par :

- l'amélioration de la disponibilité des groupes de l'usine;
- le renforcement de réseau d'interconnexion par les mises en service :
 - en 1969, d'un groupe de production de 250 MW à Cheviré,
 - en 1970 (décembre), du groupe de 600 MW de Cordemais,
 - en 1971 (juin), de la ligne 225 kV Cordemais-Domloup, entraînant une possibilité accrue des autorisations de « pompage »;
- l'évolution des coûts puisque, depuis septembre 1971, ces coûts sont moins modulés que précédemment, ce qui a pour résultat de se rapprocher d'une gestion à optimum énergétique, c'est-à-dire à coûts constants.

INCIDENCE DES MARÉES.

L'incidence des marées sur une période calendaire peut être considérée comme négligeable, étant donné la relative permanence des marées.

Par contre, au niveau du mois, de la journée, les valeurs des bilans énergétiques sont très variables et liées aux coefficients des marées.

C'est ainsi qu'à coût constant, et sans aucune indisponibilité de matériel ni aucune contrainte de pompage, les productions résultantes (turbinage-pompage) varient dans le rapport 1 à 18 environ entre une marée de morte eau faible (coefficient 30) et une marée de vive eau d'équinoxe (coefficient 115).

A titre d'exemple :

Marée morte-eau des plus faibles	(30) =	80 MWh
morte-eau moyenne	(45) =	300 MWh
moyenne	(71-72) =	900 MWh
vive-eau moyenne	(95) =	1 300 MWh
vive-eau d'équinoxe	(115) =	1 450 MWh

INCIDENCE DES COÛTS.

L'influence des coûts sur les résultats de la production est variable suivant, d'une part la modulation de ces coûts et, d'autre part, le type de marée.

L'optimum énergétique est obtenu en prenant des coûts constants sur la période à optimiser.

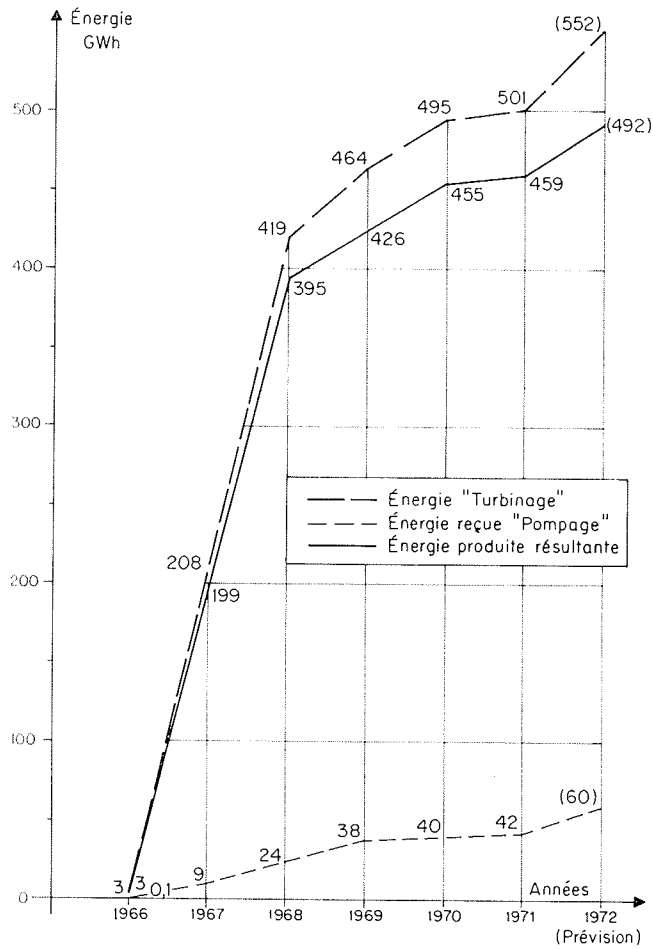
Le gain énergétique obtenu par une gestion à optimum énergétique, par rapport à une gestion à coûts modulés, est d'autant plus grand que le coefficient de la marée est faible.

A titre d'exemple, des études ont été réalisées sur les semaines du 3 au 9 septembre 1971 (vives eaux) et du 24 au 30 septembre (mortes eaux) avec les coûts pratiqués à l'époque :

- gain énergétique
- 1 % vives eaux;
- 30 % mortes eaux.

Les coûts appliqués actuellement sont moins modulés et conduiront, en conséquence, à diminuer les écarts ci-dessus mentionnés.

