



TOGETHER
for a sustainable future

OCCASION

This publication has been made available to the public on the occasion of the 50th anniversary of the United Nations Industrial Development Organisation.



TOGETHER
for a sustainable future

DISCLAIMER

This document has been produced without formal United Nations editing. The designations employed and the presentation of the material in this document do not imply the expression of any opinion whatsoever on the part of the Secretariat of the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) concerning the legal status of any country, territory, city or area or of its authorities, or concerning the delimitation of its frontiers or boundaries, or its economic system or degree of development. Designations such as “developed”, “industrialized” and “developing” are intended for statistical convenience and do not necessarily express a judgment about the stage reached by a particular country or area in the development process. Mention of firm names or commercial products does not constitute an endorsement by UNIDO.

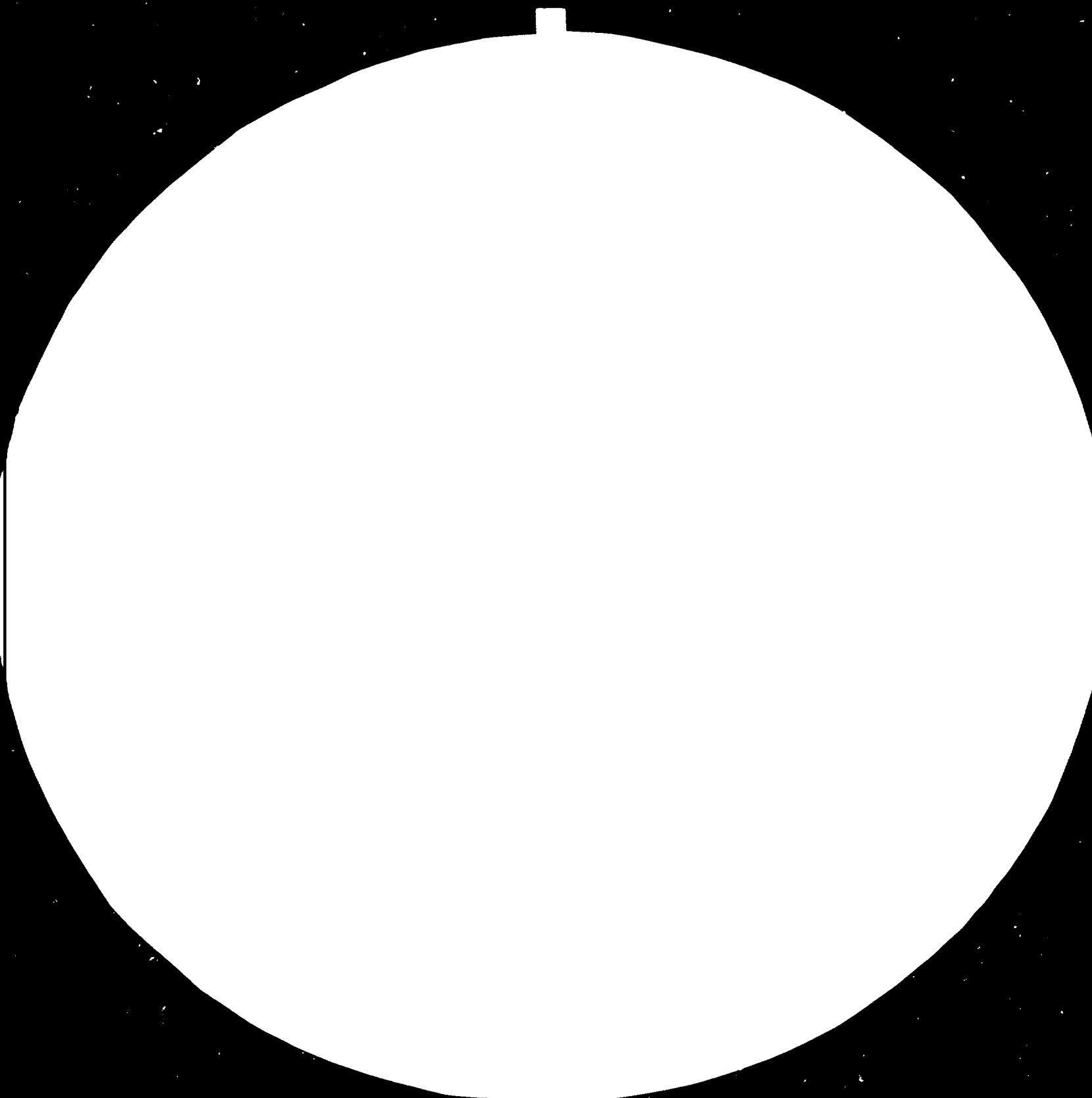
FAIR USE POLICY

Any part of this publication may be quoted and referenced for educational and research purposes without additional permission from UNIDO. However, those who make use of quoting and referencing this publication are requested to follow the Fair Use Policy of giving due credit to UNIDO.

CONTACT

Please contact publications@unido.org for further information concerning UNIDO publications.

For more information about UNIDO, please visit us at www.unido.org





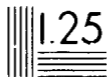
1.0 1.5

1.1 2.2



1.2 2.0

1.3 1.8



Minimum resolvable spatial frequency (cycles/mm) versus resolution (cycles/mm) for a resolution test chart. The chart shows the relationship between the minimum resolvable spatial frequency and the resolution for various test patterns. The x-axis represents the minimum resolvable spatial frequency (cycles/mm) and the y-axis represents the resolution (cycles/mm). The data points are as follows:

Minimum Resolvable Spatial Frequency (cycles/mm)	Resolution (cycles/mm)
1.0	1.5
1.1	2.2
1.25	2.0
1.4	1.8
1.6	1.6

ONUDI

L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT INDUSTRIEL

14011

Mali.

ASSISTANCE PREPARATOIRE POUR L'ETABLISSEMENT
D'UNE MINI-CENTRALE HYDRO-ELECTRIQUE,

MALI

RAPPORT FINAL

[Faint handwritten signature]

SEPTEMBRE 1984



Norconsult Oslo

Engineering, Architecture, Architects and Economists

Postboks 44, N-2007 Sandvika (near Oslo), Norway.
Telefon: (02) 76 00 00, Telex: 22075 norcon nand 18431

Norconsult

Consulting Engineers
Architects
and Economists



Organisation des Nations Unies pour
le Développement Industriel
Division des Opérations Industrielles
B.P. 300
A-1400 VIENNE
Autriche

Att.: Mr. D. Gardellin,
Chef par intérim du service des achats et des marchés

Date 18.9.1984
Our ref. NO 3156/TWe/BOK2B-13
Your ref. Contract de l'ONUDI 84/18/HQ

Messieurs,

Objet: ASSISTANCE PRÉPARATOIRE POUR L'ETABLISSEMENT D'UNE MINI-CENTRALE
HYDRO-ELECTRIQUE AU MALI

Nous avons l'honneur de vous soumettre vingt exemplaires du rapport final de l'étude sousmentionnée.

Les commentaires exprimés par l'ONUDI sur le projet du rapport final durant la réunion du 30 Juillet 1984 à Vienne ont été pris en considération et quelques photos, des sites examinés, sont maintenant incluses.

On a le plaisir d'exécuter ces études, et nous exprimons notre appréciation la plus sincère pour la coopération de l'ONUDI au cours de cette tâche.

NORCONSULT A.S.

Trond Westeren
Chef de Projet

Incl.

ONU DI

L'ORGANISATION DES NATIONS UNIES POUR LE DEVELOPPEMENT INDUSTRIEL

14001

ASSISTANCE PREPARATOIRE POUR L'ETABLISSEMENT
D'UNE MINI-CENTRALE HYDRO-ELECTRIQUE
AU MALI

RAPPORT FINAL

UC/MLI/82/201

SEPTEMBRE 1984



Norconsult

Consultants in Project, Architectural and Economic

1000 West Broadway, Suite 1100, New York, N.Y. 10020, U.S.A.
1000 West Broadway, Suite 1100, New York, N.Y. 10020, U.S.A.

TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
I. INTRODUCTION	I - 1
II. DONNEES DE BASE	II - 1
II.1 Climat	II - 1
II.2 Hydrologie	II - 1
II.3 Documents cartographiques	II - 3
III. PROJET DE FARRAKO	III - 1
III.1 Population, ressources, activités	III - 1
III.1.1 Sikasso	III - 1
III.1.2 Farrako	III - 2
III.2 Marché énergétique et alimentation actuelle	III - 3
III.2.1 Sikasso - Alimentation actuelle	III - 3
III.2.2 Sikasso - Marché énergétique	III - 4
III.2.3 Farrako - Alimentation actuelle	III - 4
III.2.4 Farrako - Marché énergétique	III - 5
III.3 Présentation du projet	III - 6
III.3.1 Situation géographique	III - 6
III.3.2 Topographie	III - 6
III.3.3 Climat	III - 7
III.3.4 Hydrologie	III - 8
III.3.5 Erosion et transport de sédiments	III - 15
III.3.6 Energie potentielle	III - 15

	<u>Page</u>	
III.4	Description du projet	III - 16
III.4.1	Vue générale du projet	III - 16
III.4.2	Possibilités de réservoir	III - 16
III.4.3	Barrage	III - 16
III.4.4	Prise d'eau	III - 17
III.4.5	Conduite forcée	III - 17
III.4.6	Centrale	III - 18
III.4.7	Canal d'écoulement	III - 18
III.4.8	Turbines et équipement mécanique	III - 18
III.4.9	Équipement électrique	III - 20
III.4.10	Ligne de transmission	III - 21
III.5	Calendrier d'exécution provisoire	III - 22
III.6	Possibilités de production locale	III - 23
III.6.1	Génie civil	III - 23
III.6.2	Équipement mécanique	III - 23
III.6.3	Équipement électrique	III - 25
III.7	Coût estimatif	III - 25
III.7.1	Coûts de construction	III - 26
III.7.2	Prix unitaires	III - 27
III.7.3	Coûts annuels - Énergie hydraulique	III - 27
III.7.4	Coûts - Diesel	III - 27
III.7.5	Coûts - Ligne de transmission de la centrale à la ville de Sikasso	III - 28
III.8	Estimation du coût unitaire de l'énergie	III - 28
III.9	Calendrier des dépenses	III - 30
IV.	PROJET DE KENIOTO	IV - 1
IV.1	Population, ressources, activités	IV - 1
IV.2	Marché énergétique et alimentation actuelle	IV - 2
IV.2.1	Alimentation actuelle	IV - 2
IV.2.2	Marché énergétique	IV - 3

	<u>Page</u>	
IV.3	Présentation du projet	IV - 4
IV.3.1	Situation géographique	IV - 4
IV.3.2	Topographie	IV - 5
IV.3.3	Climat	IV - 5
IV.3.4	Hydrologie	IV - 6
IV.3.5	Erosion et transport de sédiments	IV - 11
IV.3.6	Energie potentielle	IV - 11
IV.4	Description du projet	IV - 12
IV.4.1	Vue générale	IV - 12
IV.4.2	Aménagement du réservoir	IV - 12
IV.4.3	Barrage	IV - 13
IV.4.4	Retenue/prise d'eau	IV - 13
IV.4.5	Conduite forcée	IV - 13
IV.4.6	Centrale	IV - 13
IV.4.7	Turbines et équipement mécanique	IV - 14
IV.4.8	Équipement électrique	IV - 15
IV.4.9	Ligne de transmission	IV - 16
IV.5	Calendrier d'exécution provisoire	IV - 16
IV.6	Possibilités de production locale	IV - 16
IV.7	Coût estimatif	IV - 17
IV.7.1	Coûts de construction	IV - 17
IV.7.2	Prix unitaires	IV - 17
IV.7.3	Coûts annuels - Energie hydraulique	IV - 18
IV.7.4	Coûts - Diesel	IV - 18
IV.8	Estimation du coût unitaire de l'énergie	IV - 13
V.	COMPARAISON DES PROJETS DE FARRAKO ET DE KENIOTO	V - 1
VI.	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	VI - 1

FIGURES

- I.1 Carte du Mali
- II.1 Isohyètes annuelles (1963)
- II.2 Réseau de niveaux d'eau
- II.3 Relevés de débits, Koulikoro, Niger
- II.4, 5 Relevés de débits, Douna, Bani
- II.6 Relevés de débits, Kayes, Sénégal
- II.7 Relevés de débits, Moussala, Falémé
- III.1 Carte du sud-est du Mali (échelle 1:2 500 000)
- III.2 Carte de la zone du projet (échelle 1:200 000)
- III.3 Barrage de Farrako
- III.4 Barrage de Farrako, Vanne de fonds
- III.5 Barrage de Farrako, Prise d'eau
- III.6 Projet Farrako, Conduite forcée
- III.7 Centrale Farrako
- III.8 Centrale Farrako, Turbine Mitchell
- III.9 Calendrier d'exécution provisoire, Farrako
- IV.1 Carte de l'ouest du Mali (échelle 1:2 500 000)
- IV.2 Carte de la zone du projet (échelle 1:200 000)
- IV.3 Barrage de Kénioto
- IV.4 Centrale Kénioto
- IV.5 Calendrier d'exécution provisoire, Kénioto

ANNEXES

- 1. Termes de Références
- 2. Personnes rencontrées pendant la mission

ABREVIATIONS

- ONU DI Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
- DHE Direction de l'Hydraulique et de l'Energie
- EMAMA Entreprise Malienne de Maintenance et de Constructions Mécaniques

EQUIVALENCES MONETAIRES

1 USD = 850 MLF

POIDS ET MESURES

1 Kilowatt (kW)	=	1000 Watts
1 Mégawatt (MW)	=	1000 Kilowatts
1 Kilowatt-heure (kWh)	=	1000 Watt-heures
1 Mégawatt-heure (MWh)	=	1000 Kilowatt-heures
1 Gigawatt-heure (GWh)	=	1000 Mégawatt-heures
1 Kilovolt-ampère (kVA)	=	1000 Volt-ampères
1 Mégavolt-ampère (MVA)	=	1000 Kilovolt-ampères
1 Kilovolt (kV)	=	1000 Volts
1 Tonne (t)	=	1000 Kilogrammes
1 Kilomètre (km)	=	1000 Mètres
1 Kilomètre carré (km ²)	=	1 000 000 Mètres carrés

I. INTRODUCTION

Cette étude a pour but de démontrer la possibilité de réaliser techniquement et économiquement une mini-centrale hydro-électrique au Mali, située à proximité immédiate d'une localité de moyenne importance en milieu rural.

L'invitation à soumettre une proposition a été lancée par l'ONUDI à Vienne le 19 janvier 1984; les Termes de Références sont inclus dans l'annexe 1. L'offre de Norconsult a été présentée à l'ONUDI le 20 février 1984 et le contrat a été accordé par télex de l'ONUDI le 29 mars 1984.

Après avoir passé deux jours au quartier général de l'ONUDI à Vienne pour la constitution du projet, l'équipe de la mission, comprenant un ingénieur en électricité (Mr. T. Westernen) et un ingénieur en génie civil (Mr. K. Svendsen), est arrivée à Bamako, au Mali le 12 avril 1984.

A leur arrivée à Bamako, le PNUD a été contacté et avec leur aimable assistance une réunion a pu être organisée avec la Direction de l'Hydraulique et de l'Energie (DHE), avec à leur tête, leur Directeur général. Il a exprimé ses souhaits de voir la participation la plus importante possible du personnel de la DHE, et on a décidé que deux de leurs ingénieurs, un ingénieur de génie civil et un ingénieur géologue, participeraient aux deux missions de Sikasso/Farrako et Kénioto, respectivement. (Voir carte du Mali, figure I.1.)

Notre équipe a reçu aussi l'assurance de recevoir l'ensemble des informations existantes concernant l'hydrologie, la géologie et la topographie.

Après avoir rassemblé et évalué ces données de base, nous avons inspecté le site de Farrako. Un certain nombre de réunions ont été tenues avec des autorités régionales comme celles du Gouvernourat de la région de Sikasso et de l'Energie du Mali, ceci dans le but d'évaluer les besoins de la demande actuelle et les capacités existantes de production d'électricité, et d'estimer le marché énergétique futur. Des industries locales ont aussi été inspectées dans le but de pouvoir évaluer les possibilités d'approvisionnement local d'équipement pour de mini-centrales hydro-électriques.

Plus tard, le site de Kénioto a aussi été visité. A cet effet il a été utilisé un petit avion, du fait que cette région du pays est difficile d'accès depuis Bamako. En plus des investigations du site du projet, des réunions avec les autorités régionales ont été tenues dans le but de permettre d'effectuer une évaluation du marché énergétique de la zone du projet.

A notre retour à Bamako, quelques réunions ont eu lieu avec l'Energie du Mali, des industries locales et l'Institut de la Météorologie.

Une liste des personnes rencontrées pendant la mission se trouve dans l'annexe 2.

II. DONNEES DE BASE

II.1 CLIMAT

D'un point de vue climatique, il y a deux saisons au Mali, une période sèche et chaude de novembre/décembre à avril/mai, et une période de pluies abondantes pendant les mois restants. Le mois d'août a la plus grande pluviosité annuelle.

Il a été créé plusieurs stations de mesure pluviométrique. La pluviométrie annuelle de certaines stations au temps d'observation assez long est indiquée au tableau II.1.

Les chutes de pluies connaissent un accroissement considérable du nord au sud, ainsi une pluviosité annuelle moyenne nous donne 183 mm pour Tombouctou et 1221 mm pour Sikasso. Les isohyètes annuelles sont indiquées à la figure II.1.

II.2 HYDROLOGIE

D'un point de vue hydrologique, l'année se trouve divisée de la même façon que le climat, voir section II.1.

Le Mali a un réseau de niveaux d'eau, voir la figure II.2, beaucoup d'entre eux sont de dates anciennes. Des courbes de débits manquent pour certains niveaux anciens, et tout un ensemble de données n'a pu être traité.

Il peut y avoir des variations considérables du coefficient d'écoulement d'une année à l'autre. La variation se fait cependant pour l'écoulement en période de pluies, tandis qu'en période sèche l'écoulement est à un bas niveau, plusieurs rivières peuvent même être tout à fait à sec pendant de longues périodes.

Depuis 1970 il y a eu une suite d'années avec un faible apport d'eau au Mali, et la période 1980/83 était spécialement mauvaise. Pour le pays entier, 1983 a été pour l'écoulement d'eau l'année la plus mauvaise qui ait été enregistrée.

TABLEAU II.1.

TOTAUX PLUVIOMETRIQUES ANNUELS DE QUELQUES STATIONS
DE LONGUE DUREE.

ANNEE	KAYES	SEGOU	SIKASSO	TBCTOU	KENTERA	KITA	NIORO
1935	766	740	1534			1369	634
1936	1136	952	1255			1620	720
1937	596	701	1309			1191	490
1938	916	714	1225			1515	473
1939	619	707	1332			1259	484
1940	778	523	1075			1022	564
1941	495	634	1158			766	491
1942	(548)	578	1267		856	910	456
1943	965	931	1159		(1544)	1187	540
1944	680	639	982		986	828	620
1945	1126	625	1076		1729	1094	706
1946	876	690	1300		1317	1015	550
1947	842	646	1087		1087	954	471
1948	1005	579	1329		1131	1232	483
1949	780	456	(1068)	190	1061	900	399
1950	828	899	1530	246	1474	1286	659
1951	862	865	1509	257	1865	1284	752
1952	879	723	1100	239	1217	877	965
1953	764	666	1558	263	1222	796	628
1954	874	804	1439	380	1422	1237	842
1955	679	855	1408	204	1914	1417	566
1956	804	889	1185	154	1437	1301	629
1957	689	826	1310	247	1187	1511	657
1958	671	685	1450	175	1504	1382	852
1959	858	806	1270	235	1117	1138	615
1960	744	655	1196	243	1231	1108	562
1961	661	724	1141	208	1316	1044	499
1962	635	785	1144	176	1628	1302	673
1963	880	765	1248	200	1314	872	646
1964	688	904	1240	217	1308	1106	721
1965	768	773	979	144	1546	1068	631
1966	851	733	1229	100	1318	1080	618
1967	673	721	1279	142	1666	1194	492
1968	480	559	1476	233	937	1029	449
1969	798	686	1232	147	1433	959	543
1970	556	683	1347	144	1036	860	403
1971	596	510	888	171	1349	903	341
1972	485	521	1017	150	844	834	427
1973	559	505	796	105	1082	948	361
1974	675	616	1072	134	1204	955	420
1975		827	1099	205	1429	965	498
1976	768	704	1535	121	989	1142	491
1977	592	682	1210	129	1008	938	299
1978	739	663	1280	119	1276	858	552
1979	597	656	1248	181	832	794	450
1980	481	508	1142	213	840	779	310
1981	593	522	1220	162	1178	829	406
1982	532	391	1045	113	1212	(855)	372
1983	431	524	682	73	671	653	253
MOY	728	689	1221	183	1248	1069	544

Pour illustrer ces phénomènes il est indiqué à la figure II.3 les relevés de débits pour Koulikoro, Niger, aux figures II.4 et II.5 pour Douna, Bani, figure II.6 pour Kayes, Sénégal, et à la figure II.7 pour Moussala, Falémé. Ces niveaux d'eau sont marqués sur la figure II.2.

II.3 DOCUMENTS CARTOGRAPHIQUES

Les cartes suivantes ont été accessibles:

- République du Mali, échelle 1:2 500 000
(Institut Géographique National, Paris)
- Sikasso, échelle 1:200 000, feuille NC-30-XIX
- Kénieba, échelle 1:200 000, feuille ND-29-I.

III. PROJET DE FARRAKO

III.1 POPULATION, RESSOURCES, ACTIVITES

Une centrale hydro-électrique située sur la rivière Farrako aurait la possibilité d'alimenter soit le centre principal Sikasso soit le village et la plantation de thé de Farrako. Pour cette raison, la description générale et l'évaluation du marché énergétique des deux localités seront faites séparément.

III.1.1 Sikasso

La région sud-est du Mali a une population d'environ 2,5 millions et le chef-lieu de région est Sikasso. Cette ville, qui est la troisième du Mali, est située à environ 350 km de la capitale Bamako. Le réseau routier entre les deux villes est relativement bon (voir la carte du sud-est du Mali, figure III.1).

La ville a environ 40 000 habitants tandis que l'arrondissement qui comprend donc aussi le village de Farrako et le site du projet, a une population estimée à 105 000 habitants.

Mis à part les services, quelques petits ateliers et quelques commerces, les activités globales des habitants sont l'agriculture et l'élevage. Le potentiel agricole est considérable du fait de précipitations annuelles de 1200 mm environ; ceci entraîne aussi que cette partie du pays est la plus fertile. Cependant, les industries d'agro-transformation ne sont pas très développées et la plus grande partie de la production doit donc être consommée sur place. Du fait même que les communications à la fois avec la capitale Bamako et avec les pays voisins, à savoir la Haute-Volta et la Côte d'Ivoire, sont relativement bonnes, l'absence d'une alimentation publique sûre d'énergie électrique est considérée comme étant parmi une des contraintes principales pour les industries d'agro-transformation, en particulier, et pour le développement de la région en général. L'alternative restante pour l'alimentation en énergie électrique est l'installation de groupes électrogènes; c'est une solution qui augmente le coût des

projets et les délais de leur implantation. Parmi les projets qui, d'après les autorités régionales, pourraient utiliser avantageusement une alimentation publique d'électricité sont les suivants: une usine de transformation du caoutchouc (SODECAM), une usine de lessive (SABESI), un atelier métallique (MEMACI), une station-service, etc.

