1

J. Cotillon

L'hydroélectricité dans le monde

Préface de Michel Hug

LA HOUILLE BLANCHE
REVUE INTERNATIONALE DE L'EAU
Numéro spécial 1-2/1978

Avertissement

On ne traite dans cet article, ni des aménagements à buts multiples, ni de l'environnement.

Sur chacun de ces deux sujets, l'auteur a rédigé un chapitre pour le livre de R. Ginocchio, "L'Energie hydraulique" qui vient de paraître aux Editions Eyrolles, et auquel le lecteur pourra se reporter.

Préface

Le document que "La Houille Blanche" nous présente aujourd'hui répond incontestablement à un besoin. En effet, les ordres de grandeur des réserves d'énergie fossile commencent à être bien connus du public. Le rôle essentiel que l'énergie nucléaire est amenée à jouer en reprenant le relais de certaines d'entre elles lui est devenu familier, comme aussi la nécessité, à plus ou moins longue échéance, d'une exploitation de plus en plus complète des énergies renouvelables que nous dispense le soleil. Parmi celles-ci, l'énergie hydraulique est dans l'immédiat, sur le plan mondial, celle qui offre le plus de possibilités : les réalisations existantes ont amené sa technique à un point proche de la perfection, et le potentiel qui reste à équiper dans le monde, tout en étant limité, est capable de satisfaire une partie non négligeable des besoins futurs.

Une vue d'ensemble de la situation actuelle et des possibilités qu'offre l'avenir, de très nombreux renseignements sur les grandes réalisations et les grands projets, tout cela se trouve rassemblé dans les pages qui suivent. J. Cotillon, qui depuis de nombreuses années, par sa position au sein d'Electricité de France et dans plusieurs organisations internationales, a été appelé à parcourir le monde au cours de missions toutes consacrées aux problèmes hydroélectriques, était parfaitement qualifié pour faire cette synthèse. Il faut le remercier d'avoir bien voulu s'y consacrer, et le féliciter d'avoir réussi, en relativement peu d'espace, à concentrer et à ordonner une quantité d'informations considérable, en y incorporant jusqu'au dernier moment les renseignements les plus récents qui parvenaient à sa connaissance.

La publication attrayante réalisée par "La Houille Blanche" rendra la consultation de ce document aisée et agréable. Je me réjouis de voir la forme et le fond s'allier ici pour le plus grand plaisir des futurs lecteurs, que je souhaite très nombreux.

Michel HUG

*Directeur de l'Équipement
d'Electricité de France*

*Président de
l'Association Internationale
de Recherches Hydrauliques*

Liste des tableaux

Tables

	Pages		
Tabl. 1 – Classement des grands fleuves	8	Tabl. 21 – Potentiel sauvage de la France – Répartition des surfaces et des lames d'eau ruisselées	69
Tabl. 2 – Liste des quinze plus grands fleuves quant au bassin versant, au débit moyen et à la longueur	8	Tabl. 22 – Potentiel sauvage et potentiel équipable dans le monde par zones géographiques	70
Tabl. 3 – Quelques cours d'eau à grand potentiel	9	Tabl. 23 – Pays ayant le plus fort potentiel équipable	71
Tabl. 4 – Débit spécifique de quelques cours d'eau	14	Tabl. 24 – Répartition du potentiel équipé par grandes zones géographiques	72
Tabl. 5 – Les retenues sur les affluents de la Tennessee	18	Tabl. 25 – Taux de croissance de l'hydroélectricité de 1974 à 1985 et de 1985 à 2000	73
Tabl. 6 – Comparaison de la Tennessee et du Rhône	20	Tabl. 26 – Principaux pays producteurs d'hydroélectricité en 1974	74
Tabl. 7 – Equipement des usines de Grand Coulee	23	Tabl. 27 – Energie primaire, électricité et hydroélectricité dans le monde	76
Tabl. 8 – Comparaison de l'Angara et de La Grande	30	Tabl. 28 – Part de l'hydraulique dans la production d'électricité dans le monde	76
Tabl. 9 – Performances du Duero-Douro et de ses affluents	35	Tabl. 28bis – Part de l'hydraulique dans la production d'électricité en 1974, pour les principaux pays producteurs d'hydroélectricité. Par ordre décroissant de production d'hydroélectricité	77
Tabl. 10 – Exemples d'équipement par usines en cascade de quelques cours d'eau – Caractéristiques des sites	39	Tabl. 28ter – Part de l'hydraulique dans la production d'électricité en 1974, pour les principaux pays producteurs d'hydroélectricité. Par ordre décroissant de H/E	77
Tabl. 11 – Caractéristiques principales de l'usine des Chutes Churchill	42	Tabl. 29 – Scénarios de consommation et d'approvisionnement	80
Tabl. 12 – Puissances installées à Paulo Afonso	43	Tabl. 30 – Part de l'électricité et de l'hydraulique dans la production d'énergie en France	83
Tabl. 13 – Caractéristiques principales du projet d'Itaipu	46	Tabl. 31 – Part de l'hydraulique dans la production d'électricité en France (production, puissance installée et pointe annuelle)	83
Tabl. 14 – Caractéristiques des aménagements du Douro international	51	Tabl. 32 – Caractéristiques de l'électricité d'origine hydraulique	85
Tabl. 15 – Caractéristiques des aménagements de Manicouagan et Aux Outardes	54		
Tabl. 16 – Caractéristiques des usines de La Grande	56		
Tabl. 17 – Performances des usines du Niagara	59		
Tabl. 18 – Exemples de sites hydroélectriques exceptionnels – Caractéristiques des sites	60		
Tabl. 19 – Nombre de grands barrages en service au 31.12.1974 dans le monde	66		
Tabl. 20 – Nombre de grands barrages en service au 31.12.1974 en Europe	67		

Sommaire

Contents

	Pages
PREFACE	3
CHAPITRE 1 – Les grands gisements de houille blanche	7
<i>The biggest sources of water power</i>	
La morphologie (la chute/la collecte des eaux)	11
La climatologie	15
CHAPITRE 2 – Equipement de neuf grands cours d'eau par des barrages-usines en cascade	17
<i>Development of nine large rivers with power stations in cascade</i>	
La Tennessee (Etats-Unis)	17
La Columbia (Canada-Etats-Unis)	21
Le Parana (Brésil, Paraguay, Argentine)	24
L'énissei (URSS-Sibérie)	27
L'Angara (URSS-Sibérie)	29
La Volga (URSS-Russie d'Europe)	32
Le Dniepr (URSS-Russie d'Europe)	33
Le Douro (Espagne-Portugal)	34
Le Zambèze (Rhodésie-Mozambique)	36
CHAPITRE 3 – Quelques sites exceptionnels	40
<i>Some exceptional sites</i>	
Les Chutes Churchill (Labrador-Canada) sur la rivière Churchill	40
Paulo Afonso (Brésil-Nord Est) sur le Sao Francisco	43
Itaipu (Brésil-Paraguay) sur le Parana	46
Inga (Zaïre) sur le Zaïre	48
Les chutes Victoria (Rhodésie) sur le Zambèze	50
Le Douro international (Espagne-Portugal)	50
Manicouagan et Aux Outardes (Canada)	53
La Grande (Canada-Baie James)	56
Le Saint Laurent (Canada-Etats-Unis)	58
CHAPITRE 4 – Les hauts lieux de la houille blanche	61
<i>Highlights of water power achievement</i>	
Les plus hauts barrages en service	61
Les barrages ayant le plus grand volume	61
Les plus hautes chutes équipées	61
Les plus grands lacs artificiels (en capacité totale/en surface)	61
Les usines de grande productibilité (dans le monde/en Europe/en Espagne/en France)	62
Les usines de grande puissance installée (dans le monde/en Europe/en Espagne/en France)	64
CHAPITRE 5 – Les grands barrages	66
<i>Large dams</i>	
CHAPITRE 6 – Potentiel sauvage, potentiel équipable et potentiel équipé	68
<i>Theoretical, harnessable and harnessed potential</i>	
Potentiel sauvage	68
Potentiel équipable	70
Potentiel équipé	72
CHAPITRE 7 – Hydroélectricité, électricité et énergie	75
<i>Hydroelectricity, electricity and energy</i>	
Dans le monde	75
En Europe	81
En France	81

Usine de Beauharnois sur le Saint-Laurent (Canada)
1574 MW – 11,2 TWh (6800 m³/s – 24 m)
Bassin versant du Saint-Laurent à son embouchure : 1 030 000 km²

CHAPITRE 1

Les grands gisements de houille blanche

The biggest sources of water power

A superficie égale, les zones montagneuses sont plus richement dotées en houille blanche que celles de plaine : elles reçoivent davantage d'eau et les dénivelées y sont plus importantes ⁽¹⁾. Ainsi, le potentiel équipable de la Suisse représente 60 % de celui de la France ⁽²⁾, pour une superficie treize fois moindre.

Mais le drainage d'immenses étendues par un seul collecteur peut mettre en jeu d'énormes débits, de sorte que grâce à leur surface les plaines l'emportent en potentiel énergétique sur les montagnes : les grands gisements de houille blanche sont constitués par les grands fleuves de plaine et non par les torrents de montagne.

A titre d'exemples, le bassin versant du Parana à Itaïpu, à sa sortie du Brésil, et celui du Saint-Laurent à son embouchure sont égaux chacun à deux fois la superficie de la France.

Cette prépondérance des vastes plaines sur les hautes montagnes, du débit sur la chute, se vérifie même en France, pays peu pourvu en grandes rivières : le Rhin franco-allemand, le Rhône français et la Durance constituent ensemble la moitié du potentiel français équipable, soit 32 TWh sur 65 TWh, alors que les Alpes du Nord n'interviennent que pour 18 % ⁽³⁾.

*
* *

Les caractéristiques et le classement des *grands fleuves mondiaux* sont rappelés dans les *Tableaux 1 et 2*.

Les fleuves à grand potentiel hydroélectrique sont énumérés au *Tableau 3*, le potentiel équipable étant décomposé en "équipé", "en construction" et "reste à équiper".

Pour le potentiel équipé, la Columbia arrive en tête et le restera longtemps encore : les suréquipements en cours, rendus possibles par la régularisation apportée à la Columbia par les nouveaux réservoirs canadiens ⁽⁴⁾, élèveront bientôt sa productibilité à 92 TWh. Le Parana

la précèdera de peu avec 96 TWh, quand seront achevées entre 1980 et 1990 les usines de Yacireta-Apipe et d'Itaipu.

Le potentiel équipable d'une rivière dépend de son débit et de sa pente, mais aussi de l'encaissement du lit car, sans berges marquées ou avec un lit trop large comme celui de l'Amazonie, il n'est pas possible de procéder économiquement au relèvement du plan d'eau. Ainsi l'Amazonie et le Mississipi ont un faible potentiel équipable sur leur cours propre ; en revanche les affluents de l'Amazonie, et notamment ceux de rive droite qui rejoignent l'Amazonie à l'aval de Manaus et dont la prospection est en cours, offrent de grandes possibilités d'utilisation énergétique : le Tocantins ⁽⁵⁾, le Xaigu, le Tapajos et le Madeira seront pour l'hydro-électricité les grandes artères de demain ⁽⁶⁾ (voir la carte du Brésil au chapitre 2).

(1) On utilisera les notations suivantes :

hm³ = million de mètres cubes
km³ = milliard de mètres cubes
GWh = million de kilowattheures (10⁹ Wh = 10⁶ kWh)
TWh = milliard de kilowattheures (10¹² Wh = 10⁹ kWh)
GW = millier de mégawatts = million de kilowatts

	Suisse	France
(2) Potentiel équitable :	35 à 38 TWh	65 à 66 TWh
Potentiel équipé début 1977 :	32 TWh	60 TWh

(3) Bassin fluvial de l'Isère et de ses affluents : 12 710 GWh dont 980 GWh pour les barrages-usines de la Basse-Isère, soit 11 800 GWh à l'amont de Grenoble pour les Alpes de Savoie et du Dauphiné.

(4) Réservoirs d'Arrow, Duncan et Mica d'une capacité utile de 19,2 km³, établis dans le cadre du traité USA-Canada, signé en 1961, complété et ratifié en 1964.

(5) Tocantins : formation à 400 m d'altitude par la réunion de l'Almas et du Maranhão ; longueur 2 100 km ; b.v. 840 000 km² ; q_m = 9 500 m³/s ; q_s = 11,3 l/s/km². Avant les jaugeages effectués par Eletronorte, filiale pour l'Amazonie d'Eletrobras, Monsieur Pardé estimait en 1956 le débit du Tocantins entre 10 et 12 000 m³/s.

(6) *Energy International*-Septembre 1976 - page 33 "The Amazon dilemma".

Tableau 1 : Classement des grands fleuves							
Continent	Fleuve	Bassin versant		Débit moyen		Longueur	
		km ²	Rang de classement	m ³ /s	Rang de classement	km	Rang de classement
Europe	Volga	1 385 000	12	8 000	19	3 701	15
Amérique du Nord	Mississipi	3 222 000	3	18 000	6	4 200	11
	Mackenzie	1 805 000	11	7 200	21	4 600	7
	St-Laurent	1 030 000	19	10 300	16	3 800	14
Amérique du Sud	Amazone	6 150 000	1	185 000	1	7 025	1
	Parana	2 343 000	8	16 000	8	3 300	18
	Orénoque	1 085 000	15	31 000	4	2 062	47
	Tocantins	840 000	23	9 500	17	2 698	30
Afrique	Zaïre	3 800 000	2	42 000	2	4 667	5
	Nil	3 000 000	4	2 500	41	6 607	2
	Zambèze	1 330 000	13	3 500	34	2 660	31
	Niger	1 100 000	14	7 000	22	4 184	12
Asie	Iénisséi	2 600 000	5	17 400	7	4 506	9
	Ob	2 485 000	6	12 500	13	5 150	3
	Léna	2 245 000	7	15 500	10	4 506	8
	Yangtsé	1 960 000	9	34 500	3	4 989	4
	Amour	1 845 000	10	11 000	15	4 667	6
	Gange	1 075 000	16	14 000	11	2 478	36
	Si-Kiang (West River)	435 000	40	12 000	14	2 655	33
	Brahmapoutre	632 000	32	19 000	5	2 704	28
	Mékong	795 000	27	15 500	9	4 023	13
	Irrawadi	430 000	41	13 300	13	2 012	48
	Hwang-Ho (Fleuve Jaune)	800 000	26	1 600	53	4 345	10

Tableau 2 : Liste des quinze plus grands fleuves, quant au bassin versant, au débit moyen et à la longueur.						
Position	Bassin versant (km ²)		Débit moyen (m ³ /s)		Longueur (km)	
1	Amazone	6 150 000	Amazone	185 000	Amazone	7 025
2	Zaïre	3 800 000	Zaïre	42 000	Nil	6 607
3	Mississipi	3 222 000	Yangtsé	35 000	Ob	5 150
4	Nil	3 000 000	Orénoque	31 000	Yangtsé	4 989
5	Iénisséi	2 600 000	Brahmapoutre	19 000	Zaïre	4 667
6	Ob	2 485 000	Mississipi	18 000	Amour	4 667
7	Léna	2 425 000	Iénisséi	17 000	Mackenzie	4 600
8	Parana	2 343 000	Parana	16 000	Léna	4 506
9	Yangtsé	1 960 000	Mékong	15 500	Iénisséi	4 506
10	Amour	1 845 000	Léna	15 500	Hwang-Ho (Fleuve Jaune)	4 345
11	Mackenzie	1 805 000	Gange	14 000	Mississipi	4 200
12	Volga	1 385 000	Irrawadi	13 000	Niger	4 184
13	Zambèze	1 330 000	Ob	12 500	Mékong	4 023
14	Niger	1 100 000	Si-Kiang (West River)	12 000	St-Laurent	3 800
15	Orénoque	1 085 000	Amour	11 000	Volga	3 701

Tableau 3 : Quelques cours d'eau à grand potentiel.

		Potentiel en TWh				m ³ /s
		Équipé en 1977	En construction en 1977	Reste à équiper	Total équipable	Débit à l'embouchure
Zaïre		2,4	9,6	~ 700	700	42 000
Yangtsé					< 500 (1)	35 000
Orénoque					?	31 000
Brahmapoutre					500 ?	19 000
Parana	(2)	21	75	78	174	16 000
						(crue : 73 000 m ³ /s)
Iénisséi	(2)	20	25	95	140	17 400
Zambèze	(2)	24	0	106	130	3 500
Columbia	(2)	83	3,5	5,5	92	7 500
Angara	(2)	26	42	16	84	3 600
La Grande	(3)	0	68	0	68 (4)	3 500
Tocantins		0	21,5 (5)		64 (6)	9 200
						(crue : 100 000 m ³ /s)
Sao Francisco	(7)	13	12	37	62	3 000
St Laurent	(3)	52	0	6	58	10 300
Churchill (Labrador)	(3)	34	12 (9)	0	46	1 600
Danube	(8)	19,3	9,75	14	43	6 400
Volga	(2)	30	?	10 ?	40	8 000
Manicouagan	(3)	18,5	0	0	18,5	1 000
Rhône	(10)	15,36	2,12	0,98	18,46	1 700
Rhin	(11)	14,7	0,008	0,8	15,5	2 200
Tennessee	(2)	9,6	0	0	9,6	1 900
Dniepr	(2)	9,3	0	0	9,3	1 670

(1) D'après V. Smil (*Water Power*. — mars 1976 — "Exploiting China's hydro potential"), le Yangtsé et ses affluents représenteraient les 2/5 du potentiel équipable de la Chine. Pour celui-ci, deux chiffres sont donnés dans cet article (malheureusement en puissance, sans précision de sa durée d'utilisation) à savoir 540 et 300 GW. Avec un degré d'équipement de 2 (plant factor 50 %) soit une utilisation pendant 50 % du temps (4 400 h) de la puissance installée, on retrouve à partir du 2^e chiffre, le potentiel équipable généralement cité pour la Chine (1 300 TW) (Publications de la Conférence Mondiale de l'Energie). Sur cette base, le potentiel équipable du bassin du Yangtsé serait de 500 TWh. Mais sur le cours propre du Yangtsé les submersions concerneraient plusieurs millions d'habitants, et pratiquement seuls les affluents seraient équipables.

(2) Voir tableau 10.

(3) Voir tableau 18.

(4) Sans compter les deux aménagements LA₁ et LA₂ à l'étude à l'amont de LG₄ sur le Laforge, affluent de La Grande (voir annexe 2).

(5) La puissance à installer en 1^{ère} étape à Tucurui est de 2 560 MW en 8 groupes de 320 MW de puissance nominale, sous une chute nette nominale de 60,80 m et un débit nominal de 600 m³/s (débit total équipé 4 800 m³/s). Productibilité 21,5 TWh. Sous 67,60 m la puissance unitaire ressort à 370 MW et la puissance totale à 3 000 MW.

L'ensemble du matériel a été commandé le 13 mars 1978 à un groupement industriel français formé des groupes Empain-Schneider et CGE sous la conduite de Creusot-Loire : on retrouve les noms de Neyrpic pour les turbines et d'Alsthom pour les alternateurs. Le montant total du contrat est de 1 milliard de francs.

(6) Plaque d'Eletronorte, maître d'ouvrage (février 1977) : potentiel équipable 18 000 MW avec un degré d'équipement de 2 modules ("plant factor" de 50 % soit une utilisation de 4 400 h de la puissance installée, pour une rivière régularisée), ce qui correspond à une productibilité de 80 TWh dont 80 % pour le cours propre du To-

cantins (64 TWh) et 20 % pour son affluent de rive gauche, l'Araguaia. L'équipement serait réalisé par 6 barrages-usines sur le cours propre du Tocantins (40 % de l'énergie récupérable est concentrée sur le seul aménagement du Tucurui soit 25 TWh) et par un barrage-usine sur l'Araguaia, affluent qui rejoint le Tocantins à l'extrémité amont de la retenue du Tucurui.

(7) Documentation personnelle de l'auteur.

(8) *Wasser und Energiewirtschaft* (Baden) numéro spécial sur le Danube — mars-avril 1973, page 10 et suivantes (article de R. Fenz) et mise à jour personnelle. En construction : Allemagne : Bad Abbach + Regensburg (0,13 TWh) Geisling + Straubing (0,270 TWh) ; Autriche : Abwinden (1 TWh), Melk (1,1 TWh) ; frontière tchéco-hongroise : Gabčíkovo (3 TWh), Nagymaros (1 TWh) ; frontière Yougoslavie-Roumanie : Djerdap II (2,4 TWh), Nikopol (0,83 TWh).

(9) Gull Island : 1 800 MW ; 12 TWh (voir chapitre 3).

