699/1.

C.R.E.A.
Centre de Recherches
en Economie Appliquée

Equipe Energie

CREAD
مصلحة الوثائق والموارد عبر الأنترنت
مركز البحث في الإقتصاد التطبيقي من أجل التنمية

CENTRE DE RECHERCHES EN ECONOMIE APPLIQUÉE C.R.E.A
DOCUMENTATION
DATE D'ENTRÉE 26/5/80
No D'ORDRE 1664.

Projet de Recherche.

VALORISATION PHYSIQUE INTERNE DES HYDROCARBURES.

Centre de Recherche en Economie Appliquée pour le Développement
CREAD
DOCUMENTATION
DATE D'ENTRÉE
N° D'ORDRE RPC 1055

Octobre 1979

1er ex,

PLAN DU RAPPORT

LISTE DES TABLEAUX

PRESENTATION ET CONCLUSIONS

Le présent rapport ne peut avoir la prétention de faire un bilan exhaustif de la branche électricité. La diversité des activités à l'intérieur de la branche, a fait que nous nous sommes focalisé sur la présentation et l'étude de certains aspects de la production électrique.

1 - En étudiant la production et l'utilisation de l'électricité en Algérie nous cherchons à montrer que la branche électricité est au centre du développement des autres secteurs industriels et en même temps un élement important dans l'amélioration des conditions de vie de la population.

Le caractère indispensable de l'électrification du pays pour atteindre l'objectif d'amélioration du niveau de vie de la population, tel qu'il est exprimé dans la charte nationale donne un contenu stratégique à cette activité. Il faut rappeler qu'il a été retenu l'objectif de l'électrification totale du pays à la fin de la présente décennie.

Dès son apparition, l'énergie électrique a pris une place exclusive dans certains domaines, comme l'éclairage, la transmission de l'information, ou certains procédés de fabrication nouveaux tels que l'électrolyse Mais au delà de ces usages spécifiques, pour lesquels elle ne peut être remplacée, elle a permis un développement considérable des applications basées sur la force motrice. Dans l'industrie et l'artisanat, par ses qualités mécaniques, elle fait tourner des moteurs qui équipent une multitude de machines outils. Par ses qualités thermiques et chimiques, elle sert l'électrométallurgie. Dans l'agriculture, elle sert au pompage de l'eau, mais aussi conditionne certains élevages (aviculture). Dans les transports elle en améliore les qualités (confort, pollution, vitesse). Enfin dans les foyers, elle est l'élement important du confort.

Tous les aspects de la vie sociale et de la vie familiale ont été progressivement transformés par le développement de l'énergie électrique. Les qualités intrinsèques (polyvalence - commodités d'emploi) la font bien souvent préférer comme forme d'énergie. Mais son succés est aussi le résultat de progrés constant qui ont été réalisés dans les techniques de sa production, de sa distribution et de son utilisation.

En Algérie, la distribution de l'énergie électrique et du gaz est assurée, par Electricité et Gaz d'Algérie (EGA) établissement public hérité de la période coloniale qui deviendra en 1969 la Société Nationale de l'électricité et du Gaz - (Sonelgaz). La Sonelgaz a le monopole de la production du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Cependant il existe des dérogations qui sont accordées à certains secteurs industriels (hydrocarbures, mines etc...).

a) Place de l'électricité au sein du secteur énergétique National.

Sources d'énergie \ années	1965	1969	1974	1977
- Combustibles solides	25,8	16,5	8,4	1,8
- Produits pétroliers	35,9	51,3	37,5	56,2
- Gaz naturel	(11,3)	9,1	9,4	15,2
- GPL (1)	4,8	6,1	7,5	9,3
- Electricité	22,2	17	17,2	17,5
T O T A L :	100	100	100	100

Source : Bilans énergétiques nationaux - 1965-1977 M.I.E. DGPDI

Le lancement des plans de développement a permis un changement dans la structure de la consommation énergétique. Si en 1969, les combustibles solides constituent plus du quart de la consommation nationale, ils représentent en 1977 moins de 2%. La réduction de la consommation des combustibles solides s'est naturellement faite au profit des hydrocarbures et principalement des gaz; puisque c'est le gaz naturel et les GPL qui ont connu la pénétration la plus rapide.