Les figures 6 à 10 illustrent l'incidence des coûts sur la gestion de la centrale.



5/

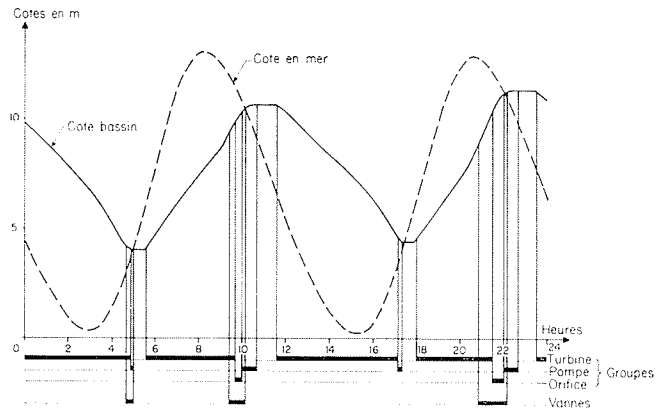
6/ Mardi 8-4-1972 : Energie maximale (coûts constants).

7/ Vendredi 17-3-1972 : Energie maximale (coûts constants).

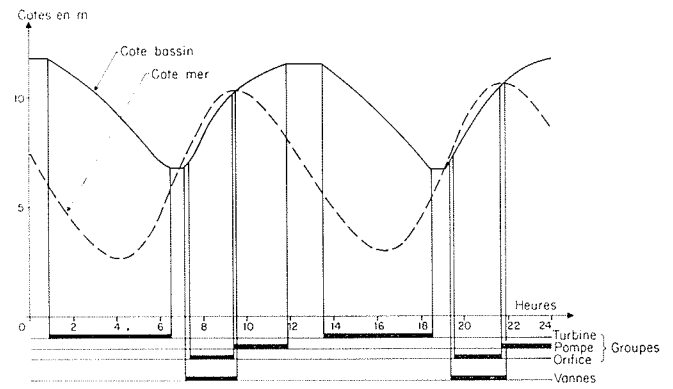
8/ Jeudi 1-6-1972 : Energie maximale (coûts constants).

9/ Jeudi 1-6-1972 : Recette maximale.

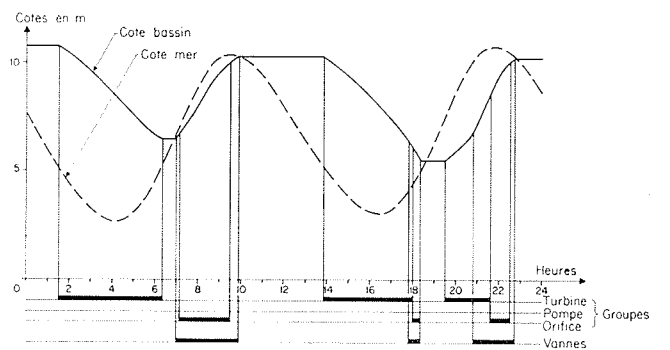
10/ Jeudi 1-6-1972 : Energie cumulée.



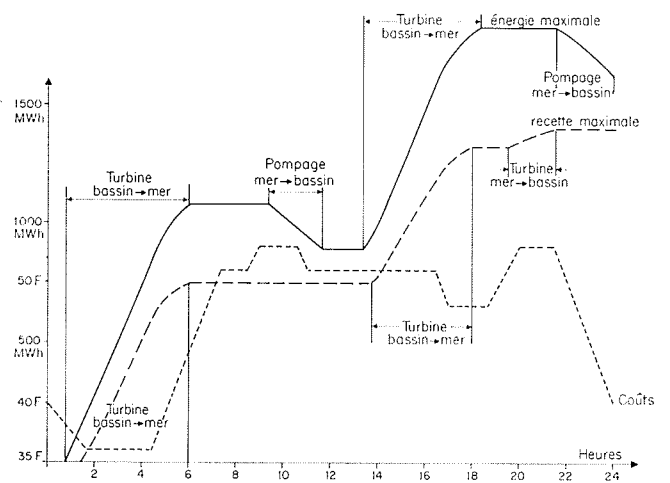
7/



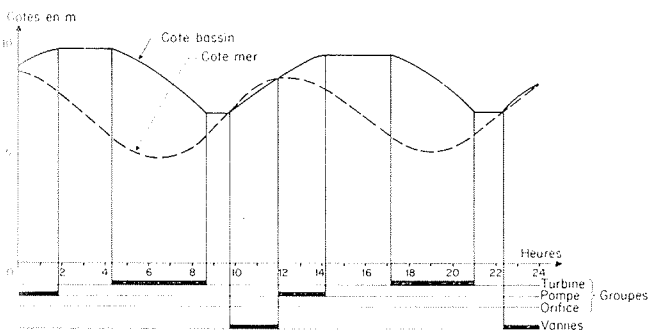
8/



9/



10/



6/

DISPONIBILITÉ DES GROUPES.