(10) Documentation CNR

{ Rhône suisse et franco-suisse	1,7 TWh	{ 13,64 TWh
{ Rhône français	16,76 TWh	{ 2,12 TWh
		{ 1 TWh
Total	18,46 TWh	

(11) Documentation EDF et *Wasser und Energiewirtschaft*, numéro spécial sur le Rhin — mai-juin 1975.

Amont du lac de Constance	{ Vorderrhein	
sur le cours propre des	{ Hinterrhein	2,2 TWh
deux branches du Rhin	{ Reichenau-Ems	

Constance-Bâle 4,046 TWh

Bâle-Iffezheim 8,5 TWh

14,74 TWh

Aval d'Iffezheim Neuburgweier (franco-allemand)

0,8 TWh

Germersheim (allemand)

Total 15,5 TWh

Figure 1. — Le Parana en Argentine - Projet d'équipement en deux chutes (état du projet en 1977)

*
* *

Les caractéristiques d'équipement de neuf grands cours d'eau, dont l'aménagement par des barrages-usines en cascade est avancé, sont données au chapitre 2.

La hauteur du barrage-usine dépend de la profondeur de la vallée. Pour les barrages décrits dans cette annexe, la chute est en général de l'ordre de 12 m dans la vallée peu encaissée de la Tennessee, de 20 à 40 m sur le cours international du Douro et de 20 à 30 m sur la Columbia, avec, pour celle-ci, des exceptions à 105, 54 et 12 m.

La profondeur de la vallée est indépendante de la pente de la rivière. Ainsi les chutes atteignent souvent 100 m sur l'Angara, bien que la pente y soit deux fois moins forte que sur la Columbia et le Douro portugais. De même la Volga offre un éventail de chutes de 11 à 24 m comme la Tennessee bien que la pente de la première soit trois fois et demi plus faible que celle de la seconde. La faible déclivité de la Volga explique d'ailleurs la longueur des retenues qui atteint 530 km à Volgograd et 430 km à Kouibichev, les superficies respectives étant de 3 100 et 6 450 km². La retenue de Kouibichev est ainsi la deuxième plus grande retenue artificielle du monde pour la surface du plan d'eau.

Quand le lit est peu encaissé, des digues latérales de faible hauteur sont nécessaires sur des dizaines et parfois même des centaines de kilomètres (245 km dans l'exemple cité ci-après du Parana argentin). Mais souvent l'escarpement d'une rive dispense de construire une digue. Ainsi sur le Dniepr une digue est nécessaire sur 50 des 185 km de la seule rive gauche à Kiev ; il en est de même pour la rive gauche du Parana dans sa traversée de l'Argentine. En revanche un endiguement s'impose sur les deux rives pour le Rhin franco-allemand ou le Danube dans la région de Vienne.

Les caractéristiques de l'aménagement en cours d'études du *Parana argentin* méritent d'être mentionnées (7).

Longueur de rivière à équiper	600 km	
Dénivelée totale	36 km	
Pente moyenne	0,06 ‰ (6 cm par kilomètre)	
Nombre de barrages-usines	2	
	Aménagement amont (d'écluse)	Aménagement aval (de fil de l'eau)
Cote de retenue normale	43	28
Hauteur de chute normale (et hauteurs de chute extrêmes)	12,70 m (10,7 – 14,9)	13 m (10 – 18)
Débit moyen	16 000 m ³ /s	16 000 m ³ /s
Débit équipé	28 à 30 000 m ³ /s	22 000 m ³ /s
Puissance installée	3 400 MW	2 300 MW
Productibilité	16 TWh	16,5 TWh
Surface totale des 2 retenues	~ 12 000 km ² ?	
Longueur de la bouchure frontale	15 km ?	8,5 km (8)
Hauteur de la digue frontale :		
moyenne	?	14 m
maximale	?	28 m
Longueur de la digue latérale		
rive droite	60 km	245 km
rive gauche	60 km	—
Hauteur de la digue latérale		
rive droite		
moyenne	?	14 m
maximale	?	28 m

Lorsqu'ils seront réalisés, les deux aménagements du Parana argentin arriveront très largement en tête des équipements de basse chute (ceux de moins de 15 m de hauteur de chute) pour la productibilité et la surface du réservoir. Leur productibilité sera d'ailleurs supérieure à celle des usines de la Volga et du Saint-Laurent qui bénéficient d'une hauteur de chute double : Kouibichev (24 m – 10,90 TWh) et Volgograd (23 m – 11,10 TWh) – Robert Moses – Robert Saunders (27 m – 14 TWh) et Beauharnois (24 m – 11 TWh).

*
* *

Le chapitre 3 traite des sites exceptionnels qui réunissent une haute chute et un fort débit. Cette circonstance favorable se rencontre généralement là où un fleuve, par une série de rapides ou une gorge à forte pente, quitte un immense plateau dont il est le collecteur.

Les chutes Churchill sur le fleuve Churchill (ex-Hamilton) au Labrador (9), les chutes de Paulo Afonso sur le São Francisco dans le nord-est du Brésil, Itaipu sur le Parana au sud du Brésil, Inga sur le Zaïre et les chutes Victoria sur le Zambèze, en sont les exemples les plus caractéristiques.

Le tronçon à forte pente peut être long et la dénivelée importante. Plusieurs barrages-usines successifs sont alors nécessaires. Ainsi en est-il du Douro dans son cours international entre l'Espagne et le Portugal, et des fleuves Manicouagan, Aux Outardes et La Grande au Canada.

Le plateau peut être disposé en gradins, le fleuve comportant alors plusieurs chutes naturelles, quelquefois fort éloignées les unes des autres : c'est le cas du Saint-Laurent.

L'aspect exceptionnel de ces sites s'éclaire par des considérations de morphologie et de climatologie (10).

La morphologie

Les continents sont formés de trois éléments essentiels : les socles, les chaînes et les bassins (voir Fig. 2).

Les "socles" ou "boucliers" sont des plateformes nées de l'aplanissement par érosion des chaînes primaires. Elles couvrent la majeure partie des terres émergées. Ces plateformes rigides ne sont plus capables de se plier en plis comme ce fut le cas pour les régions du globe affectées au Tertiaire par le plissement alpin (Alpes, Himalaya, Rocheuses, Andes) (11), mais elles peuvent subir des déformations d'ensemble à grand rayon de courbure et surtout des mouvements verticaux. Ainsi les régions scandinaves et canadiennes, enfoncées par le poids de l'inlandsis, remontent depuis la fusion de la calotte glaciaire il y a 10 000 ans environ (isostasie glaciaire), la vitesse de remontée pouvant atteindre un mètre par siècle dans le fond du golfe de Botnie dans la Baltique.

Les chaînes sont presque toujours celles du plissement alpin.

Les bassins sédimentaires correspondent aux régions basses ou abaissées progressivement par le poids des sédiments marins ou fluviaux. Ils peuvent être d'âge très divers, même primaire, comme le bassin de la Toundra dans le nord-est de la Sibérie.

La morphologie intervient à un double titre dans la formation des sites exceptionnels : elle crée la chute et rassemble les eaux.

(7) Agua y Energia, maître d'ouvrage – Etat du projet en Octobre 1977.

(8) Digue	6 km
Usine	0,9 km
Evacuateur de crue (73 000 m ³ /s)	1,6 km
	8,5 km

(9) Le fleuve Hamilton du Labrador a été rebaptisé Churchill en 1965.

(10) Conversations avec Jean de Beauregard.

(11) Le plissement tertiaire qui a affecté les bords de la Méditerranée (Europe, Afrique du Nord) jusqu'à l'Himalaya et la Cordillère Pacifique du continent américain est désigné par le terme générique de plissement alpin.

Figure 2. — Répartition des chaînes, des socles, des bassins.

1 : chaînes ; 2 bassins ; 3 : formes de transition entre socle et chaîne ; 4 : socles

N.B. — La classification repose sur des critères morphologiques plus que géologiques. C'est la raison pour laquelle ni les plis calédoniens, ni les plis hercyniens ne figurent comme chaînes. Ils sont devenus des socles. Les bassins figurés sont d'âge très divers : ils peuvent être d'âge primaire comme celui de la Toungouza (T).

(M. Derruau — *Precis de géomorphologie* — 1962 — Masson, s.a., Editeurs, Paris).

La chute

Les ruptures de pente ou les fortes pentes des rivières sont toujours liées à un élément rocheux, parfois une chaîne, souvent le socle puisque celui-ci constitue la plus grande partie des terres.

Elles peuvent être dues à la *juxtaposition* en plan du socle et d'un niveau de base, sédimentaire ou marin : le raccordement du lit de la rivière se fait par un profil tendu (pente de 1 à 10 %), ou même par des chutes si la bordure du socle est suffisamment résistante, ou par des chutes suivies d'une gorge à forte pente.

Le passage du socle au bassin est illustré par le São Francisco à Paulo Afonso dans le nord-est du Brésil, le Parana au sud qui quitte le socle brésilien aux chutes de Sete Quédas à 1 700 km de son embouchure et le Douro international, zone où le Douro s'échappe de la meseta.

La transition du socle à la mer, par un profil tendu, est le cas des fleuves canadiens Churchill (Labrador), Aux Outardes, Manicouagan et La Grande.

Si le bassin est fermé, le fleuve doit déverser sur le socle ou s'y enfoncer pour rejoindre la mer (épigénie) : le Zaïre à l'aval de Kinshasa-Brazzaville en est le cas type pour le déversement, le Dniepr pour l'enfoncement.

Les ruptures de pente peuvent être dues également à une juxtaposition en hauteur du bassin et du socle, c'est-à-dire à une *superposition* des sédiments sur le socle : en s'enfonçant à travers les couches sédimentaires relativement tendres, la rivière arrive à rencontrer le socle dans lequel elle s'enfonce (épigénie).

Si le socle présente une émergence en forme de barre, son entaille détermine une rupture de pente. Le Rhône à Donzère, l'Iénisséï à Krasnoyarsk en sont l'illustration.

Il en est de même s'il s'agit de la traversée d'une chaîne au lieu d'un socle : c'est le cas du Danube aux Portes de Fer.

Une coupure de boucle peut accroître dans des proportions considérables la déclivité. Dans les Alpes françaises les exemples de ce schéma d'équipement sont nombreux : coupure de la boucle Isère-Arc (usine de Randens), de la boucle Arc-Isère (usine du Cheylas) et de la boucle Durance-Etang de Berre (usines de Salon et de St Chamas). Mais la plus célèbre coupure de boucle, encore à l'état d'idée, se situe en Chine, sur le Brahmapoutre ⁽¹²⁾ : la longueur court-circuitée du

(12) *Water Power* — March 1976 — page 20 — V. Smil "Exploiting China's hydro potential".

Le Danube : chenal de Sip

Le Danube : Djerdap, les Portes de fer

Tableau 4 : Débit spécifique de quelques cours d'eau.		
Cours d'eau	Débit spécifique l/s/km ²	Lame d'eau écoulée cm
Zambèze	2,8	9
São Francisco	3	9,5
Dniepr	3,4	10,7
Angara	3,8	12
Volga	6	19
Douro	6,3	20
Iénisséi	6,7	21,2
Parana		
• à l'embouchure	7	22
• à sa sortie du Brésil	10	32
St-Laurent	10	32
Columbia	11	35
Zaire	11	35
Tocantins	12	38
Tennessee	18	57
Churchill (ex-Hamilton)	20	63
Manicouagan	21	66
Aux Outardes	20	63
La Grande	20	63
Amazone	30	95

Figure 3. — Précipitations moyennes annuelles.

1) plus de 2 000 millimètres ; 2) de 1 000 à 2 000 millimètres ; 3) de 500 à 1 000 millimètres ; 4) de 250 à 500 millimètres ; 5) moins de 250 millimètres par an. (Ch. P. Peguy. — *Précis de climatologie* — 1961 — Masson, s.a., Éditeurs, Paris).

fleuve serait de l'ordre de 200 km, entre Tissipa et Yortong, et la dénivellée de 2 200 m (entre les cotes 2 850 et 650) ; le débit moyen étant de 2 000 m³/s, la productibilité pourrait atteindre 240 TWh. La distance entre Tissipa et Yortong est de 40 km, mais une dérivation souterraine de 16 km seulement serait nécessaire, plusieurs usines en cascade étant à installer dans la vallée affluente qui rejoint le Brahmapoutre à Yortong.

La collecte des eaux

Les réseaux hydrographiques sont soit élémentaires, soit hiérarchisés.

Dans le premier cas, il s'agit de fleuves côtiers parallèles entre eux, qui suivent la ligne de plus grande pente : leur bassin est relativement étroit. Les fleuves de la baie James, ainsi que La Manicouagan et Aux Outardes en sont de bons exemples. Ces réseaux hydrographiques sont jeunes.

L'autre cas limite est celui où le réseau est ramifié autour d'un collecteur : le bassin versant est largement épanoui et le tronc central assure la concentration du débit. Par leur faible résistance au creusement les bassins sédimentaires sont prédisposés à cette centralisation (Zaire, Iénisséi), qui se rencontre aussi sur le socle (Parana) et même dans les chaînes alpines où elle s'effectue par capture due souvent à une érosion régressive (Isère). D'immenses régions peuvent ainsi être drainées par un seul collecteur : la plupart des fleuves sibériens (Iénisséi, Ob, Léna) ont une surface réceptive égale à cinq fois la superficie de la France ; le rapport est de sept pour le Zaire, de onze pour l'Amazone.

(13) Les têtes méridionales sont cependant moins arrosées, ce qui explique l'écart de débit spécifique avec l'Amazone.

La climatologie

La climatologie elle aussi, joue un rôle essentiel dans la détermination du caractère exceptionnel d'un site.

En dehors de la zone équatoriale particulièrement arrosée et de sa bordure aride, la lame d'eau croît avec la proximité de la mer et avec l'altitude (Europe occidentale, bordures Atlantique et Pacifique du continent américain, Asie des moussons, Himalaya). Inversement la continentalité (URSS par exemple), réduit les lames d'eau (voir Fig. 3 et Tableau 4).

Les fleuves au débit important ont donc, soit un grand bassin récepteur et un faible débit spécifique, soit un bassin de taille moyenne et un fort débit spécifique. Ainsi l'Angara et La Grande (grossie des eaux des bassins périphériques) ont-ils le même débit moyen à l'embouchure ; mais la lame d'eau écoulée est cinq fois plus grande et le bassin versant cinq fois plus petit sur la Grande que sur l'Angara.

Les débits exceptionnels, tels ceux de l'Amazone et du Zaire, résultent de la combinaison d'une immense surface drainée et de la pluviosité équatoriale.

Le site hydroélectrique d'Inga est unique, car la morphologie et la climatologie concourent à rendre favorables tous les facteurs :

- un immense bassin sédimentaire drainé par un seul collecteur, le Zaire,
- une situation équatoriale avec forte pluviosité ⁽¹³⁾,
- un seuil rocheux en bordure de mer, formé par une bande du socle, qui place la chute à l'aval du fleuve, là où il dispose de tout son débit.

Si le Parana avait quitté le socle brésilien après son confluent avec le Paraguay au lieu de le faire plus à l'amont, c'est près de 200 TWh qui auraient été concentrés en ce point.

Barrage de Vallabrègues sur le Rhône (France)

CHAPITRE 2

Equipement de neuf grands cours d'eau par des barrages-usines en cascade

Development of nine large rivers with power stations in cascade

LA TENNESSEE⁽¹⁾ (ETATS-UNIS) *THE TENNESSEE RIVER (UNITED STATES)*

Cinquième rivière des Etats-Unis pour le débit (1 900 m³/s) derrière le Mississippi (20 000 m³/s), l'Ohio (8 400 m³/s), la Columbia (6 650 m³/s) et le Missouri (2 800 m³/s), la Tennessee est vraiment formée à Knoxville. De là jusqu'à son confluent avec l'Ohio, sa longueur est de 1 050 km pour une dénivelée de 145 m. Sa pente est faible : 0,14 ‰ en moyenne (14 cm/km), 0,04 ‰ dans le tiers aval.

La quasi totalité de l'équipement du cours principal a été réalisée de 1936 à 1945 par neuf barrages-usines, avec un éventail de chutes de 12 à 27 m. La productibilité est de 9,6 TWh. Ce fut le premier équipement complet d'une rivière réalisé avec le souci d'un aménagement à buts multiples. Ce qui fit sa célébrité. Mais la vallée de la Tennessee n'est plus qu'un exemple modeste comparé aux nouvelles grandes artères de l'hydro-électricité. Cependant la qualité et l'importance des études qui y sont poursuivies sur l'écologie des retenues,

la réussite exceptionnelle de cet aménagement intégré lui laissent encore une place de choix parmi les grands aménagements d'ensemble. N'oublions pas non plus que, par son potentiel énergétique et technique, la Tennessee fut le berceau de l'effort de guerre américain en 1941.

La régularisation du débit est assurée par d'importantes retenues créées sur les affluents. (*Tableau 5*)

Le Rhône à l'aval de Lyon présente une grande similitude avec la Tennessee, comme le montre le *Tableau 6*, mais l'encaissement du lit de cette dernière y permet un équipement par biefs successifs, sans dérivation par canal.

Le Dniepr lui est encore davantage comparable par la longueur, la pente, le débit et la productibilité (voir plus loin).

(1) D'après des publications de la Tennessee Valley Authority (TVA).

TENNESSEE (US) PROFIL EN LONG

Barrage Fontana

Barrage Kentucky

Tableau 6 : Comparaison de la Tennessee et du Rhône		
	Tennessee (à l'aval de Knoxville)	Rhône (à l'aval de Lyon)
Longueur	1 050 km	254 km
Bassin versant en tête à Knoxville	24 700 km ²	51 000 km ² 97 000 km ²
à Lyon		
à l'embouchure	105 000 km ²	
Débit moyen en tête	375 m ³ /s	1 030 m ³ /s
à l'embouchure	1 900 m ³ /s	1 700 m ³ /s
Débit de crue à l'embouchure	13 000 m ³ /s	12 000 m ³ /s
Puissance installée	1 955 MW	2 160 MW
Productibilité	9,6 TWh	12,7 TWh

LA COLUMBIA (CANADA – ETATS-UNIS)
THE COLUMBIA RIVER
 (CANADA – UNITED STATES)

Rock Island

Elle prend sa source dans les Montagnes Rocheuses canadiennes et se jette dans l'Océan Pacifique au sud de Portland, au terme d'un trajet de 2 000 km.

Son cours de 1 100 km aux USA pour une dénivellation de 386 m comporte deux parties bien distinctes.

Le tronçon amont, où la pente est forte (0,50 ‰) et la vallée encaissée, est équipé de sept barrages-usines, avec des chutes en général de 22 à 54 m et des valeurs extrêmes de 105 m à Grand Coulee et de 12 m à Rock Island.

Le tronçon aval où la pente est réduite de moitié (0,25 ‰) comprend quatre chutes avec des valeurs extrêmes de 18 et 32 m ; une cinquième chute, Ben Franklin de 13 m de hauteur, n'est pas encore équipée.

La régularisation des eaux est effectuée dans le cours supérieur canadien par de grands réservoirs (19,2 km³ de capacité utile) établis dans le cadre du traité USA-Canada de 1961-64 (voir au début du chapitre 1).

La production a été de 75 TWh en 1975 pour une puissance installée de 11 700 MW. Après achèvement des suréquipements rendus possibles par la régularisation des nouveaux réservoirs canadiens la puissance installée atteindra 26 000 MW (25 939 MW) et la productibilité 92 TWh.

En 1975, l'ensemble du bassin de la Columbia, c'est-à-dire la Columbia et ses affluents, avec ses 24 usines et une puissance installée de 20 000 MW a produit 112 TWh soit 42 % de la production hydraulique des Etats-Unis (270 TWh).

Les groupes hydroélectriques les plus puissants au monde viennent d'être mis en service (600 MW) ou sont en cours de montage (700 MW) à l'usine de Grand Coulee III ⁽²⁾ ; l'ensemble Grand Coulee I – II – III – comportera à fin 1978 la plus grande puissance installée au monde (6 480 MW) sur un même site (Tableau 7).

(2) *Energy International*, September 1976, page 44.