III.1.2 Farrako

Le site du projet sur la rivière de Farrako est située à 28 km de la ville de Sikasso. L'activité la plus importante dans ce secteur est la plantation de thé de Farrako, située à 4 km du site du projet. La plantation qui date de 1975, a été financée sous la régie de l'assistance technique chinoise, et elle a une production annuelle approximative de 100 tonnes de thé par an. L'irrigation est faite artificiellement pendant la saison sèche à l'aide d'un petit barrage, un réseau d'irrigation bien développé a été construit à cet effet. Environ 800 personnes y sont employées et environ 3000 personnes vivent dans son voisinage, habitant dans des logements en partie privés et en partie propriétés de l'entreprise. Une école, un jardin d'enfants et un centre de soins médicaux sont aussi à la disposition de la population.

L'alimentation actuelle en énergie électrique est assurée par des groupes électrogènes. De plus, le processus de transformation du thé nécessite 5000 stères de bois, ce qui correspond à une charge annuelle de 5,5 millions de MLF par an. Une autre activité consommatrice d'énergie au voisinage de Farrako est le pompage d'eau qui fournit la plus grande partie de l'approvisionnement en eau de la ville de Sikasso. Cela est effectué à l'aide de pompes diesel qui ont une consommation de 55 000 litres de gasoil.

III.2 MARCHE ENERGETIQUE ET ALIMENTATION ACTUELLE

III.2.1 Sikasso - Alimentation actuelle

La responsabilité de la production et de la distribution de l'électricité de la ville de Sikasso échoit à Energie du Mali (EDM). Toute la production d'électricité est fournie par des groupes électrogènes et les moyens disponibles actuellement sont les suivants:

TABLEAU III.1

Central d'énergie électrique

	<u>Capacités (kVA)</u>		<u>Année de la</u>
	<u>Installées</u>	<u>Disponibles</u>	<u>commission</u>
Centrale EDM	1 x 635	508	1983
	1 x 400	320	1977
	1 x 250	200	1970
Douanes	1 x 25	-	-
Hôpital	1 x 50	-	-
Gouvernorat	1 x 40	-	-
EMAMA	<u>1 x 100</u>	-	-
Total EDM	1500		

Il existe de plus quelques groupes électrogènes privés, le plus important a une capacité de 350 kVA et est employé dans une usine textile. Tout compris, la capacité installée de ces différents groupes privés peut être estimée à 500 kVA. Au total donc, pour l'ensemble de la ville de Sikasso, nous avons une capacité approximative de 2000 kVA.

Le réseau de distribution alimenté par la centrale EDM, comprend environ 25 km de lignes de tension moyenne (5,5 kVA), et de plus quelques lignes de basse tension (220/380 V). Il n'existe pas de statistiques des ventes ni de statistiques détaillées des consommateurs. Cependant, EDM dessert 730 abonnés, six d'entre eux à un niveau de tension moyenne; et la production annuelle est estimée à 3,1 GWh. Ceci est très peu en comparaison avec la capacité installée; il semble que cela soit dû au fait que plusieurs de ces groupes sont anciens et ne fonctionnent plus en partie; et qu'ils sont, à dessein,

inutilisés pendant certains moments de la journée, ceci dans le but de réduire les frais en combustible.

III.2.2 Sikasso - Marché énergétique

Comme la demande actuelle n'est pas satisfaite et que des statistiques de vente ne sont pas disponibles, la demande réelle, présente et future, est difficile à établir. La charge maximale du réseau de distribution alimenté par la centrale EDM est actuellement de 460 kW. Comme les groupes isolés, à la fois ceux d'EDM et les privés, qui ont d'ailleurs une capacité installée de 715 kVA, sont bien mieux utilisés, il est possible d'en déduire approximativement une charge maximale pour ceux-ci de 500 kW, ce qui donne finalement une charge totale pour l'ensemble de la ville de 960 kW. Et, si une alimentation sûre en énergie électrique était disponible, il serait raisonnable de calculer avec un facteur d'utilisation de 0,6 et la consommation présente atteindrait 5 GWh. L'expérience obtenue dans des zones équivalentes de pays en voie de développement montre bien qu'une augmentation de l'utilisation de 12% pour la première année et, par la suite, une augmentation graduellement abaissée à 7%, est envisageable si une énergie hydro-électrique en suffisance se trouve être développée. La consommation annuelle deviendrait donc environ 8,5 GWh avec une demande maximum de 1600 kW en 1990. Malheureusement, l'usine hydro-électrique de Farrako ne peut pas produire cette quantité d'énergie, et pour cette raison même, les études de ce dossier ne seront pas développées davantage. Voir également chapitre VI, Conclusions et Recommandations.

III.2.3 Farrako - Alimentation actuelle

La plantation de thé de Farrako et quelques-uns de ses quartiers d'habitation sont actuellement alimentés par des groupes électrogènes de faible puissance dans la zone de plantation avec une capacité installée de 200 kVA (2 x 75 kVA et 1 x 50 kVA). Ces groupes ont été construits en Chine et ont été installés en 1975. Ils ne fonctionnent pas actuellement de façon satisfaisante et un échange complet est envisagé pour 1985.

Le réseau de distribution a une tension de 220/380 V. Pour le moment, tout l'équipement entrant dans la transformation du thé a une demande satisfaite de 45 kW, et il y a en plus 100 logements d'une demande d'environ 20 kW. Au total, la charge maximale est donc de 65 kW. De plus, il y a encore 150 logements, un jardin d'enfants, une école et un centre de soins médicaux qui ne sont pas électrifiés.

Il n'existe aucune statistique de la production et de la consommation, mais la consommation de gasoil est d'environ 100 000 litres par an, ce qui indique que la production annuelle d'électricité est d'environ 0,34 GWh.

III.2.4 Farrako - Marché énergétique

Comme indiqué dans la section précédente, la consommation annuelle actuelle est de 0,34 GWh avec une demande maximum de 65 kW. En plus de cela, les possibilités suivantes d'électrification future peuvent être considérées:

	<u>Consommation annuelle d'énergie</u> (GWh)	<u>Demande maximum</u> (kW)
1. Les 150 logements restants de la plantation	0,15	30
2. Jardin d'enfants, école, centre de soins médicaux à Farrako	0,05	10

En outre, la transformation du thé nécessite 5000 stères de bois par an, ce qui équivaut à environ 12 GWh. Cependant, comme le prix unitaire de cette énergie est d'à peu près 1% seulement en comparaison avec celui de l'énergie électrique, ceci ne sera pas pris en considération ici-même. Une autre possibilité est l'électrification éventuelle de l'activité du pompage de l'eau à Sikasso, équivalant à une consommation d'énergie de 0,2 GWh environ. Cependant, cette activité est concentrée principalement dans la saison sèche quand les possibilités d'énergie hydraulique sont réduites ou inexistantes, de ce fait cela n'est pas jugé économiquement viable.

Il est donc possible de conclure que la demande présente est de 105 kW et de 0,55 GWh.

III.3 PRESENTATION DU PROJET

III.3.1 Situation géographique

Le site du projet se trouve dans la partie sud-est de la région de Sikasso dans la zone de précipitation du Niger. L'emplacement se trouve à 28 km de Sikasso à côté de la Route d'Intérêt Régional no. 10, Sikasso Bobo-Dioulasso.

La centrale hydro-électrique utilise une petite cascade de la rivière Farrako, la cascade de Farrako.

La zone de précipitations de la centrale couvre un territoire de chaque côté de la route d'une longueur de 18 km.

La route no. 10 est une route non revêtue dans un état moyennement bon. Un chemin de traverse d'environ 200 m de long mène de la route principale à la zone de la centrale près de la cascade de Farrako, qui est une attraction en période de pluies.

La situation géographique de la centrale et de la zone de précipitations est indiquée sur la figure III.2, qui s'appuie sur la carte NC-30-XIX.

III.3.2 Topographie

L'agrandissement couvre une zone de précipitations de 376 km². D'une prise d'eau à une cote de 400 au départ, le secteur s'élève jusqu'à 670 m au-dessus du niveau de la mer. La rivière coule dans une vallée plate entourée d'une chaîne de collines autour. Le terrain peut être qualifié comme étant de type savane-arborée. De plus, une partie du secteur est de type forêt-clasée. Le sol est composé de roches variablement recouvertes de terre argileuse et de matériaux en état de décomposition.

III.3.3 Climat

La pluviométrie à Sikasso était de 1221 mm par an en moyenne pour la période de 1935 à 1983. Pendant la période 1971-1980, la pluviométrie moyenne à Farrako était de 1053 mm, par contre celle de Sikasso était de 1128 mm. De 1971 à aujourd'hui il a été observé une suite d'années avec des précipitations et un écoulement très en dessous de la normale. La répartition dans l'année de la pluviométrie est indiquée dans le tableau suivant.

TABLEAU III.2

Pluviométrie moyenne mensuelle (mm)

	<u>Station Sikasso</u> <u>1951-1980</u>	<u>Station Farrako</u> <u>1971-1980</u>
Janvier	1,1	0,7
Février	3,5	0,5
Mars	15,1	24,0
Avril	45,0	47,8
Mai	109,1	115,2
Juin	153,6	116,6
Juillet	254,9	206,1
Août	327,9	284,9
Septembre	208,8	166,4
Octobre	113,9	71,8
Novembre	14,9	17,2
Décembre	3,5	1,6
Moyenne	1251,3	1052,8

La température moyenne par mois pour Sikasso varie entre 30,5°C (avril) et 23,9°C (décembre), la température moyenne est de 26,8°C. Le tableau des températures pour Sikasso est comme suit:

TABLEAU III.3

Station Sikasso

Températures de l'air

Tx = moyenne des max.

Tn = moyenne des min.

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Moyenne
Tx	34	36	38	37	35	33	31	30	31	34	34	33	33,9
Tn	14	18	21	24	24	22	22	21	21	21	18	15	20,1
$\frac{T_x + T_n}{2}$	24	27	29	31	29	28	26	25	26	27	26	24	26,8

A Sikasso l'évaporation est au plus haut au mois de mars avec une évaporation de 251 mm, et au plus bas en août avec 48 mm. La moyenne mensuelle est de 140,4 mm. L'évaporation mensuelle est la suivante:

TABLEAU III.4

Station Sikasso

Evaporation moyenne totale mensuelle en mm

J	F	M	A	M	J
216,8	236,7	251,8	193,0	138,7	94,0
J	A	S	O	N	D
61,5	48,0	52,3	84,5	132,1	175,7

Moyenne annuelle: 140,4

III.3.4 Hydrologie

A Farrako, il se trouve un niveau d'eau près de Finkolo, qui a une zone de précipitations de 745 km². Des observations ont été faites depuis août 1978, mais sont malheureusement discontinues. C'est ainsi que l'on a des observations complètes seulement pour les années 1979, 1980 et 1983 (moins janvier).

Il ne se trouve qu'une quantité limitée de données nécessaires à l'établissement des courbes de débit que nous avons dû utiliser pour nos calculs du volume de l'écoulement. Les écoulements mensuels sont présentés au tableau III.5.

Cependant, la période de 1978 à 1983 n'est pas suffisante dans notre perspective qui est d'établir le débit moyen et le débit que l'on peut escompter dans 90% des cas, c'est-à-dire une période de 9 ans sur 10. Nous devons donc pour cette raison réunir les données pour Finkolo avec un niveau d'eau du même réseau fluvial qui a une période d'observation plus longue et nous utilisons à cet effet le niveau d'eau de Douna. Les données de l'écoulement pour ce niveau d'eau sont présentées aux tableaux III.6 et III.7. La zone de précipitations du niveau d'eau de Douna est cependant de 101 600 km² et le niveau d'eau de Finkolo ne représente que 0,73% de cette zone. La comparaison doit donc être présentée avec un minimum de réserve.

Debits Moyens

	Jan.	Fevrier	Mars	Avril	May
1978 m ³ /s Mill.m ³					
1979 m ³ /s Mill.m ³	0,8 2,2	0,70 1,7	0,6 1,7	0,5 1,4	2,1 5,6
1980 m ³ /s Mill.m ³	1,2 3,2	1,0 2,6	0,8 2,2	0,6 1,5	1,2 3,2
1981 m ³ /s Mill.m ³	1,2 3,2	1,0 2,4	0,7 2,1	0,6 1,5	1,3 3,5
1982 m ³ /s Mill.m ³					0,9 2,4
1983 m ³ /s Mill.m ³	~0,8 ~2,2	0,9 2,2	0,8 2,2	0,7 1,8	0,7 1,9

TABLEAU N° III.5

Mensuels de la Farako a Finkolo (approximatifs)

Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Annés
		6,6 17,6	8,1 21,0	4,3 11,6	1,6 4,2	1,2 3,2	
5,4 14,0	6,7 18,1	11,0 29,5	13,9 36,0	7,2 19,5	3,6 9,4	1,8 4,8	143,9
2,0 5,1	3,1 8,3	9,6 25,6	10,1 26,3	3,7 9,9	1,7 4,4	1,4 3,8	96,0
1,9 4,9	9,6 25,7						
1,9 5,0	3,2 8,7	5,3 14,2	2,0 5,4	0 0	1,3 3,3	1,3 3,3	
1,1 2,8	1,6 4,3	2,4 6,4	6,3 16,4	2,1 5,6	0,9 2,3	0,8 2,2	50,0



TABLEAU III.6 MAXIMUMS DE CRUE ET MODULES ANNUELS A DOUNA
LISTE CHRONOLOGIQUE

ANNEE	HMAX	QMAX	QMOY	ANNEE	HMAX	QMAX	QMOY
1924	1021	3720	910	1965	800	2410	580
1925	848	2700	730	1966	863	2780	550
1926	618	1450	380	1967	942	3250	730
1927	886	2920	750	1968	704	1850	460
1928	898	2990	780	1969	788	2340	540
1929	1096	4050		1970	868	2810	520
1930	880	2880		1971	721	1940	360
1931	956	3340	610	1972	451	840	170
1932	982	3490		1973	488	970	159
1933	984	3500		1974	643	1560	315
1934	743	2060		1975	688	1770	360
1935	835	2620		1976	486	965	240
1936	846	2680		1977	502	1030	157
1937				1978	506	1040	220
1938				1979	623	1470	260
1939				1980	567	1260	217
1940				1981	635	1520	296
1941				1982	456	860	169
1942				1983	287	370	84
1943							
1944							
1945							
1946							
1947							
1948							
1949							
1950	868	2810	670				
1951	902	3010	810				
1952	975	3450	820				
1953	950	3300	840				
1954	976	3460	920				
1955	888	2930	850				
1956	812	2490	540				
1957	915	3090	810				
1958	873	2840	800				
1959	895	2970	600				
1960	839	2640	610				
1961	939	3230	640				
1962	829	2580	560				
1963	739	2040	510				
1964	991	3550	850				

TABLEAU III.7

MAXIMUMS DE CRUE ET MODULES ANNUELS A DOUNA
LISTE CLASSEE PAR MODULES CROISSANTS

RANG	ANNEE	HMAX	QMAX	QMOY
1	1983	287	370	84
2	1977	502	1030	157
3	1973	488	970	159
4	1982	456	860	169
5	1972	451	840	170
6	1980	567	1260	217
7	1978	506	1040	220
8	1976	486	965	240
9	1979	623	1470	260
10	1981	635	1520	296
11	1974	643	1560	315
12	1971	721	1940	360
13	1975	688	1770	360
14	1926	618	1450	380
15	1968	704	1850	460
16	1963	739	2040	510
17	1970	868	2810	520
18	1956	812	2490	540
19	1969	788	2340	540
20	1966	863	2780	550
21	1962	829	2580	560
22	1965	800	2410	580
23	1959	895	2970	600
24	1931	956	3340	610
25	1960	839	2640	610
26	1961	939	3230	640
27	1950	868	2810	670
28	1925	848	2700	730
29	1967	942	3250	730
30	1927	886	2920	750
31	1928	898	2990	780
32	1958	873	2840	800
33	1957	915	3090	810
34	1951	902	3010	810
35	1952	975	3450	820
36	1953	950	3300	840
37	1964	991	3550	850
38	1955	888	2930	850
39	1924	1021	3720	910
40	1954	976	3460	920

Nous obtenons le tableau suivant pour les trois années où nous avons des observations à Finkolo.

TABLEAU III.8

	Surface du bassin en km ²	Débit (million m ³)		
		1979	1980	1983
Finkolo	745	144	96	50
Douna	100 600	8 200	6 844	2 649
Finkolo en % de Douna	0,73	1,75	1,4	1,9

Le tableau montre que l'écoulement au niveau d'eau de Finkolo correspond de 1,4 à 1,9% du niveau de Douna pour ces trois années. Et le fait que l'écoulement (le module spécifique) pour Farrako est plus important que pour Douna, est conforme avec la table des isohyètes (cf. figure II.1), qui indique un accroissement en direction du sud. Le niveau d'eau de Douna a des données d'observations effectuées pendant 40 ans, entre 1924 et 1983. La valeur moyenne desdits 40 ans est de 534 m³/s, ce qui correspond à un écoulement de 16 800 millions de m³ par an. Ceci représente pour Douna le double de l'année 1979 et doit s'approcher du double de 1979 pour Finkolo. L'augmentation du débit a lieu essentiellement pendant la saison des pluies, et ceci du fait que les observations accessibles montrent bien que le débit dans la période sèche soit faible.

La quantité d'eau qui peut être escomptée pendant 90% du temps correspond, pour le niveau d'eau de Douna, aux années 1980 et 1982. Pour 1982 nous n'avons pas d'observations complètes pour le niveau de Finkolo, et étant donné que nous possédons pour cette année-là des observations mensuelles à la fois pour les niveaux de Douna et de Pankourou sud, nous pouvons constater que les données de septembre/octobre pour Finkolo doivent être inexactes. Nous devons donc nous baser sur l'année 1980 comme année représentative pour l'année déterminante. Les observations des précipitations faites à Sikasso confirment cette supposition.

Près de la retenue de Farrako, la zone des précipitations est de 376 km², c'est-à-dire pratiquement 50% de la zone près du niveau d'eau de Finkolo. D'après les données pour l'année 1980, les crues du barrage de Farrako s'élèvent comme suit (m³/s):

TABLEAU III.9

J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	1,0	1,5	4,8	5,0	1,9	0,8	0,7

Ainsi donc, les crues théoriques du barrage de Farrako dans les mois de décembre à mai seraient de 0,3 à 0,7 m³/s. Selon notre analyse, pendant de longues périodes de la période sèche, il n'y aura aucun débit ou alors un débit insignifiant. Ce phénomène est conforme aux renseignements donnés par la carte de la région de Sikasso, carte qui nous indique que Farrako est à sec pendant des parties de l'année.

Aussi pendant une année moyenne Farrako sera pratiquement à sec pendant de longues périodes.

Afin de conserver un débit pendant la saison sèche il est nécessaire d'établir un réservoir. Les possibilités de pouvoir établir un réservoir à Farrako à l'intérieur de certaines limites économiques n'existent pas du fait du profil du territoire du barrage et de la pente de la rivière (cf. section III.4.2).

Dans une année déterminante, la centrale peut être construite pour un débit de 1 à 1,5 m³/s pendant 6 mois, tandis qu'elle sera seulement en marche de temps à autre les autres mois.

Dans une année moyenne, la centrale peut être construite sur la base de 2,5-3,0 m³/s pendant 7 mois, les 5 mois restants elle sera en fonction irrégulière.

Débit des crues

Le débit maximum observé à Douna est de 4050 m³/s, ce qui devrait correspondre à environ 30 à 40 m³/s à la cascade de Farrako. Il faut envisager l'éventualité d'une crue de 70 m³/s.

III.3.5 Erosion et transport de sédiments

Au moment de l'examen les 17 et 18 avril 1984, avec un faible débit d'environ $0,2 \text{ m}^3/\text{s}$, il n'y avait aucun signe de sédimentation. Dans les périodes de crue, on peut considérer que la rivière entraîne avec elle une certaine quantité d'alluvions.

III.3.6 Energie potentielle

Comme déjà indiqué, on évalue une centrale hydro-électrique d'après l'énergie qu'elle peut fournir dans 90% du temps, c'est-à-dire avec une sécurité de 90%. Mais comme le réservoir ne peut pas être établi à Farrako, cette condition n'est pas remplie.

L'énergie mensuelle produite est fondée sur les débits mensuels énumérés dans la section III.3.4. Comme indiqué dans la section III.2.4, la puissance maximum du réseau est estimée à 105 kW avec un facteur d'utilisation de 0,60. En envisageant une perte de 5% dans le réseau, la puissance de la centrale atteindra 110 kW. Avec une chute nette de 9,5 m, ceci représente $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$, compte tenu du rendement des turbines et des générateurs. L'énergie mensuelle ainsi produite sera comme indiquée dans le tableau en dessous.

TABLEAU III.10

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Débits (m^3/s)	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	1,0	1,5	4,2	5,0	1,9	0,8	0,7
Energie produite (MWh)	32,1	26,8	21,4	16,1	32,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	42,8	37,5

La production annuelle qui en découle est donc 449,3 MWh ou d'environ 0,45 GWh. Les calculs indiquent que l'afflux pendant la période sèche peut être utilisé par l'intermédiaire d'un réservoir de régulation journalière.

III.4 DESCRIPTION DU PROJET

III.4.1 Vue générale du projet

L'usine comprendra une retenue d'eau près de la cascade de Farrako, une conduite forcée jusqu'à la centrale au pied de la pente, une centrale dotée d'équipements, une ligne de transmission jusqu'à la plantation de thé (cf. figure III.2). Voir aussi les photos à la page suivante.

III.4.2 Possibilités de réservoir

Nous avons choisi un débit de $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$ pour l'année déterminante. En se basant sur les données pour l'année 1980, il faudrait prévoir un réservoir de 18 millions de m^3 (sans tenir compte de l'évaporation éventuelle) pour maintenir $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$ pendant toute l'année.

A partir de la figure III.2 on peut remarquer que la partie en amont de la cascade de Farrako a une pente de 5 m par kilomètre. Lors de l'inspection du 17 avril 1984, il a été constaté que la rivière s'élève environ de 4 à 5 m pour le premier kilomètre, où se trouve une cascade de 5 m. Ceci entraîne que toutes les digues autour de la cascade jusqu'à environ 10 m donneront un réservoir très modeste.

D'après le profil de la zone du barrage qui est très plat, on peut affirmer qu'une digue de 10 m environ est inacceptable du point de vue économique. Nous pouvons donc affirmer qu'il n'y a pas de possibilités actuelles d'établir un réservoir près de la cascade de Farrako.

L'aménagement d'un réservoir de 18 millions de m^3 en amont n'est non plus une solution économiquement intéressante.