---

(1) Et autres gaz (gaz de haut fourneaux - gaz manufacturé - etc.)

Quant à l'électricité bien qu'elle soit passé de 17 % en 1969 à 17,5 % en 1977, sa pénétration n'y est pas du tout significative. Actuellement, l'évolution en terme de structure cache des évolutions importantes en terme absolu puisque la consommation finale d'énergie s'est accrue en moyenne à un taux de 11,7 % durant la période 1965-1977.

Ce taux correspond à un triplement en 10 ans - En ce qui concerne l'électricité la consommation est passé de 1102 Gwh en 1963 à 4810 Gwh en 1978 soit un taux de croissance annuel de 19,4 % sur la période.

b) Les consommations de gaz de la branche électricité.

Dans notre problématique nous avons insisté sur l'importance qu'il y'a lieu de donner à la satisfaction des besoins nationaux en matière d'énergie et cela a long terme. L'ensemble du projet de recherche tourne autour de l'axe principal qui est la valorisation interne des hydrocarbures. Connaitre l'évolution de la consommation de gaz (et d'hydrocarbures liquides) de la branche électricité, mais aussi les consommations de tous les autres secteurs (clients industriels, demande publique), c'est à dire la promotion du gaz naturel en direction du marché algérien, peut apporter une contribution au développement économique (1).

Cependant cette promotion du gaz naturel doit avoir pour corrolaire une utilisation optimale d'une (ou des) ressource(s) non renouvelable(s). Les quantités de gaz disponibles dans le sous sol national, ne doivent en aucun cas, servir d'argument au gaspillage - Il y'a lieu dès à présent de promouvoir les formes d'utilisation qui économisent cette (ces) énergie(s).

---

(1) Il est à noter qu'aujourd'hui la branche électricité satisfait à ses besoins en énergie primaire a concours de 80 % pour le gaz et 20 % pour les hydrocarbures liquides.

La branche électricité s'est convertie au gaz naturel à cause de sa grande disponibilité dans le sous-sol national. Elle bénéficia par la même d'une économie en coût du conbustible du fait de son moindre prix par rapport aux fuels.

Livraisons de gaz par type de clients (Mth)

	1974	%	1978	%	1987	%
Thermiques Centrales	5 063,3	52	11935,0	47	47 000	33
Clients Industriels	2 752,8	29	8 985	35	83 150	58
Distributions Publiques.	1 845,9	19	4 450	18	14 450	9
Total Sonelgaz	9667	100	25385	100	144600	100

Source: Sonelgaz: Prévisions énergétiques à moyen terme 1977-1987.

Nous avons assisté à un doublement de la consommation de gaz destinée à satisfaire la branche électricité de 1974 à 1978. Il est à prévoir des taux de croissance aussi importants pour l'avenir.

Cet accroissement des consommations énergétiques de la branche électricité, va de pair avec un accroissement de la production d'énergie électrique (donc de la consommation puisque l'énergie électrique n'est pas stockable). Cet accroissement a nécessité la mise en place de capacités nouvelles essentiellement thermiques - Nous avons assisté pendant la période à une pénétration importante de l'utilisation d'une technologie nouvelle - du moins pour le niveau des puissances installées : la turbine à gaz.

- La situation énergétique mondiale et l'augmentation rapide des besoins nationaux doivent nous faire réfléchir dès maintenant, à la mise en place d'une politique énergétique nationale qui engloberait tous les aspects. Les dernières décisions du Comité Central lors du 4ème congrés du FLN permettent d'envisager une remise en cause, au moins partielle, de certains choix. Il semble qu'il existe une stratégie algérienne en matière d'exportation d'hydrocarbures, cette dernière ne recouvre qu'une partie de ce qu'il est convenu d'appeler une politique énergétique nationale.