COLUMBIA(US)_ PROFIL EN LONG

N°	Chute (m)	EQUIPE		NON EQUIPE	
		MW	TWh	MW	TWh
1	105	6480 ⁽¹⁾	20.31 ⁽¹⁾	3750*	
2	54	1024	9.62	1045*	0.54*
3	22	774	4.17		
4	28	1214	6.20		
5	12	212	1.32	414*	1.30*
6	25	831	5.40	499	0.15
7	25	789	5.25	473	0.13
8	13			848	3.75
9	23	980	6.53	1050	0.53
10	32	2160	10.90	540	0.53
11	26	1119	8.79	687	0.57
12	21	518	4.78	532*	1.52*
TOTAL	386	16101	83.27	9838	8.89

(1) à fin 1978, à l'achèvement de GRAND COULEE III

* travaux en cours en juillet 1977

Rock Island

Tableau 7 : Equipement des usines de Grand Coulee	
Usines	Puissance installée
Grand Coulee I — 9 groupes initialement de 108 MW rebobinés pour 125 MW	1 125 MW
Grand Coulee II — 9 groupes initialement de 108 MW rebobinés pour 125 MW — Station de pompage et groupes auxiliaires	1 125 MW <u>130 MW</u> 2 380 MW
Grand Coulee III — 3 groupes de 600 MW mis en service en 1977) — 3 groupes de 700 MW (en cours de montage mise en service prévue pour fin 1978) — Station de pompage	1 800 MW 2 100 MW <u>200 MW</u> 4 100 MW
Total Grand Coulee I-II-III	6 480 MW
Suréquipement en cours de travaux	<u>3 750 MW</u>
Puissance installée finale pour Grand Coulee I-II-III	10 230 MW

LE PARANA (BRESIL, PARAGUAY,
ARGENTINE)
THE PARANA (BRAZIL, PARAGUAY,
ARGENTINA)

Le Parana est formé par la réunion de deux rivières : le Rio Grande (1 000 km) et le Paranaíba (900 km).

Sa longueur totale, en y incluant le Rio Grande, est de 3 100 km, comparable à celle de la Volga (3 700 km). Mais le bassin versant y est 1,7 fois plus grand, et la hauteur des précipitations légèrement plus élevée (7 au lieu de 6 l/s/km²). Aussi le débit moyen à l'embouchure (16 000 m³/s) est-il le double de celui de la Volga (8 000 m³/s).

Le Parana traverse d'abord la partie méridionale du Brésil, puis forme frontière entre le Brésil et le Paraguay, enfin entre l'Argentine et le Paraguay.

Au moment de traverser l'Argentine, le Parana reçoit le Paraguay. A leur confluent, ils ont sensiblement la même longueur (2 500 km) et drainent à peu près le même bassin versant (1 100 000 km² pour le Paraguay, 840 000 km² pour le Parana). Mais drainant un bassin moins arrosé, le Paraguay ne majore que de 40 % le débit du Parana ; comme les grands fleuves russes, il doit en effet au caractère continental du climat de son bassin, un très faible débit spécifique (4 l/s/km²) (3).

(3) Volga	6	l/s/km ²	Iénisséï	6,7	l/s/km ²
Dniepr	3,4	l/s/km ²	Angara	3,8	l/s/km ²

PARANA - PROFIL EN LONG

N°	Chute (m)	EQUIPE		NON EQUIPE	
		MW	TWh	MW	TWh
1	49	3200	15.0		
2	24	1400	6		
3	17			1750	
4	18			2600	
5	95			12870 ^Δ	57 ^Δ
6	45			4500	30
7	30			4000 ^Δ	18 ^Δ
8	9			3400	
9	12			2300	
TOTAL	299	4600	21.0	31420	153

Δ en construction

Le Parana traverse ensuite l'Argentine dans une vaste plaine alluviale. Il y est complètement formé et ne reçoit plus en Argentine que des apports insignifiants. Entrant dans ce pays à la cote 50, son potentiel d'équipement serait considérable si le fleuve était encore équipable sur les 300 km à l'aval de Santa Fé : mais tout encaissement du lit disparaît.

On peut distinguer trois tronçons sur le Parana proprement dit (2 100 km de longueur, 330 m de dénivellation). Sur les 500 km amont la pente moyenne est de 0,25 ‰. Elle passe ensuite brutalement à 1,60 ‰ (dénivellation de 100 m sur 60 km aux chutes de Sete Quedas) à l'entrée du tronçon frontière entre le Brésil et le Paraguay, là où

le Parana quitte le plateau brésilien, puis elle se maintient à 0,15 ‰ sur les 130 km suivants de ce tronçon : c'est le site de l'aménagement célèbre d'Itaipu. A l'aval, la pente se réduit et n'est plus en moyenne que de 0,05 ‰ sur une distance de 1 410 km : c'est à peu près celle du cours moyen de la Volga, et la moitié de celle du Dniepr.

Sur l'ensemble de son cours propre (2 100 km), le Parana peut être aménagé intégralement sur les 1 800 km à l'amont de Santa Fé, par neuf barrages-usines. Ilha Solteira et Jupia sont en service et les travaux sont en cours à Itaipu et Yaciréta Apipe. La dénivellation utilisable est d'environ 300 m, le potentiel correspondant étant de l'ordre de 172 TWh.

Ilha Solteira : l'évacuateur de crues

A ce total, qui n'intéresse que le cours propre du Parana, il conviendrait d'ajouter les deux branches mères, le Paranaíba et le Rio Grande dont le potentiel est de l'ordre de 85 TWh (14 000 MW).

Paranaíba et ses affluents	8 300 MW
Grande	5 700 MW
	<hr/> 14 000 MW

Le Parana et sa double artère amont constituent donc un ensemble au potentiel énorme de 257 TWh.

Le Tiété et le Paranapanema, affluents de rive gauche du Parana, sont presque entièrement équipés : c'est par eux, par le Rio Grande et le Bas-Paranaíba qu'a commencé l'équipement du bassin du Parana, à cause de leur proximité du triangle São Paulo — Belo Horizonte — Rio de Janeiro ; sur l'Igaçu, l'un des quatre aménagements prévus (5 000 MW au total) est en service depuis un an, un autre en construction.

Si l'on considère l'ensemble du bassin du Parana, le potentiel équipable est de l'ordre de 65 000 MW (73 000 avec le suréquipement prévu d'Itaipu) soit une productibilité annuelle d'environ 330 TWh. En 1985, la production devrait dépasser 200 TWh avec 40 usines en service.

Paranaíba et Rio Grande	14 000 MW
Parana suivant son cours	
au Brésil ⁽⁴⁾	22 000 MW
en Argentine ⁽⁴⁾	14 200 MW
Affluents brésiliens ⁽⁵⁾	15 000 MW
	<hr/> 65 200 MW

Les caractéristiques des deux aménagements projetés sur le Parana argentin sont données au *chapitre 1*.

(4) Y compris le tronçon international avec l'Etat du Paraguay.

(5) Il n'y en a pas d'autres en dehors de la rivière Paraguay.

Ilha Solteira

L'ÉNISSEI (URSS – SIBÉRIE)
THE YENISEI (SOVIET UNION – SIBERIA)

Cinquième fleuve au monde pour son bassin versant (2 600 000 km² – cinq fois la France), septième pour le débit (17 400 m³/s), neuvième pour la longueur (4 500 km), l'Énisséi est le troisième fleuve d'Asie pour le débit derrière le Yangtsé et le Brahmapoutre et le premier des quatre grands fleuves sibériens, devançant l'Ob, la Léna et l'Amour pour le bassin versant et le débit et les suivant de près pour la longueur.

Derrière le Zaïre et le Parana (6), c'est aussi la rivière au plus fort potentiel équipable au monde (140 TWh).

Sur les 1 250 km de son cours supérieur, trois usines sont actuellement prévues : Chevelig, Seysbinsk et Ouyouk.

Pour les 900 km suivants, où la pente est encore forte (0,4 ‰) l'équipement sera assuré par trois usines :

Sayan Suchensk en cours de construction depuis 1963 (7) (23,8 TWh)
 Maink peut-être en cours de construction (8) (3,4 TWh)
 Krasnoyarsk en service (20,4 TWh)

L'aménagement des 350 km du Moyen-Énisséi est encore à l'étude et pourrait être réalisé par un seul barrage placé à l'aval du confluent Angara-Énisséi ou par un barrage moins haut au confluent et un second plus en amont, ce qui entraînerait une septième usine, Widoum, sur l'Angara (9).

L'équipement de l'Énisséi inférieur (1 250 km à 0,06 ‰ de pente) est prévu en deux chutes : Ossinov et Igarka.

Un tronçon aval de 750 km reste inéquipable.

(6) Mis à part le Brahmapoutre, l'Orénoque et le Yangtsé pour lesquels on ne dispose pas de chiffres sur le potentiel équipable suivant leur cours. Mais pour l'Orénoque (Vénézuëla) et le Yangtsé (Chine) comme pour l'Amazone, il semble que ce soit leurs affluents qui recèlent le potentiel équipable le plus grand et surtout le plus facile à exploiter. D'après V. Smil (*Water Power-March 1976*), les submersions entraînées par les grands équipements possibles sur le cours propre du Yangtsé concerneraient trois millions de personnes.

(7) *Engineering News Record*, 21 July 1977, pp. 22-23.

(8) Il n'a pas été possible de savoir si, entre Sayan Suchensk et Krasnoyarsk, l'équipement du fleuve serait réalisé en une seule chute, Maink (34 m) ou en deux chutes, Maink (16 m) et Ochoir (18 m).

(9) Informations recueillies sur place en Septembre 1976.

Iénisséï : L'usine de Krasnoyarsk (12 groupes de 500 MW)

L'ANGARA (URSS – SIBERIE) THE ANGARA (SOVIET UNION – SIBERIA)

ANGARA – PROFIL EN LONG

^Δ en construction

* Pour 18 groupes de 225 MW

4500 MW pour 20 groupes en équipement final

IENISSEI ET ANGARA

Plan de situation des usines projetées

En Sibérie centrale, l'Angara a bénéficié d'une priorité d'équipement sur l'Iénisséï – dont il est le prestigieux affluent.

Le célèbre émissaire du lac Baïkal, d'une longueur de 1850 km, franchit une dénivellée de 378 m entre le Baïkal et son confluent avec l'Iénisséï.

La pente moyenne de 0,20 ‰, qui représente la moitié de celle du Haut-Iénisséï, de la Haute Columbia ou du Bas-Zambèze, est relativement faible. Mais la profondeur de la vallée permet un équipement en trois chutes de 76 à 106 m de hauteur, quatre autres chutes plus basses, trois à l'amont, une à l'aval, devant assurer l'équipement intégral de la rivière.

Deux usines sont en service : Irkoutsk à la sortie du lac Baïkal, et la célèbre Bratsk. Ust Ilim est en construction ; les travaux viendraient de commencer à Bogoutchany.

Bratsk est actuellement la deuxième usine au monde pour la production annuelle (23 TWh) derrière l'usine des Chutes Churchill au Labrador (34,5 TWh) ⁽¹⁰⁾ et la troisième pour la puissance installée derrière Krasnoyarsk et Churchill Falls ⁽¹¹⁾.

(10) Elle sera bientôt la 6^e derrière Itaïpu*, LG 2*, Churchill Falls, Sayan Suchensk* et Grand Coulee I-II-III*.

(11) Elle sera bientôt la 9^e derrière Itaïpu*, Guri*, Sayan Suchensk*, Grand Coulee*, Krasnoyarsk, LG 2*, Churchill Falls et Ust Ilim.

(* Les usines marquées d'un astérisque sont en construction en 1977.)

Bratsk : 18 groupes de 225 MW

Tableau 8 : Comparaison de l'Angara et de La Grande		
	Angara (*)	La Grande (**)
Dénivelée	328	368
Longueur	1 500 km	500 km
Débit moyen	1920 à 3 600 m ³ /s	1800 à 3 500 m ³ /s (***)
Productibilité	72 TWh	68 TWh
Puissance installée	24 280 MW	10 190 MW
(*) L'équipement des 400 derniers kilomètres n'est pas encore défini. (**) A l'amont de LG ₄ un équipement en deux chutes est en cours d'étude (LA ₁ et LA ₂) sur un affluent, le Laforge. (***) Compte tenu de la dérivation des bassins périphériques qui double son débit naturel.		

Symbole de la puissance russe, victoire concrétisée de l'homme sur la nature, Jérusalem nouvelle chantée par le poète Evtouchenko, vitrine de la Sibérie soviétique, Bratsk fut et est encore tout cela pour les pionniers de l'époque de sa construction (1954-1967) ⁽¹²⁾. Mais d'autres géants sont apparus et relèguent le Haut Barrage de Bratsk et son usine loin du premier rang. La Tennessee a connu cette rentrée dans l'ombre. Sic transit gloria mundi : ainsi passe la gloire du monde.

Bratsk reste cependant le plus grand lac artificiel du monde pour le volume d'eau emmagasiné (169 km³) : la "mer de Bratsk" s'étire sur 550 km, comme à Volgograd, couvrant une surface de 5 500 km², la troisième au monde derrière Akosombo sur la Volta (8 470 km²) et Kouibichev sur la Volga (6 450 km²).

Pour la hauteur de chute, le débit et la productibilité,

(12) Les Russes — Hedrick Smith p. 346-347.

l'Angara (jusqu'à Bogoutchany) ⁽¹³⁾ est comparable à La Grande, qui se jette dans la baie James au Canada ; mais la pente de celle-ci est trois fois plus forte et quatre aménagements y suffisent (LG₁, LG₂, LG₃ et LG₄) pour l'équipement d'un tronçon de 450 km, alors que six seront nécessaires sur l'Angara pour un tronçon de 1 500 km. Et LG 2 produira plus et sera plus puissante que Bratsk. (Tableau 8)

Mais la lame d'eau écoulee est cinq fois plus élevée à la Baie James (63 cm soit 20 l/s/km²) que sur le Baïkal et l'Angara, très continentaux (12 cm soit 3,8 l/s/km²) comme en témoigne d'ailleurs la différence des bassins versants, le débit étant sensiblement le même à l'embouchure.

Angara	{	580 000 km ²
		à sa sortie du Baïkal
La Grande	{	1 056 000 km ²
		à son confluent avec l'Iénisséï
La Grande	{	98 000 km ²
		bassin versant propre
La Grande	{	177 000 km ²
		avec les bassins périphériques

(13) L'équipement des 400 derniers kilomètres qui s'effectuera en liaison avec celui du Moyen-Iénisséï n'est pas encore défini.

Bratsk : le barrage et l'usine vus d'aval

LA VOLGA (URSS – RUSSIE D'EUROPE)

THE VOLGA (SOVIET UNION, EUROPE)

VOLGA – PROFIL EN LONG

N°	Dénivelée équipée (m)	Chute nominale (m)	EQUIPE		NON EQUIPE	
			MW	TWh	MW	TWh
1	11	13	30	0.13		
2	11	15.5	110	0.24		
3	18	15.5	330	1.10		
4	16	14	520	1.51		
5	15	11.8			1630	3.53
6	25	20	2300	10.90		
7	13	9.7	1290	4.50		
8	22	20	2530	11.10		
9	8				1530	6.40
TOTAL	139	119.5	7110	29.48	3160	9.93

C'est le premier fleuve européen par sa longueur (3 700 km), son bassin versant (1 385 000 km²) et son débit (8 000 m³/s), le douzième mondial par le bassin versant, le quinzième mondial par la longueur.

Sa pente, dans le tronçon équipé, varie de 0,12 ‰ à 0,02 ‰ ; elle est en moyenne de 0,04 ‰ soit le dixième de celle de la Columbia, du Zambèze et du Douro portugais.

Son équipement est réalisé par neuf barrages-usines dont deux sont encore en projet, avec des chutes de 11 à 24 m.

Performances actuelles	29,5 TWh	7 100 MW
Performances en fin d'équipement	39,5 TWh	10 270 MW

L'usine du XX^e Congrès (ex-Volgograd) qui utilise une chute de 23 m, est la troisième usine de basse chute au monde (usines de moins de 30 m de hauteur de chute) pour la productibilité (11,10 TWh) derrière celles du Saint-Laurent : Robert H. Saunders près de Cornwall (27 m – 14 TWh) et Beauharnois (24 m – 11,2 TWh). L'usine Lénine (ex-Kouibichev) (24 m – 10,90 TWh) se classe quatrième.

La retenue de Kouibichev est la deuxième plus grande retenue artificielle au monde par la surface du plan d'eau (6 450 km²) après Akosombo au Ghana sur la Volta (8 470 km²). Celle de Volgograd, plus longue (530 contre 430 km) n'offre qu'une superficie moitié (3 100 km²).

LE DNIÉPR (URSS – RUSSIE D'EUROPE)
THE DNIEPER (SOVIET UNION, EUROPE)

Sa longueur (2300 km) en fait le troisième fleuve européen derrière la Volga (3700 km) et le Danube (2850 km).

Sur les 800 km de son cours inférieur il traverse le socle dans une vallée épigénétique pour rejoindre la Mer Noire : la dénivellation y est de 90 m, ce qui correspond à une pente moyenne de 11 cm par kilomètre (0,11 ‰), — c'est la pente moyenne de la Saône — les

pentes réelles s'échelonnant de 0,05 à 0,50 ‰. Le débit moyen augmente peu le long du tronçon passant de 1365 à 1680 m³/s. Le bassin versant total est de 510 534 km² — presque la surface de la France — mais le débit spécifique est très faible (3,4 l/s/km²).

L'équipement achevé en 1972 compte six barrages-usines, avec un éventail de chutes de 8 à 15 m ; à Dniepro (W.I. Lénine) la chute est toutefois de 36 m. Il s'agit de la célèbre usine jadis dénommée Dnieprostroy, construite de 1927 à 1932 et qui fut à l'époque la plus grande usine hydroélectrique au monde pour la productibilité (3,6 TWh). Détruite pendant la guerre elle fut reconstruite de 1944 à 1950 : le premier des neuf groupes fut mis en service en mars 1947. En 1974-1975, elle a fait l'objet d'un suréquipement de 674 MW (usine Dniepro II) par 2 Kaplan de 107 MW et 4 groupes bulbe, à pales fixes de 115 MW. Deux autres groupes de 115 MW seront installés ultérieurement. Il s'agirait d'un suréquipement pur, la production n'ayant pas augmenté sensiblement⁽¹⁴⁾.

Performances totales du Dniepr : 9,3 TWh ; 2700 MW.

Le Dniepr rappelle la Tennessee par la longueur équipée (800 km contre 1100 km) et la productibilité (9,3 contre 9,6 TWh) ; la pente y est toutefois moins forte mais le débit sur le tronçon considéré en moyenne plus élevé. La différence essentielle vient de l'enfoncement moins marqué du lit et de sa plus grande largeur : les barrages ont 1,5 à 2 km de longueur sur la Tennessee, sans digue latérale d'encagement, tandis qu'ils atteignent 18 km à Kiev, 12 km à Kremenouchou et des digues latérales y sont nécessaires.

(14) *Water Power*, October 1976, page 54.

LE DOURO⁽¹⁵⁾ (ESPAGNE – PORTUGAL)

THE DOURO (SPAIN – PORTUGAL)

DOURO Portugais – PROFIL EN LONG

Le fleuve appelé Douro en Espagne et Douro au Portugal a les caractéristiques suivantes :

longueur	
en Espagne	525 km
cours international	112 km
au Portugal	213 km
	850 km
bassin versant	
en Espagne	75 500 km ²
au Portugal	21 500 km ²
	97 000 km ²

Trois traits lui composent une physionomie exceptionnelle :

1 – C'est le premier fleuve ibérique par l'ampleur du bassin et l'abondance moyenne de son débit.

Premier cours d'eau de la péninsule ibérique, le Douro peut se présenter comme doté d'un bassin de 97 000 km² – celui du Rhône – avec un module moyen supérieur à 600 m³/s – celui de la Garonne, Dordogne exclue – et un débit spécifique, 6,3 l/s/km², qui le rapproche de la Seine plus que de la Loire. Il surclasse de peu l'Ebre (83 000 km² – 600 m³/s) et le Tage (86 000 km² – moins de 500 m³/s).

2 – C'est le premier fleuve européen, URSS exclue, par la puissance absolue et spécifique de ses crues.

Seul le Danube aux Portes de Fer, avec un bassin six fois plus grand peut lui être comparé (15 000 m³/s).

3 – C'est l'un des premiers fleuves au monde par l'altitude moyenne (890 m) et l'étendue de la surface réceptrice : c'est un bassin haut perché.

Le Douro est en effet le seul fleuve européen de plateaux dont plus des 3/4 s'épanouissent au-dessus de 500 m. En Océanie, l'Australie ne connaît pas de grands bassins aussi élevés. En Afrique, le Zambèze semble le rival qui draine 100 000 km² à un niveau plus élevé. En fait, seuls les émissaires des Rocheuses vers le Pacifique (Fraser, Columbia) ou vers le Mississippi (Missouri, Platte, Arkansas) ou encore les monstres asiatiques qui recueillent les eaux du Tibet l'emportent à cet égard sur le Douro.