III.4.3 Barrage

Comme indiqué dans la section précédente, on ne peut pas compter sur l'établissement d'un réservoir pour le barrage de Farrako. Le barrage va donc servir seulement comme prise d'eau pour la centrale, mais la hauteur du barrage aura tout de même une grande importance pour la





hauteur de chute de la centrale qui n'est que de 7,5 m le long du cours d'eau. Une évaluation économique montre bien que l'on doit construire un barrage d'une hauteur de 3 m de façon à ce que la hauteur de chute brute soit de 10 m environ. Avec une telle hauteur de barrage nous obtenons un réservoir de régulation journalière. L'évaporation de ce petit bassin est insignifiante.

Nous conseillons que le barrage soit placé à environ 100 m au-dessus de la cascade. La longueur totale du barrage serait alors de 150 m environ. Sauf pour la partie ouest, où la prise d'eau est placée, le barrage sera construit comme un barrage-déversoir, en béton massif et fondé sur la roche. Il y a d'ailleurs de la roche dans tout le secteur du barrage. Le recouvrement de celle-ci dans certains endroits est insignifiant. Une zone de rejet en travers du barrage est à injecter.

En admettant une crue de $70 \text{ m}^3/\text{s}$ on aura un niveau d'eau de 0,6 m environ au-dessus de la couronne du barrage. Le barrage doit être doté d'une vanne de fond, celle-ci pourra être construite localement. (Voir figure III.3 et III.4.)

III.4.4 Prise d'eau

La prise d'eau sera construite dans le barrage du côté ouest. Le débit projeté est de $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$.

La prise d'eau est munie d'une grille à débris et d'une vanne plate manoeuvrée manuellement. Les deux éléments peuvent être conçus et construits localement. (Voir figure III.5.)

III.4.5 Conduite forcée

La conduite forcée sera placée sur les fondations de béton et sur les blocs d'ancrage; elle aura une longueur totale de 120 m environ. La canalisation est une conduite en acier avec un diamètre intérieur de 800 mm. La pression est de 1 kg/cm^2 à la centrale. La conduite forcée est protégée contre les débits de crue par un mur-guide. (Voir figure III.6.)

III.4.6 Centrale

La centrale sera placée sur le côté ouest du cours d'eau en aval de la cascade. La centrale aura une réalisation standard avec du béton armé jusqu'au niveau du sol de la salle des machines. La superstructure sera conçue en pierres creuses. Le transformateur sera placé en dehors de la centrale, plus haut, sur le bord de la rivière. (Voir figure III.7.)

III.4.7 Canal d'écoulement

Le canal d'écoulement est de 10 m de long environ et est en partie enfoncé dans la roche.

III.4.8 Turbines et équipement mécanique

Une turbine de type Mitchell à écoulement transversal est considérée. Le rendement, bien que relativement moins élevé que pour un autre type de turbine (Francis ou Kaplan) a l'avantage de rester correct même pour des charges faibles. C'est d'autre part une machine simple. Les machines de ce type ont fait leurs preuves dans beaucoup de petites centrales situées dans des régions isolées. La turbine est située environ 2 m au-dessus du niveau aval, une soupape assurant un niveau d'eau constant dans l'aspirateur.

Une turbine de type Kaplan "tubulaire" (générateur en dehors du passage hydraulique) peut théoriquement être envisagée. Le rendement est très bon, et ce pour une gamme étendue de charge. Une telle solution a le désavantage de comporter une mécanique sensiblement plus compliquée. De plus, peu de fabricants ont atteint un niveau de standardisation suffisant pour cet ordre de puissance pour que ce type de turbine soit vraiment concurrentiel.

Enfin, une turbine Francis pourrait être considérée. Bien que ce type de turbine ne soit pas optimal pour la chute considérée, elle pourrait néanmoins avoir un prix moins élevé qu'une Kaplan tubulaire. Le rendement sommet est bon, par contre le rendement à charge partielle est moins bon que pour une turbine à écoulement transversal.

La turbine est équipée d'un régulateur permettant la marche en réseau isolé. Un dispositif de synchronisation est prévu pour pouvoir se raccorder à un réseau parallèle.

Une vanne de garde de type papillon est installée à l'amont de la turbine. La fermeture est assurée par un contrepoids et son ouverture par un cylindre hydraulique.

Des vannes batardeau sont prévues pour obturer le canal de fuite.

Vue la vitesse de rotation relativement lente de la turbine, un multiplicateur de vitesse sera installé entre la turbine et l'alternateur.

Nous aurions normalement recommandé de rédiger les documents d'appel d'offre de façon à proposer aux choix l'un de ces trois types de turbine.

Cependant, considérant la possibilité d'une production locale de la turbine, il est clair que la solution de turbine à écoulement transversal donne la possibilité de produire une partie plus importante de l'équipement au Mali que les solutions de turbines Francis ou Kaplan. En particulier, la roue motrice, tout pour une turbine Francis que Kaplan est plus exigeante pour l'équipement de production et requiert plus d'expérience.

Pour cette raison il est possible d'avancer qu'une turbine de type Mitchell à écoulement transversal est la solution à recommander.

La figure III.8 montre une représentation simplifiée d'une telle turbine. Pour l'installation projetée à Farrako le diamètre de la roue motrice sera de l'ordre de 0.50 m et sa largeur de l'ordre de 1.30 m.

Les caractéristiques de la turbine sont les suivantes:

Chute nette nominale	9.5 m
Puissance de la turbine	110 kW
Vitesse de la turbine	250 tr/min

Il faut cependant compter qu'au moins le générateur ainsi que le régulateur soient achetés à l'extérieur étant donné qu'il serait difficile de fabriquer cet équipement localement avec un résultat satisfaisant.

Le régulateur doit satisfaire les exigences de régulation de fréquence d'une façon correcte et doit avoir une capacité de travail suffisante pour effectuer la régulation nécessaire de la charge ainsi que les fonctions de démarrage et d'arrêt du groupe.

Le reste de l'équipement comprend des pièces et composants qui devraient pouvoir être produits localement pour ce qui est de l'essentiel. Ceci comprend également la roue motrice, les aubes directrices, la vanne de garde etc.

Une condition est cependant de disposer des dessins de construction nécessaires, basés sur un calcul hydraulique complet, ainsi qu'un calcul des efforts de réglage et des conditions de contraintes.

Les possibilités qui se présentent pour se procurer les dessins de construction et descriptions nécessaires sont les suivantes:

- i) conclure un accord avec un fabricant de turbine expérimenté
- ii) obtenir d'une école qu'elle effectue ce travail par exemple comme travail de diplôme
- iii) engager un consultant, ou bureau de construction.

L'alternative ii) est sans aucun doute la solution la moins chère, mais elle exige plus de temps avant que des dessins soient disponibles.

Les prix indiqués sont basés sur les alternatives i) ou iii).

III.4.9 Équipement électrique

La centrale sera équipée d'un alternateur synchrone et d'un transformateur, chacun de 150 kVA.

Le générateur sera monté horizontalement et accouplé à la turbine par intermédiaire d'un multiplicateur de vitesse. L'accouplement direct générateur/transformateur représentera ainsi une unité. Le couplage de la ligne de distribution sortante au transformateur du côté haute tension sera effectué par un disjoncteur. Les caractéristiques principales d'une telle installation sont les suivantes:

Générateur	:	Nombre de phases	:	3
		Fréquence	:	50 Hz
		Puissance	:	130 kVA au facteur d'énergie ($\cos \phi$) = 0,85
		Vitesse de rotation	:	1000 r.p.m.
		Refroidissement	:	Autoventilation
		Excitation	:	Type régulateur rotatif
Transformateur	:	Puissance	:	130 kVA
		Rapport de transformation	:	0,4/5,5 kV
		Type	:	Extérieur, isolé à l'huile
		Refroidissement	:	Naturel, au moyen de l'air

Les composants (turbine-générateur-transformateur) sont fournis avec des éléments de protection nécessaires et des appareils destinés au contrôle semi-automatique. Les besoins d'éclairage et d'énergie auxiliaire sont aussi pris en considération.

III.4.10 Ligne de transmission

Une puissance installée de 130 kVA et une distance de 3,5 km (en ligne directe) entre la centrale et la plantation de thé de Farrako imposent une ligne de transmission à moyenne tension. Etant donné que la tension de transmission dans la zone de Sikasso s'élève à 5,5 kV, il faut adopter le même voltage pour le projet. Ceci facilitera l'échange de pièces de rechange et simplifiera l'entretien et l'exploitation dans l'avenir.

La ligne sera composée de pylônes en béton, construits sur place (à Bamako), et de conducteurs en acier et en aluminium d'une section de 25 mm².

La ligne conduit jusqu'à la plantation de thé de Farrako où un poste de distribution avec transformateur de 130 kVA, 5,5/0,380 kV est installé. La ligne sera branchée au réseau de distribution à basse tension.

III.5 CALENDRIER D'EXECUTION PROVISOIRE

En accord avec le chapitre VI, conclusions et recommandations, nous recommandons le calendrier d'exécution suivant pour le projet Farrako. Pendant que l'on travaille à arranger le financement, les travaux suivants peuvent être effectués:

- i) Etablir un nouveau niveau d'eau en aval de la cascade de Farrako. La localisation exacte devrait être faite par un représentant de DHE.

Celle-ci permettra d'obtenir des renseignements sur le niveau d'eau en périodes de crues à l'aval de la station, ce qui est nécessaire pour déterminer la côte exacte de la centrale. Ceci permettra aussi une comparaison avec et une vérification des renseignements pour le niveau d'eau déjà existant de Finkolo.

- ii) Etablir des cartes à l'échelle 1:500 avec une équidistance des courbes de niveau de 0.5 m pour la cascade et l'emplacement du barrage, la conduite forcée, et les environs de la centrale.
- iii) Etablir une carte à l'échelle 1:2000 avec une équidistance de 1 m pour la région du barrage. Ceci pour avoir un meilleur aperçu de la grandeur du réservoir et par suite de l'exploitation de la centrale pendant la période sèche.
- iv) Contrôler la faille perpendiculairement à l'axe du barrage.
- v) Etablir une "courbe de débit" définitive pour la hauteur d'eau de Finkolo, pour vérifier les débits pour ce niveau d'eau calculés dans ce rapport.

Tous ces travaux peuvent être effectués par le personnel de DHE. Les observations au niveau d'eau proposé à l'aval de la cascade doivent être effectuées tout le long de la saison des pluies et peuvent être faites par le personnel de DHE dans cette région.

Après que ces travaux soient terminés et que le financement soit assuré, la marche à suivre ultérieure devra être faite en fonction du plan présenté à la figure III.9. Il apparaît que la réalisation du projet devrait prendre environ 20 mois.

En ce qui concerne les travaux de génie-civil, nous recommandons que le maître d'oeuvre en coopération avec un consultant déterminé de façon exacte la hauteur du barrage et par suite la chute disponible pour l'installation. Ceci devrait être fait en prenant pour base la carte complémentaire et les caractéristiques complémentaires de crues et de conditions à l'aval mentionnés plus haut.

La localisation définitive du barrage, de la conduite forcée et de la centrale devra également être déterminée de la même façon. Ensuite les documents d'appel d'offre seront préparés.

En ce qui concerne les équipements mécaniques voir section III.4.8.

III.6 POSSIBILITES DE PRODUCTION LOCALE

III.6.1 Génie civil

Le Mali dispose d'entrepreneurs qui sont capables d'effectuer les travaux de génie civil nécessaires à la réalisation du projet.

III.6.2 Equipement mécanique

Afin d'établir les possibilités de produire localement l'équipement mécanique, il a été effectué la visite de deux fournisseurs potentiels qui sont l'Entreprise Malienne de Maintenance et de Constructions Mécaniques (EMAMA) à Sikasso et Metal Soudan à Bamako.

EMAMA

Cette entreprise est très bien outillée et produit continuellement de l'équipement relativement avancé comme par exemple des pompes à eau, des outils pour l'agriculture, etc. Les possibilités enregistrées touchant à la production d'équipement mécanique sont les suivantes:

(i) Soudage

L'entreprise est suffisamment bien outillée pour accomplir toute sorte de travail de soudure touchant à la production de turbines et autre équipement mécanique.

(ii) Roulage

L'entreprise a une presse hydraulique d'une capacité de 150 tonnes; des plaques de tôle d'acier d'une longueur de 3 m et d'une épaisseur de 6 mm peuvent être traitées. Ceci est amplement suffisant pour certaines pièces que l'on a dans les turbines et les conduites de centrales électriques de l'importance dont il s'agit ici.

(iii) Tournage

Ce type d'usinage est ici limité à des pièces d'un diamètre inférieur à 500 mm.

(iv) Pliage

Cette opération peut être effectuée sur des plaques d'une épaisseur maximum de 6 mm et d'une longueur de 3 m. Ceci est amplement suffisant pour satisfaire aux exigences de la construction, par exemple, d'un canal d'amenée pour une centrale de la taille dont il est question ici.

Metal Soudan

L'entreprise Metal Soudan à Bamako a été visitée également. Celle-ci a plus ou moins les mêmes possibilités qu'EMAMA en ce qui concerne le soudage, le roulage et le pliage, mais malheureusement pas en ce qui concerne le tournage. Cette entreprise est pour cette raison plus spécialisée dans la production de pièces simples et lourdes avec des contraintes moins sévères pour la précision et les tolérances. Bien sûr, cette entreprise pourrait aussi produire quelques pièces d'une petite centrale hydro-électrique telles que grilles à débris, plaques simples, et peut-être quelques canalisations, mais tout bien compris, EMAMA est bien mieux équipée pour effectuer une fourniture ainsi que décrit dans la section précédente.

III.6.3 Equipement électrique

Il n'y aucune possibilité de production locale au Mali d'équipement électrique tel que: générateurs, transformateurs, interrupteurs, etc. Les seuls composants qui sont construits localement sont les pylônes en béton pour les lignes de distribution et de transmission. Il y a à Bamako une usine qui fournit continuellement ces composants à Energie du Mali (EDM).

III.7 COUT ESTIMATIF

Tous les prix reflètent le niveau des prix d'avril 1984. Les coûts unitaires des travaux de génie civil ont été obtenus sur place et figurent à la section III.7.2. Les coûts unitaires en ce qui concerne les lignes de transmission et les transformateurs ont été obtenus de et discutés avec EDM. Les coûts de l'équipement électromécanique sont basés sur les données établies par les fournisseurs étrangers et les entreprises industrielles locales au Mali.

III.7.1 <u>Coûts de construction</u>	Prix de base, avril 1984		
	Monnaie locale (MLFx10 ⁶)	Devises (MLFx10 ⁶)	Total (MLFx10 ⁶)
III.7.1.1 Travaux préliminaires			
Arpentage			
Etude géologique			
Amélioration des routes d'accès			
Installations sur le terrain et camp			
Débroussaillage	9,0	1,0	10,0
III.7.1.2 Barrage et équipement hydraulique	54,4	9,6	64,0
III.7.1.3 Conduite forcée avec fondations et mur-guide	30,0	10,0	40,0
III.7.1.4 Centrale et canal d'écoulement (travaux de génie civil)	11,9	5,1	17,0
III.7.1.5 Equipement électro- mécanique	17,5	52,5	70,0
III.7.1.6 Ligne de transmission avec deux transformateurs	13,2	19,8	33,0
III.7.1.7 Ingénierie, surveillance, administration	18,0	22,0	40,0
III.7.1.8 Imprévus physiques	<u>14,0</u>	<u>14,0</u>	<u>28,0</u>
Total	<u>168,0</u>	<u>134,0</u>	<u>302,0</u>

III.7.2 Prix unitaires

Les coûts de construction énumérés à la section précédente sont basés sur les prix unitaires indiqués ci-dessous (base avril 1984).

	<u>Unité</u>	<u>MLF</u>
Déblais rocheux, grande masse	m ³	6 000
Déblais rocheux, pour fouilles	m ³	7 500
Coffrage plan	m ²	11 000
Coffrage a simple courbure	m ²	12 500
Béton de propreté, dosé à 200 kg/m ³	m ³	80 000
Béton armé, dosé à 250 kg/m ³	m ³	85 000
Acier rond pour béton armé	tonne	800 000
Murs de 20 cm en parpaings creux	m ²	17 000
Toit en bois	m ²	16 000
Ligne de transmission, 5,5 kV	km	7 500 000

III.7.3 Coûts annuels - Energie hydraulique (MLFx10⁶)

Exploitation :	Opérateurs	1,6
	Administration	1,0
Entretien :	Pièces de rechange	2,5
	Main-d'oeuvre	<u>1,5</u>
		<u>6,6</u>

III.7.4 Coûts - Diesel (MLFx10⁶)

Coûts d'installation par kW		0,85
Frais d'exploitation par an :	Opérateurs	3,2
	Administration	1,0
Coûts d'entretien par an :	Pièces de rechange	3,0
	Main-d'oeuvre	<u>1,8</u>
		<u>9,0</u>

En ce qui concerne l'alternative proposant diesel/énergie hydraulique, on prévoit une réduction des coûts d'exploitation et d'entretien de 4,5 millions de MLF.

Quant aux groupes diesel prévus, leur rendement sera de l'ordre de 0,3 litre/kWh. Le prix du diesel étant 340 MLF/litre, le coût du diesel revient à 102 MLF/kWh.

III.7.5 Coûts - Ligne de transmission de la centrale à la ville de Sikasso

Ligne de transmission, 5,5 kV, 28 km à $7,5 \times 10^6$ MLF = 210×10^6 MLF.

III.8 ESTIMATION DU COUT UNITAIRE DE L'ENERGIE

Comme indiqué à la section III.3.6, Energie potentielle, l'énergie hydraulique ne peut remplacer l'énergie diesel qu'en partie dû aux capacités restreintes d'emmagasinage. L'installation diesel existante doit donc être retenue. Le coût unitaire de l'énergie estimé comprend les deux alternatives, à savoir diesel/énergie hydraulique et diesel tout seul.

Le besoin d'énergie est estimé à 0,55 GWh par an et dû aux pertes de 5% dans le réseau de distribution, la production d'énergie sera 0,577 GWh. En supposant une production annuelle de l'usine de 0,449 GWh, l'énergie produite en utilisant du diesel est 0,128 GWh par an pour l'alternative diesel/énergie hydraulique.

Les considérations suivantes ont été déterminantes pour les évaluations:

- (i) Production annuelle d'énergie hydraulique : 0,449 GWh
- (ii) L'agrandissement de l'usine sera effectué en 2 ans aux coûts suivants:

180 millions de MLF	année 1
122 millions de MLF	année 2

A partir de l'année 3, les coûts annuels d'opération et d'entretien s'élèveront à 6,6 millions de MLF.

Les estimations couvrent une période de 25 ans à partir de la mise en fonction du projet, ce qui correspond à la longévité des équipements électromécaniques. A l'expiration de la période (27 ans), la valeur résiduelle de l'usine s'élève à 50 millions de MLF. (Ce montant reflète la valeur résiduelle des travaux de génie civil, leur longévité étant 50 ans.)

- (iii) L'alternative diesel ne comprend ni le remplacement ni l'achat de nouveaux groupes, étant donné que l'alternative énergie hydraulique prévoit l'utilisation des groupes diesel. Ainsi le coût de remplacement sera applicable à l'une et l'autre. Il est à noter que ces frais peuvent sûrement être reportés à plus tard en ce qui concerne l'alternative énergie hydraulique. Par conséquent, il en résulte que cette alternative est plus compétitive qu'indiqué ci-dessous.

L'alternative énergie hydraulique représente une réduction des coûts d'opération et d'entretien, compte tenu du coût du diesel. Voir section III.8.4.

TABLEAU III.11

Résultats

Facteur d'escompte	Valeur actuelle			Coût unitaire de l'énergie (MLF/kWh)	
	Produc- tion (GWh)	Frais (MLF $\times 10^6$)		Hydrau- lique/ diesel	Diesel
		Hydrau- lique/ diesel	Diesel		
6%	5,11	343,7	572,3	67,3	112,0
8%	4,11	325,9	460,3	79,3	112,0
10%	3,37	310,5	377,3	92,1	112,0
12%	2,81	297,1	314,5	105,7	112,0
14%	2,37	285,4	266,0	120,4	112,0
16%	2,03	275,0	227,9	135,5	112,0

Les estimations démontrent que l'alternative diesel/énergie hydraulique est plus avantageuse que l'alternative diesel pour des facteurs d'escompte inférieurs à environ 13%.

III.9 Calendrier des dépenses

Le calendrier des dépenses est établi en fonction du calendrier d'exécution. Les imprévus pour hausse de prix ne sont pas inclus.

TABLEU III.12

Calendrier des dépenses (MLF x 10⁶)

	<u>Année 1</u>	<u>Année 2</u>	<u>Totale</u>
Devises	33.5	110.5	134.0
Monnaie locale	<u>42.0</u>	<u>126.0</u>	<u>168.0</u>
Totale	75.5	226.5	302.0

IV. PROJET DE KENIOTO

IV.1 POPULATION, RESSOURCES, ACTIVITES

La ville de Kéniéba est située à environ 175 km au sud de Kayes et à 350 km à l'est de Bamako. La ville est un chef-lieu du cercle et de ce fait est un centre administratif important. Elle est difficile d'accès en voiture, surtout pendant la saison des pluies, et même en saison sèche le trajet depuis Bamako nécessite 25 heures. Une carte du l'ouest du Mali à l'échelle 1:2 500 000 se trouve à la figure IV.1.

Le site du projet est localisé à environ 8 km de la ville, le long de la rivière Doundi et entre les villages de Moroyafara et Kénioto. Une carte, à l'échelle 1:200 000, du territoire de Kéniéba se trouve à la figure IV.2.

La ville de Kéniéba compte environ 5000 habitants tandis que l'ensemble de l'arrondissement comprend environ 30 000 personnes.

Les activités les plus importantes de la région sont l'agriculture et l'élevage du bétail. Mais, du fait de communications difficiles et aussi d'un approvisionnement insuffisant en énergie et en eau, l'agro-transformation est presque inexistante et les produits sont donc pour cette raison consommés sur place.

Une autre activité importante dans la région est l'exploitation du minerai d'or qui a connu d'ailleurs un développement ces dernières années. Aucune statistique n'était disponible, mais d'après les autorités locales la quantité trouvée pourrait être estimée de l'ordre de 300 à 500 kg par an. Et pour cette raison, une grande partie de la population jouissait d'une certaine aisance économique, et de plus un grand nombre de maisons ont été construites récemment.

Les gisements d'or sont couramment surveillés par une compagnie française (BRGM); suivant les résultats obtenus, il est possible qu'une exploitation minière plus industrielle soit envisagée.

Un autre projet de développement intéressant est celui d'un centre de soins médicaux que la Banque mondiale a envisagé de financer. En outre, nous avons comme autres projets de développement une boulangerie moderne et un garage qui tous deux pourront avoir besoin d'électricité.