Les choix auxquels la Sonelgaz est confronté, lorsqu'elle s'équipe en moyens de production d'électricité ainsi que sa politique tarifaire, ne semblent pas entrer dans une stratégie énergétique d'ensemble integrant les problèmes d'utilisation optimale des ressources, et un souci de production des équipements nécessaires.

Tout au long de notre réflexion sur la branche electricité en Algérie, il nous a semblé que l'action de la Sonelgaz était monopolisée par la satisfaction d'une demande en forte croissance. Le rythme élevé des investissements, les problèmes liés à leur réalisation amenuisent l'éfficience économique interne de l'entreprise et tendent à attenuer la recherche d'un d'une efficience économique au plan national.

Les groupes thermiques vapeur et les Turbines à gaz constituent l'essentiel de l'importation technologique de la Sonelgaz. De 1969 à 1978, la pénétration de la turbine à gaz est importante puisque aujourd'hui la puissance installée dans cette technologie represente 39% de la capacité totale installée contre moins de 10% en 1963.

La Turbine à gaz est une technique relativement nouvelle dès que l'on dépasse une capacité de quelque MW. Sa maitrise technologique est difficile du fait qu'elle n'est que la retombée technologique, d'une autre technologie celle du reacteur d'avion . Enfin le rendement des turbines à gaz est de 30 à 35% contre 40 à 45% pour les turbines à vapeur. Les rendements plus faibles des groupes Turbines à gaz vont avoir pour conséquenses l'obtention de coût de Kwh plus élevé par l'accroissent de la partie - coût en combustible (1).

Le reseau national n'est pas entièrement inter connecté et ne couvre que 56% du territoire national. L'installation de centrales turbines à gaz trouve donc un champs idéal d'application pour électrifier le sud et les hauts plateaux par des systèmes de productions décentralisés. Cette pratique pour électrifier le pays trouve sa justification dans la faiblesse de la puissance totale fournie par le parc national de production qui ne genere pas d'économies d'echelles que le gigantisme des installations des pays industrialisés permet, et par le manque d'eau que nécessitent en grandes quantités, les centrales thermiques vapeur.

---

(1). Consommations spécifiques de la production thermique.

Types de centrale	th/Kwh
Turbine vapeur	2.880
Turbine à gaz	3.990
Diesel	3.130

Dans le Nord, et surtout pour satisfaire la demande des villes cotières l'installation de centrales turbines à gaz ne peut être justifiée par les critères économiques. Elle pourrait à la rigueur être comprise pour un niveau de puissance qui doit être disponible pour satisfaire la pointe (quotidienne et saisonnière), a cause de leur qualité principale d'attendre la pleine puissance en moins de 5 mn. Il semble aujourd'hui, pour plusieurs raisons objectives (delais de réalisation des centrales, l'accroissement rapide de la demande, les incidents sur les groupes)que les centrales turbines à gaz ne satisfont pas seulement la pointe, mais une partie importante de la montagne de charges. Ce dernier point introduit le debat sur l'existence de surcapacités. Il semble, là aussi, que globalement des surcapacités existent, mais sont inégalement reparties sur le territoire nationale. La faiblesse de l'hydrauliaté oblige le producteur a ne pas trop compter sur la production hydraulique pour laquelle on ne prevoit pas le developpement. L'age d'une partie du parc national oblige le producteur a ne pas utiliser les moyens disponibles à leur pleine capacité. Enfin la maitrise de l'outil de production, et la croissance de la demande réduisent rapidement ces surcapacités.