On peut distinguer trois Douro :

- le collecteur du plateau de vieille Castille,
- le "Douro international" étranglé dans ses gorges,
- le Douro portugais.

Le bassin supérieur est élevé (1 000 m) et aride. Les étiages et les débits spécifiques sont faibles : la station de Toro à l'amont des confluent de l'Esla et du Tormès (41 543 km²) n'enregistre guère plus de 3,5 l/s/km² en moyenne et de 0,05 l/s/km² en étiage. Aucun fleuve français ne descend si bas : la Loire a un minimum de 0,7 l/s/km². Les écarts inter-annuels sont également faibles. La pente moyenne est soutenue 1 %.

(15) Texte inspiré d'une note établie en 1963 par Jean de Beauregard. On y retrouvera son style.

Les gorges du Douro international forment une belle antithèse : élévation des débits spécifiques grâce aux massifs condensateurs voisins, renforcement des étiages, accroissement des écarts d'une année à l'autre, énormité des crues et surtout augmentation des pentes (3 ‰ dans un plongeon de 400 m), toutes conditions très favorables à un aménagement hydroélectrique. Imaginons le Massif Central français (c'est la même étendue de bassin et le même volume d'apports) concentrant ses eaux en une seule artère qui dévalerait brusquement à partir de la cote 500 : tel est le Douro international. Les caractéristiques des aménagements de ce site exceptionnel sont données au chapitre 3.

Le Douro portugais retrouve la paix de plus faibles déclivités, (0,55 ‰) mais conserve la puissance antérieure grâce à de nombreux affluents qui drainent une

montagne particulièrement exposée aux nuées atlantiques. La Paiva par exemple, dernier affluent de rive gauche, arrive avec un débit spécifique supérieur à 27 l/s/km². Le débit moyen augmente le long de ce tronçon de 330 à 510 m³/s.

La vallée est ouverte mais profonde, ce qui permet un aménagement hydroélectrique par une succession de cinq barrages-usines avec des chutes de 20 à 31 m et des extrêmes à 10 et 36 m.

On notera au *Tableau 9* l'importance des performances hydroélectriques du Douro dans son bassin portugais (la moitié des performances pour le quart du bassin total), qui en fait une des originalités de ce fleuve, et la part (presque moitié) du Douro-Douro international (6,5 TWh – 1 600 MW).

Tableau 9 : Performances du Douro-Douro et de ses affluents		
	Productibilité annuelle moyenne TWh	Puissance installée MW
Bassin du Douro espagnol sans la partie espagnole du Douro international	4,3	1 140
avec la partie espagnole du Douro international	7,8	2 200
Bassin du Douro Portugais (Douro et affluents) sans la partie portugaise du Douro international	5,0	1 600
avec la partie portugaise du Douro international	8,0	2 150
Bassin total Douro-Douro ...	15,8	4 350

LE ZAMBEZE (RHODESIE—MOZAMBIQUE)

THE ZAMBEZI (RHODESIA—MOZAMBIQUE)

ZAMBEZE - PROFIL EN LONG

Le Zambèze est le troisième fleuve d'Afrique, derrière le Zaïre et le Nil pour le bassin versant (1 330 000 km²), le Zaïre et le Niger pour le débit (3 500 m³/s) et le quatrième derrière le Nil, le Zaïre et le Niger pour la longueur (2 660 km). Mais c'est une rivière au bassin haut perché (voir Douro) et encore moins arrosé que celui de l'Angara (2,8 contre 3,8 l/s/km²).

A l'aval du tronçon à très forte pente qui suit les chutes Victoria (1,60 ‰ sur 250 km soit 400 m de dénivellée) le Zambèze a une pente moyenne encore élevée de 0,40 ‰, semblable à celle de la Columbia dans son tronçon amont en territoire US. La pente est même de 0,7 ‰ sur les 250 km du tronçon submergé par le barrage de Cabora Bassa (passage de la cote 326 à 170). Comme la Columbia, le Zambèze traverse une zone montagneuse où alternent de longues gorges profondes (100 km à Cabora Bassa) et de larges plaines. On y rencontre deux grands barrages qui rappellent celui de Grand Coulee (168 m) : Kariba (125 m) en Rhodésie, et Cabora Bassa (160 m) au Mozambique — qui forment deux des très grandes retenues artificielles du monde du point de vue du volume et de la surface :

	Volume total	Surface	Longueur
Kariba	160 km ³	5 180 km ²	280 km
Cabora Bassa . . .	60 km ³	2 700 km ²	250 km

Trois autres barrages-réservoirs de faible hauteur (17 à 58 m), sont projetés à l'aval, dans la zone montagneuse.

Dans son cours de plaine, long de 300 km pour une dénivellée de 70 m (pente 0,17 ‰), le Zambèze voit son lit s'élargir jusqu'à 3 ou 5 km. Une chute de 50 m est projetée, capable d'une productibilité de 10 à 11 TWh.

Le potentiel total du Zambèze (130 TWh dont 50 TWh dans l'état du Mozambique) est du même ordre que celui de l'Iénisséï (140 TWh) et du Parana (172 TWh) (16) grâce à un bassin haut perché comme celui du Douro, mais la mise en œuvre de telles ressources pose de nombreux problèmes. L'usine de Cabora Bassa par exemple, dont l'énergie est exportée en Afrique du Sud (17) n'est équipée en première étape (usine sud-rive droite) que de 5 groupes de 408 MW soit 2 040 MW. Le débit d'équipement est de 2 260 m³/s pour un débit moyen de 2 750 m³/s (18) du Zambèze à Cabora Bassa. Une autre usine sera construite plus tard en rive gauche (usine nord) pour recevoir 4 autres groupes, la puissance de l'ensemble devant atteindre 3 672 MW. En première étape, la productibilité n'atteindrait 18 TWh qu'avec une disponibilité à 100 % des machines ; dans le *tableau 3* du *chapitre 1*, nous avons indiqué 16 TWh.

(16) 172 TWh sur le cours propre du Parana : 270 TWh pour le Parana et ses deux branches mères.

(17) Le réseau de transport, avec une puissance de 1 920 MW ± 553 kW et 1 800 A sera, à sa mise en service en 1979, le plus important des réseaux de transport à haute tension continue (CIGRE 14-06 — Session 1976).

(18) C'est sensiblement le débit du Nil à Assouan (2 650 m³/s) et celui de l'Iénisséï à Krasnoyarsk (2 800 m³/s).

Kariba : une étape de la construction sur modèle et dans la réalité

Kariba

Tableau 10 : Exemples d'équipement par usines en cascade de quelques grands cours d'eau — Caractéristiques des sites

	TENNESSEE	COLUMBIA	PARANA	IENISSEI	ANGARA (5)	VOLGA	DNIEPR	DOURO	ZAMBEZE
Rivière :									
— longueur totale	1 600 km	2 000 km	3 100 km (2)	4 500 km	1 850 km	3 700 km	2 300 km	850 km	2 700 km
— bassin versant total	105 000 km ²	670 000 km ²	2 343 000 km ²	2 600 000 km ²	1 056 000 km ² (6)	1 380 000 km ²	510 000 km ²	97 000 km ²	1 330 000 km ²
— débit moyen } à	1 900 m ³ /s	7 500 m ³ /s	16 000 m ³ /s	17 400 m ³ /s	3 600 m ³ /s	8 000 m ³ /s	1 680 m ³ /s	600 m ³ /s	3 500 m ³ /s
— débit spécifique } l'embouchure	18 l/s/km ²	11 l/s/km ²	7 l/s/km ² (3)	6,7 l/s/km ²	3,8 l/s/km ²	6 l/s/km ²	3,4 l/s/km ²	6,3 l/s/km ²	2,8 l/s/km ²
Tronçon considéré :									
— longueur	1 050 km	1 100 km (Etats-Unis)	1 880 km	2 100 km	1 450 km	3 100 km	800 km	225 km (Portugal)	1 250 km
— dénivelée	145 m	400 m	300 m	500 m	325 m	125 m	90 m	125 m	500 m
— pente	0,14 ‰	0,36 ‰ (0,50 à 0,25)	0,16 ‰ (de 0,30 à 0,60 ‰)	0,24 ‰	0,22 ‰	0,04 ‰ (de 0,12 à 0,02)	0,11 ‰ (de 0,50 à 0,05)	0,55 ‰	0,40 ‰
— débit moyen	1 900 m ³ /s	2 900 à 7 500 m ³ /s	16 000 m ³ /s	1 480 à 16 690 m ³ /s	1 920 à 3 600 m ³ /s	300 à 8 000 m ³ /s	1 365 à 1 680 m ³ /s	330 à 510 m ³ /s	1 350 à 3 200 m ³ /s
— nombre de barrages	9	12	9	7	6	9	6	5	5
— hauteur de chute	12 à 27 m	12 à 105 m	10 à 100 m	16 à 222 m	12 à 106 m	11 à 24 m	9 à 25 m	10 à 36 m	17 à 105 m
— potentiel — équipé	9,6 TWh (9 barrages)	83,27 TWh (11 barrages)	21 TWh (2 barrages)	20,4 TWh (1 barrage)	26,1 TWh (2 barrages)	29,5 TWh (7 barrages)	9,3 TWh (6 barrages)	2,25 TWh (3 barrages)	26,2 TWh (2 barrages)
— non équipé (1)	0	8,89 TWh	153 TWh	120,4 TWh	58,3 TWh	10,0 TWh	0	0,52 TWh	21,5 TWh
— total	9,6 TWh	92,16 TWh	174 TWh	140,8 TWh	84,4 TWh	39,5 TWh	9,3 TWh	2,8 TWh	47,7 TWh
— puissance — équipée	1 960 MW	16 101 MW	4 600 MW	6 000 MW	4 710 MW	7 100 MW	3 381 MW	483 MW	3 240 MW
— non équipée	0	9 838 MW (1)	31 420 MW (4)	23 540 MW	12 070 MW	3 200 MW	230 MW	142 MW	6 832 MW
— total (arrondi)	1 960 MW	25 939 MW	36 000 MW	29 540 MW	16 780 MW	10 300 MW	3 600 MW	625 MW	10 000 MW
<p>(1) Aménagement de Ben Franklin (3,7 TWh — 800 MW) et suréquipement des usines existantes grâce à la régularisation apportée par les réservoirs canadiens (Arrow, Mica, Duncan) construits dans le cadre du traité USA-Canada de 1961-1964 : Grand Coulee (3 750 MW), usines d'aval (7,2 TWh — 5 600 MW).</p> <p>(2) Y compris le Rio Grande (1 000 km).</p> <p>(3) Parana à Itaipu = 10 l/s/km².</p> <p>(4) Plus 8 630 MW de suréquipement à Itaipu, soit un total d'environ 40 000 MW.</p> <p>(5) Du Baïkal à son confluent avec l'Iénisséï c'est-à-dire y compris Widoum (ou le remous d'un barrage établi au confluent).</p> <p>(6) Dont 578 000 km² pour le bassin versant du lac Baïkal.</p>									

CHAPITRE 3

Quelques sites exceptionnels

Some exceptional sites

LES CHUTES CHURCHILL (LABRADOR – CANADA) SUR LA RIVIERE CHURCHILL *CHURCHILL FALLS (CHURCHILL RIVER, LABRADOR, CANADA)*

Presque tout l'ensemble du plateau du Labrador, dont l'altitude varie de 400 à 550 m, est drainé vers le lac Melville et l'Océan Atlantique par un seul fleuve : l'Hamilton, dénommé Churchill depuis 1965 (1).

A 300 km de son embouchure, il s'enfonce dans le plateau par une gorge profonde et à forte pente, où des rapides précèdent et suivent une chute verticale de 75 m (2), l'ensemble étant connu sous le nom de Chutes Churchill. Au total la dénivellée est de 323 m sur 35 km soit une pente moyenne très forte de 9,2 ‰.

Pour cette latitude et un bassin de cette taille, le débit spécifique est remarquablement élevé (20 l/s/km²) comme sur les fleuves voisins, Manicouagan, Aux Outardes, fleuves de la baie James. A cette échelle de bassin, seul le Pô alimenté par l'arc alpin l'emporte avec 22 l/s/km².

En revanche le bassin versant (79 000 km²) et le débit moyen (1 600 m³/s) sont modestes, comparés à ceux des

grands fleuves présentés au chapitre précédent, Columbia et Parana, Iénisséi et Volga. La Tennessee, le Dniepr, le Rhône sont mieux à l'échelle du fleuve Churchill, sauf pour sa chute, qui représente la dénivellée équipée sur la Columbia, sur le Parana ou l'Angara, le double de celle aménagée sur la Volga, le triple de celle utilisée sur le Dniepr. Le débit est de surcroît presque complètement régularisé par d'immenses lacs d'origine glaciaire aménagés en un vaste réservoir par de petites digues de 10 m de hauteur moyenne et de 64 km de longueur totale (3).

(1) Il y a maintenant au Canada, deux fleuves Churchill : l'un au Labrador, l'autre au Manitoba qui se jette dans la baie d'Hudson.

(2) Hauteur supérieure de 20 m à celle des chutes du Niagara.

(3) Il s'agit d'une myriade de lacs naturels regroupés en un seul ensemble d'une surface de l'ordre de 2 à 5 fois plus grande, dans lequel on distingue les retenues de Smallwood et d'Ossokmanuan réunies par un détroit.

Chutes Churchill

Digue principale
Ouvrage régulateur "Lobstick"

Les conditions topographiques ont permis l'équipement de cette chute en un seul aménagement, le canal d'amenée de 80 km de longueur étant formé par un chenal glaciaire, complété par quelques digues.

Par sa productibilité (34,5 TWh) l'usine de Churchill Falls arrive en tête de toutes les autres au monde : Bratsk est deuxième, loin derrière avec 23 TWh. Seule dans une dizaine d'années l'usine d'Itaipu pourra la devancer (70 TWh), grâce à un débit moyen du Parana de 9 000 m³/s et une chute de 120 m environ.

Mais déjà dès 1982, l'usine voisine LG₂ sur La Grande (baie James) la dépassera d'une courte tête avec 35,8 TWh.

Les travaux sont commencés pour un autre aménagement, Gull Island, (1 800 MW – 12 TWh) situé 200 km à l'aval de l'usine de Churchill Falls, près des chutes de Gull Island (4).

La haute chute (300 m), le débit spécifique élevé et la régularisation quasi complète du débit par un immense réservoir, les conditions topographiques qui réduisent à presque rien les ouvrages de retenue et d'amenée, font des Chutes Churchill un site hydroélectrique exceptionnel.

Tableau 11 : Caractéristiques principales de l'usine des Chutes Churchill.

Bassin versant	69 000 km ²
Débit spécifique	20 l/s/km ²
Débit moyen	1 400 m ³ /s
Retenue	
surface	6 500 km ²
volume utile	31 km ³
hauteur de marnage	5 m
Débit régularisé	1 400 m ³ /s
Débit d'équipement	1 900 m ³ /s
Hauteur de chute nette nominale	313 m
Nombre et puissance des groupes	11 groupes de 475 MW (500 MVA)
Puissance installée	5 225 MW
Productibilité annuelle	34,5 TWh

(4) *Water Power* – April 1975, page 130.

PAULO AFONSO (BRESIL – NORD-EST) SUR LE SÃO FRANCISCO PAULO AFONSO (SAO FRANCISCO RIVER, NORTH-EAST BRAZIL)

Le São Francisco (2 700 km) draine le plateau nord-est du Brésil.

Dans son cours de 2 400 km sur le plateau proprement dit, il a une pente douce de 0,10 ‰. A 300 km de son embouchure, il s'en échappe par les chutes de Paulo Afonso, d'une centaine de mètres de hauteur, suivies d'une gorge à forte pente, le tout représentant une dénivellée de 230 m sur une distance de 100 km. C'est un exemple type de raccordement du socle à un bassin côtier.

Les usines en cascade de Moxotó d'une part et du groupement en parallèle des usines de Paulo Afonso I-II-III d'autre part, sont en service. En revanche, pour Paulo Afonso IV les travaux sont en cours, en vue d'une mise en exploitation à partir de 1979 ou 1980 ; cette puissante usine constituera le suréquipement de la chaîne Moxotó-Paulo Afonso I-II-III quand le débit du fleuve sera régularisé à la valeur du débit d'équipement de cette chaîne par le réservoir de Sobradinho également en construction. Les caractéristiques de celui-ci sont les suivantes :

Volume total 35 km³
 Volume utile 28 km³
 Débit moyen 2 700 m³/s
 Débit interannuel garanti 2 060 m³/s

L'équipement du São Francisco, réalisé par la Cia Hidro-Elétrica do São Francisco (CHESF) filiale

d'Eletrobrás, se poursuit à l'amont par le barrage-usine d'Itaparica et devrait continuer à l'aval par celui de Xingó.

Les usines de Moxotó, Paulo Afonso I-II-III-IV et Xingó qui utiliseront la dénivellée de 230 m entre le plateau et le bassin côtier, sera de 32 TWh. On retrouve un chiffre voisin de celui de l'usine des chutes Churchill avec ici une hauteur de chute plus faible (les 2/3) mais un débit régularisé supérieur de moitié (2 060 m³/s contre 1 400 m³/s).

Cependant la proximité des grands centres de consommation de Salvador et Recife (400 km), en assurant la rentabilité d'un suréquipement de pointe, donne au site de Paulo Afonso une valeur supérieure à celle des chutes Churchill situées trop loin de Montréal (1 300 km).

Tableau 12 : Puissances installées à Paulo Afonso

Usine	1ère étape	2 ^e étape
— Moxotó	400 MW	
— Paulo Afonso • I-II-III	1 550 MW	
• IV (en construction)	2 125 MW (5 groupes)	2 975 MW (7 groupes)
— Xingó (en projet)	2 160 MW (6 groupes)	2 160 MW (6 groupes)
Total	6 235 MW	5 135 MW

Paulo Afonso : Les gorges du São Francisco à l'aval des usines I, II et III.

Paulo Afonso : Réservoir des usines I, II et III et canaux de fuite

La retenue de Sobradinho

Une partie de la digue de Moxotó – Au premier plan, la retenue de Paulo Afonso I, II et III

ITAIPU (BRESIL – PARAGUAY) SUR LE PARANA ITAIPU (PARANA RIVER, BRAZIL AND PARAGUAY)

Dans son cours frontière entre le Brésil et le Paraguay, là où il quitte le plateau brésilien, le Parana descend de 100 m en 60 km (rapides de Sete Quedas) puis de 20 m sur les 130 km suivants, soit une dénivellée de 120 m sur 190 km.

La vallée, creusée dans le basalte, est suffisamment profonde pour permettre l'équipement de ce tronçon par un seul barrage-usine de 176 m de hauteur et avec 6,5 km seulement de digues latérales.

Le débit moyen considérable (9 000 m³/s) entraînera une productivité record de 70 TWh. Itaipu, à sa mise en service, entre 1985 et 1990 (5), sera la première usine au monde pour la productivité et la puissance installée (12 870 MW). La comparaison avec Churchill Falls rappelle l'attention sur la suprématie du débit sur la chute : on peut atteindre un très fort débit alors que les chutes sont limitées sur les grands fleuves, sauf dans les massifs d'âge alpin (cf. le Brahmapoutre – voir chapitre 1).

Un problème semble toujours non réglé entre le Brésil et l'Argentine : celui de la construction du barrage-usine de Corpus à l'aval, entre Itaipu et Yacireta Aipi. Tendrant les eaux à la cote 125, il amputerait de 20 à 25 m la chute d'Itaipu, mais permettrait en aval une utilisation sur ces 20 m des eaux réunies du Parana et de son affluent rive gauche l'Iguaçu (6). Il semblerait même que la chute de Corpus ne soit équipable que pour une cote de retenue de l'ordre de 125 ; 20 m plus bas, l'étranglement de la gorge entraînerait des pertes de charge supprimant toute chute économiquement exploitable au site de Corpus, c'est du moins ce qu'on avance côté Argentin.

Les caractéristiques du site et celles, encore provisoires, de son équipement sont données au *Tableau 13*.