IV.2 MARCHE ENERGETIQUE ET ALIMENTATION ACTUELLE

IV.2.1 Alimentation actuelle

Toute la production d'électricité de Kénieba est produite par des groupes électrogènes diesel. Une partie de ces générateurs appartient et est exploitée par les autorités, tandis que la plus grande part est sous contrôle privé. D'après les informations procurées par les autorités, les capacités de production existantes sont les suivantes:

<u>Centrale d'énergie électrique</u>	<u>Capacité installée (kVA)</u>
Propriété publique	1 x 38
Mission protestante	1 x 6
Cinéma	1 x 28
Groupes privés	<u>2 x 50</u> (2 kVA est une moyenne)
Total	172

Une estimation de la production d'énergie annuelle est difficile à effectuer. Il existe un certain nombre de problèmes à la fois en ce qui concerne la maintenance et le combustible, cela étant dû à l'état précaire des communications. Par exemple, le groupe électrogène d'appartenance publique qui dessert l'administration et un réseau limité pour l'éclairage public, est exploité seulement quelques heures par mois à l'occasion de fêtes publiques, de réceptions, etc. Les groupes privés sont utilisés plus fréquemment, et si un facteur global d'utilisation de 0,1 est inclus dans le calcul, la consommation obtenue atteint 0,1 GWh.

IV.2.2 Marché énergétique

Comme indiqué dans le chapitre précédent, la population de Kénieba n'a pas d'offre d'approvisionnement en énergie sûre et l'estimation grossière d'une consommation de 0,1 GWh ne représente pas du tout le potentiel de la ville. Dans le but d'essayer d'établir le potentiel réel, des discussions ont eu lieu avec les autorités locales, et les évaluations résultantes sont les suivantes pour les différentes catégories de consommateurs:

(i) Consommation domestique

Beaucoup de maisons ont été construites récemment et plusieurs parmi elles ont les installations domestiques et n'attendent plus que l'approvisionnement par le réseau public ou de pouvoir investir dans des groupes électrogènes privés. Une estimation réaliste du nombre de consommateurs ménagers qui pourraient être réunis s'il leur était proposé une énergie hydro-électrique sûre, nous donne un chiffre d'environ 200 avec une demande de pointe moyenne de 0,5 kW et un facteur de simultanéité de 0,7 qui nécessiteront 70 kW.

(ii) Service public

L'administration et l'éclairage public sont actuellement alimentés par un groupe électrogène de 38 kVA correspondant à environ 30 kW. Celui-ci n'est pas totalement utilisé actuellement. De toute façon, si une électricité sûre était disponible, il serait raisonnable de prévoir une demande d'environ 50 kW, en prévision de l'extension de l'éclairage des rues, et d'une amélioration de la capacité des PTT, de la station météorologique, et de l'électrification de l'école, etc.

(iii) Pompage d'eau

La plus grande partie du pompage de l'eau à Kénieba est effectuée à l'aide d'une pompe diesel de 10 CV, ce qui correspond à 7,6 kW. Cela ne répond qu'au besoin minimum absolu, et si un réseau électrique solide était disponible on pourrait prévoir au moins 25 kW dans cet objectif.

(iv) Missions

La mission protestante a actuellement un groupe électrogène de 6 kVA et une nouvelle mission baptiste va, sans doute, installer un groupe d'une grandeur similaire cette année-ci. Pour cela, même le besoin total de ces utilisateurs sera environ 10 kW.

(v) Industries. Projets de développement

Les besoins n'ont pas été étudiés en détail, mais peuvent être estimés de la façon suivante: mines d'or 20 kW, boulangerie 10 kW, centre de soins médicaux 10 kW et un garage moderne 5 kW. Tous ensemble, ces projets ajouteront encore 45 kW aux besoins de la ville.

D'après ces évaluations, les besoins de la ville sont au total d'environ 200 kW, ce qui semble indiquer une consommation annuelle de 1,05 GWh, si une énergie électrique sûre était disponible. Du fait que le temps imparti pour l'investigation était limité, il est nécessaire de préciser que cet aperçu du marché énergétique n'est pas, évidemment, définitif. Cependant, il devrait être suffisant pour légitimer un développement hydro-électrique de 200-250 kW du point de vue du marché d'énergie électrique.

IV.3 PRESENTATION DU PROJET

IV.3.1 Situation géographique

La centrale, qui utilise une cascade de la rivière Doundi, un affluent de la Falémé, est placée à 8 km de Kénieba, tandis que le barrage de Kénioto se trouve à 10 km de Kénieba. Dans la direction de la centrale il y a une piste en très mauvais état sur les six premiers kilomètres. De Kénieba à Kénioto, par les montagnes, il doit y avoir une route d'accès d'une longueur de 45 km.

La situation géographique de la centrale et la zone de précipitations sont indiquées à la figure IV.2, qui s'appuie sur la feuille ND-29-I.

IV.3.2 Topographie

La centrale hydro-électrique reçoit une zone de précipitations d'une superficie de 51 km². La zone de précipitations se trouve entre les cotes 300 et 600. Autour de la vallée il y a plusieurs plateaux avec des pentes escarpées vers la vallée. Le fond de la vallée est de type savane-arborée. Il y a de la roche dans le cours d'eau jusqu'au barrage de Kénioto, et du conglomérat par certains endroits.

IV.3.3 Climat

Comme le reste du pays par ailleurs, ce secteur a une période sèche et une période humide dans l'année, chacune d'une durée de 6 mois environ.

Il a été établi une station de mesure pluviométrique à Kénieba, et pour la période de 1942 à 1983 la pluviométrie moyenne est de 1248 mm par an (cf. le tableau II.1). Pour Kayes, à 180 km environ au nord de Kénieba, la pluviométrie moyenne est de 728 mm par an. A environ 100 km au sud de Kénieba, à la source de la rivière Falémé, la carte des isohyètes indique une pluviométrie de 1500 mm par an.

La répartition de la pluviométrie dans l'année est indiquée dans le tableau suivant.

TABLEAU IV.1

Station Kénieba

Pluviométrie mensuelle (en mm), 1942-1980

J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0	0	0	6	54	159	269	380	289	112	7	1

Moyenne: 1286

Nous pouvons voir de ce tableau que dans une année moyenne, environ 6 mois, de novembre à avril, sont pratiquement sans aucune chute d'eau.

La température mensuelle moyenne varie entre 33°C (mai) et 25°C (décembre). La température moyenne est de 28°C.

Nous avons la table des températures qui suit:

TABLEAU IV.2

Station Kénieba

Températures de l'air

	Tx = moyenne des max.					Tn = moyenne des min.					Moyenne annuelle		
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O		N	D
Tx	35	37	40	41	40	35	32	30	32	33	35	34	35,3
Tn	17	20	22	24	26	24	23	22	22	22	18	16	21,3
$\frac{T_x + T_n}{2}$	26	28	31	32	33	29	27	26	27	27	26	25	28,1

A Kénieba, l'évaporation a été observée depuis 1967. L'évaporation est la plus forte au mois de mars avec 320 mm en moyenne, et au plus bas en août avec 52 mm.

Un aperçu sommaire de l'évaporation mensuelle est indiqué dans le tableau suivant.

TABLEAU IV.3

Station Kénieba

Evaporation moyenne totale mensuelle (en mm.)

J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Moyenne annuelle
295	296	320	294	238	118	70	52	53	74	134	208	179

IV.3.4 Hydrologie

Comme indiqué à la section précédente, Kénieba a donc une pluviométrie moyenne annuelle de 1286 mm. Sur la carte des isohyètes (cf. figure II.1), il apparaît que le secteur de la centrale se trouve entre des courbes donnant 1200 et 1300 mm par an. La pluviosité dans la zone de la centrale hydro-électrique doit donc s'approcher de 55 à 60 millions de m³ par an.

Un niveau d'eau est établi dans la rivière Doundi près de Moroyafara, mais il ne se trouve aucune donnée relevée de cette station. Ainsi nous sommes obligés d'employer des données de la rivière principale

Falémé. Dans ce cours d'eau nous avons les niveaux d'eau de Gourbassy, de Fadougou et de Moussala. La station de Fadougou est celle qui a eu la période d'observation la plus longue, depuis 1952, et nous nous appuyons sur elle pour cette raison même. Tous les niveaux d'eau nommés ont une zone de précipitations importantes, Fadougou a 9300 km². La zone de précipitations de la centrale constitue seulement 5% environ de celle de Fadougou, et cela va donc entraîner une certaine incertitude du fait de données qui sont reportées sur une zone plus petite.

Le secteur de Fadougou se trouve, d'après la carte des isohyètes, entre les courbes de 1300 et 1500 mm. Fadougou est situé sur un plateau de 800 m de haut et l'on doit donc en déduire qu'il a un écoulement spécifique plus grand et un débit plus équilibré que le secteur beaucoup plus petit de Kénioto. Pour Fadougou, nous avons un aperçu sommaire pour la période de 1952 à 1964, comme il est indiqué au tableau IV.4.

TABLEAU IV.4

DEBITS MOYENS MENSUELS DE LA FALEME A FADOUGOU

Année	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	Moyenne en m ³ /s
1952-53	0.6	5.5	232	298	484	(596)	(126)	46	17.5	7.4	(2.6)	(0.5)	(5.3)
1953-54	(2.7)	29	144	430	(410)	170	71	46	25	11.2	4.4	1.8	(11.2)
1954-55	4.9	61	248	(173)	(658)	221	88	67	35	12.5	8.3	5.3	(200)
1955-56	6.1	14.1	170	682	499	235	99	86	33	18	8.6	4.2	(53)
1956-57	2.4	11	118	527	610	223	80	42	24	12.2	7.1	3.8	(30)
1957-58	2.1	27	102	471	339	282	72	48	27	(13.5)	7.0	4.1	(19)
1958-59	3.2	29.8	106	647	405	209	112	62	36	(20.0)	(11.4)	(5.8)	(37)
1959-60	(3.0)	16.1	117	452	520	173	69	38	21.8	12.3	7.4	3.4	(10)
1960-61	(2.4)	19.7	170	338	377	(158)	(67)	36	(21.8)	9.0	4.6	(2.5)	(10)
1961-64	0.7	0.9	82	315	343	234	64	26	11.1	5.1	2.0	0.7	(9)
1964-65	2.0	40	126	397	(828)	(200)	102	49	(22.0)	24.0	(11.0)	4.2	(15.2)
Debits moyens sur la période série de 11 ans	2.7	22.3	147	502	498	246	88	47	25.7	13.7	6.8	3.3	(134)

Après 1964 les données collectées n'ont pas été analysées. Nous avons calculé les écoulements pour la période 1978-83 qui englobe un série de mauvaises années. Ces données sont présentées au tableau IV.5.

Enfin, le niveau de Kayes qui a une période d'observation continue depuis 1922, est utilisé comme niveau de référence. Les données de l'écoulement pour ce niveau qui se trouve du côté du fleuve Sénégal, sont présentées au tableaux IV.6 et IV.7.

TABLEAU N° IV 5

	Debits Moyens Mensuels de la Faleme a Fadougou												Annés
	Jan.	Fevrier	Mars	Avril	May	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	
1978 m3/s	2,9	0,8	0,12	0	0	3,1	52,2	283	316	168	49,9	20,7	2368
Mill.m3	7,8	2,0	0,3	0	0	8,0	140	758	818	450	129	55,5	
1979 m3/s	8,8	3,4	-	-	-	15,7	47,2	-	130	79	28,1	9,7	
Mill.m3	23,6	8,2	-	-	-	40,7	72,0	-	337	212	72,7	26	
1980 m3/s	3,8	1,1	0,2	0,9	6,0	10,3	88,9	288	238	50	18,1	8,2	1888
Mill.m3	10,2	2,7	0,5	2,3	16,1	26,7	238	772	616	134	46,9	22,0	
1981 m3/s	3,1	1,0	0	0	0	0	41,3	233	246	37,8	16,9	9,5	1553
Mill.m3	8,3	2,4	0	0	0	0	111	624	637	101	43,8	25,5	
1982 m3/s	4,8	1,8	0,2	0,2	0,1	12,7	8,6	112	187	45,6	23,7	7,5	1066
Mill.m3	12,9	4,3	0,5	0,5	0	32,9	23,0	300	484	122	61	25,5	
1983 m3/s	3,7	0	0	0	0	1,0	30,8						
Mill.m3	9,9	0	0	0	0	2,6	82,5						

* Les données pour Fadougou manquent. Fondées sur observations faites au station de Moussala

TABLEAU IV.6. MAXIMUMS DE CRUE ET MODULES ANNUELS A NAYES
LISTE CHRONOLOGIQUE

ANNEE	HMAX	QMAX	QMOY	ANNEE	HMAX	QMAX	QMOY
1903		3415	514	1944		1620	288
1904		3825		1945		4805	742
1905		3290	724	1946		3730	629
1906		4805	874	1947		3035	443
1907		2530	405	1948		4080	528
1908		4485	725	1949		4170	429
1909		4790	841	1950		5945	851
1910		3505	593	1951		4675	694
1911		2625	454	1952		4015	569
1912		3135	460	1953		3710	559
1913		1005	210	1954		5290	888
1914		2085		1955		4500	851
1915		3070	547	1956		4890	746
1916		3605	636	1957		4185	872
1917		4235	537	1958		6840	859
1918		4610	803	1959		4425	620
1919		2975		1960		3480	518
1920		5475	613	1961		4740	757
1921		2660	396	1962		3325	611
1922		5880	925	1963		3260	556
1923		3855	623	1964		5400	775
1924		4550		1965		4560	745
1925		4360	751	1966		3860	640
1926		2215	450	1967		4240	800
1927		4425	839	1968		2720	395
1928		4425	762	1969		3450	640
1929		4295	733	1970		3180	469
1930		3605	626	1971		3820	487
1931		3785	605	1972		1530	254
1932		4295	748	1973		2650	338
1933		5380	728	1974		4850	521
1934		4235	579	1975		3360	411
1935		5765	937	1976		1840	363
1936		5730	957	1977		1480	237
1937		2785	504	1978		2110	334
1938		4485	664	1979		1220	230
1939		3260	443	1980		2440	283
1940		1790	343	1981		1860	294
1941		2785	333	1982		1800	228
1942		3035	372	1983		1070	177
1943		3165	535				

TABLEAU IV.7.

MAXIMUMS DE CRUE ET MODULES ANNUELS A KAYES
LISTE CLASSEE PAR MODULES CROISSANTS

RANG	ANNEE	HMAX	QMAX	QMOY	RANG	ANNEE	HMAX	QMAX	QMOY
1	1983		1070	177	42	1962		3325	611
2	1913		1005	210	43	1920		5475	613
3	1982		1800	228	44	1959		4425	620
4	1979		1220	230	45	1923		3855	623
5	1977		1480	237	46	1930		3605	626
6	1972		1530	254	47	1946		3730	629
7	1980		2440	283	48	1916		3605	636
8	1944		1620	288	49	1966		3860	640
9	1981		1860	294	50	1969		3450	640
10	1941		2785	333	51	1938		4485	664
11	1978		2110	334	52	1951		4675	694
12	1973		2650	338	53	1905		3290	724
13	1940		1790	343	54	1908		4485	725
14	1976		1840	363	55	1933		5380	728
15	1942		3035	372	56	1929		4295	733
16	1968		2720	395	57	1945		4805	742
17	1921		2660	396	58	1965		4560	745
18	1907		2530	405	59	1956		4890	746
19	1975		3360	411	60	1932		4295	748
20	1949		4170	429	61	1925		4360	751
21	1947		3035	443	62	1961		4740	757
22	1939		3260	443	63	1928		4425	762
23	1926		2215	450	64	1964		5400	775
24	1911		2625	454	65	1967		4240	800
25	1912		3135	460	66	1918		4610	803
26	1970		3180	469	67	1927		4425	839
27	1971		3820	487	68	1909		4790	841
28	1937		2785	504	69	1950		5945	851
29	1903		3415	514	70	1955		4500	851
30	1960		3480	518	71	1958		6840	859
31	1974		4850	521	72	1957		4185	872
32	1948		4080	528	73	1906		4805	874
33	1943		3165	535	74	1954		5290	888
34	1917		4235	537	75	1922		5880	925
35	1915		3070	547	76	1935		5765	937
36	1963		3260	556	77	1936		5730	957
37	1953		3710	559					
38	1952		4015	569					
39	1934		4235	579					
40	1910		3505	593					
41	1931		3785	605					

Une évaluation faite d'après les données de Kayes nous montre que l'année 1980 sera représentative comme année déterminante. Il semble que cela correspond bien avec les observations de pluviométrie de Kayes et aussi avec les résultats du niveau d'eau de Douna.

Sur cette base, ainsi qu'avec l'évaluation de l'écoulement à Fadougou dans la période sèche des années 1978-83, on peut constater que toute la longueur de la rivière actuelle sera asséchée pour une période de 6 mois environ dans une année déterminante.

Une construction qui produirait de l'énergie toute l'année, ne peut être obtenue qu'à la condition d'établir un réservoir. L'arrivée d'eau en période de pluies est suffisante pour toutes les années d'après le volume d'eau nécessaire à l'exploitation d'une centrale éventuelle.

Débit des crues

D'après nos données, il a été observé comme crue max. à Fadougou $1400 \text{ m}^3/\text{s}$, ce qui devrait correspondre à environ $75 \text{ m}^3/\text{s}$ à Doundi près de Kénioto. Nous avons évalué la crue future maximale d'être à Kénioto de l'ordre de $150 \text{ m}^3/\text{s}$.

IV.3.5 Erosion et transport de sédiments

A l'occasion de l'inspection du 23 avril 1984, il se trouvait alors que la rivière était à sec. D'après la nature du terrain, il peut être estimé que la rivière doit transporter des alluvions en période de crue.

IV.3.6 Energie potentielle

Avec une période sèche de 6 mois, une construction qui fournirait une énergie annuelle est dépendante de l'établissement d'un réservoir. Nous avons déjà estimé sur une base assez mince que la capacité du réservoir près de Kénioto serait de 5-6 millions de m^3 .

En retirant pour l'évaporation depuis le réservoir, ainsi que la perte sur la longueur de la rivière entre le réservoir et la retenue,

nous estimons prudemment qu'il restera de disponible pour la centrale 3,5 millions de m³ environ, donnant ainsi une moyenne de 0,22 m³/s environ durant la période sèche. La hauteur de chute nette est d'environ 90 m, ceci correspond à une production annuelle de 1,4 GWh. Le facteur d'utilisation du réseau serait 0,6, ce qui donnerait une puissance installée d'environ 250 kW.

IV.4 DESCRIPTION DU PROJET

IV.4.1 Vue générale

L'usine hydro-électrique comprendra un barrage près de Kénioto, une retenue d'eau à environ 1,5 km en aval du barrage de Kénioto, une conduite forcée jusqu'à la centrale, une centrale dotée d'équipements, une ligne de transmission jusqu'à Kenieba, un réseau de routes, voir figure VI.2. Voir aussi les photos à la page suivante.

IV.4.2 Aménagement du réservoir

D'après les inspections qui ont eu lieu, l'emplacement le plus favorable pour la construction d'un barrage serait tout près de Kénioto.

Les documents cartographiques sont à l'échelle 1:200 000 avec 40 m d'équidistance, ce qui donne une mauvaise base pour établir la courbe du réservoir. La carte nous indique que la rivière a une pente de 5 m environ par kilomètre dans la zone actuelle. Une mesure grossière effectuée lors d'une visite montre que la rivière s'élève de 8 m les premiers 1200 m de l'emplacement du barrage, et que le réservoir dans cette partie sera insignifiant. Plus haut la vallée s'élargit et donne de bonnes possibilités de réservoir.

Le profil du secteur du barrage et la prise en considération du village de Kénioto réduisent la hauteur de la digue à 13 m, et nous avons donc pour cela même estimé un réservoir d'un volume de 5-6 millions de m³.



IV.4.3 Barrage

Dans la zone du barrage qui se trouve immédiatement à l'ouest de Kénioto, la roche affleure, mais il y a quelques parties de conglomérat. Le lit de la rivière représente une zone faible avec une profondeur incertaine jusqu'à la roche. Nous renvoyons d'ailleurs au rapport géologique daté d'octobre 1980. Le barrage aura une hauteur de 14 m environ et une longueur d'environ 180 m

Le barrage sera construit en béton massif, fondé sur le roc. Il sera équipé d'une prise d'eau munie d'une vanne. Voir figure IV.3.

IV.4.4 Retenue/prise d'eau

La retenue sera placée à 1,5 km environ en aval du barrage et construite en béton massif, fondé sur le roc.

La prise d'eau sur la retenue sera munie d'une grille à débris et d'une vanne papillon. Cette dernière sera située en aval de la retenue. Son diamètre de 300 m permettra d'utiliser une vanne de construction standard. La retenue sera également équipée d'une vanne de fond. Voir figure IV.4.

IV.4.5 Conduite forcée

La conduite forcée depuis la prise d'eau passe autour de la chute du côté sud est descend le long d'une pente raide jusqu'à la centrale. Le tracé est difficile et sera coûteux. Nous conseillons une canalisation en tuyau armé de fibre de verre avec un diamètre intérieur de 300 mm. La longueur est de 0,5 km et la pression est de 10 kg/cm^2 environ à la centrale. Elle sera placée à ciel ouvert et sera soutenue par des appuis en béton.

IV.4.6 Centrale

La centrale sera placée sur un plateau à l'ouest d'un petit lac au pied de la cascade. La centrale aura une construction standard en béton armé jusqu'au niveau du sol de la salle des machines. La superstructure sera réalisée comme une construction simple en acier recou-

verte de tôles ondulées, ou alternativement en pierres creuses. Voir figure IV.4.

IV.4.7 Turbines et équipement mécanique

Une turbine de type Mitchell à écoulement transversal est considérée. Le rendement est relativement moins élevé que pour autre type de turbine (Francis ou Pelton), cependant il reste correct même pour des charges faibles. Il s'agit d'une machine simple: des turbines de ce type ont fait leur preuves dans beaucoup de petites centrales situées dans des régions isolées. La turbine est située environ 2 m au-dessus du niveau aval, une soupape assurant un niveau d'eau constant dans l'aspirateur.

Une turbine Francis pourrait également être envisagée. Le très faible diamètre de la roue motrice de la turbine la rend difficile à construire et a tendance à rendre cette solution coûteuse. Le rendement sommet de la turbine est bon, par contre le rendement à charge partielle est légèrement moins bon que pour une turbine à écoulement transversal.

Enfin une turbine Pelton pourrait être considérée. Bien que ce type de turbine ne soit pas optimal pour la chute considérée du point de vue de l'encombrement, le prix de cette solution pourrait s'avérer inférieur au prix d'un aménagement Francis. Le rendement est bon pour une gamme de charge étendue, et sans doute légèrement plus élevé que pour une turbine à écoulement transversal.

Les documents d'appel d'offre devraient être rédigés de façon à proposer au choix l'un de ces trois types de turbine.

La turbine est équipée d'un régulateur permettant la marche en réseau isolé.

Une vanne de garde sphérique est installée à l'amont de la turbine. La fermeture est assurée par un contrepoids, et son ouverture par un cylindre hydraulique.

Des vannes batardes sont prévues pour obturer le canal de fuite.

Les prix indiqués et l'agencement proposé pour la centrale sont basés sur des turbines de type Mitchell à écoulement transversal. Les caractéristiques des turbines sont les suivantes:

Chute nette nominale	90 m
Puissance de la turbine	250 kW
Vitesse de rotation	1000 t.p.m.

IV.4.8 Equipement électrique

La centrale sera équipée d'un alternateur synchrone et d'un transformateur, chacun de 300 kVA.