La disponibilité moyenne sur les 24 groupes s'améliore d'année en année et semble tendre vers 23 groupes, c'est-à-dire une indisponibilité moyenne annuelle de 15 jours par groupe.

PERTES D'ÉNERGIE CORRESPONDANTES		
1968	18,5	106,7 GWh
1969	20,3	64,4 GWh
1970	22,4	16,0 GWh
1971	22,7	17,5 GWh

COMPARAISON A LA PRÉVISION « 544 GWh ». — COEFFICIENT D'UTILISATION.

Les études précédant la mise en exploitation de l'usine avaient conduit, rappelons-le, aux prévisions suivantes :

Turbinage	608,5 GWh
Pompage	64,5 GWh
Résultante	544 GWh

(TD : 537 TI : 71,5)

Sur cette base de 544 GWh de production résultante annuelle, le coefficient d'utilisation, c'est-à-dire le rapport de l'énergie produite sur cette valeur de base, ressort à :

pour 1969.....	78,3 %
1970.....	83,6 %
1971.....	84,5 %

L'énergie non produite provient :

- des pertes d'énergie par indisponibilité des groupes;
- des contraintes intervenant sur les possibilités du « pompage »;
- de l'écart entre la gestion à coûts modulés (optimum économique) et celle à optimum énergétique (coûts constants).

Le tableau ci-dessous récapitule de 1969 à 1971 (seules années significatives) ces différents éléments :

	1969	1970	1971	1972 *
Énergie de référence A) GWh	544	544	544	544
Énergie réalisée B) GWh	425,7	454,9	459	492
Coefficient d'utilisation B/A %	78,3 %	83,6 %	84,5 %	90,4 %
Disponibilité moyenne annuelle sur 24 groupes	20,3	22,4	22,7	22,5
Taux de disponibilité	85 %	93,5 %	95 %	93,7 %
Pertes d'énergie correspondantes (C) GWh	64,4	16,0	17,5	24
Pertes d'énergie % par rapport à A	11,8 %	2,9 %	3,1 %	4,4 %
Écart résultant imputable à la gestion à optimum économique GWh	53,9	73,1	67,5	28,0
" " % par rapport à A	9,9 %	13,5 %	12,4 %	5,2 %

* Prévision établie sur la base de la réalisation du 1^{er} semestre 1972

Discussion

Président : M. P. WYART

M. le Président remercie M. de LARQUIER et ses co-auteurs MM. GUILLAUMIN et GANDON et ouvre la discussion sur leur intéressant mémoire.

L'exploitation de l'usine de la Rance, demande M. GIBRAT, est-elle toujours basée sur les données de marée calculées par le Service hydrographique à partir de Brest ? Fait-on intervenir les relevés du marégraphe de Saint-Malo ?

M. LEFRANÇOIS répond :

Actuellement, les données de marée à Saint-Malo, fournies par l'Institut géographique de la marée, résultent d'une extrapolation des calculs de marée faits pour Brest, et jusqu'à ces dernières années, pour l'usage des navigateurs, les écarts par rapport à la réalité des prévisions étaient imperceptibles; mais, compte tenu de l'analyse beaucoup plus fine que nous faisons de la marée, nous avons décelé les anomalies qu'apportait cette extrapolation.

Nous fournissons au Service hydrographique de la marine les renseignements que nous obtenons à Saint-Malo de façon que dans un avenir — que je ne saurais préciser — il soit en mesure de calculer la marée à Saint-Malo directement, et non plus par extrapolation de la marée calculée à Brest.

M. GIBRAT présente, comme suit, quelques observations sur l'important problème du « remous » dans le réservoir de l'usine de la Rance :

« Qu'est-ce qu'on appelle « remous » ? C'est la modification apportée par le barrage lui-même sur le fonctionnement de la marée; c'est le fait en particulier que lorsqu'on vide ou remplit le bassin le plan de celui-ci n'est pas en équilibre horizontal.