Tableau 13 : Caractéristiques principales du projet d'Itaipu (1)

Bassin versant	820 000 km ²
Débit spécifique	11 l/s/km ²
Débit moyen	9 000 m ³ /s
Retenue	
Cote exceptionnelle de retenue	223
Cote de retenue normale	220
Volume total	23 km ³
Hauteur de marnage	0,60 m
Volume utile	8 km ³
Surface	1 350 km ²
Longueur	170 km
Chute brute	
maximale exceptionnelle	128
minimale exceptionnelle	85
nominale	120
Barrage principal	
hauteur	180 m
Evacuateur de crue : (longueur 355 m)	
14 pertuis de surface de 20 x 20 cm	62 000 m ³ /s
Usine (1ère étape) (longueur 960 m)	
Débit équipé	12 000 m ³ /s
Nombre et puissance des groupes	18 groupes de 700 MW
roue = diamètre 8 m ; masse 300 t	
arbre creux = diamètre 3 m	
Puissance installée	12 600 MW
Extension possible (6 groupes x 2)	8 600 MW
Productivité	
sans Corpus en service	70 TWh
avec Corpus en service	
(chute nominale réduite de 25 m)	57 TWh

(1) Sources : — Plaquettes d'Eletrobras et d'Itaipu Binacional.

— *Water Power* — October and November 1977 — The binational Itaipu Project by J.R. Cotrim, H.W. Krauch, J. Gelazio da Rocha, A. Gallico and G.S. Sarkaria.

(5) Prévisions actuelles : 1^{er} Groupe juillet 1983 ; 18^e groupe octobre 1988.

(6) L'Iguaçu quitte également le socle brésilien par des chutes plus belles que celles du Niagara et établies dans un décor plus sauvage ; elles sont le pendant de celles de Sete Quedas sur le Parana.

Le Parana à Itaïpu

INGA (ZAIRE) SUR LE ZAIRE (7)

INGA (ZAIRE RIVER, ZAIRE)

Grâce à son immense bassin versant (3 800 000 km²) le Zaire est le second fleuve au monde par le débit (42 000 m³/s) derrière l'Amazone (185 000 m³/s) imbattable pour la surface réceptrice (6 150 000 km²) et le débit spécifique (30 l/s/km²). A Kinshasa-Brazzaville, le Zaire est complètement formé, bien qu'il soit encore à près de 300 m d'altitude. Il franchit la barre du socle qui ferme le grand bassin sédimentaire vers la mer, par une série de rapides impressionnants entrecoupés de replats. Le tronçon à pente moyenne maximale, est constitué par les rapides d'Inga (100 m de dénivellée) situés entre l'île de Sikila et l'embouchure de la Bundi, distantes à vol d'oiseau de 15 km.

Compte tenu du débit considérable du Zaire, ces rapides font d'Inga le point du globe où est concentré le potentiel hydroélectrique le plus élevé. Des 370 TWh dissipés chaque année dans ces chutes, 300 TWh pourraient être récupérés. Ce chiffre laisse loin derrière celui d'Itaipu et il dépasse celui du projet chinois (240 TWh) de Timpa - Yortong (coupure de la boucle du Brahmapoutre) (8).

L'aménagement du site pouvait se faire suivant deux schémas.

Le premier consiste à dériver au fil de l'eau, sans barrage, au travers d'une trouée dans la rive, une partie du débit d'étiage du Zaire vers une vallée morte, celle de N'Kokolo (anciennement Van Deuren) où le barrage de Shongo crée une chute de 60 m environ : productivité 26 TWh.

Le deuxième consiste à détourner par un barrage la totalité du débit d'étiage du Zaire (30 000 m³/s), dans la vallée de la Bundi où serait édifié un barrage de 150 m de hauteur : productivité 300 TWh, atteinte par un nombre convenable d'étapes pour l'équipement de l'usine.

Dans ce schéma l'eau est détournée à l'amont de la prise du petit projet et restituée à l'aval de la restitution de celui-ci : le grand projet court-circuite le petit.

C'est le petit projet qui a été choisi, la réalisation pouvant de surcroît s'effectuer en deux ou trois étapes.

		P _i	W
Inga 1	en service	350 MW	2,4 TWh
Inga 2	en construction	1 350 MW	9,6 TWh
Inga 3	(éventuel) en projet	2 000 MW	14,0 TWh
		3 700 MW	26,0 TWh

La poursuite de l'équipement du site ramène l'attention sur le grand projet. L'eau y étant détournée à l'amont de la prise d'Inga 1 et 2, ces deux usines pourraient continuer à fonctionner normalement avec les déversées au barrage de dérivation du grand projet. L'usine d'Inga 3 le pourrait-elle de façon satisfaisante ? C'est-à-dire faut-il réaliser Inga 3 ou passer après l'achèvement d'Inga 2 à la réalisation du Grand Inga ? C'est la question actuellement posée.

(7) *La Houille Blanche* n° 2-3 1977 - Article de J. Francou.

(8) *Water Power* - March 1976 - V. Smil "Exploiting China's hydro potential".

Inga : Le barrage

Plan général d'aménagement

LES CHUTES VICTORIA (RHODESIE) SUR LE ZAMBEZE

VICTORIA FALLS (ZAMBEZI RIVER, RHODESIA)

Dans son cours supérieur le Zambèze passe de 1 600 m à 870 m d'altitude ; il tombe ensuite de 108 m aux chutes Victoria (Rhodésie) puis coule dans un tronçon à très forte pente, l'ensemble représentant une dénivelée de 400 m sur 250 km et un potentiel de 30 TWh. Mais sa situation au cœur de l'Afrique pénalise,

pour le moment, ce site.

Cette rupture de pente correspond au passage du socle vers un bassin allongé autour du fleuve un peu comme dans le cas des chutes Churchill. Le socle est recouvert d'une dalle de basalte du Karoo, assez résistante pour donner naissance à une chute verticale.

LE DURO INTERNATIONAL (ESPAGNE-PORTUGAL)⁽⁹⁾

INTERNATIONAL DOURO (SPAIN-PORTUGAL)

Le Douro (Duero en espagnol) s'échappe de la Meseta en une dénivelée de 402 m sur son cours international de 112 km de longueur entre le Portugal et l'Espagne, ce qui représente une pente supérieure à 3 ‰.

Le bassin versant y passe de 63 100 à 75 300 km², essentiellement du fait d'un affluent rive gauche, le rio Tormès, qui rejoint le Douro à mi-dénivelée du tronçon international.

Cette particularité géographique a permis d'adopter un schéma simple pour l'équipement de ce tronçon qui

a fait l'objet de la Convention de 1927 entre l'Espagne et le Portugal : la partie à l'amont du confluent du rio Tormès a été attribuée au Portugal, la partie aval revenant à l'Espagne pour lui permettre de profiter sur le Douro international des apports régularisés du Tormès espagnol.

(9) Voir aussi chapitre 2.

Jusqu'à la mise en service en 1971 des usines des Portes de Fer sur le Danube (2 050 MW – 11,4 TWh), Aldeadavila (1963) a été la plus grande usine hydro-électrique d'Europe, URSS exclue.

Les réservoirs à l'amont du tronçon international et établis en presque totalité sur des affluents, représentent une capacité utile de 1 750 hm³, à laquelle s'ajoute

900 hm³ sur le Tormès, soit 2 650 hm³ au total.

La chute importante, qui intervient dans une vallée très encaissée rend le site exceptionnel pour l'Europe. Dommage que le bassin soit si peu arrosé. Avec la lame d'eau écoulée du nord-Canada, le Douro international serait l'équivalent du fleuve Manicouagan.

Tableau 14 : Caractéristiques des aménagements du Douro international

	Bassin versant km ²	Débit moyen annuel m ³ /s	Capacité utile de la retenue hm ³	Hauteur de chute brute m	Débit d'équipement m ³ /s	Nombre de groupes	Energie annuelle GWh	Puissance installée MW
Douro international								
Miranda	63 100	310	6	57	375	3	890	156
Picote	63 300	310	13	69	375	3	1 045	180
Bemposta	63 500	310	21	68,70	375	3	1 100	210
Douro international								
Aldeadavila	73 458		48	139,50	600	6	2 440	762
Saucelle	73 715		56	62	468	4	1 050	300
				396,20			6 525	1 608

Aldeadavila

Aldeadavila

MANICOUAGAN ET AUX OUTARDES (CANADA)

MANICOUAGAN AND AUX OUTARDES (CANADA)

 MANICOUAGAN
PROFIL EN LONG

		EQUIPE		NON EQUIPE	
		MW	TWh	MW	TWh
MANIC 5	1968	1352	7.36		
MANIC 3	1975	1200	5.40		
MANIC 2	1965	1015	5.66		
MANIC 1	1966	184	0.04		
		3751	18.46

 AUX OUTARDES
PROFIL EN LONG

		EQUIPE		NON EQUIPE	
		MW	TWh	MW	TWh
OUTARDES 4	1968	632	3.38		
OUTARDES 3	1968	745	4.15		
OUTARDES 2	Project			454	2.57
		1377	7.53	454	2.57

Ces deux rivières qui drainent une partie du bouclier canadien, coulent dans le sens nord-sud en des cours pratiquement parallèles et à une faible distance ; elles se jettent dans l'estuaire du Saint-Laurent près de la ville de Baie Comeau.

La rivière Manicouagan (240 km) est l'émissaire, d'une part du lac Manicouagan alimenté par les rivières Racine de Bouleau, Thémines et Haut James, et d'autre part du lac Mushalagan.

La rivière Aux Outardes (320 km) est l'émissaire du lac Pléti (altitude 530 m).

Elles traversent le rebord du plateau par de nombreux rapides : la pente moyenne (1 ‰) y est forte. C'est un exemple-type de raccordement socle-mer.

Les performances de l'ensemble sont du même ordre de grandeur que celles de l'usine des chutes Churchill (5 525 MW — 34,5 TWh).

Avec 137 km³ de volume total, 35 km³ de volume utile et une superficie de 1940 km², la retenue de Manic 5 (barrage Daniel-Johnson) se classe parmi les premières des grandes retenues artificielles au monde par le volume. Elle submerge les lacs Manicouagan et Mushalagan qu'elle réunit en un seul et même lac en Y.

Le barrage Daniel-Johnson est le plus grand barrage à voûtes multiples au monde par sa hauteur (200 m), sa longueur en crête (1 300 m) et son volume (2 260 000 m³ de béton).

Malgré la faible taille des bassins versants (45 000 km² pour Manicouagan, 20 000 km² pour Aux Outardes), le débit spécifique très élevé (20 l/s/km²) permet l'utilisation, sous une forte chute, d'un débit moyen important, et de surcroît entièrement régularisé, qui fait de Manicouagan et Aux Outardes deux fleuves particulièrement intéressants pour l'hydroélectricité.

Tableau 15 : Caractéristiques des aménagements de Manicouagan et Aux Outardes

	Date de mise en service	Volume du réservoir		Débit régularisé m ³ /s	Hauteur de chute m	Puissance installée MW	Productivité annuelle TWh
		total hm ³	utile hm ³				
Manic 5	1968	137 000	35 000	670	144	1 352	7,36
Manic 3	1975	1 080	700	735	95	1 200	5,40
Manic 2	1965	3 500	364	1 000	72	1 015	5,66
Manic 1	1966	—	—	1 000	37	184	0,04
		141 580			348	3 751	18,46
Outardes 4	1968	2 070	920	350	123	632	3,38
Outardes 3	1968	20	2	365	145	745	4,15
Outardes 2	Projet			395	83	454	2,57
					351	1 831	10,10
Ensemble Manic-Outardes						5 582	28,56

Manicouagan 2

Outardes 4

LA GRANDE (CANADA – BAIE JAMES)

LA GRANDE (JAMES BAY, CANADA)

Tableau 16 : Caractéristiques des usines de La Grande

Nom	Capacité utile de la retenue km ³	Débit régularisé m ³ /s	Débit équipé m ³ /s	Hauteur de chute brute max. m	Hauteur de chute nette nominale m	Nombre de groupes	Puissance installée MW	Productivité TWh	Date d'achèvement
LG ₁ (aval)	0,028	3 500	4 800	23,60	22	10	910	5,6	1983-85
LG ₂	19,3	3 500	4 800	143	135	16	5 328	35,8	1980-82
LG ₃	25,2	1 800	2 900	76,25	75	10	1 920	12,3	1982-83
LG ₄ (amont)	7	1 800	2 100	119	112	8	2 032	14,1	?
				361,85	344	44	10 190	67,8	
Caniapiscou	39,2								1982-83
Opinaca	3,5								1980
	94,22								

1 – Les fleuves de la baie James

Situé entre les provinces d'Ontario et de Québec, la baie James, appendice à la baie d'Hudson, est installée dans une région déprimée du socle qui apporte un niveau marin en plein cœur du continent.

Le territoire québécois de la baie James comprend cinq grands fleuves : La Grande, l'Eastmain et la Rupert, la Broadback et la Nottaway qui drainent vers la baie James la partie centrale du bouclier canadien.

Du fait de l'absence d'un réseau hydrographique hiérarchisé, l'aménagement est prévu en deux grands complexes.

Au nord, celui de La Grande : les eaux d'une partie du bassin de trois fleuves voisins, la Caniapiscou, la Grande Baleine et l'Eastmain avec son affluent l'Opinaca

seront dérivées dans La Grande, dont le débit à l'embouchure sera majoré de 80 %, le bassin versant passant de 98 000 à 177 000 km².

Au sud, le complexe de la Rupert encore en cours d'étude : ce fleuve recevrait les eaux de la Broadback et de la Nottaway et une dizaine de centrales pourraient être construites dans la vallée.

A la différence de la région Manicouagan-Aux Outardes, cette zone du bouclier canadien présente des lignes de partage des eaux faiblement marquées ; cette circonstance heureuse jointe à l'absence d'habitat permet le détournement des rivières grâce au seul relèvement du plan d'eau par un petit barrage comme c'est le cas pour le chenal d'amenée de Churchill Falls, sans construction d'un ouvrage de dérivation, canal ou galerie.

2 – La Grande

La Grande (860 km) avec sa succession de replats et de rapides, est caractérisée dans sa moitié aval par une pente moyenne élevée (0,8 ‰) : sur les 450 km du tronçon en cours d'équipement (LG₁ à LG₄) la chute est de 365 m. Comme pour Manicouagan et Aux Outardes il s'agit d'un exemple-type de raccordement socle-mer.

L'équipement réalisé par la Société de la Baie James comprendra quatre usines, sans bief de dérivation, puisque pour chaque aménagement la retenue pourra s'étendre sur le plateau à l'aval du barrage et venir à l'aplomb de l'usine souterraine.

En 1982 LG₂ sera la première usine hydroélectrique au monde pour la productibilité (35,8 TWh) devant celle des chutes Churchill (34,5 TWh) et la quatrième pour la puissance installée (5 328 MW), derrière Sayan Suchensk (6 360 MW) qui devrait être achevée, Grand Coulee (6 300 MW) et Krasnoïarsk (6 000 MW), mais devant celle des chutes Churchill (5 225 MW).

La similitude entre l'Angara et La Grande a déjà été signalée à propos de l'Angara au chapitre 2, où l'on a

donné un tableau comparatif.

Deux autres aménagements sont à l'étude à l'amont de LG₄ sur un affluent le Laforge, dans lequel seront déversées les eaux du réservoir de Caniapiscou : LA₁ (660 MW – 4,2 TWh) et LA₂ (220 MW – 1,4 TWh).

Pour l'ensemble des six usines du complexe de La Grande, on aurait donc les performances suivantes :

– puissance installée	11 070 MW
– productibilité	73,4 TWh

Les fleuves de la baie James constituent des gisements remarquables de houille blanche par la chute, le débit spécifique élevé et la régularisation quasi complète des apports, caractéristiques qui sont celles de Manicouagan, Aux Outardes et du fleuve Churchill.

La facilité avec laquelle la dérivation d'un cours d'eau dans l'autre est possible donne aux fleuves de la baie James un atout supplémentaire, le regroupement des bassins et le débit spécifique très élevé aboutissant à disposer ici, sur les usines d'aval, du même débit que sur l'Angara.

Le coût du transport de l'énergie jusqu'à Montréal représentera un tiers du coût total.

LG2 – Site de l'évacuateur de crues

LE SAINT LAURENT (CANADA-ETATS-UNIS)

SAINT LAWRENCE (CANADA AND UNITED STATES)

Une topographie glaciaire — succession d'auges fermées par des verrous rocheux ou des moraines — remaniée par un fleuve, explique le chapelet de lacs disposés en gradins, qui caractérise le profil en long du St-Laurent.

La longueur du fleuve, comptée de l'extrémité amont du lac Supérieur jusqu'à l'embouchure, est de 3 700 km ; elle se décompose comme suit :

— traversée des lacs	2 560 km
— tronçon fluvial	570 km
— estuaire	570 km
total	3 700 km

La surface du bassin versant est de 1 030 000 km², dont 780 000 km² à la sortie du lac Ontario, pour le bassin versant des Grands Lacs qui est pour moitié canadien et moitié américain, le plan d'eau des lacs (245 000 km²) représentant presque un tiers de cette surface.

Le débit moyen à l'embouchure est de 10 300 m³/s (débit spécifique de 10 l/s/km²) et de 6 800 m³/s à l'aval des Grands Lacs. L'évaporation des lacs correspond à une lame d'eau de 640 mm, supérieure au déficit d'écoulement de la lame d'eau tombant sur le sol (510 mm). Cette perte d'eau supplémentaire qu'apporte l'évaporation à la surface des grands lacs (32 km³)⁽¹⁰⁾ explique pour un quart la différence de débit spécifique entre le bassin des Grands Lacs (8,7 l/s/km²) et le bassin aval (14 l/s/km²). Sans ce supplément de déficit le débit spécifique serait de 10 l/s/km² et le débit du St-Laurent à la sortie de l'Ontario de 7 800 m³/s, ce qui équivaldrait à une majoration de 1 000 m³/s.

On distingue dans le profil en long du St-Laurent cinq dénivelées dont les valeurs sont les suivantes :

- 1) 6,40 m pour les chutes Ste-Marie, entre les lacs Supérieur et Huron,
 - 2) 2,40 m entre le lac St-Clair et la rivière de Détroit,
 - 3) 99,00 m entre les lacs Érié et Ontario dont 55 m pour les chutes du Niagara,
 - 4) 68,00 m entre le lac Ontario et le port de Montréal,
 - 5) 6,20 m entre le port de Montréal et l'estuaire.
- 182,00 m

Seules les dénivelées 3 et 4 ont reçu un équipement significatif pour la fourniture d'énergie électrique, la première ne comportant qu'une installation de 73 MW.

L'utilisation de la chute entre les lacs Érié et Ontario s'effectue par un double ensemble de dérivations — un sur chaque rive — qui court-circuite les célèbres chutes du Niagara et la gorge à forte pente qui leur fait suite et un double ensemble d'usines — un sur chaque rive — à l'entrée du lac Ontario : l'usine Sir Adam Beck n° 1 (1917) et n° 2 (1954) et la petite usine de pompage (1958) pour le Canada (Hydro-Ontario), et une usine pour les Etats-Unis en rive droite, dénommée Robert Moses Niagara.

(10) Ramenée à l'ensemble du bassin versant des grands lacs (780 000 km²) cette perte supplémentaire représente 1,3 l/s/km².

Entre la sortie du lac Ontario et Montréal la dénivelée a été utilisée en trois marches :

- entre les lacs Ontario et St-François une usine unique, mise en service en 1958, est installée près de Cornwall, dont la moitié canadienne est dénommée Robert H. Saunders et la moitié américaine Robert Moses ⁽¹¹⁾.

Débit du fleuve 6 800 m³/s

Débit d'équipement 8 900 m³/s

Puissance installée 1 820 MW (32 groupes de 52 à 57 MW
longueur de l'usine : 1 050 m)

Hauteur de chute 25 à 27 m

Productibilité 14 TWh

- entre les lacs St-François et St-Louis : le canal-usine de Beauharnois ; les groupes ont été installés en trois étapes : 1948 – 1953 – 1961.

Débit du fleuve 6 800 m³/s

Puissance installée 1 574 MW (36 groupes de 38 à 55 MW
longueur de l'usine : 854 m)

Hauteur de chute 24 m

Productibilité 11,2 TWh

- entre le lac St-Louis et l'île au Héron (projet de Lachine)

Débit du fleuve 7 940 m³/s

Puissance installée 740 MW

Hauteur de chute 9,80 m

Productibilité 6 TWh

Tableau 17 : Performances des usines du Niagara

	Puissance installée	Productibilité
• Canada	2 125 MW	12,6 TWh
• USA	2 190 MW	14,2 TWh
total	4 315 MW	26,8 TWh

Le Saint-Laurent constitue un gisement de houille blanche remarquable par la concentration de la chute (173 m) en quelques marches, l'importance du débit (du même ordre que celui du Parana à Itaipu) et la régularisation naturelle très poussée des apports. Avec 58 TWh c'est un ensemble comparable à ceux de La Grande et de l'Angara ; c'est 1,3 fois le potentiel du Danube, une fois et demi celui de la Volga (39,5 TWh). Derrière la Columbia mais en trois usines seulement, c'est la plus grande artère d'hydroélectricité en service en 1977. C'est aussi depuis 1959 une voie maritime "La Voie Maritime du St-Laurent" qui amène les paquebots jusqu'au cœur du continent, à 3 700 km de l'océan.