Le générateur sera monté horizontalement et accouplé directement à la turbine. L'accouplement direct générateur/transformateur représentera ainsi une unité. Le couplage de la ligne de distribution sortante au transformateur du côté haute tension sera effectué par disjoncteur. Les caractéristiques principales d'une telle installation sont les suivantes:

Générateur	:	Nombre de phases	:	3
		Fréquence	:	50 Hz
		Puissance	:	300 kVA au facteur d'énergie ($\cos \phi$) = 0,85
		Vitesse de rotation	:	1000 tr/min
		Refroidissement	:	Autoventilation
		Excitation	:	Type régulateur rotatif
Transformateur	:	Puissance	:	300 kVA
		Rapport de transformation	:	0,4/5,5 kV
		Refroidissement	:	Naturel, au moyen de l'air

Les composants (turbine-générateur-transformateur) sont fournis avec des éléments de protection nécessaires et des appareils destinés au contrôle semi-automatique. Les besoins d'éclairage et d'énergie auxiliaire sont aussi pris en considération.

IV.4.9 Ligne de transmission

Une puissance installée de 300 kVA et une distance d'environ 9 km entre la centrale et le centre de Kéniéba imposent une ligne de transmission à moyenne tension. Etant donné que les tensions de transmission au Mali s'élèvent à 5,5 kV et 15 kV, et que 5,5 kV représente le voltage nécessaire à la puissance et à la distance indiquées ci-dessus, il suffit d'adopter celui-ci.

La ligne sera composée de pylônes en béton, construits sur place (à Bamako), et de conducteurs en acier et en aluminium d'une section de 50 mm².

La ligne de transmission conduit jusqu'à la ville de Kéniéba où un poste de distribution avec transformateur de 250 kVA, 5,5/0,380 kV est installé. (Les distances à l'intérieur de la ville étant plutôt limitées, une distribution à basse tension suffira.)

Kéniéba n'ayant pas un tel réseau de distribution, il va de soi qu'un tel manque doit être rectifié au moment où la construction de la centrale devient un fait. Avec les distances limitées à l'intérieur de la ville, le coût par abonné reviendra à 50000 MLF. Au Mali, ce tarif est généralement à la charge de l'abonné même, et ainsi ne figure pas dans le coût du projet.

IV.5 CALENDRIER D'EXECUTION PROVISOIRE

Selon le calendrier d'exécution provisoire, présenté à la figure IV.5, il ressort que la période de construction de la centrale sera 3 ans environ.

IV.6 POSSIBILITES DE PRODUCTION LOCALE

En ce qui concerne les possibilités de production locale, voir section III.6.

IV.7 COUT ESTIMATIF

Pour des commentaires généraux, voir chapitre 1. Les coûts sont énumérés ci-dessous.

IV.7.1	<u>Coûts de construction</u>	Prix de base, avril 1984		
		Monnaie locale (MLFx10 ⁶)	Devises (MLFx10 ⁶)	Total (MLFx10 ⁶)
IV.7.1.1	Travaux préliminaires			
	Arpentage			
	Routes d'accès			
	Installations sur le terrain et camps			
	Débroussaillage	171,0	19,0	190,0
IV.7.1.2	Barrage Kénioto avec équipement hydraulique	595,0	105,0	700,0
IV.7.1.3	Retenue avec équipement hydraulique	22,5	7,5	30,0
IV.7.1.4	Conduite forcée avec fondations	78,0	52,0	130,0
IV.7.1.5	Centrale et canal d'écoulement (travaux de génie civil)	14,0	6,0	20,0
IV.7.1.6	Équipement électromécanique	16,5	49,5	66,0
IV.7.1.7	Ligne de transmission avec deux transformateurs	32,8	49,2	82,0
IV.7.1.8	Ingénierie, surveillance, administration	67,5	82,5	150,0
IV.7.1.9	Imprévus physiques	<u>76,0</u>	<u>76,0</u>	<u>152,0</u>
	Total	<u>1073,3</u>	<u>446,7</u>	<u>1520,0</u>

IV.7.2 Prix unitaires

Les coûts de construction énumérés à la section précédente sont basés sur les prix unitaires indiqués à la section III.7.2.

IV.7.3	<u>Coûts annuels - Energie hydraulique</u>	(MLF $\times 10^6$)
	Exploitation : Opérateurs	3,2
	Administration	2,0
	Entretien : Pièces de rechange	4,0
	Main-d'oeuvre	<u>5,0</u>
	Total	<u>14,2</u>

IV.7.4	<u>Coûts - Diesel</u>	(MLF $\times 10^6$)
	Coûts d'installation par kW	0,85
	Frais d'exploitation par an : Opérateurs	4,0
	Administration	2,0
	Coûts d'entretien par an : Pièces de rechange	6,0
	Main-d'oeuvre	<u>3,2</u>
	Total	<u>15,2</u>

IV.8 ESTIMATION DU COUT UNITAIRE DE L'ENERGIE

Une comparaison doit être employée entre les deux alternatives, à savoir énergie hydraulique et diesel, pour pouvoir établir le coût unitaire de l'énergie des deux.

Le besoin d'énergie actuel est estimé à 1,05 GWh, et dû aux pertes d'électricité dans le réseau, ceci représente une production annuelle de 1,16 GWh. La consommation d'énergie électrique dans les régions jusqu'à présent dépourvues d'une alimentation assurée, augmentera d'environ 12% les premières années après leur électrification accrue et ainsi épuisera les 1,4 GWh disponibles dans peu de temps.

L'estimation du coût unitaire de l'énergie prévoit que l'énergie disponible sera utilisé à partir de la première année de production. Cette hypothèse soutient l'alternative énergie hydraulique.

Les considérations suivantes ont été déterminantes pour les évaluations:

- (i) Production annuelle d'énergie hydraulique : 1,4 GWh
- (ii) L'agrandissement de l'usine sera effectué en 3 ans aux coûts suivants:

320 millions de MLF	année 1
800 millions de MLF	année 2
400 millions de MLF	année 3

A partir de l'année 3, les coûts annuels d'opération et d'entretien s'élèveront à 14,2 millions de MLF.

Les estimations couvrent une période de 25 ans à partir de la mise en fonction du projet, ce qui correspond à la longévité des équipements électromécaniques. A l'expiration de la période (27 ans), la valeur résiduelle de l'usine s'élève à 608 millions de MLF. (Ce montant reflète la valeur résiduelle des travaux de génie civil, leur longévité étant 50 ans.)

- (iii) La longévité de l'alternative diesel est estimée à 15 ans. Les coûts annuels d'opération et d'entretien sont estimés à 15,2 millions de MLF et ceux du diesel à 102 MLF/kWh.

TABLEAU IV.IV.8

Résultats

Facteur d'escompte	Valeur actuelle			Coût unitaire de l'énergie (MLF/kWh)	
	Production (GWh)	Frais (MLF x 10 ⁶)		Hydraulique	Diesel
		Hydraulique	Diesel		
6%	15,0	1389,9	1935,6	92,7	129,0
8%	11,9	1354,8	1553,2	113,9	130,5
10%	9,6	1311,1	1270,9	136,6	132,4
12%	7,8	1264,7	1058,3	162,1	135,7
14%	6,5	1218,5	894,9	187,5	137,7
16%	5,5	1173,9	767,1	213,4	139,5

Les estimations démontrent que l'alternative énergie hydraulique est plus avantageuse que l'alternative diesel pour des facteurs d'escompte inférieurs à environ 7%.

V. COMPARAISON DES PROJETS DE FARRAKO ET DE KENIOTO

Il est possible de dresser le tableau suivant de caractéristiques pour les deux projets:

TABLEAU V.1

	<u>Unité</u>	<u>Farrako</u>	<u>Kénioto</u>
Production et énergie	GWh/an	0,577	1400
Puissance installée	kW	110	250
Barrage	m ³	-	8000
Conduite forcée, longueur	m	120	500
Ligne de transmission	km	3,5	9,0
Coût estimé de l'installation	MLF x 10 ⁶	302	1520
Coût unitaire de l'installation	MLF x 10 ⁶ /kW	2,75	6,08
Coût unitaire de l'énergie (Valeur brute pour un facteur d'escompte de 10%)	MLF/kWh	92,1	136,6

Les travaux de construction de route sont insignifiants pour Farrako alors qu'ils sont importants pour Kénioto, en partie dans un terrain difficile. Pour ce dernier projet s'ajoute l'amélioration de la route existante de Kéniaba à Moroyafara.

Les retenues d'eau sont relativement modestes pour les deux projets, tandis que la différence pour le coût de la conduite forcée est élevée en raison de la longueur importante et du terrain difficile à Kénioto.

Cependant le coût qui agit le plus en défaveur de Kénioto est le barrage qui représente une part importante des coûts de ce projet.

En ce qui concerne Farrako, le marché énergétique est très avantageux étant donné que l'industrie existante sera le consommateur principal. Par contre, Kénioto dépend d'un certain développement industriel, toutefois il est à croire que le marché énergétique actuel peut justifier la construction des aménagements pour l'ordre de grandeur dont il est question.

Les caractéristiques hydrologiques et topographiques qui sont à la base des calculs du potentiel d'énergie pour le projet de Kénioto sont trop peu sûres pour décider ceci avec une précision suffisante. Les données hydrologiques pour Farrako doivent aussi être vérifiées.

VI. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Au point de vue d'une estimation purement technico-économique le projet Farrako doit être mis en priorité par rapport à Kénioto.

Etant donné que les possibilités d'emmagasinage réduites limitent la production d'énergie hydraulique pendant la période sèche, l'installation diesel existante devra être conservée.

Les calculs effectués pour le coût unitaire de l'énergie montrent que l'aménagement d'une installation hydraulique et que l'approvisionnement futur en courant combiné hydraulique/diesel est rentable si l'intérêt sur le capital investi est inférieur à 13%.

A Sikasso, les autorités locales souhaitent de pouvoir étudier les possibilités d'alimenter la ville de Sikasso à partir de Farrako. Dans la section III.7.5, les coûts d'une telle ligne de transmission sont estimés à environ 210 millions de MLF. Il en résulte que le coût unitaire de l'installation passera de $2,75 \times 10^6$ MLF/kW à $4,35 \times 10^6$ MLF/kW, ce qui n'est pas réalisable pour la production d'énergie envisagée.

Nous recommandons ainsi que le projet de Farrako soit élaboré en deux phases.

La phase 1 consistera en une vérification des données hydrologiques indiquées ci-dessous:

- (i) Etablir une courbe de débit pour le niveau d'eau à Finkolo.
- (ii) Etablir un nouveau niveau d'eau en aval de la cascade de Farrako. Ceci facilitera la comparaison avec les données du niveau d'eau de Finkolo et fournira des renseignements supplémentaires en ce qui concerne la période sèche.

La phase 2 comprendra les critères utiles aux études comme suit:

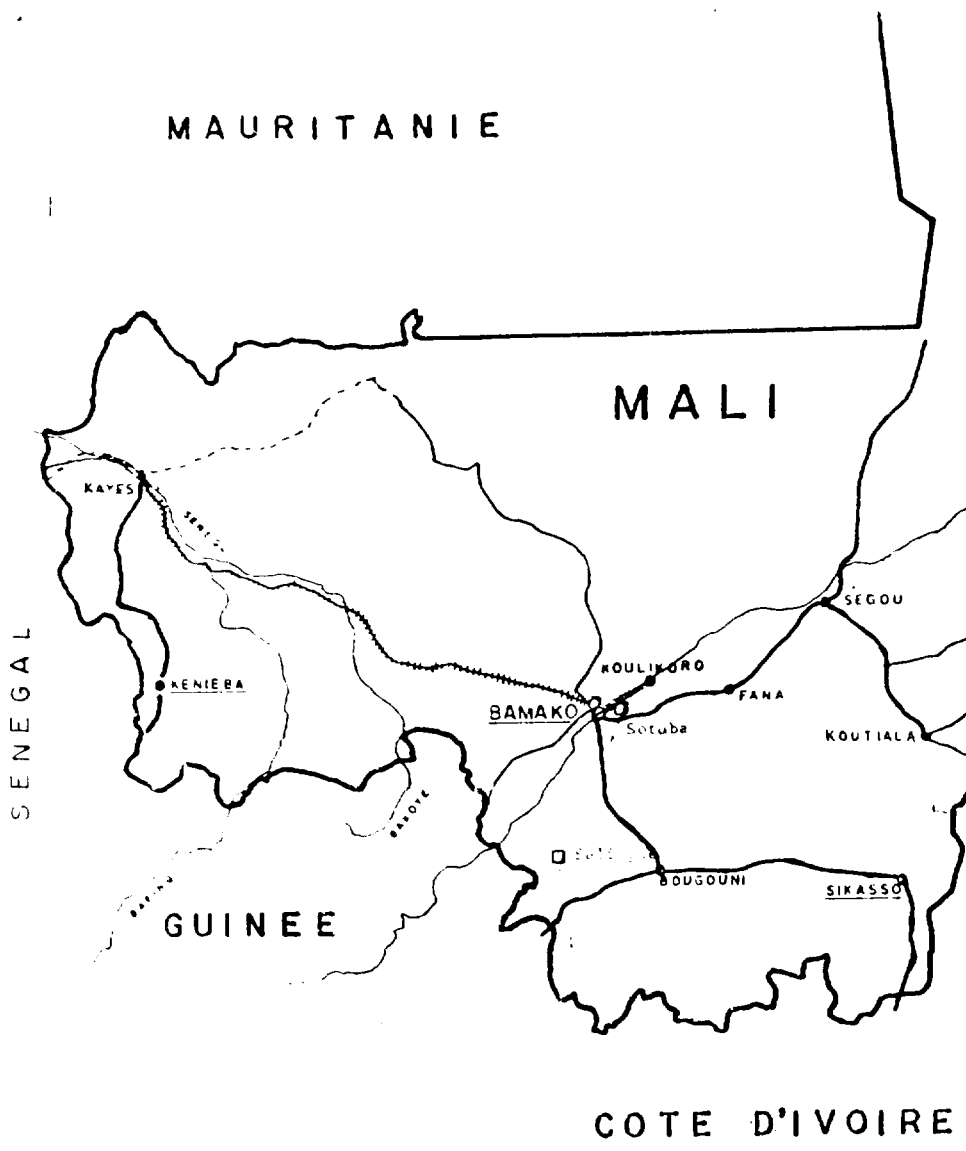
- (i) Etablir des cartes à l'échelle 1:500 avec une équidistance des courbes de niveau de 0,5 m pour la cascade et l'emplacement du barrage, la conduite forcée, et les environs de la centrale.

- (ii) Etablir une carte à l'échelle 1:2000 avec une équidistance de 1 m pour la région du barrage.
- (iii) Contrôler la faille perpendiculairement à l'axe du barrage.
- (iv) Relever le niveau d'eau lors des crues à l'emplacement du barrage et à l'aval de la cascade (aux environs de la centrale).

Concernant le projet de Kénioto, nous avons déjà dit que les données hydrologiques et topographiques qui sont à la base du calcul du potentiel énergétique sont minces. Comme une détermination plus sûre de ceci est essentiel pour décider si l'approvisionnement futur en énergie électrique de Kénioto doit être basé sur l'énergie hydraulique ou diesel, nous recommandons d'entreprendre les travaux suivants:

- (i) Commencer les observations à la station de mesure Moroyafara et établir des courbes de débit pour cette station.
- (ii) Etablir une carte à l'échelle 1:10 000 avec une équidistance de 2 m pour la région du réservoir.

F I G U R E S



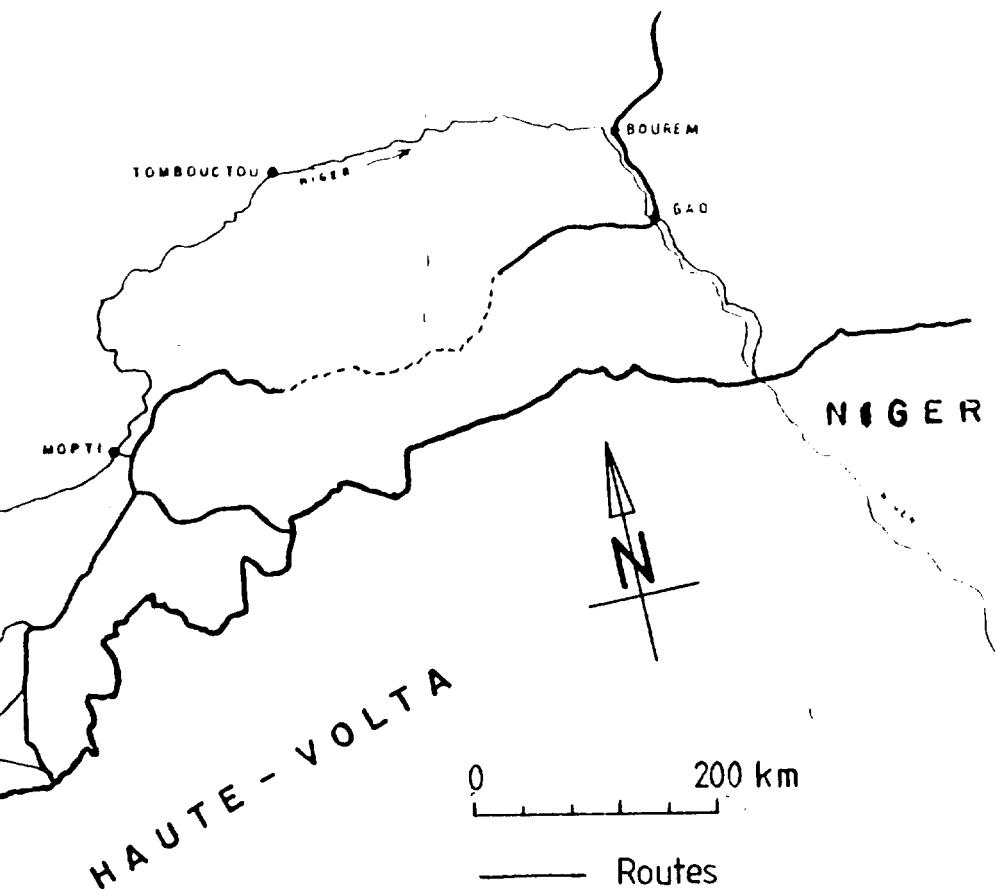


Figure I.1.
CARTE DU MALI.

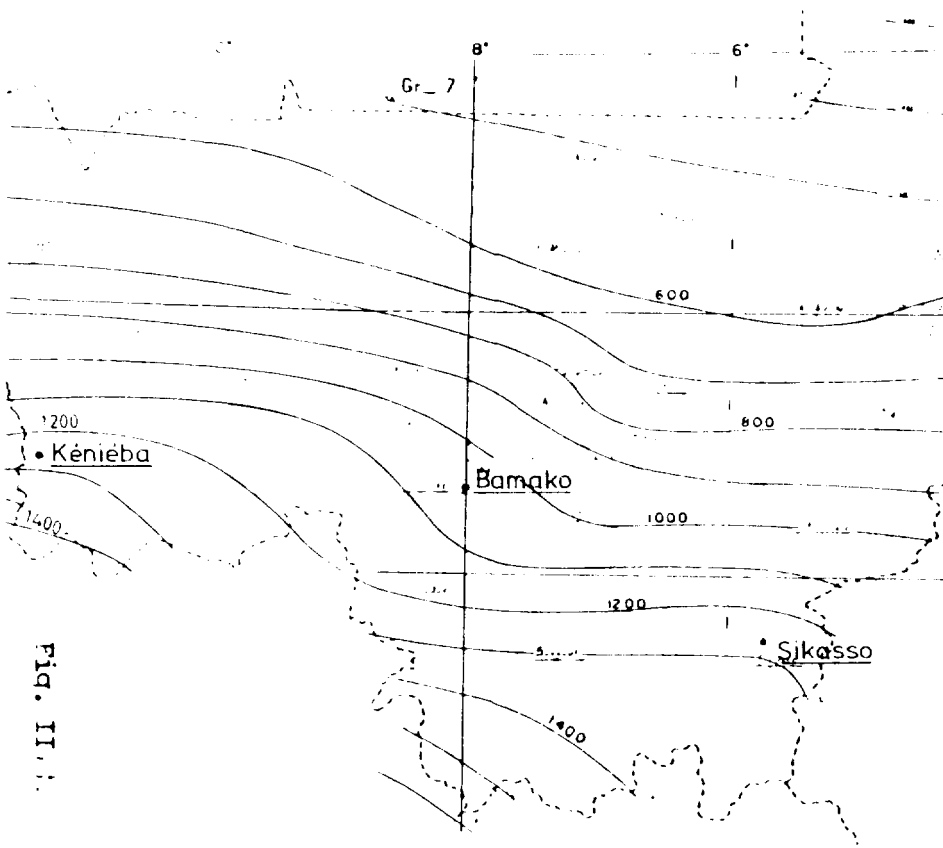
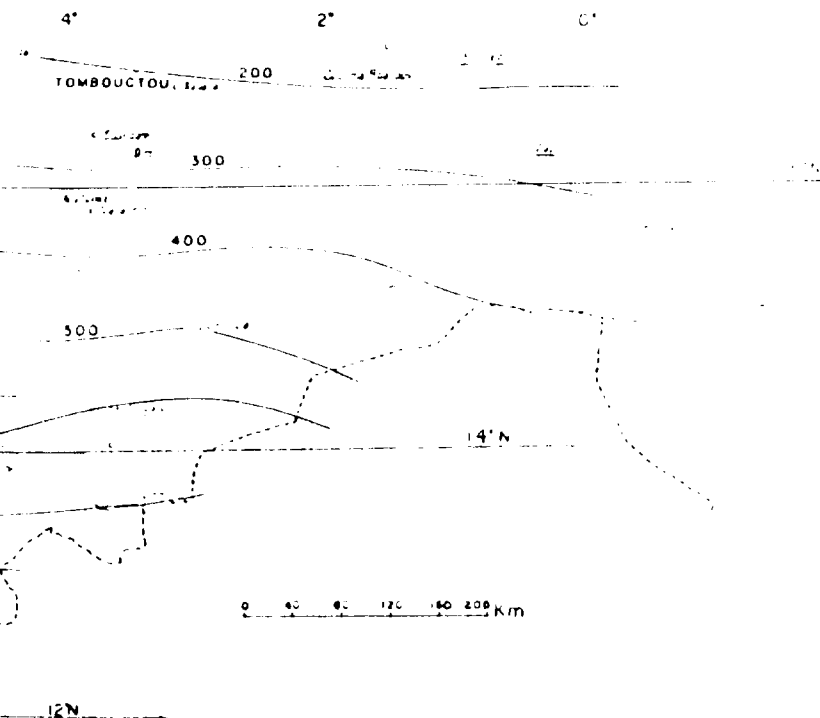


Fig. II.



MALI
 ISOHYETES ANNUELLES (1963)
 SELON GRAPHIQUE ORSTOM MAL 51 096

FIG. II.1.