C'est un sujet que dans les temps héroïques, dans la période paléolithique de la Rance, nous avons traité par le mépris. Nous avons fait nos calculs en admettant que tout restait horizontal.

Ensuite, nous avons essayé de faire mieux et, d'après ce que j'ai lu ou peut-être entendu, à l'heure actuelle, vous tenez compte d'une certaine modification statique du phénomène, mais vous ne tenez pas compte du problème dynamique correspondant.

C'est un sujet qui était autrefois très célèbre, puisqu'il donnait naissance à de graves discussions entre nous tous. M. BANAL s'en souvient. M. HUG est un homme qui s'intéressait prodigieusement à ce problème; et M. CRESCENT pensait que ce phénomène de déséquilibre du bassin de la Rance pendant le fonctionnement serait tel que peut-être nous ne trouverions pas de kilowatts/heure du tout. (J'exagère un peu sa pensée, mais il n'était pas loin de penser cela.)

C'est dire que pour moi et pour tous ceux que ces questions intéressaient — et encore plus pour moi que pour les autres — il était très important de constater qu'on pouvait produire quelques kilowatts-heures tout de même.

Ceci dit, il est intéressant de savoir que ce phénomène dont vous ne tenez pas compte appartient à l'écart de 5,2 % entre la production théorique et la production réelle que vous attribuez à la « gestion » ou, en d'autres termes, au fait :

- que vous ne pouvez pas avoir une gestion parfaite parce que le réseau vous impose des interdictions;
- que les calculs ne sont pas faits tous avec des marées convenables, il y a des rattrapages qui introduisent des erreurs;
- qu'il y a « recette maximum » et non pas maximum de kilowatts-heures ».

Cependant, nous aurions été contents, nous, anciens de la Rance, de savoir ce que pouvait représenter — et nous ne le savons toujours pas — ce phénomène très complexe (puisqu'il dépend de l'histoire de la marée). C'est donc une « fonctionnelle ». Mais ce dont nous sommes certains, c'est que son influence est très inférieure à 5,2 % sinon vous l'auriez remarqué.

On peut admettre, en ce qui concerne la Rance, qu'elle est de l'ordre de 1 %, ce 1 % signifiant l'incapacité de savoir ce que c'est.

Si j'ai désiré savoir si là-dessus vous aviez d'autres idées, c'est parce que, lorsque nous parlerons tout à l'heure d'autres problèmes, d'autres cas beaucoup plus importants, nous verrons que ce phénomène risque d'être très notable alors qu'il est certainement négligeable à l'échelle d'E.D.F. en ce qui concerne la Rance.

A propos de la méthode suivie pour optimiser l'exploitation de l'usine marémotrice, M. le Professeur THIRRIOT pose — en particulier à M. GANDON — les questions ci-après :

1° Quelle est l'influence de la finesse du découpage des temps et des côtes ?

Peut-on déterminer une enveloppe qui résulterait du passage à des intervalles très petits ?

2° Peut-on envisager une méthode variationnelle en projetant sur un espace de fonctions discrètes binaires qui sont en somme l'analogue discret des séries de sinus et cosinus ?

3° Pourrait-on envisager l'utilisation d'une méthode variationnelle en prenant pour chaque fonction inconnue une approximation continue par morceaux avec coefficients, a priori, indéterminés et définis par la condition de maximum de bénéfice ou d'énergie produite ?

4° Enfin, quelle est l'évolution de la stratégie d'E.D.F. depuis l'exposé de M. Paul CASEAU sur la même question il y a quelques années à la S.H.F. ?

A propos de l'historique de ces études et de l'exposé qu'avait dû faire M. CASEAU, M. GUILLAUMIN apporte les précisions suivantes :

A l'époque où l'on a cherché quelles méthodes devaient être employées pour optimiser la production de l'usine de la Rance, il y a eu deux méthodes en parallèle, sinon en concurrence :

— tout d'abord une méthode variationnelle qui cherchait à maximiser le gain tout au long d'une trajectoire. Mais, j'avoue que je ne connais pas assez le détail de la méthode pour savoir s'il s'agissait d'une méthode qui utilisait les fonctions que vous avez signalées ; — et aussi une méthode de programmation dynamique.