(11) Il y a donc, côté américain, deux usines dénommées "Robert Moses" : celle du Niagara, rive droite ; la moitié américaine de celle de Cornwall.

La centrale Robert H. Saunders

CHAPITRE 4

Les hauts lieux de la houille blanche

Highlights of water power achievement

Les plus hauts barrages en service

The highest dams in service

Nourek près de Tachkent (URSS) : en terre	317 m
Grande Dixence (Suisse)	285 m
25 barrages ont une hauteur supérieure à 200 m	

Les barrages ayant le plus grand volume

Greatest storage capacities

Tarbela sur l'Indus (Pakistan) : en terre	142 hm ³
Fort Peck (USA)	96 hm ³
à titre de comparaison :	
Serre-Ponçon sur la Durance (en terre)	14 hm ³
Mont-Cenis sur le lac du Col du Mont Cenis (en terre)	14 hm ³

Les plus hautes chutes équipées

The highest falls harnessed for water power

Reisseck (Autriche)	1 772 m
Dixence (Suisse)	1 748 m
Portillon (France)	1 420 m

Les plus grands lacs artificiels

The largest man-built storage lakes

• *en capacité totale*

Bratsk sur l'Angara (5 500 km ² de surface, soit celle d'un département français)	169 km ³
Assouan sur le Nil (3 900 km ²)	164 km ³
Kariba sur le Zambèze (5 180 km ²)	160 km ³
Akosombo sur la Volta (8 470 km ²)	148 km ³
Manicouagan 5 sur la Manicouagan	137 km ³
Luchia Gorge sur le Fleuve Jaune ⁽¹⁾ (barrage de 213 m)	130 km ³

N.B. — Owen Falls (Ouganda) vient en tête avec 205 km³, mais cette capacité nouvelle est obtenue par le relèvement de niveau d'un lac naturel.

• *en surface*

Akosombo sur la Volta (148 km ³)	8 470 km ²
Kouibichev sur la Volga	6 450 km ²
Bratsk sur l'Angara (169 km ³)	5 500 km ²
à titre de comparaison :	
Lac Léman	580 km ²
Lac Baïkal	30 000 km ²

(1) *Water Power* — Febr. 1975 — p. 45

Assouan : le lac artificiel a une superficie de 3 900 km² (voir page précédente)

Les usines de grande productibilité
(en service et en construction*)

The most productive power plants

• *dans le monde*

Itaipu* (Parana)	70	TWh
LG 2* (La Grande)	35,8	TWh
Churchill Falls (Churchill)	34,4	TWh
Sayan Suchensk* (Iénisséi)	34,4	TWh
Bratsk (Angara)	23	TWh
Tucurui* (Tocantins)	21,5	TWh
Ust Ilim* (Angara)	21,9	TWh
Krasnoyarsk (Angara)	20,4	TWh
Grand Coulee I – II – III* (Columbia)	20,3	TWh
Bogoutchany* (Angara)	19,8	TWh
Cabora-Bassa (Zambèze)	18	TWh
Yaciréta-Apipe* (Parana)	18	TWh
LG 4* (La Grande)	14,3	TWh

Niagara (USA – St-Laurent)	14,2	TWh
Cornwall (USA-Canada – St-Laurent)	14	TWh

• *en Europe*

Portes de Fer (Danube)	11,4	TWh
XXII ^e Congrès (Volga) (ex Volvograd)	11	TWh
Lénine (Volga) (ex-Kouibichev)	11	TWh
Saratov (Volga)	7	TWh
Dniepro (Dniepr) (ex-Dnieprostroy)	3,64	TWh

• *en Espagne*

Aldeadavila (Duero International)	2,4	TWh
-----------------------------------	-----	-----

• *en France*

Donzère (Rhône)	2,1	TWh
-----------------	-----	-----

La Bathie
Roselend

Les usines de grande puissance installée

High installed-power plants

A fin 1974, il y avait dans le monde, en service ou en construction, 63 usines d'une puissance installée supérieure à 1 000 MW (*), dont :

16 en URSS, 12 aux USA, 12 au Canada, 10 au Brésil, 2 en Australie, 2 au Pakistan, 1 en Inde, 1 en Chine, 1 en Egypte, 1 au Nigéria, 1 en Rhodésie, 1 au Mozambique, 1 en Roumanie-Yougoslavie (Portes de Fer), 1 en Turquie, 1 en Argentine.

Certaines usines (LG₄, Churchill Falls) ont une très longue utilisation de la puissance installée, due à une régularisation artificielle très poussée du régime de la rivière et à l'éloignement des centres de consommation ou à une forte régularisation naturelle (usines du St-Laurent) : ce sont des usines de base. D'autres (Guri, Chicoasén), ont une forte puissance installée pour une marche en pointe.

Le détail des principales usines, en service et en construction dans le monde et en Europe (celles en construction marquées d'un astérisque) est donné ci-après ; le deuxième chiffre correspond à l'équipement final actuellement envisagé.

(*) Tableau VI-1, page 154 de l'enquête sur les Ressources Énergétiques 1974 (Conférence mondiale de l'Énergie). Ce tableau est à utiliser avec précautions car ce sont les puissances finales d'équipement qui sont indiquées, même si cet équipement total n'est prévu que dans un avenir éloigné (cf. Cabora Bassa, Bratsk etc.).

(1) La place est ménagée pour 12 groupes supplémentaires ce qui porterait la puissance de l'usine à 21 500 MW.

(2) 525 MW actuellement en service avec extension en cours de 6 100 MW (10 groupes de 610 MW). (*Water Power* – Octobre 1976, page 7).

(3) A fin 1978, après mise en route totale de Grand Coulee III, la mise en service des 6 groupes devant s'échelonner de début 1975 à fin 1978.

Grand Coulee I	9 groupes de 188 MW en	
cours de rebobinage pour 125 MW		1 125 MW
Grand Coulee II	9 groupes de 188 MW en	
cours de rebobinage pour 125 MW		1 125 MW
Pompage		79 MW
		<u>2 329 MW</u>

Grand Coulee III	3 groupes de 600 MW	
(en service début 1977)		1 880 MW
	3 groupes de 700 MW	
(en service à fin 1978)		2 100 MW
pompage	70 MW	70 MW
		<u>70 MW</u>

Total	6 299 MW
Suréquipement ultérieur à l'étude	3 750 MW
	<u>10 050 MW</u>

(Source : *Proceeding ASCE* – December 1975, pages 871 to 881).

(4) 4 500 MW avec 2 groupes supplémentaires dont la place est réservée. (Documentation personnelle).

(5) Puissance nominale $320 \times 8 = 2 560$ MW ;
puissance maximale $370 \times 8 = 2 960$ MW.

(6) *Water Power* – February 1977.

(7) Barrage en enrochement de 245 m de hauteur – ce sera le 6^e plus haut du monde et le plus haut d'Amérique Latine – ; volume total 15×10^6 m³.

(8) 5 groupes de 408 MW en 1^{ère} étape (1976-1979) dans une usine rive droite ; ultérieurement 4 autres groupes dans une usine rive gauche, soit une puissance finale de 3 672 MW. (Information Neyrpic).

• dans le monde

Itaipu* (Parana)	12 870 MW	21 500 MW (1)
Guri* (Caroni) au Vénézuëla	6 525 MW (2)	
Grand Coulee* (Columbia)	6 480 MW	10 230 MW (3)
Sayan Suchensk* (Iénisséi)	6 360 MW	
Krasnoyarsk (Iénisséi)	6 000 MW	
LG 2* (La Grande)	5 328 MW	
Churchill Falls (Churchill)	5 225 MW	
Ust Ilim* (Angara)	4 320 MW	
Bratsk (Angara)	4 050 MW	4 500 MW (4)
	(18 groupes)	
Bogoutchany* (Angara)	4 000 MW	
Paulo Afonso I-II-III-IV (São Francisco)	3 675 MW	6 650 MW
Tucuruí* (Tocantins)	3 000 MW (5)	5 700 MW
John Day (Columbia)	2 700 MW	
Nurek (Vakhsh)	2 700 MW	
Revelstoke*	2 700 MW (6)	
Ilha Solteira (Parana)	2 560 MW	
XXII ^e Congrès (Volga) (ex Volgograd)	2 530 MW	
Mica (Columbia) – Canada	2 400 MW	
Chicoasén* (Grijalva) (5,58 TWh)	2 400 MW (7)	
Cabora Bassa* (Zambèze)	2 040 MW	3 672 MW (8)

• en Europe

XXII ^e Congrès (Volga) (ex Volgograd)	2 530 MW
Lénine (Volga) (ex Kouibichev)	2 300 MW
Portes de Fer (Danube)	2 050 MW
Saratov (Volga)	1 290 MW

• en Espagne

Aldeadavilla (Duero International)	762 MW
------------------------------------	--------

• en France

Roselend	520 MW
Génissiat	405 MW
Villarodin (Mont-Cenis)	360 MW
Serre-Ponçon	350 MW
Rance (marémotrice)	240 MW

Churchill Falls

CHAPITRE 5

Les grands barrages

Large dams

Tableau 19 : Nombre de grands barrages en service au 31-12-1974 dans le monde

Pays ayant plus de 100 grands barrages en service au 31-12-1974 (Chine exceptée)	Nombre total de grands barrages	Grands barrages hydroélectriques	
		Nombre	% du nombre total de grands barrages du pays
1 – USA	5 409	915	17 %
2 – Japon	1 938	472	24 %
3 – Inde	737	82	11 %
4 – Espagne	573	242	42 %
5 – Canada	484	326	67 %
6 – Royaume Uni	507	79	15 %
7 – Italie	395	299	76 %
8 – France	355	202	56 %
9 – Brésil	379	144	38 %
10 – Australie	307	64	21 %
11 – Corée du Sud	328	9	3 %
12 – Afrique du Sud	289	15	5 %
13 – Mexique	378	35	9 %
14 – Norvège	206	192	92 %
15 – Suède	128	95	74 %
16 – Suisse	121	89	74 %
17 – Tchécoslovaquie	110	42	38 %
18 – Allemagne	107	35	33 %
Ensemble des 18 pays	12 751 90 %	3 337 85 %	26 %
Autres pays	1 469 10 %	614 15 %	42 %
Total	14 220 100 %	3 951 100 %	68 %

Tableau 20 : Nombre de grands barrages en service au 31-12-1974 en Europe.

Pays	Nombre total de grands barrages	Grands barrages hydroélectriques	
		Nombre	% du nombre total de grands barrages du pays
Espagne	573	242	42 %
Royaume Uni	507	79	15 %
Italie	395	299	76 %
France	355	202	56 %
Norvège	206	192	92 %
Suède	128	95	74 %
Suisse	121	89	74 %
Tchécoslovaquie	110	42	38 %
Allemagne	107	35	33 %
Yougoslavie	84	51	61 %
U.R.S.S.	67	53	79 %
Bulgarie	66	20	30 %
Roumanie	62	38	61 %
Autriche	58	49	84 %
Portugal	50	40	80 %
Finlande	46	41	89 %
	2 403 (17 % de 14 220)	1 554 (39 % de 3 951)	65 %

Tous les grands barrages ne servent pas à la production d'électricité mais aussi à l'irrigation, à l'alimentation en eau des villes, des canaux de navigation, et plus récemment à l'écrêtement des crues et surtout au relèvement des étiages. A cet égard les exemples de la Corée du Sud, de l'Afrique du Sud et du Mexique, des U.S.A et du Royaume-Uni sont significatifs (voir *Tableau 19*).

Ainsi sur les 14 220 grands barrages en service dans le monde à fin 1974, 28 % seulement servaient à la production d'électricité, c'est-à-dire un sur trois et demi.

En revanche, on ajoute maintenant des usines de pied à des barrages qui n'avaient pas été construits en vue de la fourniture d'énergie, par exemple en Irak aux barrages Dokhan (1959) et Derbendikham (1961). Et dans le cadre d'une politique d'économie d'énergie, il est possible que cette tendance s'accroisse.

D'après le Registre Mondial des Barrages (1973) et sa première mise à jour (1976) (Commission Internationale des Grands Barrages), le nombre de grands barrages, c'est-à-dire de plus de 15 m de hauteur au-dessus du point le plus bas de la fondation, en service dans le monde au 31-12-1974, Chine exceptée, se décomposerait comme indiqué au *Tableau 19*.

Ainsi, au 31-12-74, dix-huit pays compteraient 90 % des barrages en service dans le monde (Chine exceptée) et 85 % des barrages hydroélectriques. Les Etats-Unis et le Japon grouperaient à eux seuls plus de la moitié des grands barrages (7 347) et 35 % des grands barrages hydroélectriques.

Pour la Chine, M. Chang-Kuang Tou a donné au Congrès des Grands Barrages de Madrid, en 1973, à l'occasion du débat sur la question 41, les précisions suivantes :

barrages de plus de 15 m de hauteur
mis en service entre 1949 et 1972. 13 517
barrages dont la hauteur est comprise
entre 15 et 30 m 12 321
barrages dont la hauteur est comprise
entre 30 et 60 m 1 150
barrages dont la hauteur est supérieure à 60 m . . . 46
barrages en terre 11 877 } 12 006
barrages en enrochement. 129 }

La Chine compterait donc à elle seule près de la moitié des 26 000 barrages en service dans le monde.

La mise à jour de 1976 du Registre Mondial des Barrages ne cite que 487 des principaux barrages, dont 130 (25 %) alimentent une usine hydroélectrique.

254 réservoirs seulement ont une capacité supérieure à 100 hm³, tandis que pour 10 956 réservoirs le volume est inférieur à 10 hm³ (1).

La situation en Europe au 31-12-74 est donnée au *Tableau 20*.

L'Europe comptait ainsi 17 % des barrages en service dans le monde (3 fois moins qu'aux Etats-Unis et au Japon), et 39 % des barrages hydroélectriques (un peu plus qu'aux Etats-Unis et au Japon). Dans le reste du monde (11 817 barrages – 2 397 barrages hydroélectriques), un barrage sur cinq seulement sert à la production d'hydroélectricité, contre deux sur trois en Europe.

On a mis en service un barrage tous les mois et demi en France pendant 25 ans (1945-1970), plus exactement 185, et un tous les mois en Espagne pendant 35 ans (1936-1971), plus exactement 460. En Chine, la moyenne aurait été de 40 par mois depuis 1949.

(1) *Water Power* – March 1976 – V. Smil "Exploiting China's hydropotential".

Soucoupe plongeante pour l'inspection des barrages

CHAPITRE 6

Potentiel sauvage, potentiel équipable et potentiel équipé

Theoretical, harnessable and harnessed potential

POTENTIEL SAUVAGE

THEORETICAL POTENTIAL

Le potentiel brut de ruissellement ou "potentiel sauvage" ou potentiel théorique d'un tronçon de rivière est donné par la formule :

$$W = 9,81 \frac{Q_1 + Q_2}{2} H \cdot 8760 \quad \text{ou} \quad W = \frac{VH}{367}$$

dans laquelle H représente la dénivellation brute, Q_1 et Q_2 les débits en amont et en aval du tronçon considéré et V le volume annuel écoulé transitant dans le tronçon.

Le potentiel est stricto sensu une *puissance* qui varie dans le temps avec le débit. La description complète du potentiel d'une rivière impliquerait la connaissance de la répartition temporelle de ces puissances.

Pratiquement, on s'intéresse à l'énergie correspondant à une période donnée, généralement l'année, et on l'exprime sous l'une ou l'autre des formes suivantes :

- puissance ayant une probabilité donnée d'être atteinte ou dépassée au cours de la période : c'est la forme utilisée par certains organismes internationaux ; mais comment à partir de là passer à l'énergie réelle (1) ?
- valeur moyenne de l'énergie au cours de la période.

Dans ce qui suit, le potentiel sauvage sera "l'énergie sauvage annuelle moyenne"

Le potentiel sauvage peut aussi s'écrire :

[g . dénivellation . surface] . débit spécifique . 8760

C'est une forme commode pour l'évaluation du potentiel de régions pour lesquelles une estimation des débits spécifiques permet de suppléer à la mauvaise connaissance des débits absolus.

La représentation graphique du potentiel d'une rivière a l'allure indiquée ci-dessous.

Figure 4.

L'aire H_1, H_2, Q_1, Q_2 représente, au facteur g près, la puissance brute disponible entre les cotes H_1 et H_2 . L'affluent principal A fait passer le débit de Q_A à Q'_A et apporte le potentiel correspondant à l'aire A .

Pour la France, un calcul du potentiel sauvage effectué en 1953 et révisé en 1962, a conduit, pour chacun des grands bassins fluviaux, aux résultats suivants :

Rhin et Meuse.	18 900 GWh
Rhône.	125 220 "
Fleuves côtiers méditerranéens.	16 260 "
Adour.	18 300 "
Garonne.	34 640 "
Dordogne.	14 700 "
Loire.	27 700 "
Seine et fleuves côtiers de la Manche et de l'Atlantique.	10 740 "
	<hr/> 266 460 "

On peut retrouver l'ordre de grandeur de ce résultat à partir des éléments du *Tableau 21* qui donne par tranches d'altitude, la répartition des surfaces et celle des lames d'eau moyennes ruisselées.

On notera que la tranche d'altitude inférieure à 250 m fournit le tiers du potentiel sauvage (266 – 174 = 92 TWh). On retrouve ici une autre confirmation de la prépondérance de la plaine sur la montagne, du débit sur la chute, déjà signalée au *Chapitre 1*.

L'altitude moyenne du territoire français est de 342 m. La lame d'eau moyenne ruisselée est de 315 mm. La valeur du potentiel total correspond à la chute de cette lame moyenne d'une hauteur de 573 mètres environ.

On voit sur l'exemple français quelle erreur on peut faire en déterminant le potentiel sauvage mondial à partir de la lame d'eau moyenne écoulée sur le globe (240 mm soit 37 000 km³), et de l'altitude moyenne des terres immergées (800 m) : on trouverait 80 000 TWh alors que le calcul fait pour certains pays conduirait à un total mondial de 36 000 TWh, chiffre cité au *Tableau 22*.

(1) Une idée de la confusion qui peut en résulter est donnée par certaines publications de la Conférence Mondiale de l'Energie, par exemple "Enquête sur les ressources énergétiques – 1974" dans lesquelles deux chiffres sont donnés pour l'énergie : l'un correspondrait à la production au débit moyen, l'autre à la production aux débits réels pendant 95 % du temps et cette façon de procéder est utilisée même pour les usines en service !

On ne soulignera jamais assez que seule l'énergie (TWh) et non la puissance (MW ou GW) est un critère significatif pour les ressources hydrauliques. La puissance installée dépend de la présence d'un réservoir, de son éloignement des centres de consommation et des besoins en énergie de pointe.

Tableau 21 : Potentiel sauvage de la France – Répartition des surfaces et des lames d'eau ruisselées					
Tranches d'altitude	% de surface	Altitude moyenne de la tranche	Lame d'eau écoulée	Contribution potentielle TWh	
m		m	mm	de la tranche jusqu'à la cote 0	cumulée jusqu'à la côte inf. de la tranche
supérieure à 3 000	0,1	3 350	2 000	10	2
2 500 – 3 000	0,4	2 700	1 500	24	7
2 000 – 2 500	0,9	2 220	1 200	34	15
1 500 – 2 000	1,6	1 750	850	35	35
1 000 – 1 500	3	1 220	650	33	67
750 – 1 000	5	870	500	31	100
500 – 750	7	620	400	25	132
250 – 500	21	370	350	40	174
0 – 250	61	130	300	34	266
	<hr/> 100			<hr/> 266	

POTENTIEL EQUIPABLE

HARNESSABLE POTENTIAL

Le potentiel équipable représente la part utilisable du potentiel sauvage. Les limitations ont trait à l'économie et aux effets sur le milieu. A ce double titre, la valeur du potentiel équipable varie suivant les époques. Ainsi, en France, les estimations ont revêtu les valeurs extrêmes de 60 et 80 TWh. Or au 1^{er} janvier 1977, le potentiel équipé était déjà de 60 TWh. Compte tenu des aménagements en cours de travaux et des projets dont la mise en construction est très probable, le potentiel équipé pourrait atteindre une valeur plafond de 65 à 66 TWh vers 1985.

Une estimation du potentiel sauvage et du potentiel équipable dans le monde est donnée au *Tableau 22* par grandes zones géographiques. La liste des pays ayant le plus fort potentiel équipable est donnée au *Tableau 23*.