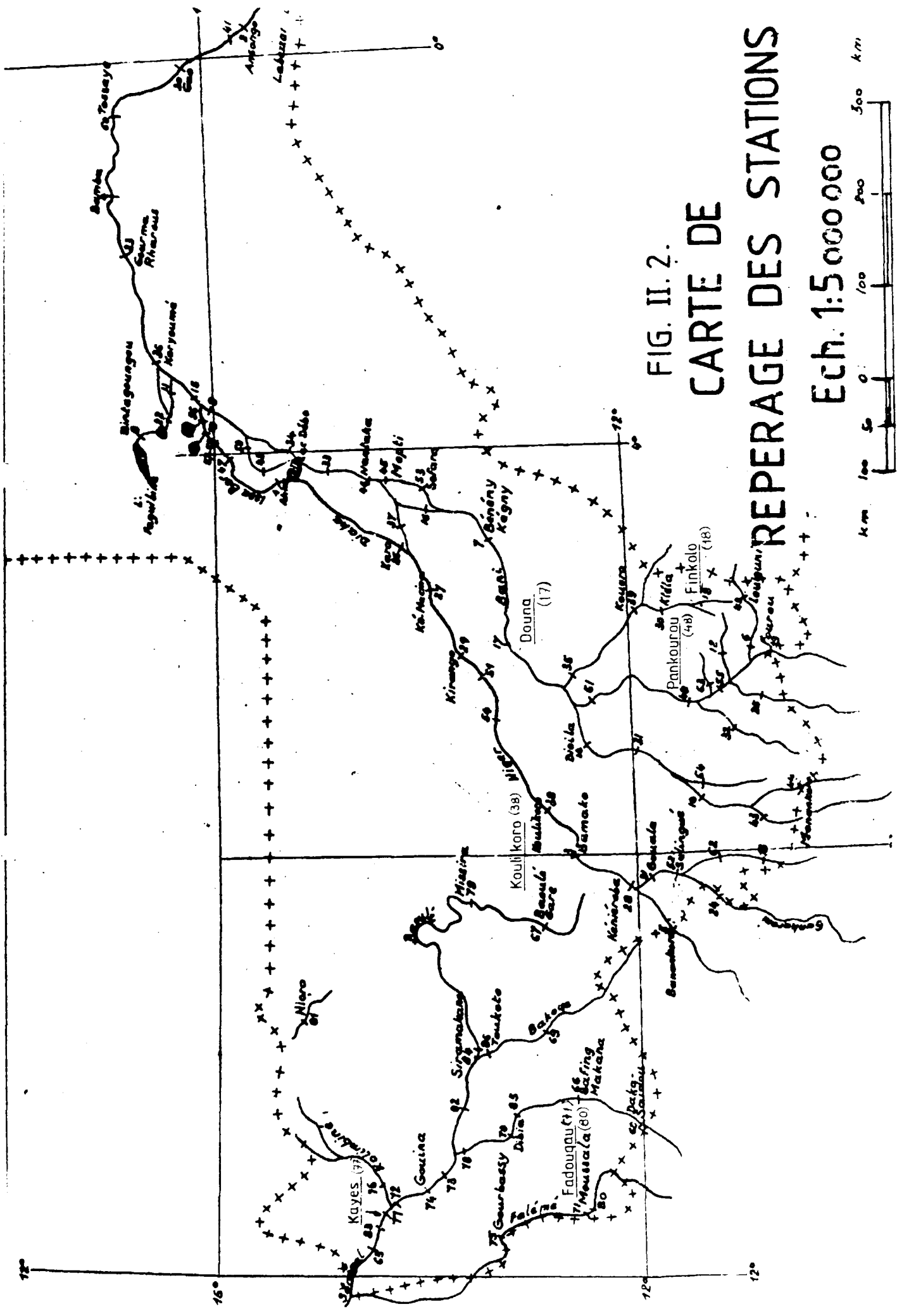
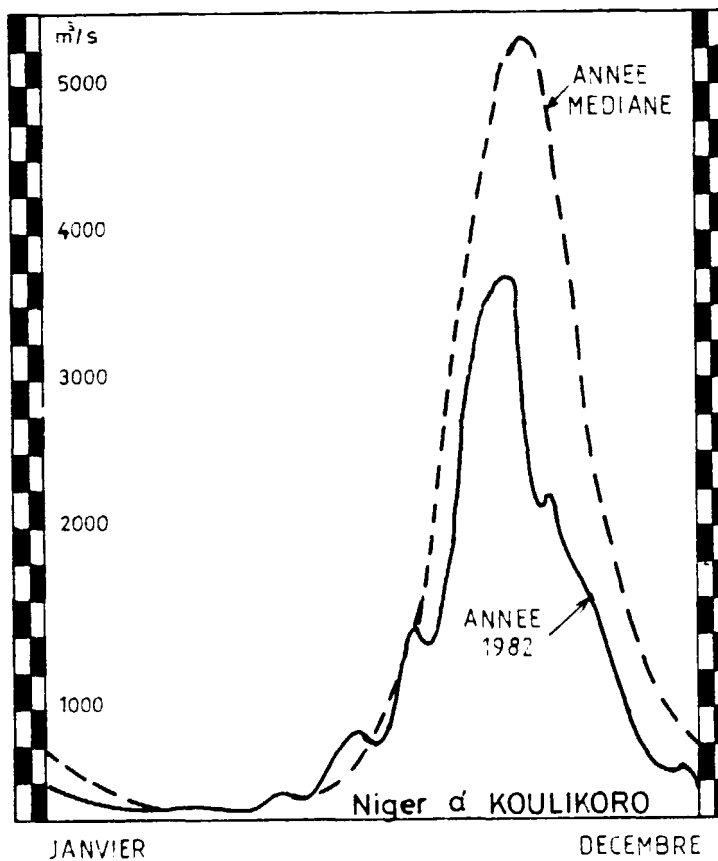


FIG. II. 2.

CARTE DE REPERAGE DES STATIONS

Ech. 1:500000





DIVISION HYDROLOGIE - JUILLET 1983

FIG. II.3.

DEBITS MOYENS ANNUELS A DOUHA

M3/S

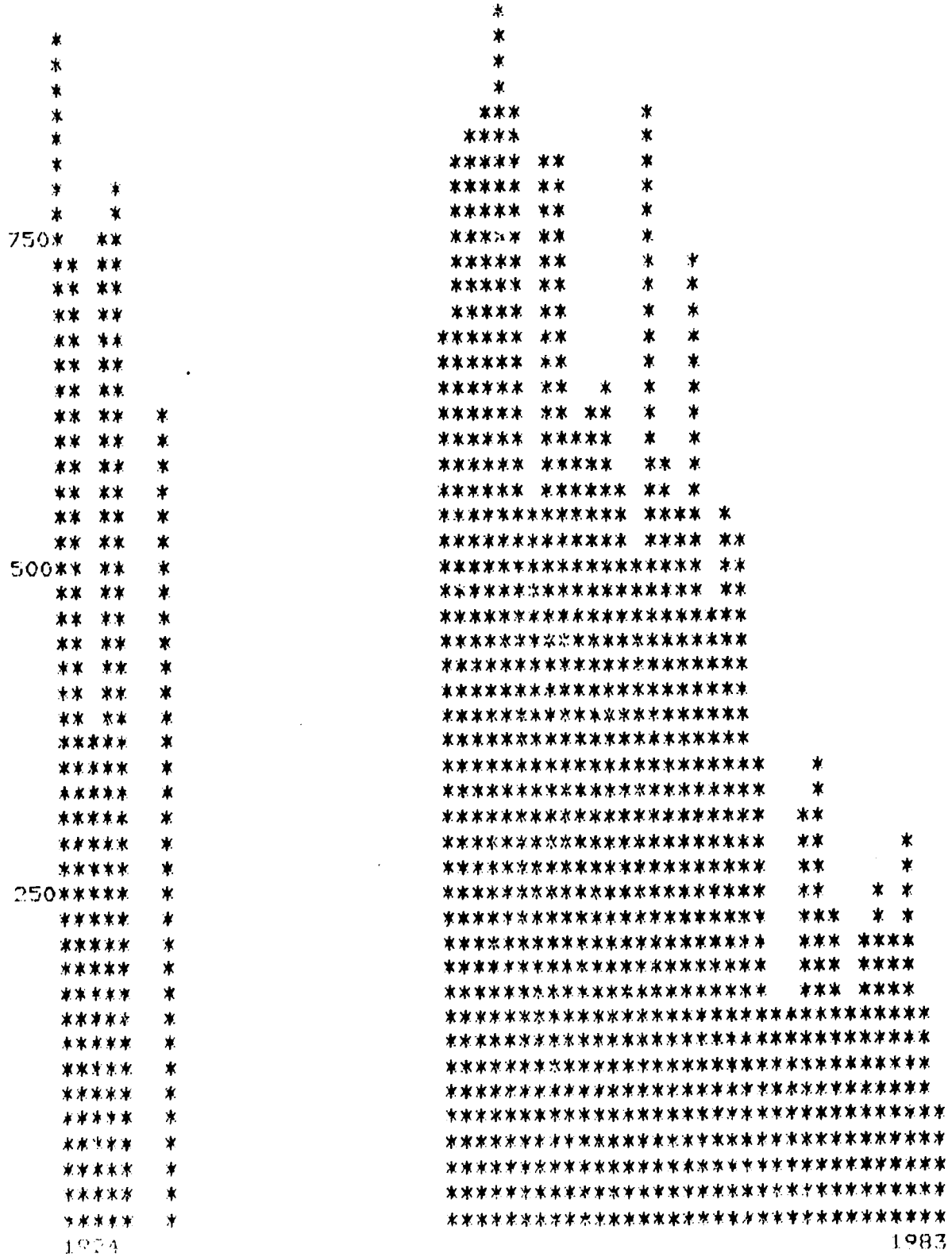
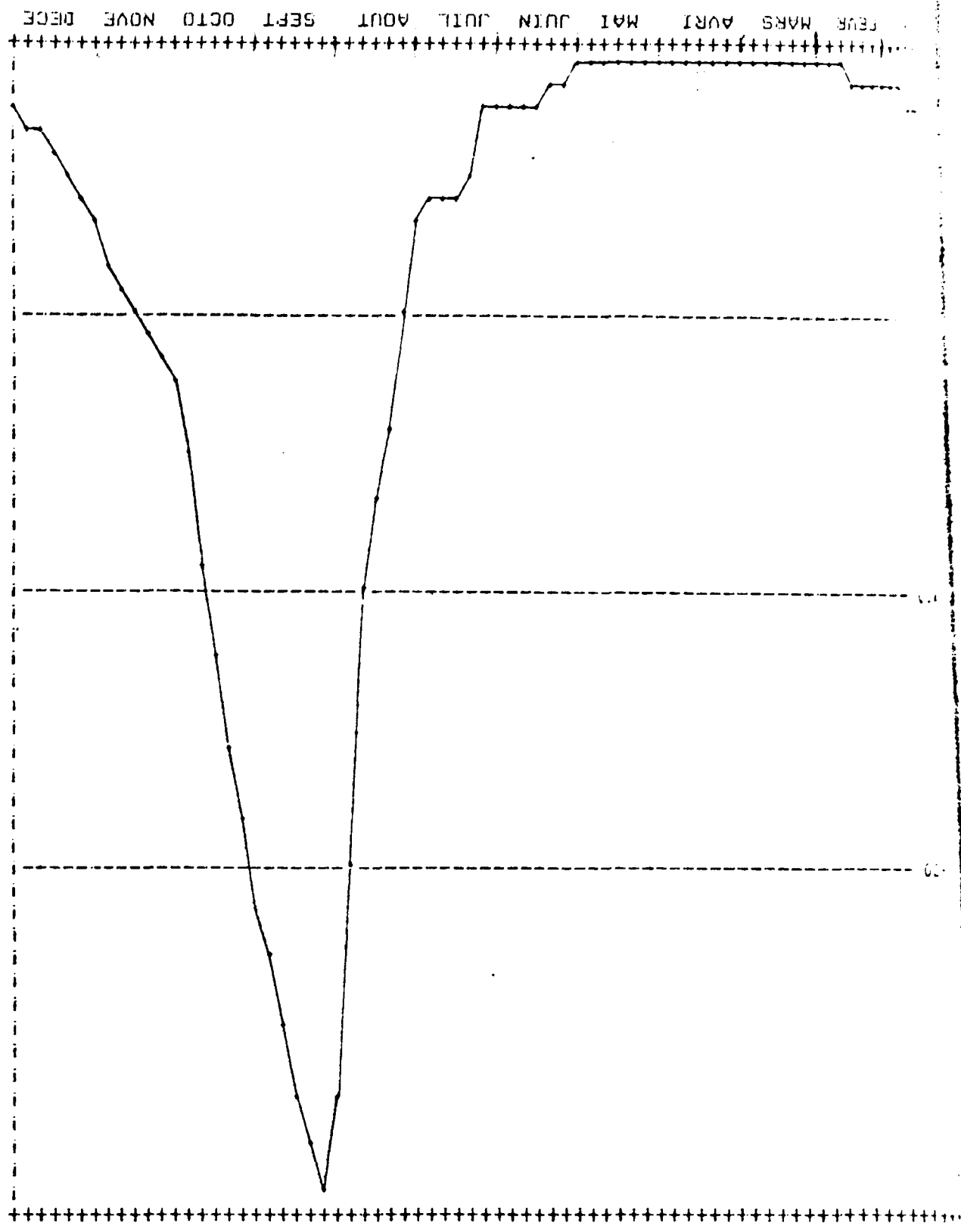


FIG. II. 4.

FIG. II. 5.



DEBITS MOYENS PAR PERIODES DE 5 JOURS

BANI A DOUNA ANNEE 1982

REBETS MOYENS ANNUELS A KAYES

43.40

750

500

250



1911

1987

FIG. II.6.

FALEME A MOUSSALA ANNEE 1982

DEBITS MOYENS JOURNALIERS

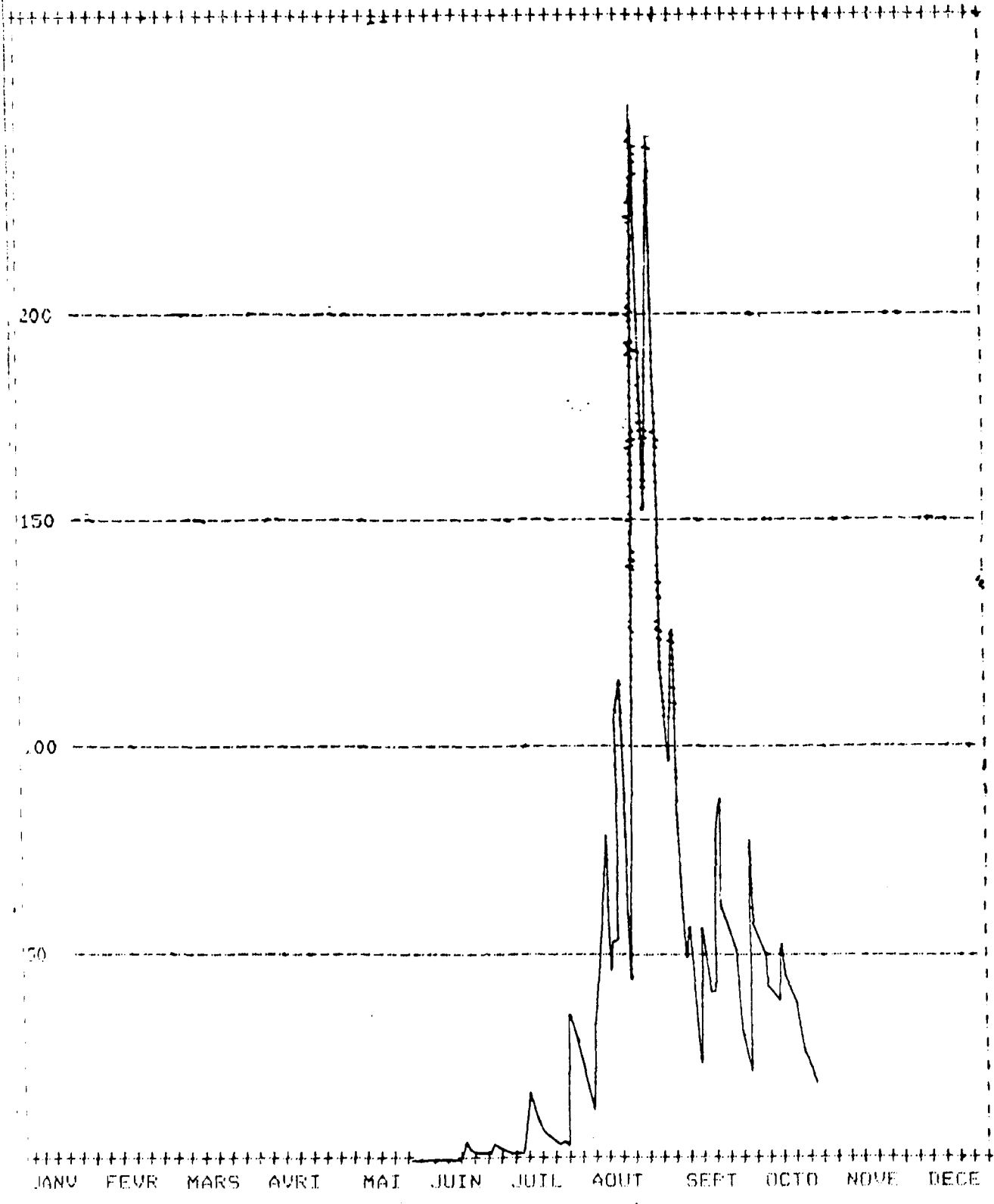
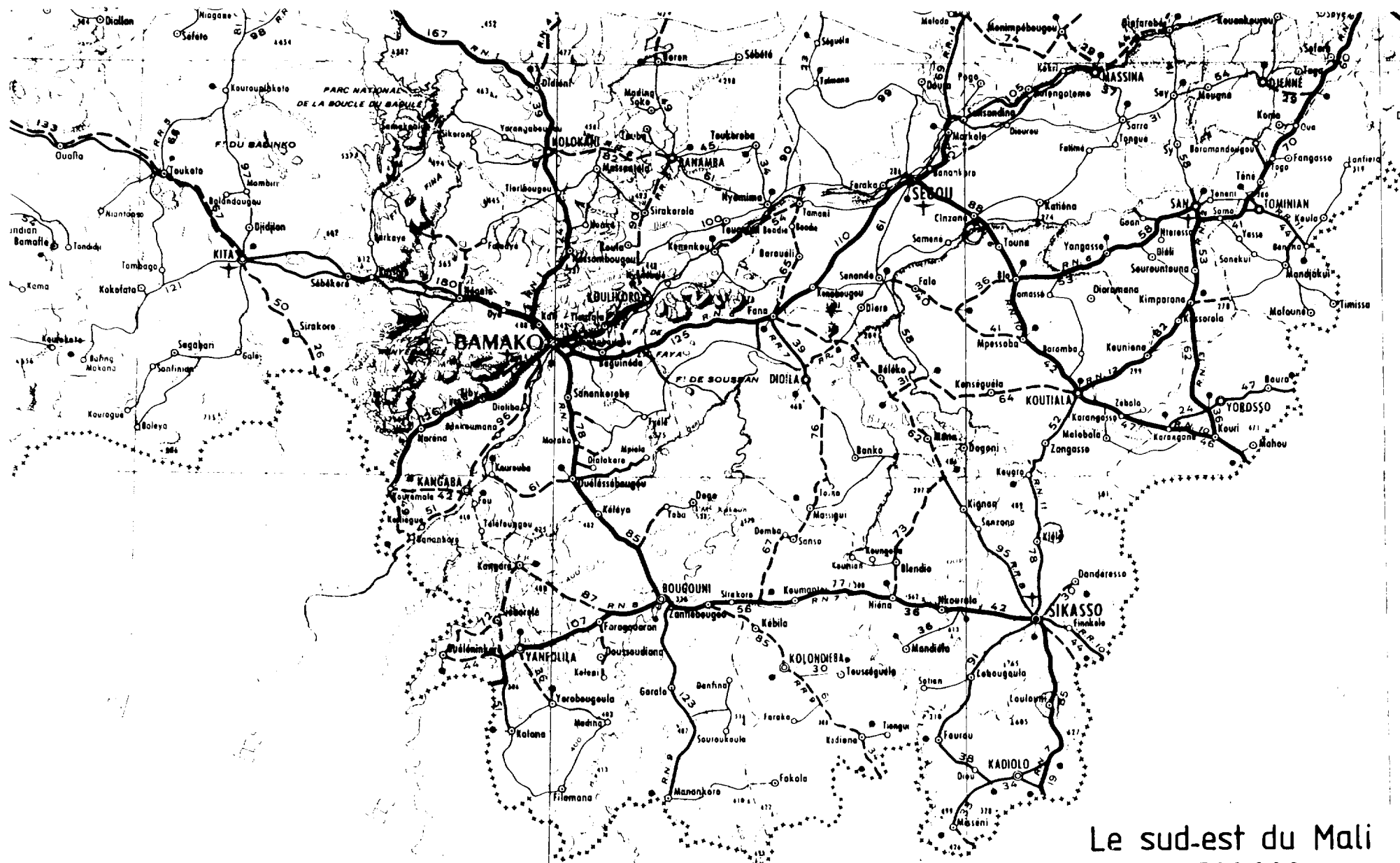
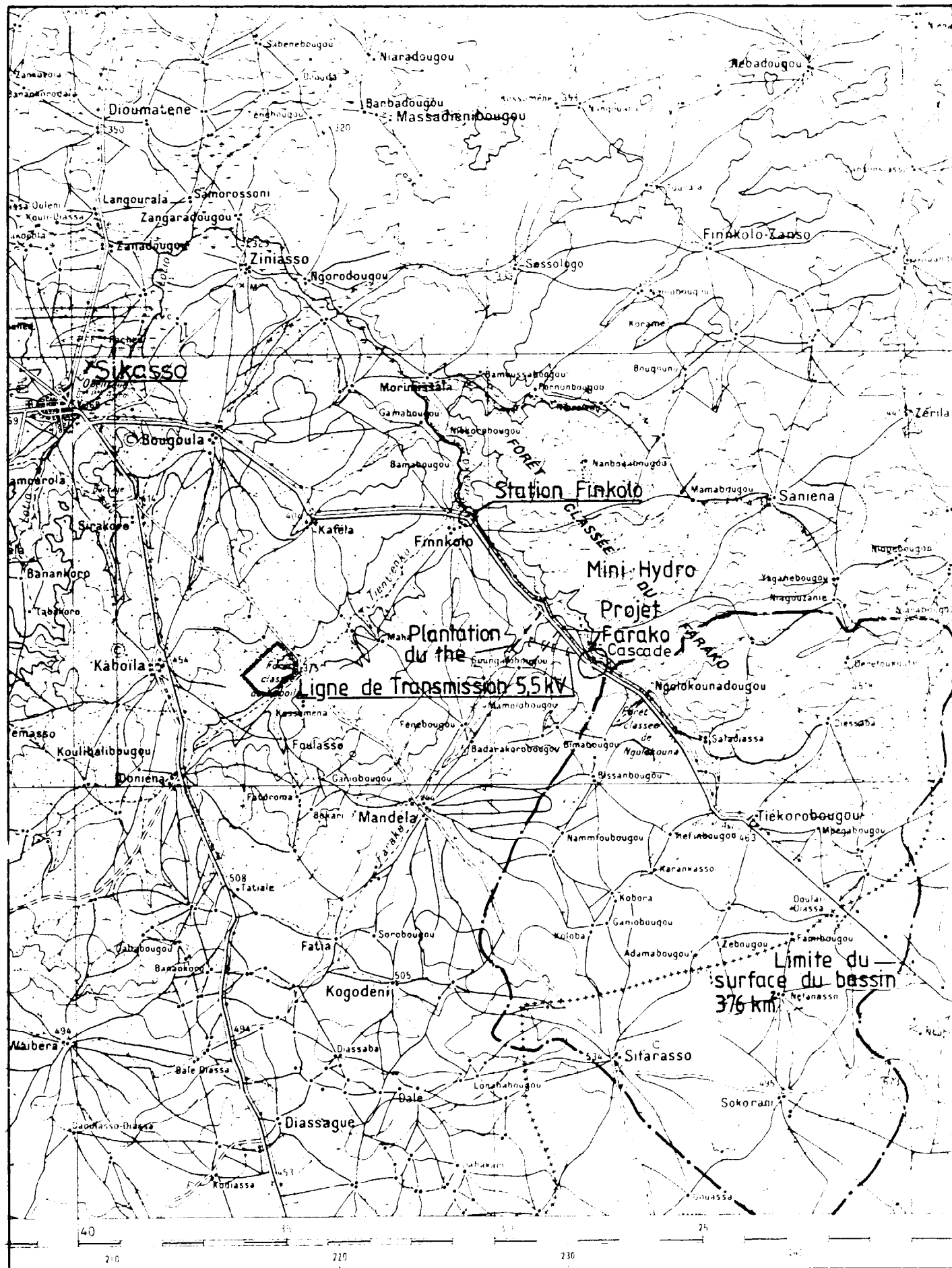