Il se trouve qu'en bout de course, on a trouvé que la programmation dynamique donnait des résultats satisfaisants. Mais je ne veux pas porter de jugement de valeur définitif sur l'avantage d'une méthode par rapport à l'autre. Je décris cela du point de vue historique.

En ce qui concerne la discrétisation des variables et la finesse de la grille utilisée, M. GANDON montre sur un exemple le mode opératoire employé. Les calculs, conclut-il, sont plus précis que ce qui en est dit — faute de temps — dans l'exposé.

M. GIBRAT revient sur l'historique de ces études :

Nous avons commencé tout au début, dit-il, par la méthode variationnelle des calculs des variations. Cette méthode reste essentielle pour dégrossir un problème, pour apercevoir les données à prendre en compte. Mais le calcul de variation pur, tel qu'on le connaissait il y a 10 ou 20 ans, n'était pas approprié au calcul numérique.

Quand nous avons travaillé des méthodes du genre de celle qu'a exposée M. THIRRIOT, nous sommes tombés sur deux séries de problèmes :

Un premier problème, c'est que l'exploitation de la Rance se heurte à des quantités de limites. Par exemple, vous ne devez pas faire varier de plus d'un mètre en 10 mn le niveau. Vous ne devez pas faire des choses de ce genre, etc., et ceci est extrêmement commode en programmation dynamique.

Mais il y avait une question beaucoup plus importante. Je ne sais si elle est aujourd'hui résolue par M. ENSELEM. C'est un cas sur lequel M. CASEAU avait beaucoup travaillé, mais qu'il n'avait pas réussi à éclaircir : je veux parler du problème de l'unicité de la solution.

Quand vous partez d'une certaine courbe — que SOGREAH avait tenté de mettre au point — vous arrivez à trouver l'optimum. Mais vous trouvez l'optimum parmi les familles de solutions qui relèvent de la courbe de départ, et nous ne sommes pas sûr d'avoir pris au départ une courbe qui répondra à la famille maximum. Il peut y avoir plusieurs solutions possibles. Nous ne pouvons pas savoir quelle est la bonne puisque cela dépend un peu du choix fait au départ.

C'est pour cette raison essentielle que j'ai vu personnellement avec plaisir qu'on s'orientait vers la programmation dynamique laquelle donne l'unique solution.

M. LE MENESTREL (SOGREAH) apporte une intéressante précision sur le « pas de temps » optimal à adopter dans les calculs sus-visés.

Au cours, dit-il, des études énergétiques pour l'usine de la Rance, par la méthode variationnelle, une étude avait été faite par M. VANTROYS (E.D.F. - S.E.U.M.) pour définir le « pas de temps » optimal pour les calculs, soit à la main, soit sur ordinateur; le « pas de temps » trouvé et retenu alors était de 12 mn donc du même ordre que les 10 mn retenues pour les calculs des services d'exploitation d'E.D.F.

M. COTILLON pose les trois questions ci-après :

1° Quelle serait la production maximale de la Rance en l'absence de « bouchon de transport » et de toute modulation de la valeur de l'énergie ?

2° Le pourcentage d'indisponibilité des groupes correspond-il à un pourcentage égal de pertes d'énergie ? Les groupes ne sont-ils pas arrêtés pour entretien de préférence pendant la période de morte-eau ?

3° En ce qui concerne la modulation de la valeur de l'énergie :

— quelle est son amplitude en 1972 ?

— quelle en est la cause ?

— pourquoi une aussi forte réduction de cette amplitude entre 1971 et 1972 ?

A la première question, M. le Président répond : la production maximale *nette* (énergie de pompage déduite) de la Rance pour une consigne d'exploitation « à coût constant » avec pleine utilisation du pompage et une disponibilité des groupes à 100 % est estimée à 540 millions de kWh par an.

M. LEFRANÇOIS expose ensuite le mode de calcul adopté pour la détermination du taux d'indisponibilité du matériel électromécanique. Ce taux donne le rapport du nombre d'heures pendant lequel une machine est arrêtée au nombre d'heures total de l'année.

Ainsi que le pense M. COTILLON, nous nous évertuons à avoir les 24 groupes disponibles pendant les semaines de forte marée et de faire les entretiens pendant les semaines de faible marée; comme en moyenne il y a un groupe indisponible par quinzaine, nous avons plusieurs groupes indisponibles les semaines de faible marée. Durant ces dernières, l'usine se trouve sur-équipée par rapport aux volumes d'eau turbinables et l'indisponibilité d'un groupe a une répercussion sur la production bien moins importante que la répercussion *pro rata temporis* que suppose le mode de calcul susvisé.