Plusieurs enseignements peuvent en être tirés :

- le potentiel équipable représente en moyenne 27 % du potentiel sauvage ($9\,800/36\,000 = 27\%$),
- cette proportion atteint 35 % pour l'Amérique du Sud, contre 20 % pour l'Amérique du Nord et l'Europe sans l'URSS,
- la Chine, le Japon, la Sibérie et le reste de l'Asie recèlent le plus fort potentiel équipable (40 % du potentiel mondial pour une superficie de 30 % à peine des terres émergées grâce à une altitude moyenne élevée – Himalaya et hauts plateaux),
- 28 pays détiennent plus de 80 % du potentiel équipable (81,5 %).

Tableau 22 : Potentiel sauvage et potentiel équipable dans le monde par zones géographiques

Zones géographiques	Superficie 10 ⁶ km ²	Potentiel (1) sauvage (TWh)	Potentiel équipable		
			(GW) (2)	(TWh) (2)	(MWh/km ²)
Europe (sans l'URSS)	4,866	3 400	215	700	140
URSS	22,272	4 000	269	1 100	50
Etats-Unis Canada, Groenland	21,498	6 100	200	1 300	60
Japon, Chine	10,370	9 000	380	1 450	140
Amérique Centrale Amérique du Sud	20,500	5 400	328	1 850	90
Afrique	30,300	6 300	437	2 000	66
Asie sans le Japon la Chine et la Sibérie	20,865	?	309	1 200	58
Océanie	8,521	1 500	38	200	22,5
Antartique	14,000	200	—	—	—
Total	153,369	36 000	2 266	9 800	63

(1) Certains de ces chiffres peuvent être retrouvés au tableau VI.4, page 171 du volume "Enquête sur les ressources énergétiques — 1974" (CME) mais certaines données de ce tableau sont erronées : par exemple pour les Etats-Unis c'est le potentiel équipable et non le potentiel sauvage qui est mentionné.

(2) On peut retrouver ces chiffres dans "Enquête sur les ressources énergétiques 1974" (CME), pages 187 et suivantes et page 173 (tableau VI.7).

Tableau 23 : Pays ayant le plus fort potentiel équipable

	Potentiel équipable (1)	Potentiel équipé en 1974	
	TWh	TWh (3)	% du potentiel équipable de chaque pays
1 – Chine	1 320	35	2,65
2 – URSS	1 095 (2)	132	12,05
3 – USA	701,5 (2)	304 (4)	43,62
4 – Zaïre	660	3,850	0,58
5 – Canada	535,2	210	39,23
6 – Brésil	519,3	66,96	12,89
7 – Malaisie	320	1,2	0,37
8 – Colombie	300	8,2	2,73
9 – Inde	280	27,4	9,78
10 – Burma	225	0,4	0,17
11 – Vietnam et Laos	192	0,4	0,20
12 – Argentine	191	4,82	2,52
13 – Indonésie	150	1,55	1,03
14 – Japon	130	82,3	63,53
15 – Equateur	126	0,44	0,34
16 – Nouvelle Guinée	121,7	0,17	0,82
17 – Norvège	121	76,5	63,22
18 – Cameroun	114,8	1,07	0,93
19 – Pérou	109,2	5,58	5,10
20 – Pakistan	105	4,85	4,85
21 – Suède	100,3	57,3	57,12
22 – Mexique	99,4	16,9	17
23 – Vénézuéla	98	7,3	7,44
24 – Chili	88,6	6	6,77
25 – Gabon	87,6	0,007	0,008
26 – Espagne	67,5	30,7	45,48
27 – France	65	56,8	87,38
28 – Yougoslavie	63,6	20,7	32,54
	7 986,7 (81,5 %)	1 162,3	14,5
Autres pays	1 815,7 (18,5 %)	264,2	14,5
Total	9 802,4 (2)	1 426,5	14,5

(1) "Enquête sur les ressources énergétiques – 1974" (CME) Tableau VI.7 – page 173.

(2) Ces chiffres ont été arrondis respectivement à 1 100 – 700 et 9 800 dans les tableaux 7, 8 et 9 ainsi que dans le texte.

(3) "World Energy Supplies 1950-1974", page 707 et suivantes. On a retranché la production géothermique indiquée page 762.

(4) 306,4 – 2,4 (géothermie).

POTENTIEL EQUIPE

HARNESSED POTENTIAL

Les chiffres caractéristiques du potentiel hydro-électrique mondial sont les suivants :

Potentiel sauvage. 36 000 TWh

Potentiel équipable. 9 800 TWh soit 27 %

Potentiel équipé :	TWh	en % du potentiel équipable
en 1974.	1 426,5 ⁽²⁾	14,5 %
en 1985.	2 200	22,4 %
en 2000.	4 000 ?	41,0 % ?
	3 400 ?	35 % ?

(2) "World Energy Supplies 1950-1974" pages 707 et 762
1 433,1 - 6,6 (géothermie) = 1 426,5.

Tableau 24 : Répartition du potentiel équipé par grandes zones géographiques

Zone géographique	équipable	équipé en 1974 ⁽¹⁾		équipé en 1985		équipé en 2000	
	TWh	TWh	% du p potentiel équipable	TWh	% du potentiel	TWh	% du potentiel équipable
• Europe (sans l'URSS)	700	402,3 ⁽²⁾	65 %	520 ⁽⁷⁾	73 %	560	80 %
• URSS	1 100	132	12 %	230	21 %	550	50 %
• Groenland	65	0	0	?	?	?	?
• Canada	535	210,2 (212,5)	39,2 %	299 ⁽⁸⁾	56 %	900	73 %
• Etats-Unis	700	304 ⁽³⁾ (309,9 - 2,4)	43,5 %	353,6 ⁽⁹⁾	50 %		
• Japon	130	82,3 (84,8 - 0,3)	63,4 %	117 ⁽⁸⁾	90 %	117	90 %
• Chine	1 320	35 ⁽⁴⁾	2,6 %	153	11 %	350	26,5 %
• Amérique Centrale	1 850	123,6 ⁽⁵⁾	6,6 %	528	10 %	1 523	30 %
• Amérique du Sud							
• Afrique	2 000						
• Asie sans le Japon	1 200						
• la Chine et la Sibérie		74,6	6,2 %				
• Océanie	200	28,2 ⁽⁶⁾	14 %				
	9 800	1 426,5	14,5 %	2 200	22,4 %	4 000	41 %

(1) World Energy Supplies 1950-1974 (ONU 1976).

On a indiqué entre parenthèses le chiffre cité dans "Perspectives énergétiques mondiales - OCDE - 1977" quand il est différent.

(2) 385,1 + 151,7 - 132 = 404,8 - 2,5 (géothermie Italie) = 402,3.

(3) 306,4 - 2,4 (géothermie) = 304.

(4) 26 TWh d'après V. Smil (*Water Power* - March 1976 - page 25).

(5) 87,4 + 36,4 = 123,8 - 0,2 (géothermie Mexique) = 123,6.

(6) 29,36 - 1,17 (géothermie) = 28,2.

(7) Perspectives énergétiques mondiales - OCDE 1977, page 60 : 474,2 - 2,5 (géothermie) + 50 (pays européens hors OCDE) = 520
Pays européens hors OCDE : 404,8 - 366,3 = 38,5 TWh en 1974.

(8) Perspectives énergétiques mondiales - OCDE 1977, p. 38-63.

(9) Perspectives énergétiques mondiales - OCDE 1977, p. 45 : 356 - 2,4 (géothermie) = 353,6.

Pour 1985 et 2000, les estimations ont été faites, à titre d'exercice, en prenant un taux global de croissance de 4 %, égal au taux de croissance supposé pour l'énergie. Ces deux hypothèses (croissance de 4 % de l'énergie ⁽³⁾ et croissance identique de l'hydroélectricité qui conduisent à une part constante, de l'ordre de 5,5 % de l'hydroélectricité dans la consommation d'énergie) sont les plus souvent admises ⁽⁴⁾.

Le potentiel équipable et équipé est donné par grandes zones géographiques au *Tableau 24* (avec projection en 1985 et 2000), par pays ayant le plus fort potentiel équipable au *Tableau 23* et par pays ayant le plus fort potentiel équipé en 1974 au *Tableau 26* (avec projection en 1985) ⁽⁵⁾ ainsi qu'au *Tableau 28 bis*.

Les taux de croissance par zones géographiques entre 1974 et 1985 d'une part et 1985 et 2000 d'autre part qui résultent du potentiel équipé admis pour 1985 et 2000 sont indiqués au *Tableau 25*.

On remarque qu'une croissance globale de 4 % de l'hydroélectricité entre 1985 et 2000 entraîne une crois-

sance très forte pour les pays en voie de développement, du fait du ralentissement ou de l'arrêt de la croissance en Europe, aux Etats-Unis et au Japon : on arriverait à des taux de 6 % pour l'URSS, 8 % pour la Chine et 7,25 % pour l'ensemble des autres pays. En limitant ces taux régionaux à 5 %, on atteint un total de 3 400 TWh en l'an 2000, chiffre qui paraît actuellement plus réaliste que celui de 4 000 TWh.

En conclusion on peut avancer que c'est un cinquième environ du potentiel équipable qui pourrait être équipé en 1985 et un tiers en l'an 2000.

(3) Perspectives énergétiques mondiales - OCDE - 1977 et *Industrie Minière* - Février 1977 - "Ressources charbonnières mondiales et rôle du charbon dans l'économie énergétique de la fin du siècle" - J.C. Sore.

(4) Voir Chapitre 3.

(5) Vingt pays ont fourni en 1974, 87,5 % de la production d'hydroélectricité. Voir *Tableau 26*.

Tableau 25 : Taux de croissance de l'hydroélectricité de 1974 à 1985 et de 1985 à 2000

Zone géographique	Potentiel équipable (TWh)	Potentiel équipé (TWh)			
		en 1974	en 1985	en 2000	
				(a)	(b)
• Europe	700	402,3	520	560	560
		← 2,35 % →	← 0,5 % →		
• URSS	1 100	132	230	550	
		← 5,25 % →	← 6 % →		
			← 5 % →		450
• Canada	535	210,2	299		
• Etats-Unis	700	304	353	652	900
		← 3,3 % →	← 2,2 % →		
		← 1,4 % →			
• Japon	130	82,3	117	117	117
		← 3,5 % →			
• Chine	1 320	35	153	350	
		← 14,2 % →	← 8 % →		
			← 5 % →		300
• Autres pays	5 315	260,7	528	1 523	
		← 6,6 % →	← 7,25 % →		
			← 5 % →		1 073
	9 800	1 426,5	2 200	4 000	3 400

Tableau 26 : Principaux pays producteurs d'hydroélectricité en 1974

		Potentiel sauvage (TWh) (1)	Potentiel équipable				Potentiel équipé en 1974				Potentiel équipé en 1985 (6)	
			(TWh) (2)	% du potentiel mondial équipable	% du potentiel sauvage	(GW) (3)	(TWh) (4)	% de la production mondiale 1974	% du potentiel équipable	(GW) (5)	(TWh)	% du potentiel équipable
		a	b	$c = \frac{b}{9800} \times 100$	$d = \frac{b}{a} \times 100$	e	f	$g = \frac{f}{1430}$	$h = \frac{f}{b} \times 100$	i	j	$k = \frac{j}{b} \times 100$
Ensemble du monde		36 000	9 800	100,0	27	2 266	1 426,5	100	14,5	340	2 200	22,5
U.S.A.	1	6 100	700	7,20 %	20 %	186,7	304	21,4 %	43,5 %	64	652	50 %
Canada	2		535	5,45 %		94,5	210	14 %	39,2 %	36,7		
U.R.S.S.	3	4 000	1 095	11,20 %	28 %	269,0	132,0	9,2 %	12 % (8)	36,9	230	21 %
Japon	4	670	130	1,35 %	20 %	49,6	82,3	5,8 %	63,4 %	23,5	117	90 %
Norvège	5	500	121	1,23 %	24 %	29,6	76,5	5,35 %	63,5 %	16	102	83 %
Brésil	6	658 ?	519		79 %	46,1	66,9	4,7 %	12,9 %	13,7	120	42,9 %
Suède	7	196	100	1,00 %	50 %	20,1	57,2	4 %	57 %	12,3	66	66 %
France	8	266	65	0,65 %	25 %	21,0	56,8	4 %	88 %	16,6	65	100 %
Italie	9	341	50	0,50 %	15 %	19,2	38,8	2,9 %	80 %	17,2	50	100 %
Espagne	10	155	67	0,70 %	43 %	29,3	30,6	2,15 %	45,5 %	11,5	48	71 %
Suisse	11	144 ?	32	0,35 %	22 %	11,0	28,9	2,05 %	90 %	9,8	28,9	90 %
Inde	12	?	280	2,70 %	?	70	27,4	1,9 %	10 %	7,5	?	?
Autriche	13	153 ?	44	0,45 %	29 %	12,3	22,6	1,6 %	51,5 %	6	31,5	72 %
Yougoslavie	14	110	64	0,65 %	58 %	17,0	20,6	1,9 %	32,5 %	4,5	?	?
Allemagne de l'Ouest	15	33	22	0,20 %	66 %	4,4	17,8	1,25 %	82 %	4,8	17,8	82 %
Mexique	16	?	100	1,00 %	?	20,3	16,7	1,18 %	16,7 %	3,6	?	?
Nouvelle-Zélande	17	500	55	0,55 %	11 %	10	15,4	1,07 %	28 %	4,3	35	44,4 %
Australie	18	53	24	0,24 %	46 %	8,6	13,5	0,95 %	56,2 %	2,8		
Corée du Nord	19	?	?	?	?	?	14	1,00 %	?	?	?	?
Finlande	20	28	18	0,18 %	65 %	3,7	12,3	0,85 %	68,2 %	2,3	12,2	67,2 %
Total		13 907	4 000	41,00 %	29 %	922,4	1 244,3	87,25 %	31,1 %	294	1 575,4	39,4 %
en % du chiffre mondial		88 %	41 %			40,6 %	87,25 %				71,5 %	

(1) Réf. Survey Resources 1974 WPC (ONU 1976) tableau VI.4, p. 171.

(2) Réf. Idem Tableau VI.8, p. 187 et VI.7, p. 173.

(3) Idem 2) — Les puissances correspondent à un degré d'équipement $\frac{Q_e}{Q_m} = 2$ (plant factor = 50 %).

(4) Réf. World Energy Supplies 1974 — page 707 et suivantes.

(5) Idem 4) page 596 et suivantes.

(6) Perspectives énergétiques mondiales OCDE 1977.

(7) 25 % pour la part européenne et 75 % pour la part asiatique.

(8) 93 % pour la part européenne et seulement 7 % pour la part asiatique.

CHAPITRE 7

Hydroélectricité, électricité et énergie

Hydroelectricity, electricity and energy

DANS LE MONDE

ON A WORLDWIDE SCALE

En 1974, la production mondiale d'électricité a été de 6 246 TWh alors que la consommation d'énergie primaire atteignait $8,6 \cdot 10^9$ TEC ⁽¹⁾. La part de l'électricité a donc été de 24 %. La place grandissante de l'électricité est illustrée par le *Tableau 27* : de 4 % en 1925 elle devrait passer à 40 % en l'an 2 000.

La place de l'hydroélectricité dans l'énergie n'a cessé de croître elle aussi depuis le début du siècle, mais s'est stabilisée au cours des années 60, son taux de croissance devenant égal à celui de l'énergie.

La part de l'hydroélectricité dans l'électricité va donc en s'amenuisant : de 40 % en 1925 elle devrait passer à 12 à 14 % à la fin du siècle. Le détail est donné au *Tableau 28* par grandes zones géographiques et aux *Tableaux 28 bis et 28 ter* pour les grands pays producteurs d'hydroélectricité.

Comme indiqué au *chapitre 6*, les chiffres pour 1985 et 2000 du *Tableau 28* sont établis dans l'hypothèse d'un taux de croissance à partir de 1974, de 4 % pour l'énergie et l'hydroélectricité et de 6 % ⁽²⁾ pour l'électricité. La variante (b) pour 2000 correspond à un taux de croissance de l'hydroélectricité ne dépassant pas régionalement 5 % entre 1985 et 2000 (voir *chapitre 6*, *Tableau 25*), ce qui équivaut à un taux global de 3 %.

Dans le passé, les taux de croissance ont été les suivants :

	énergie	électricité	hydroélectricité
. de 1925 à 1974	3,5 %	7 %	6 %
. de 1950 à 1963	5 %	9 %	6,7 %
. de 1963 à 1974	5 %	7,3 %	5,5 %

Le taux de 5,5 % correspond à un doublement en 13 ans. Cela signifie que les constructeurs de matériels ont en construction dans leurs ateliers en 1977 deux fois plus de turbines, d'alternateurs et de transformateurs (non en nombre mais en puissance totale) qu'en 1964.

Le groupe pétrolier américain Exxon a rendu publiques pour la première fois, en janvier 1976, les prévisions de ses spécialistes pour l'ensemble du monde, non compris le monde communiste (Fig. 5). Ces prévisions concordent assez bien avec celles que l'on peut faire à l'automne 1977.

On y note une constance de 7 % de 1965 à 1990 pour la part (H/e) de l'électricité d'origine hydraulique dans l'approvisionnement en énergie. Nous avons indiqué au *Tableau 27* le chiffre de 5,5 % pour l'ensemble du monde.

On retrouve pour l'an 2000 la même perspective dans le *Tableau 29* et la *Figure 6* extraits de l'article de Jean-Claude Sore, Directeur Général Adjoint des Charbonnages de France — "Ressources charbonnières mondiales et rôle du charbon dans l'économie énergétique de la fin du siècle" publié dans l'*Industrie Minière* — Février 1977 et qui reproduit une Conférence donnée aux Ingénieurs Civils de France le 28 octobre 1976.

(1) 1 TEC = une tonne d'équivalent charbon = 3 000 kWh
un million de TEC = 3 TWh

(2) *Revue française de l'Energie*. — Février 1977 — "L'utilisation du charbon dans les centrales" Marc Ippolito.

Tableau 27 : Energie primaire, électricité et hydroélectricité dans le monde (1)

	unité	1925 (2)	1950	1963	1974	1985	2000 (a) (b)	
Energie primaire (e)	10 ⁹ TEC	1,56	2,66	5	8,64	13,3	24	
Electricité produite (E) {	10 ⁹ TEC	0,067	0,32	0,96	2,08	4	9,6	
	TWh	200	959	2 880	6 246	12 000	28 800	
E/e	%	4,3 %	12,1 %	19,2 %	24 %	30 %	40 %	
Hydroélectricité (H)	TWh	78,7	342,8	802,7	1 426	2 200	4 000	3 400
H/E	%	40 %	35,8 %	27,8 %	23 %	18,4 %	14 %	11,7 %
H/e = H/E x E/e	%	1,7 %	4,3 %	5,3 %	5,5 %	5,5 %	5,5 %	4,7 %
Population mondiale	millions	1 965	2 486	3 160	3 890	4 800	6 200	
kWh par habitant	kWh/hab	104	386	911	1 613	2 500	4 650	
TEC par habitant	TEC/hab	0,80	1,06	1,58	2,28	2,77	3,88	

(1) World Energy Supplies 1950-1974, pages 707 et 763.
(2) Enquête sur les Ressources Energétiques CME-1974, pages 9 et 163.

Tableau 28 : Part de l'hydraulique dans la production d'électricité dans le monde (1)

	1974	1985	2000	
			(a)	(b)
1 – Pays européens de l'OCDE	25,5 % $\left(\frac{366}{1\,426}\right)$	18,3 % $\left(\frac{474}{2\,593}\right)$	8,7 % $\left(\frac{540}{6\,200}\right)$	8,7 %
Autres pays européens	11,4 % $\left(\frac{36}{330}\right)$			
ensemble	23 % $\left(\frac{402}{1\,756}\right)$			
URSS	13,5 % $\left(\frac{132}{970}\right)$			
2 – Etats-Unis, Canada	22 % $\left(\frac{522,4}{2\,378}\right)$	17,6 % $\left(\frac{655}{3\,720}\right)$	10 % $\left(\frac{900}{9\,000}\right)$	10 %
3 – Japon	18,5 % $\left(\frac{84,4}{459}\right)$	12,7 % $\left(\frac{117}{922}\right)$	4,8 % $\left(\frac{117}{2\,400}\right)$	4,8 %
4 – Autres pays que 1 – 2 – 3	23,2 % $\left(\frac{460}{1\,983}\right)$	20 % $\left(\frac{954}{4\,765}\right)$	21,9 % $\left(\frac{2\,443}{11\,200}\right)$	16,4 % $\left(\frac{1\,843}{11\,200}\right)$
Total	23 %	18,4 %	14 %	11,7 %

(1) "Perspectives énergétiques mondiales" OCDE 1977.