3 - Les Technologies utilisées par la Sonelgaz ne sont pas homogènes. Certaines sont suceptibles d'être reproduites en Algérie, mais les équipent principaux restent importés de l'étranger. La politique de la Sonelgaz est de refuser les contrats clés en mains, et de faire appel au maximum à la production nationale (SN.METAL - SNS - SONELEC - SONATIBA - SONATRAM - ou à sa propre capacité de production (unité de montage - unité de travaux) tout en achetant de l'étranger les équipements nécessaires.

On peut noter aussi que les services de Sonelgaz s'assurent l'assitence de cabinets d'ingénieurs conseils engagés par contrat et travaillant sous leurs responsabilité.

Enfin le rythme des investissements est très rapide, et pose a la Sonelgaz un ensemble de problèmes déjà cernés pour les autres secteurs de l'économie nationale. Il s'agit essentiellement des conditions de de l'investissements des coûts, des retards et des délais.

Les objectifs assignés au secteur pour satisfaire la demande, ont engendré des investissements sans cesse croissants. Ces investissements se font par un appel à un financement externe à l'entreprise dont les conditions se sont avérées onéreuses.

Le nombre des projets, l'inflation sur les biens d'équipements, les conditions de credit et les retards dans les realisations amènent souvent des réevaluations qui posent alors le problème de leurs remboursements. Pour cela l'entreprise n'a que le choix suivant : faire appel au decouvert bancaire, ou puiser dans sa trésorerie avec les risques que cette pratique comporte.

1. ANALYSE DE LA PRODUCTION

1.1. Evolution des capacités installées.

Les différentes sources utilisées pour la rédaction de ce chapitre donnaient souvent des capacités installées différentes pour une année donnée. Cela provient de la manière de comptabiliser les centrales en voie de réalisation. Elles sont parfois incluses totalement à la puissance théorique. Elles peuvent être incluses partiellement selon la mise en production des groupes les uns après les autres. Enfin certains groupes installés que, ce soit pour des raisons techniques liées à la phase de démarrage, ou encore pour cause de fiabilité, ne sont pas poussés au maximum de leur capacité - Ils sont alors comptabilisés comme puissance disponible. Il arrive parfois que certains groupes à l'arrêt, pour cause d'indident, ou d'entretien, soient comptabilisés comme puissance disponible.

Ces difficultés de comptabilisation ne changent pas fondamentalement les résultats de nos analyses.

1.1.1. Capacités globales.

L'évolution des capacités installées de 1965 à 1978 (tableau I/1) peut être analysée en trois périodes successives.

Après une période de stagnation (1962-1966) qui coincide avec le ralentissement très net de l'activité économique; la production, et donc la consommation de l'énergie électrique a repris très fortement avec le lancement du plan triennal - Mais, les capacités installées n'ont pas augmenté - Il s'agissait surtout d'utiliser les excedents de capacité qui existaient du fait de la baisse de l'activité économique.

Rappelons pour mémoire qu'entre 1962 et 1965 il y a eu la réalisation de la centrale hydraulique de Mansouriah (100 MW) et l'extension de la centrale de Ravin Blanc avec l'installation d'un groupe de 60 MW thermique vapeur -

Tableau I/1 / EVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES.

			Plan Triennal					1er Plan quadriennal						2eme Plan Quadriennal						
	1965	1966	1967	1968	1969	A Abs.	A %	1970	1971	1972	1973	A Abs.	A %	1974	1975	1976	1977	A Abs.	A %	1978
CAPACITE INSTALLEE	608	608	608	608	608	0	0	633	633	795	970	362	59,5	988	1276	1297	1374	404	41,6	1834

Source : Bilan des réalisations 1965 - 1977.Sonelgaz.

La période du premier plan quadriennal marque un tournant important dans l'évolution des capacités de production. La période 1970-1973 a vu les capacités installées passer de 608 MW à 970 MW c'est à dire en accroissement de 362 MW - ou de 60 % environ -

Cet effort a été maintenu pendant le deuxième plan quadriennal du fait de la très forte demande. C'est ainsi qu'entre 1974-1977 - 404 MW nouveaux ont été installés - Les capacités sont passées de 970 à 1374 MW soit un accroissement de presque 50 %.