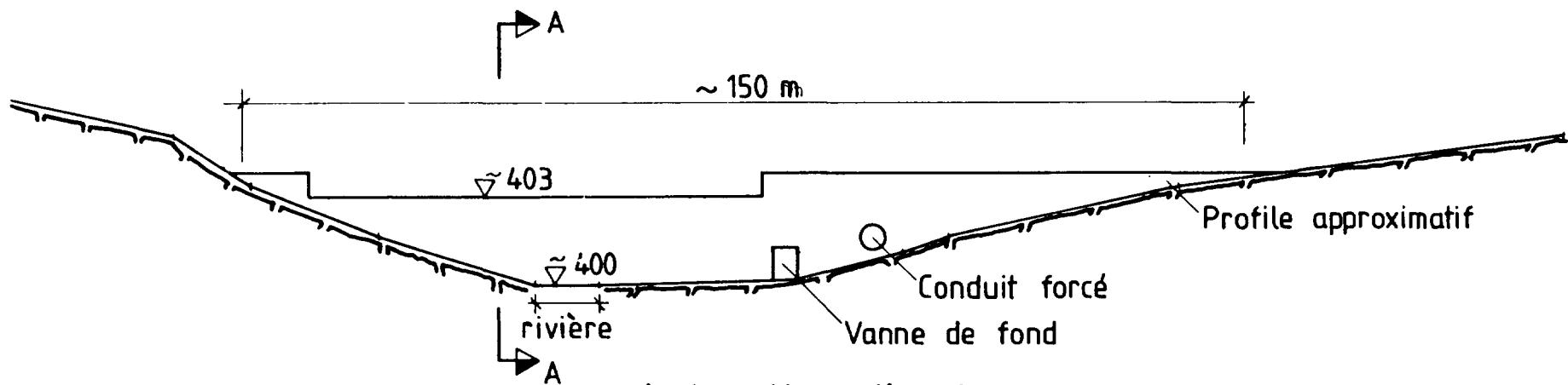
FIG. II.7.



Le sud-est du Mali
 1:2.500.000
 FIG. III.1.



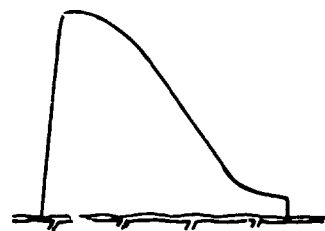
PROJET FARAKO
FIG. III. 2.



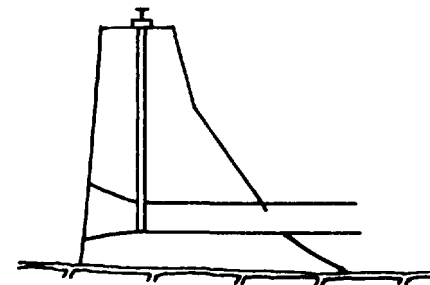
L' elevation d'aval

Echelle horiz. 1:1000

Echelle vert. 1:200

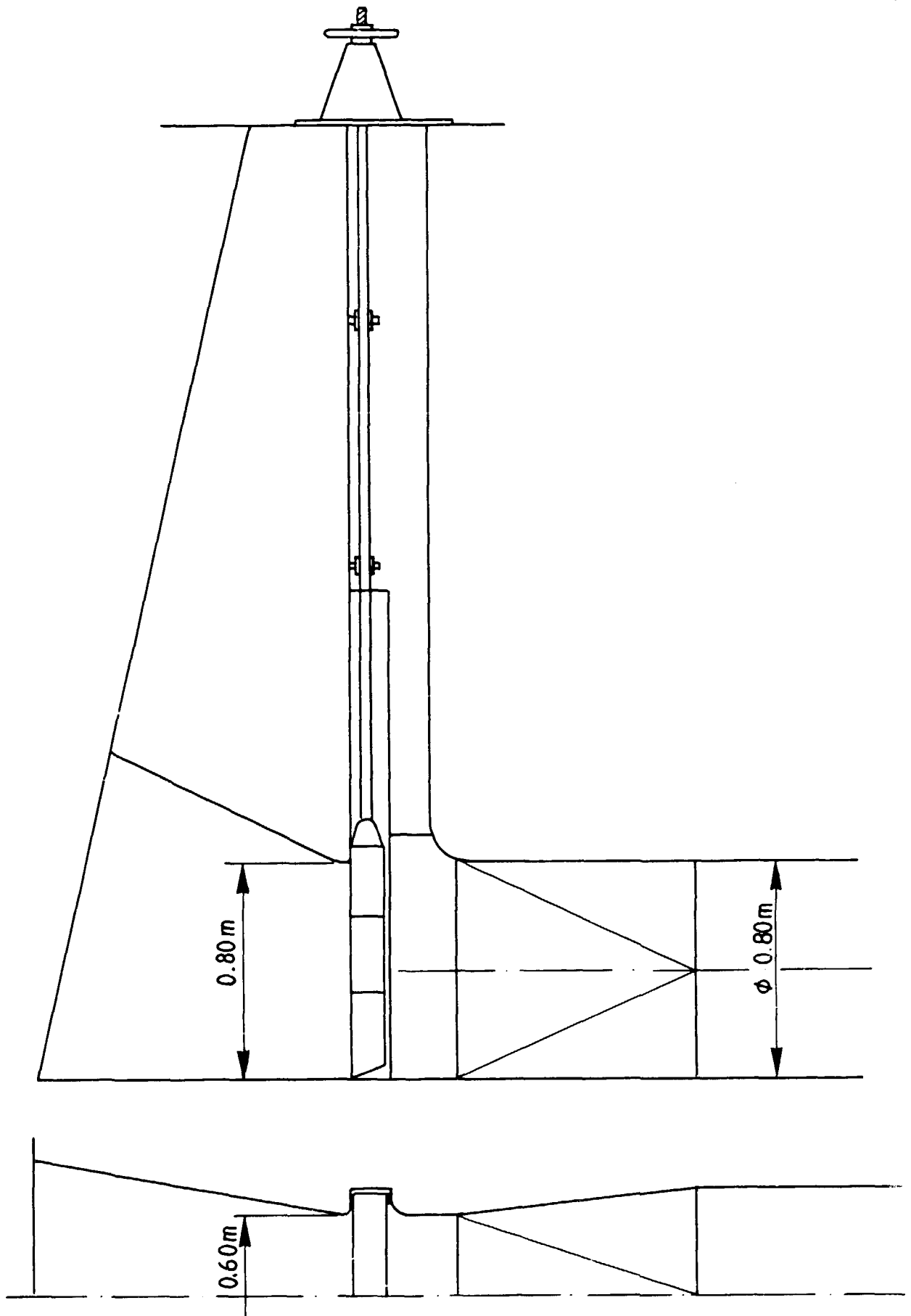


Coupe A-A.
1:100



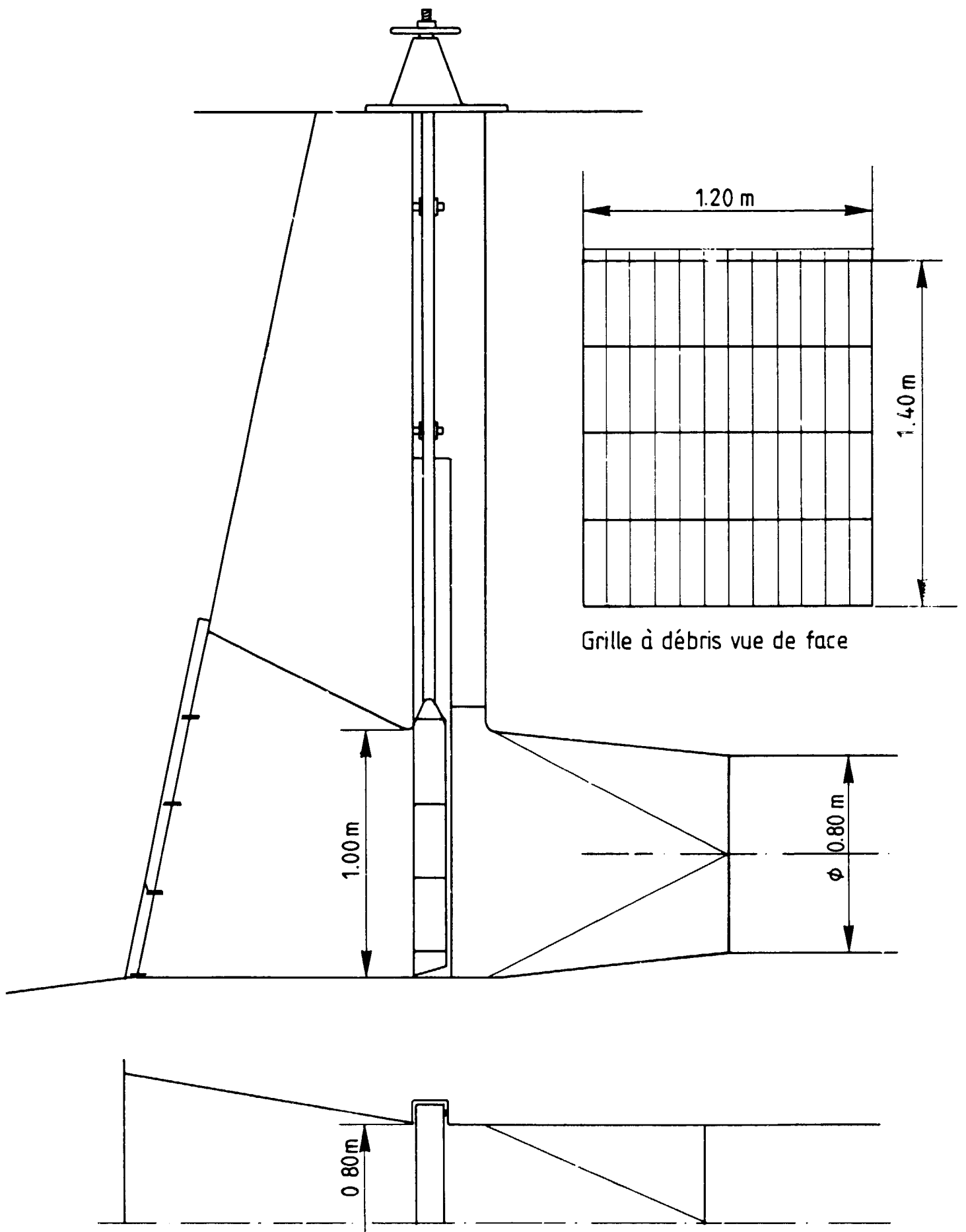
Prise d'eau
1:100

Barrage de Farako
Fig. III. 3.

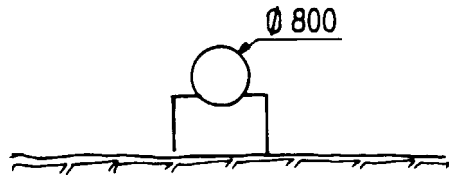


0 1.0 m
 Echelle

Barrage de Farako
 Vanne de fonds
 Fig. III .4

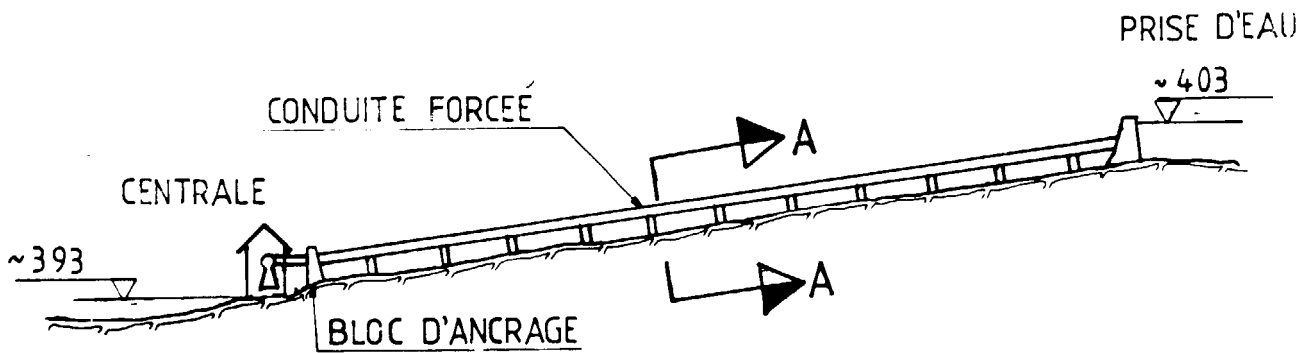


Barrage de Farako
 Prise d'eau
 Fig. III.5



COUPE A-A

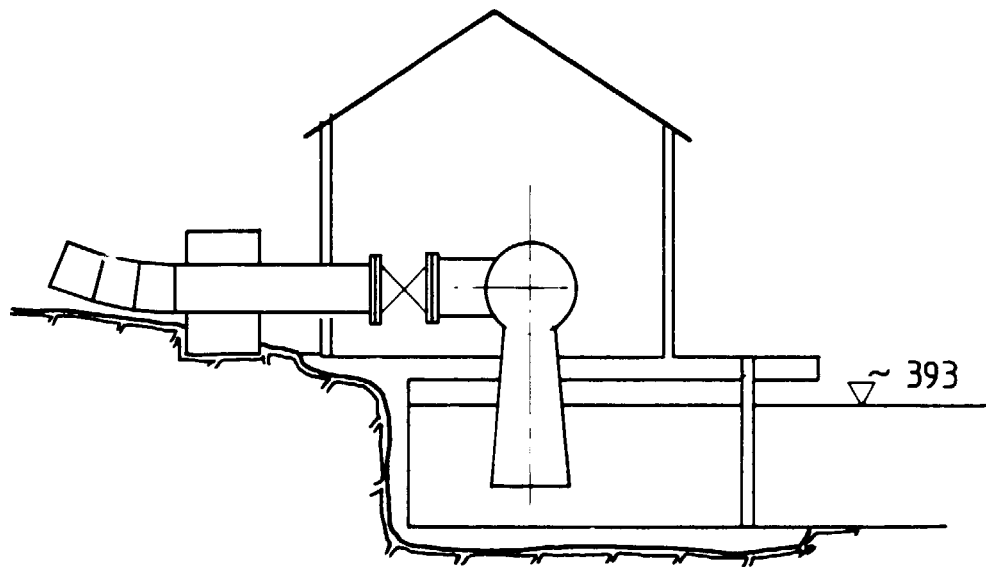
1 : 100



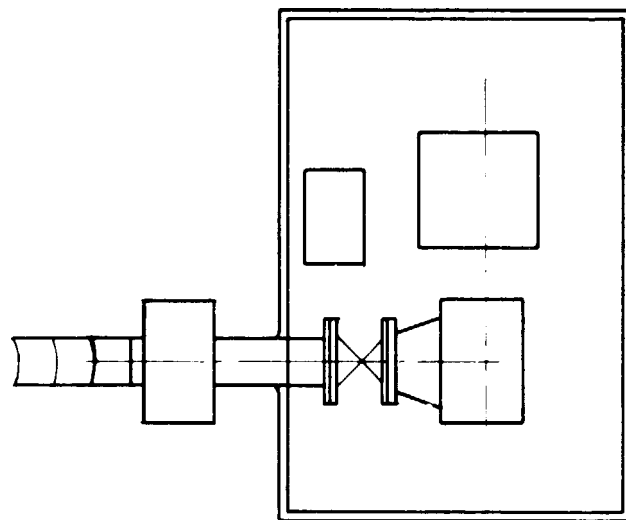
CONDUITE FORCÉE
COUPE LONGITUDINAL

ECHELLE HORIZONTALE 1 : 1000

ECHELLE VERTICALE 1 : 500



Centrale coupe

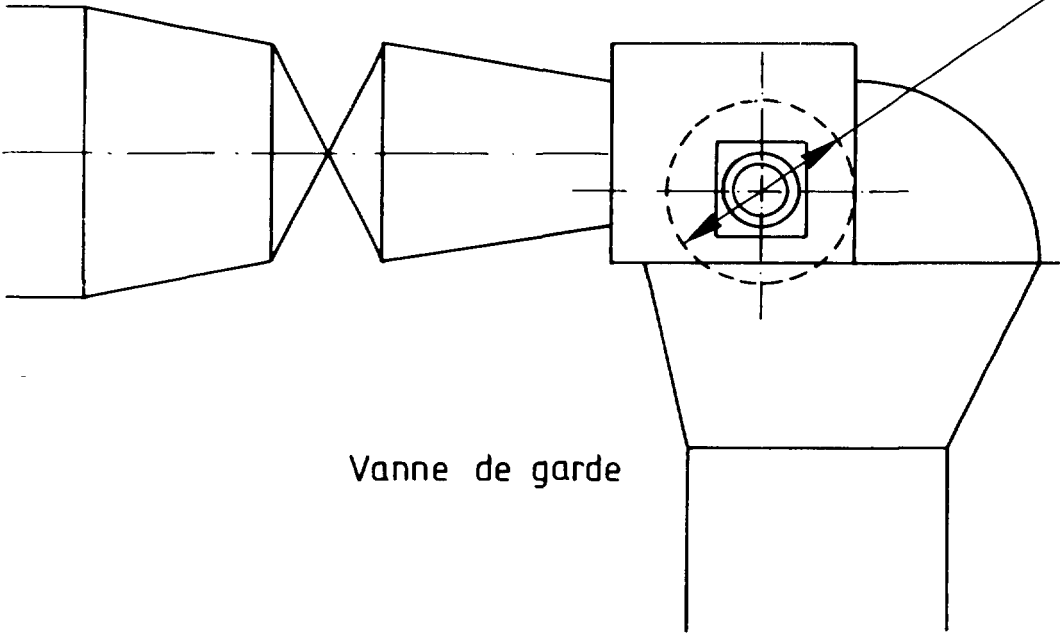


Centrale
vue en plan.