Pour 1974, les chiffres diffèrent parfois légèrement de ceux cités dans World Energy Supplies 1950-1974, page 707 et suivantes. Remarque déjà faite au tableau 7.

Tableau 28 bis : Part de l'hydraulique dans la production d'électricité en 1974, pour les principaux pays producteurs d'hydroélectricité. Par ordre décroissant de production d'hydroélectricité.

	Hydroélectricité H (TWh)	Electricité totale E (TWh)	H/E %
USA	304	1 967	15
Canada	210	279	75
URSS	132	975	13
Japon	82,3	460,7	18
Norvège	76,57	76,64	99,9
Brésil	66,9	70,5	95
Suède	57,2	75,1	76
France	56,8	180,4	31
Italie	38,8	147	26
Chine	35	118	30
Espagne	30,6	81,1	38
Suisse	28,9	37,7	77
Inde	27,4	75,4	36
Autriche	22,6	33,9	66
Yougoslavie	20,6	39,45	52
Allemagne Fédérale	17,8	311	6
Mexique	16,7	40,7	41
Nouvelle-Zélande	15,4	18,35	84
Corée du Nord	14	22,5	62
Australie	13,5	69,75	19
Finlande	12,3	26,2	47
Roumanie	8,5	49	17
Colombie	8,2	12	75
Portugal	7,9	10,75	74
Vénézuéla	7,3	18,4	40
Chili	6	9,3	65
Pérou	5,58	7,53	32
Iran	5,5	12,5	44
Rhodésie du Sud	5,2	5,3	90
Egypte	5,2	8,2	63
Pakistan	4,84	9,32	52
Royaume-Uni	4,8	273	1,7
Argentine	4,8	28	17
Tchécoslovaquie	4	56	7
Zaïre	3,85	4	96
Turquie	3,34	13,46	25
Total	1 364,38	5 622,65	24,2

Tableau 28 ter : Part de l'hydraulique dans la production d'électricité en 1974, pour les principaux pays producteurs d'hydroélectricité. Par ordre décroissant de H/E.

Pays	H/E %
Norvège	99,9
Zaïre	96
Brésil	95
Rhodésie du Sud	90
Nouvelle Zélande	84
Suisse	77
Suède	76
Canada	75
Colombie	75
Portugal	74
Autriche	66
Chili	65
Egypte	63
Corée du Nord	62
Pakistan	52
Yougoslavie	52
Finlande	47
Iran	44
Mexique	41
Vénézuéla	40
Espagne	38
Inde	36
Pérou	32
France*	31
Chine	30
Italie	26
Turquie	25
Australie	19
Japon	18
Roumanie	17
Argentine	17
USA	15
URSS	13
Tchécoslovaquie	7
Allemagne Fédérale	6
Royaume-Uni	1,7

* 37 % (76,8/207) en 1977, année de très forte hydraulité (coefficient de productibilité 1,27 contre 0,83 en 1976 et 1 en 1975 en 1974).

Figure 5. — Approvisionnement mondial en énergie.

Figure 6. — Consommation d'énergie et énergie nucléaire : scénarios (l'Industrie minière, février 1977).

Les chiffres cités au *Tableau 29* pour l'hydraulique en l'an 2000 soit 1 000 à 1 500 TEC encadrent bien ceux du *Tableau 27* : 3 400 TWh (1 130 MTEC) et 4 000 TWh (1 330 MTC).

Il faut retenir de cet article qu'entre 1974 et 1977 les programmes nucléaires pour 1985 et 2000 ont été en gros divisés par deux ⁽³⁾ à l'exception du cas français — et qu'en 2000 le rapport $\frac{\text{hydraulique}}{\text{nucléaire}}$ serait de 40 % en énergie et de 60 % en puissance installée dans le cas d'un développement du nucléaire effectué selon l'hypothèse basse de la *Figure 6* (20 % et 30 % pour l'hypothèse haute).⁽⁴⁾

L'accent mis sur le nucléaire, particulièrement en France, risque de cacher que pour l'ensemble du monde en l'an 2000, soit dans 25 ans, le nucléaire pourrait ne représenter que 30 % de la fourniture d'électricité, soit deux fois et demi seulement la part de l'hydraulique.

Calculer la part de l'électricité ou de l'hydroélectricité dans la consommation d'énergie n'est pas aussi simple qu'il y paraît à première vue et ce sujet mérite réflexion maintenant que la part de l'électricité est de 25 % et qu'elle pourrait atteindre 40 % dans 25 ans.

Par ses applications thermiques, l'électricité soulève en effet une difficulté d'appréciation : l'énergie primaire consommée étant 2,5 fois plus élevée dans le cycle combustible-chaleur-électricité-chaleur que dans le cycle direct combustible-chaleur ⁽⁵⁾, il faudrait, pour être clair, parler de la consommation d'énergie soit au stade de l'utilisation finale quand on traite des besoins à satisfaire et du niveau de vie qui s'y rattache soit au stade de la consommation initiale quand on traite des ressources et des besoins en énergies primaires.

Mais le calcul de l'énergie finalement utilisée par le consommateur est complexe et il faudra sans doute continuer à s'en tenir aux seules statistiques d'énergie primaire consommée⁽⁶⁾.

Et il ne faudra point oublier, lorsque la part des usages thermiques de l'électricité est importante, qu'on s'illusionne à la fois sur l'énergie finalement utilisée (et le niveau d'activité et de bien-être qui y est associé) et sur la part de l'électricité dans cette utilisation finale.

Cette constatation appelle deux réflexions.

Le taux de progression de l'énergie finalement utilisée s'écartera de plus en plus, en baisse, de celui de l'énergie consommée, au fur et à mesure que la part des usages thermiques de l'électricité (chauffage) augmentera ou, si l'on préfère, pour un taux donné de progression de l'énergie utilisée, la pénétration de l'électricité dans les usages thermiques impliquera un taux de croissance plus élevé de l'énergie primaire consommée.

Les écarts sur la part de l'électricité peuvent être illustrés par un exemple.

Supposons que les applications de l'électricité soient thermiques pour les 2/3 de la consommation et que la part de l'électricité dans la consommation d'énergie soit de 24 % (situation actuelle pour l'ensemble du monde). On peut dresser le tableau comparatif suivant :

	Energie consommée		Energie utilisée	
Electricité.	24	24 %	$8 + \frac{16}{2,5} = 14,4$	16 %
Energie primaire utilisée directement ..	76	76 %	76	84 %
Total.	100	100 %	90,4	100 %

La part de l'électricité ressort donc à 24 % ou à 16 % suivant le niveau, consommation ou utilisation, considéré.

Cette présentation est contestée par ceux ⁽⁷⁾ qui font remarquer que l'utilisation non thermique des combustibles est, elle aussi, affectée d'un rendement et qu'il faut également diviser par 2,5 ⁽⁸⁾ l'énergie primaire pour calculer l'énergie utilisée. Si bien que la part de l'électricité resterait la même au niveau utilisation qu'au niveau des énergies primaires.

C'est globalement vrai, mais on ne peut nier que le développement des usages thermiques de l'électricité entraînera des distorsions.

La deuxième réflexion concerne l'électricité hydraulique et marémotrice, plus généralement celle qui n'est pas d'origine thermique (géothermie, pétrole, charbon, uranium, etc.) : son équivalence en TEC (1 TEC pour 3 000 kWh) est surévaluée pour ses usages thermiques comme pour l'électricité d'origine thermique. Mais la part d'énergie hydraulique dans l'énergie totale étant faible (5 à 7 %) cette surévaluation est d'une incidence négligeable eu égard à l'incertitude attachée aux chiffres globaux des statistiques mondiales. Ce n'est toutefois pas le cas à l'échelle de chaque pays quand la part d'hydroélectricité dans l'électricité est très importante et quand le chauffage des locaux est électrique pour l'essentiel (Norvège, Canada, par exemple) : pour les usages thermiques la véritable équivalence ne devrait-elle pas être 1 TEC pour 7 500 kWh si l'on admet qu'en place du chauffage électrique, on utiliserait le chauffage direct ?

(3) Même point de vue exprimé par Henri Simonet (Communautés Européennes) — *Revue de l'Energie* — Août-Septembre 1977 — page Sp. 18.

(4) J.R. Frisch, attaché à la *Dion* Gale d'EDF, dans un article d'octobre 1977, publié dans la *Revue de l'Energie* s'en tient à l'hypothèse haute.

(5) — rendement du cycle électricité 33 % (2,35 thermies pour 1 kWh qui, déduction faite des pertes de transport, donne ensuite 0,77 thermie)

— rendement du cycle direct :

. 75 % : chauffage urbain, collectif ou individuel des locaux

. 90 % : chaudière, brûleur etc.

$\frac{75}{33} = 2,3$ et $\frac{90}{33} = 2,7$

(6) Bilans énergétiques et équivalences électricité-combustible — J.R. Frisch et J. Lacoste — *Revue de l'Energie* — Janvier 1978.

(7) Article cité — *Revue de l'Energie* — Janvier 1978

(8) Le coefficient est établi sur la base d'un rendement de 15 % pour le transport qui absorberait 1/3 de l'énergie primaire et de 50 % pour les autres usages, ce qui est trop faible si le chauffage y est prépondérant (rendement 75 %).

Tableau 29 : Scénarios de consommation et d'ap-provisionnement (1)			
	1973	2000	2050
Consommation d'énergie (en Mds tec.)			
— 3 %/an	8.3	18	80
— 4 %/an	8.3	24	170
— 5 %/an	8.3	32	350
Besoins cumulés (en Mds tec.)			
— 3 %/an		350	2 200
— 4 %/an		440	4 000
— 5 %/an		530	7 000
Prévisions de production (en Mtec)			
Géothermie	6	2 à 300	
Marémotrice	1	50 à 60	
Eolienne		50 à 60	
Hydraulique	400	1 000 à 1 500	
Soleil		500 à 1 000	
Total		1 600 à 3 000	
En % de l'approvisionnement mondial		5 à 10 %	
Energie nucléaire		3 000	
En % de l'approvisionnement mondial		10 à 15 %	
Energie fossile en Mtec			
% de l'approvisionnement mondial		75 à 85 %	
% des besoins cumulés			
Pétrole	4 200	6 000 à 10 000	
Gaz naturel	1 700	3 000 à 4 000	
Schistes			
Charbon	2 600	10 000 à 15 000	
(1) Tableau reproduit ici avec l'aimable autorisation de l'auteur, J.C. Sore.			

EN EUROPE (9)

IN EUROPE

En ce qui concerne l'hydroélectricité, on peut classer les pays européens en trois catégories :

— les pays qui n'ont pas ou ont peu d'hydroélectricité : (les pourcentages correspondent au rapport H/E pour 1975)

- . Pays-Bas
- . Pologne
- . Danemark (0,1 %)
- . Hongrie (0,8 %)
- . Belgique (1,1 %)
- . RDA (1,4 %)
- . Royaume-Uni (1,9 %)
- . Tchécoslovaquie (7 %)
- . RFA (7,1 %)
- . Bulgarie (9,7 %)
- . Irlande (10 %)

— les pays riches en hydroélectricité et dont l'équipement hydroélectrique est achevé ou en voie de l'être ; leur part d'hydraulique dans l'électricité va donc en diminuant (les pourcentages correspondent au rapport H/E pour 1970 et 1975) :

- . Suisse (89,0 % — 78,2 %)
- . Luxembourg (34,0 %)
- . France (40,0 % — 33,6 %)
- . Espagne (50,0 % — 33,2 %)
- . Italie (35,3 % — 28,0 %)
- . Grèce (28 % — 13,2 %)

— les pays riches en hydroélectricité et dont l'équipement hydroélectrique se poursuit ; la part de l'hydraulique s'y maintient constante, ou baisse faiblement ou même augmente :

- . Norvège (99,3 % — 99,9 %)
- . Islande (96,1 %)
- . Suède (68,0 % — 72,6 %)
- . Autriche (70,7 % — 67,4 %)
- . Portugal (78,7 % — 63,0 %)
- . Yougoslavie (56,5 % — 49,5 %)
- . Finlande (44,3 % — 47,7 %)
- . Roumanie (8,0 % — 16,0 %) ⁽¹⁰⁾
- . URSS (16,8 % — 13,5 %) ⁽¹¹⁾

Il convient de noter que pour certains pays et notamment la Suède, l'opposition des écologistes conduit à prévoir un ralentissement, voire un arrêt de l'équipement hydroélectrique, bien que le potentiel équipable soit loin d'être totalement exploité : ainsi la part équipée qui était de 57 % en 1974 ne pourrait être que de 66 % en 1985.

(9) Les pourcentages sont calculés pour 1970 à partir des chiffres de production cités dans World Energy Supplies 1950-1974 (ONU-1976) ; pour 1975, à partir des chiffres cités dans le rapport ONU — Commission Economique pour l'Europe — Comité de l'Energie Electrique — 35^e session, 22-26 novembre 1976. "La situation de l'énergie électrique dans la région de la CEE en 1974/1975".

(10) Mise en service de l'importante usine des Portes de Fer en 1972.

(11) Chiffre de 1974.

EN FRANCE

IN FRANCE

Le détail de l'évolution de l'électricité et de l'hydroélectricité est donné dans les *Tableaux 30 et 31* et les *Figures 7 et 8*.

Les points suivants sont à noter :

— la part de l'hydraulique depuis 1950 est à peu près la même en énergie comme en puissance installée et en puissance de pointe ; cela signifie que jusqu'ici les performances de l'hydroélectricité ont eu les caractéristiques de la demande d'électricité alors que certains peuvent penser que l'hydraulique a fourni peu d'énergie de base et davantage d'énergie de pointe ;

— la consommation d'électricité a *quadruplé* tous les dix ans de 1900 à 1930 : 0,3 TWh en 1900 —

1,2 TWh en 1910 — 4 TWh en 1920 — 17 TWh en 1930 ;

— de 1950 à 1973 elle a *doublé* tous les 10 ans : taux d'accroissement 7,4 % par an, le taux du doublement en 10 ans étant de 7,2 % ;

— 74/73 : 4,9 % — 75/74 : 0,5 % ;

— depuis le début du siècle (le développement de l'électricité date des années 1890) et jusqu'en 1967, hydraulique et thermique interviennent chacun pour moitié dans la production d'électricité (Fig. 7). La répartition géographique des ressources hydroélectriques françaises en deux zones, l'une au sud, riche en houille blanche, l'autre au nord qui en est dépourvu explique ce développement parallèle et égal du thermique et de

Figure 7. – Production française d'électricité

Figure 8. – Production EDF d'électricité

Tableau 30 : Part de l'électricité et de l'hydraulique dans la production d'énergie en France						
	1950	1960	1970	1973	1975	1985
Energie (e) Mtec	?	128	223	262	245	360 (1)
		← 5,7 % →			← 3,8 % →	
Electricité (E)		← 6,9 % →			← 7,2 % →	
Mtec	11	24	47	57	60	122
(TWh)	(33)	(72)	(140)	(171)	(180)	(365) (2)
E/e		19 %	21 %	22 %	25 %	34 %
Hydraulique TWh	19	37	54	58	60	65
H/E	60 %	50 %	40 %	34 %	33 %	18 %
H/e		9,5 %	8,4 %	7,5 %	8,3 %	6 %
(1) Commissariat au Plan — Commission de l'Energie, juin 1977.						
(2) dont 250 TWh d'origine nucléaire et peut-être moins.						

Tableau 31 : Part de l'hydraulique dans la production d'électricité en France (production, puissance installée et pointe annuelle)					
	1950	1960	1970	1975	1985
i) production (TWh)					
Electricité (E)	33	72	140	180	365
Hydraulique					
Productibilité en hydr. moy. (H)	19	37	54	60	65
Production de l'année	(16)	(40)	(56,6)	(60)	
H/E arrondi brut	60 % 57,5 %	50 % 51,5 %	40 % 38,5 %	33 %	18 %
ii) puissance installée (GW)					
Electricité (E)	10,1	20,6	36,4	45,2	88
Hydraulique (H)	5,3	10,2	15,2	16,6	17 ou 20*
H/E arrondi brut	50 % 52,5 %	50 % 49,5 %	40 % 41,8 %	37 %	19 % ou 23 %
(*) avec 3 GW d'installations de pompage					
iii) participation à la pointe annuelle (GW)					
Electricité (E)	6,6	12,9	23,3	32	62
Hydraulique (H)	3,3	6,6	9,3	10,8	13 ou 16
H/E arrondi brut	50 %	50 % 51,3 %	40 %	34 %	21 % ou 26 %

l'hydraulique. A partir de 1967 la part de l'hydraulique, en énergie, va régresser ; mais elle sera encore de 18 % en 1985 quand l'équipement hydroélectrique sera achevé. En puissance, sa part pourrait être longtemps encore de l'ordre de 20 à 25 % grâce aux installations de pompage ;

— pour EDF, la production de l'hydraulique est restée pendant 13 ans, de 1951 à 1963, le double de celle du thermique (Fig. 8). L'accent mis sur l'hydraulique dès 1938, à la fin de la dépression économique, et davantage encore dès la fin de la guerre, s'explique par un souci d'indépendance énergétique, un désir d'exploiter les ressources nationales et aussi un sentiment plus profond : l'hydraulique est une ressource nationale inépuisable et qui ne coûte pratiquement rien une fois réalisés les équipements initiaux ;

— l'équipement thermique français s'arrête en 1933 pour ne reprendre qu'en 1947 (de 1930 à 1945 la production thermique est restée pratiquement constante) et sa reprise de 1947 à 1956 est le fait des Houillères et de la Sidérurgie ; l'équipement thermique EDF ne commence qu'en 1956, date de la mise en service des premiers groupes 125 MW.

La part de l'électricité dans la consommation d'énergie, qui était de 1,5 % en 1925 n'a cessé de croître. L'accroissement n'a pas été trop marqué de 1960 à 1973 (passage de 19 à 22 %), car le taux de croissance de l'électricité — 6,9 % — n'excédait pas très largement celui de la demande d'énergie — 5,7 %. Il devrait en être différemment dans l'avenir si l'on admet que la demande d'énergie doive se ralentir et que le taux de croissance de l'électricité reste sensiblement constant.

La part de l'hydraulique dans l'énergie a augmenté comme la part de l'électricité jusqu'en 1967 ; à partir de cette date elle diminue et ne cessera de décroître. Jusqu'en 1967 le taux de croissance de l'hydroélectricité était donc, en France, très supérieur à celui de la demande d'énergie totale, alors que pour l'ensemble du monde, hydroélectricité et énergie totale ont crû de 1963 à 1974 et devraient continuer à croître au même rythme.

En 1975, l'hydroélectricité représente 8,3 % de l'énergie totale contre 2,8 % pour le nucléaire. En Allemagne (RFA) les chiffres correspondants sont de 2 % pour l'hydraulique et 2 % pour le nucléaire pour une énergie totale de 343 Mtec (380 en 1973).

Tableau 32 : Caractéristiques de l'électricité d'origine hydraulique

Avantages	Inconvénients
Du point de vue technique	
<ul style="list-style-type: none"> — Excellente disponibilité — Technologie simple et éprouvée — Durée de vie très longue — Rapidité des démarrages et des prises de charge. 	<ul style="list-style-type: none"> — Nombre de sites favorables peu nombreux dans certains pays. — Les sites intéressants sont situés de plus en plus loin des centres de consommation au fur et à mesure de la progression de l'équipement.
Du point de vue économique	
<ul style="list-style-type: none"> — Faible coût d'exploitation (10 à 15 % des charges financières) si bien que le prix de revient annuel en restant presque constant, profite de l'inflation. — Utilisable comme énergie de base ou de pointe. — Ressources constamment renouvelée et gratuitement. — Peut comporter des avantages indirects dans différents domaines : agriculture (irrigation, réduction des zones inondables), navigation, maîtrise des crues, zones de loisirs, réserve d'eau potable. — Les accès pour travaux peuvent ouvrir la voie à l'exploitation d'autres richesses naturelles. — Peut permettre l'accès vers de nouveaux territoires pour leur aménagement (Canada, Sibérie) 	<ul style="list-style-type: none"> — Investissement initiaux élevés mais peu supérieurs maintenant à ceux du nucléaire.
Du point de vue écologique	
<ul style="list-style-type: none"> — Pas de pollution de l'air. — Pas de pollution thermique de l'eau. 	<ul style="list-style-type: none"> — Submersions par les réservoirs.