L'idéal serait de faire une exploitation fictive de l'usine et de comparer celle-ci à l'exploitation réelle, compte tenu des groupes indisponibles. On aboutirait alors à un taux d'indisponibilité très certainement inférieur aux 5 % que nous annonçons actuellement, simplement en comparant des temps de disponibilité et des temps d'entretien.

Je ne peux guère vous donner davantage de précisions, mais je peux vous dire que le taux d'indisponibilité dû aux incidents était de l'ordre de 1,5 % dans les dernières périodes d'exploitation.

Cette question est importante, observe M. le Président. On parle quelquefois de taux de disponibilité hydraulique de l'ordre de 99 %. En réalité, quand on donne de tels chiffres, on ne tient pas compte de l'indisponibilité des groupes dans les périodes où il n'y a pas d'eau.

Mais si l'on se contente de faire la statistique que nous faisons régulièrement en notant la situation de tous les groupes à 8 h du matin (ce qui donne une très bonne moyenne de la véritable disponibilité si l'on poursuit cette observation pendant un temps suffisant), on trouve que « l'hydraulique » et le « thermique » ont des taux d'indisponibilité du même ordre, à savoir quelque chose de l'ordre de 10 %. Le nombre d'heures où une machine est arrêtée pour avarie ou entretien, en thermique ou en hydraulique, est à peu près le même en pratique.

Se référant à la dernière question posée par M. COTILLON, M. GUILLAUMIN explique que la modulation du coût de l'énergie est liée d'une part, à la forme de la courbe de la charge journalière du réseau desservi et d'autre part, à la structure du parc d'usine de production de l'Electricité de France.

Compte tenu de la courbe de charge journalière du réseau et de l'ensemble de moyens de productions hydrauliques et thermiques disponibles, nous essayons de régulariser la production thermique au cours de la journée. Mais, il y a toujours, même pendant les heures de faible charge, une production hydraulique incompressible due aux usines au fil de l'eau; dans les centrales thermiques, certaines contraintes techniques ou économiques conduisent également à une production minimum incompressible.

On s'efforce de couvrir les pointes par la production hydraulique et si cela n'est pas possible les usines thermiques assurent la « dentelle ».

La modulation des coûts provient du fait que l'on n'atteint pas le

même niveau de puissance thermique aux heures de pointe et pendant le jour ou pendant la nuit.

Pour un parc d'usines génératrices déterminé, si l'on trace la courbe du coût proportionnel du kWh en fonction de la puissance produite, on trouve un faible coût proportionnel pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques équipées de groupes de 600 MW; ensuite, on observe des coûts croissants lorsqu'on se trouve amené à mettre en service des usines thermiques de plus en plus anciennes (à plus grande consommation spécifique de combustible).

L'amplitude de la modulation du coût du kWh dépend de la période de l'année; en hiver, elle est plus grande qu'en été. Elle dépend aussi de l'hydraulicité, puisqu'en période sèche d'hiver on peut être amené à mettre en service des groupes thermiques peu avantageux.

L'amplitude actuelle varie entre 1,5 la nuit et 3,8 ou 4 en heure de pointe. On assiste actuellement à un resserrement de cette fourchette — ceci est vrai momentanément — parce que les groupes à charbon anciens ont été remplacés peu à peu par des groupes au fuel modernes.

Dans le futur, au fur et à mesure que l'énergie nucléaire se développera, le coût de l'énergie de nuit va s'abaisser par rapport au coût de l'énergie de pointe. Mais à longue échéance, on ira vers un resserrement de la fourchette.

Cela implique que l'exploitation de la Rance tendra à réaliser la maximisation de l'énergie produite.

M. le Président précise, comme suit, ce dernier point. Le déclassement des vieilles centrales thermiques a rapproché les consommations spécifiques des groupes restant en service. Pour les meilleurs groupes, cette consommation se tient vers 2,3 thermies par kWh et pour les plus mauvais aux environs de 3,2 thermies par kWh.

Par contre, il y a des différences très importantes dans le prix de la thermie des combustibles, puisque nous brûlons encore du charbon qui peut coûter, rendu centrale 1,25 - 1,30 c/thermie alors que nous arrivons à 0,65 ou 0,70 centime pour le fuel.