0 5m

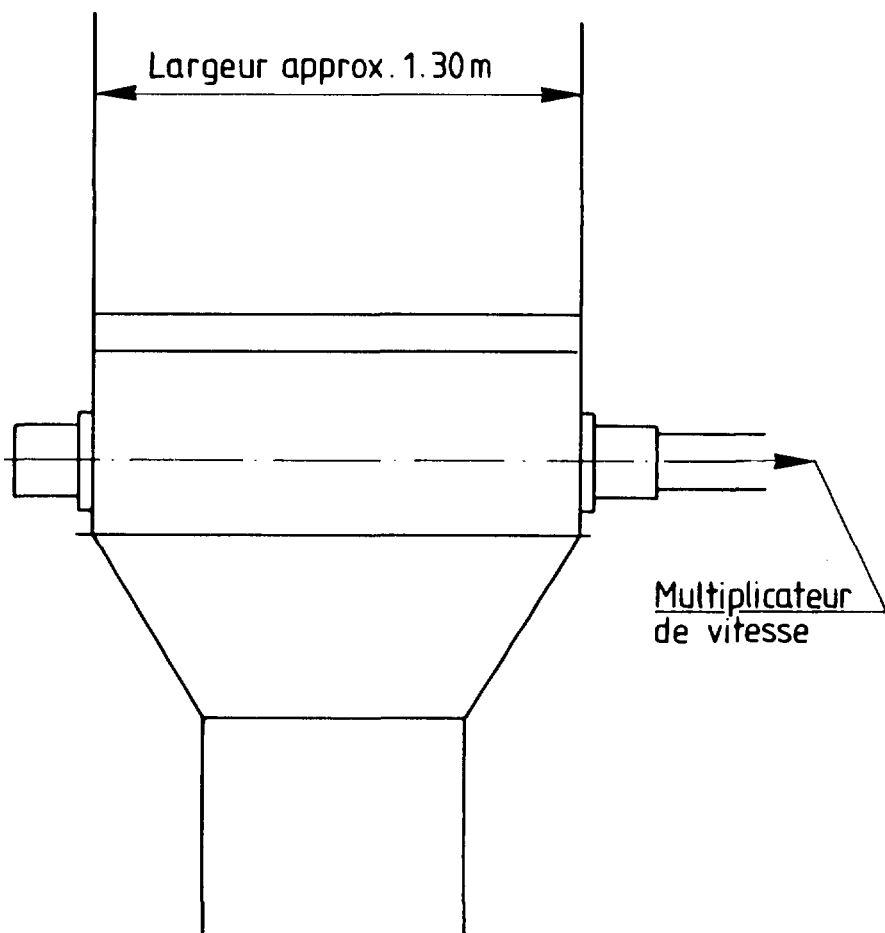
Centrale Farako
Fig. III. 7

Diamètre approx. de la roue 0.50m

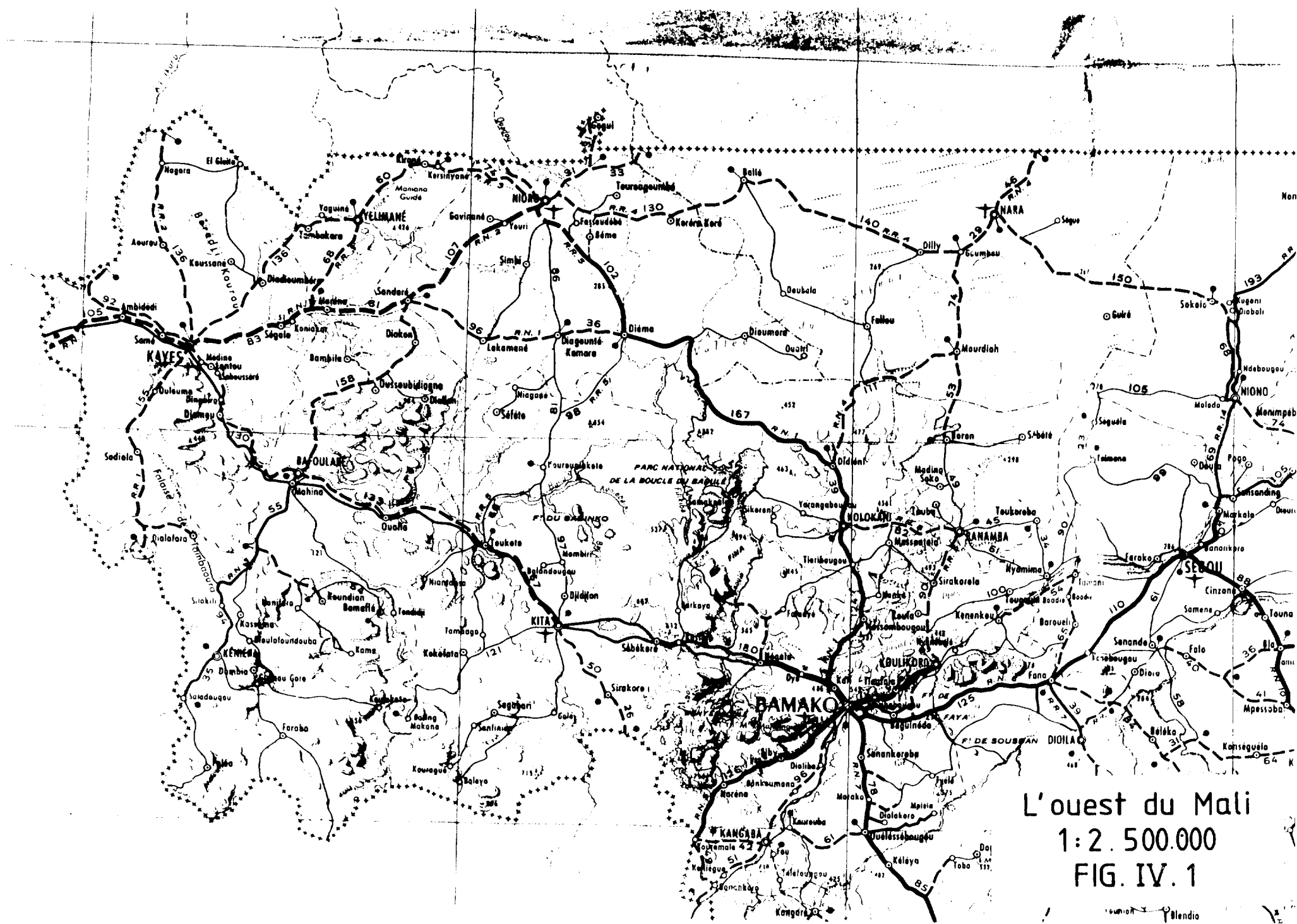


Vanne de garde



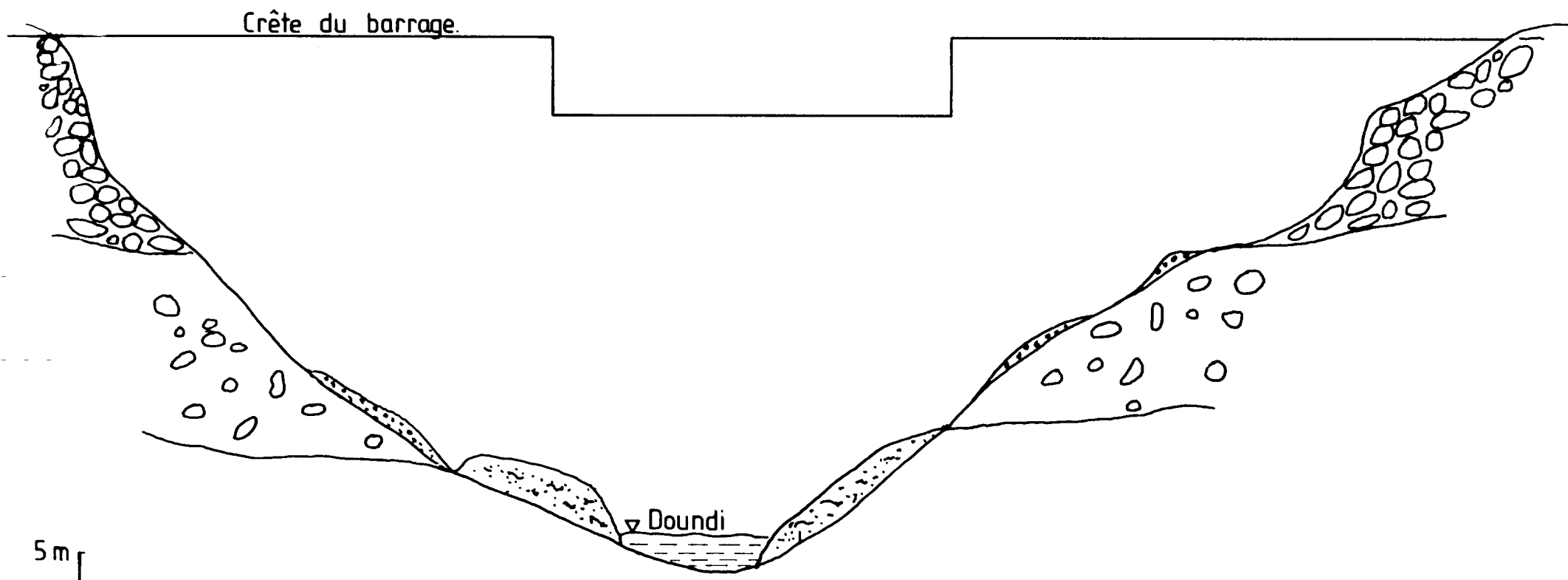


Centrale de Farako
Turbine Mitchell
Fig. III. 8

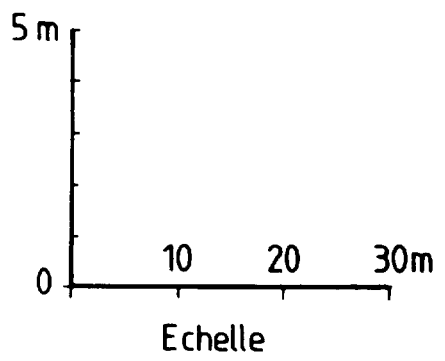


L'ouest du Mali
 1:2.500.000
 FIG. IV. 1

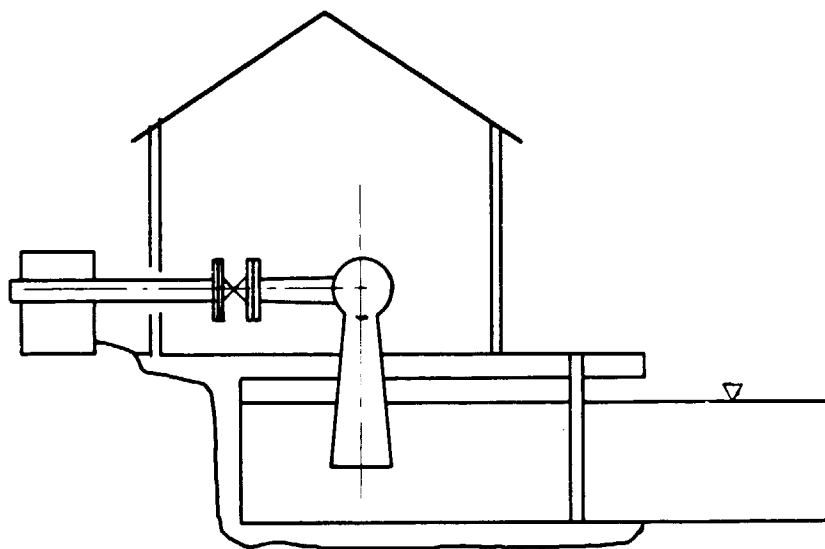
Blendi



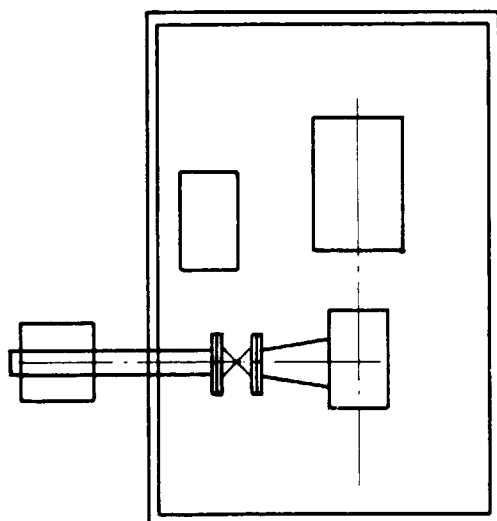
Coupe approximative



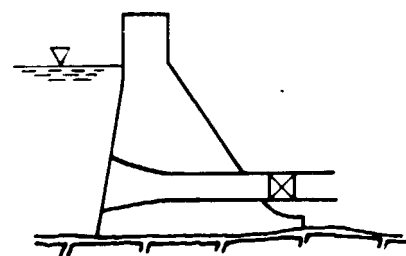
Barrage Kenioto
Fig. IV. 3.



Centrale coupe



Centrale
vue en plan



Prise d'eau

0 5m

Centrale Kenieba
Prise d'eau
Fig. IV. 4.

A N N E X E S

TERMES DE REFERENCE SUBSTANTIFS - CAHIER DES CHARGESA. RENSEIGNEMENTS ET JUSTIFICATIONS

En réponse à une demande formulée par le Gouvernement de la République du Mali, l'ONUDI a délégué un expert à Bamako pour effectuer une expertise portant sur la planification et la mise en valeur des énergies renouvelables dans ce pays (RP/MLI/81/001).

Basé sur les recommandations de l'expert et lors d'une mission de programmation par l'ONUDI, le Gouvernement a adressé une requête officielle à l'ONUDI pour l'implantation d'une mini-centrale hydro-électrique dans la région de la rivière Farrako près de Sikasso ou à Kénioto (Keniéba).

Pour le présent projet, on a admis l'implantation d'une mini-centrale de 110 kW. Il s'agit d'une puissance suffisamment élevée pour fournir une démonstration valable de la réalisation technique et économique de ce type d'aménagement au Mali tout en maintenant le coût de l'installation et de l'opération dans les limites raisonnables et très bas.

Le Comité d'Examen des Projets a donné son soutien au projet de réalisation d'une mini-centrale à condition que certains éléments soient clarifiés, tels que la quantification des coûts pour les travaux en génie civil et l'identification des équipements mécaniques et électriques. (Cf. UF/MLI/82/201 - Recommandations du Comité à sa 33ième réunion du 8 et 11 octobre 1982).

B. OBJECTIFS DU PROJETObjectifs de développement

A long terme, le projet a pour but de démontrer la possibilité de réaliser techniquement et économiquement une mini-centrale hydro-électrique au Mali. Cette première implantation sous forme de projet pilote, constituerait le début d'une série de réalisations semblables dans ce pays.

L'intégration d'une telle centrale dans le contexte économique et social local sera considérée en choisissant, pour la réaliser, un site présentant des conditions hydrologiques favorables et situé à proximité immédiate d'une localité de moyenne importance en milieu rural.

Cette localité présentera en outre des possibilités d'implantation de petites industries susceptibles d'être créées grâce à un approvisionnement limité en énergie électrique fournie par la mini-centrale.

D'autre part la possibilité de fabrication locale d'une grande partie des équipements tels que vannes, turbines, charpentes métalliques devrait amener un essor industriel important et permettre le développement des technologies nouvelles.

Objectifs immédiats

1. Détermination de la puissance productible en cours d'année (en fonction des variations de débit du cours d'eau aux environs de: 1) Farrako près de Sikasso et 2) à Kénioto).
2. Etablissement du coût de réalisation d'une mini-centrale hydro-électrique à coût bas dans les conditions déterminées précédemment.
3. Quantification de tous les éléments de coûts pour la réalisation de la partie génie civil, des équipements mécaniques et électriques.
4. Calcul du prix de revient de l'énergie électrique produite.
5. Détermination de la part qui peut être prise dans la réalisation de l'installation par les entreprises et les industries nationales (génie civil, équipements mécaniques et électriques, transports, etc.) ainsi que pour la fabrication locale de certains éléments (turbines, charpentes ...).

C. LES RESULTATS DU PROJECT - CAHIER DES CHARGES

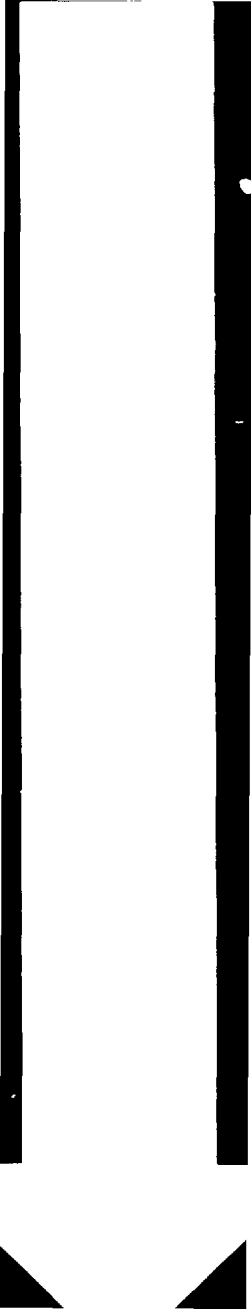
Les résultats que l'ONUDI attend de la réalisation du projet par le contractant sont les suivants:

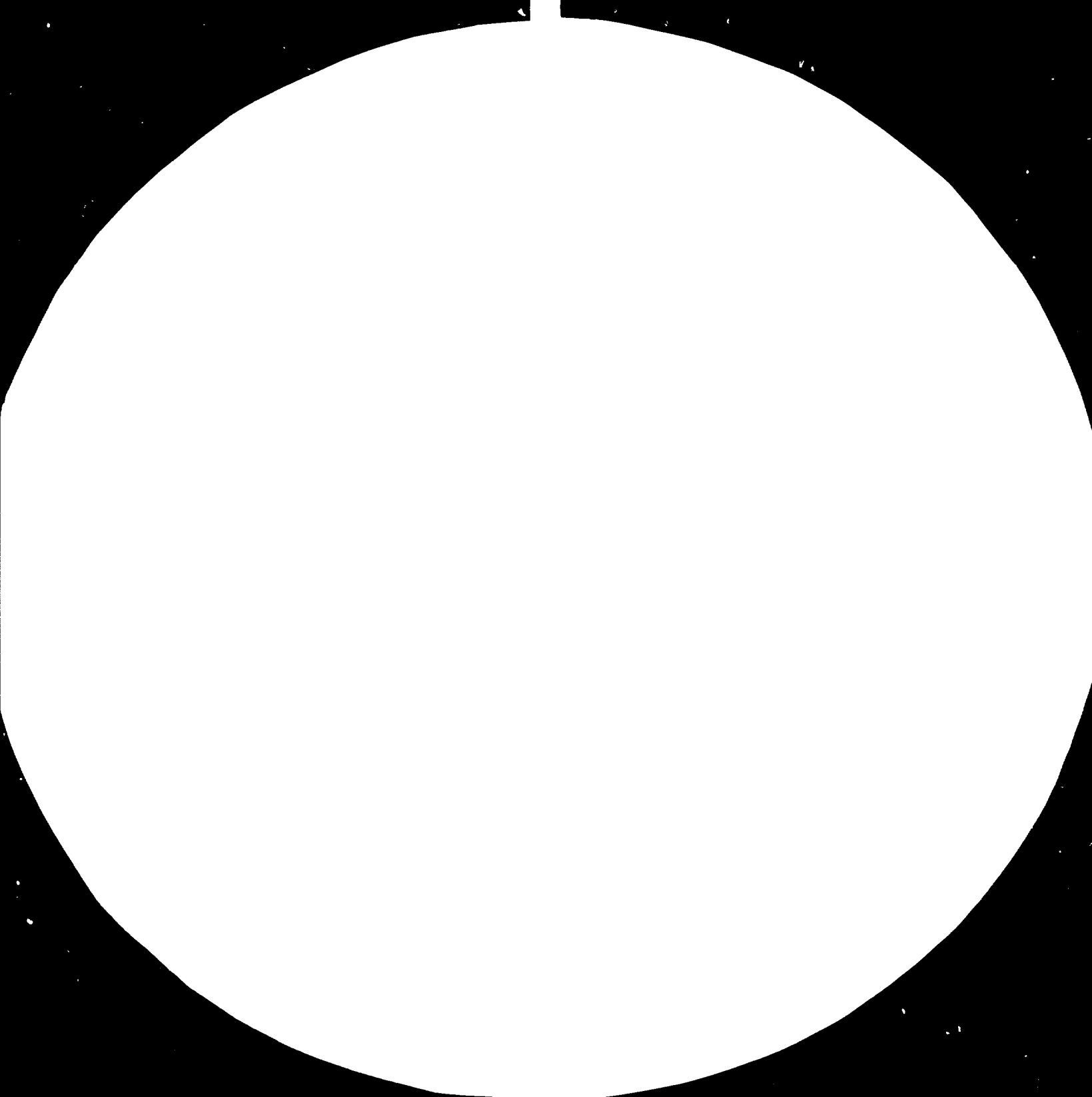
- a) Etablissement du coût d'une mini-centrale et des installations de transport et de distribution de l'électricité;
- b) Quantification des éléments coûts des travaux en génie civil et installations mécaniques et électriques;
- c) Dossier bancable contenant tous les éléments financiers et techniques en vue de la réalisation de ce projet;
- d) Détermination des possibilités de participation de l'industrie nationale à la réalisation de l'installation ou à la fabrication des équipements.

D. ACTIVITES DU PROJET - CAHIER DES CHARGES

Le projet fera l'objet d'un contrat avec une firme de consultants spécialisée dans le domaine de la réalisation des mini-centrales hydro-électriques. Cette société travaillera étroitement avec la Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Energie placée sous la tutelle du Ministère d'Etat chargé de l'équipement à Bamako, Mali.

Ses prestations et travaux sont brièvement décrits ci-après.





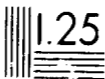


1.0 25

1.1 22



1.2 20



Resolution Test Chart
1.0 1.1 1.2 1.4 1.6 1.8 2.0 2.2 2.5
2.8 3.2 3.6 4.0 4.5 5.0 5.6 6.3 7.1 8.0 9.0 10.0
11.2 12.5 14.0 16.0 18.0 20.0 22.5 25.0 28.0 32.0 36.0 40.0
45.0 50.0 56.0 63.0 71.0 80.0 90.0 100.0
112.5 125.0 140.0 160.0 180.0 200.0 225.0 250.0 280.0 320.0 360.0 400.0
450.0 500.0 560.0 630.0 710.0 800.0 900.0 1000.0

Conception et planification

1. Définition des bases du projet;
2. Choix du site, entre Farrako ou Kénioto:

Examen préliminaire des conditions hydrologiques, géologiques et géotechniques du site (travaux de reconnaissance);
3. Avant-projet sommaire de l'aménagement comportant la comparaison des différentes variantes techniques possibles et le choix final de la meilleure et la moins coûteuse;
4. Préparation des spécifications techniques détaillées et des coûts pour les différentes parties de l'aménagement choisi:
 - génie civil et bâtiments
 - équipement mécanique
 - équipement électrique
 - installation du transport et de la distribution de l'électricité.
5. Etablissement d'un dossier bancable pour la réalisation totale du système mini-centrale, et rapport de synthèse, conclusions et recommandations - toutes parties intégrantes du rapport final du contractant de cette mini-centrale hydro-électrique à coût bas.

E. CONDITIONS REQUISES ET RESPONSABILITES

Le Gouvernement nommera au sein de la Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Energie, un chef de projet qui sera l'homologue du responsable des opérations mises en place par l'ONUDI.

Le Gouvernement mettra à la disposition du projet tous les documents et informations nécessaires ou utiles pour sa réalisation et en particulier:

- étude et données hydrologiques (précipitation, climat, débits, débits classés, bilan hydraulique, crues);
- expertise, études et information concernant la géologie, la géomorphologie et la géotechnique;
- cartes topographiques à grande échelle.

Le contractant fournira, sous contrat d'une durée de près de 2 à 3 mois, les services suivants:

Une équipe de consultants comprenant deux experts (1 ingénieur en génie civil et 1 ingénieur mécanique/électrique) sera chargée d'étudier et d'analyser la situation à Farrako près de Sikasso et à Kénioto pendant 2,5 semaines plus 2,5 semaines au siège de la société (sans compter les entretiens et les voyages) pour achever l'étude complète. Il est estimé que le temps de travail effectif de l'équipe sera de 1,5 mois environ.

Entretien au début et à la fin des travaux (briefing and debriefing) des consultants à l'ONUDI Vienne seront effectués selon paragraphe F ci-dessous.

L'évaluation finale interviendra lors de la soumission du rapport final par la société.

F. PLANNING PROPOSE

- | | |
|--|---|
| 1. Adjudication du contrat | Moins de 2 semaines après la date limite des soumissions |
| 2. Briefing consultants à Vienne | Moins de 15 jours après point no. 1 ci-dessus (pendant 1 jour) |
| 3. Mission des consultants au Mali | Aussitôt après point no. 2 (pendant 2,5 semaines) |
| 4. Soumission (envoi) du projet de rapport final (5 exemplaires, en français préparé par le contractant à son siège) | 3 semaines après point no. 3 |
| 5. Debriefing du Consultant - Chef de l'Equipe, à Vienne | 2 à 3 semaines après réception du project de rapport final par l'ONUDI (pendant 1 jour) |
| 6. Livraison du rapport final à l'ONUDI par contractant (20 exemplaires, en français) | 4 semaines après point no. 5 |

PERSONNES RENCONTREES PENDANT LA MISSION AU MALI, 12.4 - 26.4 1984

1. Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Energie
 - M. S. Traoré, Directeur Général
 - M. B. Camara, Chef de Division des Barrages et Energie
 - M. B. Sissoko, Ingénieur Génie Civil
 - M. M. Sissoko, Ingénieur Géologue
 - M. D. Welle, Ingénieur Hydrologue
 - M. Foster, Expert Fac, Hydrologue
 - M. G. Koita, Chef Brigade de Sikasso

2. Gouvernorat de Sikasso
 - M. S. Traoré, Directeur de Cabinet
 - M. O. Traoré, Conseiller aux Affaires Administratives

3. Usine Thé de Farrako
 - M. J. Guindo, Directeur Général Adjoint
 - M. B. Keita, Agronome

4. EMAMA (Projet l'ONUDI à Sikasso)
 - M. van Loo, Chef de Projet par interim
 - M. Doucouré, Directeur Général

5. Energie du Mali (EDM)
 - M. A. Ba, Directeur Régional, Sikasso
 - M. S. Dembélé, Ingénieur, Bamako

6. Métal Soudan, Bamako
 - M. Baracco, Directeur Technique

7. Cercle de Kénieba
 - M. A.O. Poudiongo, Commandant de Cercle
 - M. S. Telly, Chef Arrondissement Central