D'autre part, du fait que l'Europe manque d'énergie parce qu'il y a eu, cette année, une grande sécheresse, notre « thermique » marche au maximum de sa capacité. Dans un tel cas, nos consignes d'exploitation se rapprochent de celles conduisant à la production du maximum d'énergie.

Tout cela est un peu complexe, mais à terme, lorsque le fuel aura remplacé complètement le charbon (ce qui va arriver dans les années 1980), on se rapprochera d'une situation normale. En dehors des périodes où l'on peut exporter beaucoup comme nous le faisons maintenant, on aura tendance à resserrer l'intervalle des coûts marginaux.

Il restera en tout état de cause à réduire les frais de transport des combustibles car on ne fera plus de progrès sur les consommations spécifiques. On peut même dire que les groupes de 700 000 kW qu'on va mettre en marche auront des consommations spécifiques plus élevées que les groupes de 600 000 kW, et même que ceux de 250 000 kW déjà en service car on a préféré faire des économies d'investissement plutôt que de combustible; cela tient à ce que le prix des combustibles a plutôt tendance à baisser et le remplacement du charbon par le fuel — même si le prix du fuel monte — accentue encore cette tendance.

M. BANAL intervient ensuite en ces termes :

Il ne faut pas oublier en consultant le graphique montrant la croissance de la production de l'usine qu'une des raisons de cette augmentation au cours des dernières années est l'écrasement de la modulation du coût de l'énergie.

Il n'y a pas une augmentation de la valeur de la production. Il y a une augmentation d'un paramètre de celle-ci qui est la quantité d'énergie produite annuellement mais il n'y a pas pour autant amélioration du service rendu.

On pourrait concevoir que dans une époque ultérieure, il y ait élargissement de l'écart entre le prix de l'énergie d'heure creuse et celui de l'énergie de pointe, par exemple grâce à l'arrivée des surrégénérateurs nucléaires dont le coût proportionnel de production serait particulièrement faible. On pourrait alors voir la production de l'usine de la Rance diminuer et il n'y aurait pas lieu de s'en plaindre.

La valeur d'usage de la Rance serait même accrue et l'on peut penser qu'un des mérites de la conception de l'usine de la Rance (j'espère que M. GIBRAT ne me contredira pas) est justement de pouvoir s'adapter à des possibilités de valeurs relatives différentes de l'énergie en heure creuse et en heure pleine.

Au contraire si l'on avait été sûr qu'il n'y aurait jamais de disparité sensible entre la valeur « heures creuses » et la valeur « heures pleines » on aurait peut-être été amené à concevoir l'équipement de façon un peu différente.

M. le Président apporte les précisions suivantes sur la comparaison sur le plan économique de l'usine de la Rance avec les autres usines hydroélectriques :

On dit : l'énergie marémotrice est chère mais :

1° On n'a pas défalqué des investissements le coût du pont magnétique qui a été fait pour traverser la Rance en passant sur l'usine. Or, les projets de pont sur la Seine dans la région du Havre conduisent à des dépenses de l'ordre de 24 millions de F. Il est inconcevable qu'on n'ait pas tenu compte sur le plan national de l'avantage procuré par cette liaison directe entre Dinard et Saint-Malo.

2° Le quotient « production annuelle/puissance installée » est de 2 250 h pour l'usine de la Rance qui s'apparente à une usine de basse chute, alors que pour une basse chute normale, il est plutôt de l'ordre de 5 700 h ou 6 000 h.

C'est là que réside la cause de l'augmentation du prix de revient de l'énergie, parce qu'en ce qui concerne le prix du kilowatt installé, il est plutôt plus bas que dans une basse chute normale. Les usines du Rhin coûtent 3 000 ou 3 400 F par kilowatt installé, la Rance coûte 2 500 F mais la production est finalement plus faible parce qu'il y a beaucoup de temps morts, de temps de pompage, etc. Il y a une alternance qui fait que l'usine ne marche à peu près que la moitié du temps en génératrice.

Ses frais d'exploitation sont de l'ordre de grandeur de ceux des usines hydrauliques normales (un peu plus élevées que pour les usines du Rhin dont les frais d'exploitation sont remarquablement bas). Il est possible aussi que cela tienne aux impôts, car cette usine comme toutes les centrales hydrauliques a dû être chargée d'impôts au profit des communes avoisinantes. E.D.F., en effet, paie 20 % du montant total des patentes payées en France, et les centrales hydrauliques en sont responsables pour une bonne part.

M. le Président clôt la discussion.