Les capacités installées ont été augmentées de 460 MW - pour la seule année 1978 soit un accroissement de 33,4 % par rapport à 1977. Les capacités totales installées sont en 1978 de 1 834 MW. Sur la période 1968-1978 les capacités installées ont été triplées.

1.1.2. Les capacités installées en centrales hydrauliques.

De nombreux facteurs, d'ordre géographique-géologique-topographique ou hydrologique conditionnent le type d'aménagement des sites. On peut distinguer à cet égard :

A- Selon les techniques de construction des Usines.

- a - Les usines de pied de barrages

- b - Les usines de "dérivations" pour lesquelles les eaux sont captées souvent assez loin et transportées par des canaux ou des conduites forcées, avant d'être envoyées dans les turbines.

B- Selon les caractéristiques du stockage des réservoirs.

- a - Les réservoirs de lacs ou réservoirs saisonniers qui permettent d'emmagasiner les apports d'eau d'une saison ou d'une année entière et la transférer sur la période suivante

- b - Les usines au fil de l'eau, établis sous des barrages dont la capacité de stockage est nulle ou très faible.

C- Selon les techniques de construction des barrages.

- a - Les barrages poids (en béton, en terre compactée ou à enrochement) qui compensent la poussée des eaux retenues par leur seule masse.

- b - Les barrages voûtes qui du fait précisement de la forme en voute reportent la poussée des eaux sur les parois des rives dans lesquelles ils s'en-castrent.

- c - Les barrages mobiles qui, munis de vannes permettent de rétablir le lit du fleuve en cas de fortes crues .

Les centrales hydroélectrique se distinguent nettement des autres moyens de production et cela à deux niveaux.

- du point de vue de la structure du prix de revient de l'énergie qu'ils fournissent : les charges en capital sont dans leurs cas prépondérants par rapport aux charges de fonctionnement proprement dites contrairement à ce qui se passe dans les centrales thermiques classiques

- du point de vue de l'utilisation de l'outil même de production les centrales hydrauliques, peuvent en période de "pointe", demarrer leurs turbines et donc leurs générateurs en quelques minutes. Cette qualité des installations hydroélectriques joue un rôle essentiel en matière d'exploitation pour la couverture des pointes de consommations journalières ou saisonnières.

En Algérie la faiblesse de la pluviométrie et la rareté des sites limitent la mise en place de capacité de production d'électricité hydraulique. Aussi, l'énergie électrique hydraulique ne fait pas et ne fera pas l'objet d'aménagements importants compte tenu des besoins en eau du pays pour des usages prioritaires tels que l'irrigation, la consommation en eau potable et industrielle .

Le parc des usines hydrauliques est ancien, les premières usines au fil de l'eau datent de 1930 - tendis que les usines réservoirs (centrales régularisés) - ont toutes plus d'un quart de siècle. (exepté la centrale de Mansouriah qui a plus de 15 ans).

a)- Les Centrales Régularisées.

Il existe en Algérie 4 centrales régularisées - c'est à dire des centrales au pied de réservoirs.

- La centrale d'Ighil EMDA de 24 MW de capacité a été mise en service en 1954 - C'est une centrale qui est installée sur la rivière Agrioum.

- La centrale de DARGUINAH de 66 MW de capacité a été mise en service en 1954 - C'est une centrale qui aussi installée sur la rivière Agrioun.

- La centrale d'ERRAGUENE de 14 MW de capacité a été mise en service en 1962 - C'est une centrale qui est installée sur la rivière DJEN-DJEN.

- La centrale de MANSOURIAH de 100 MW de capacité a été mise en service en 1965. C'est une centrale qui est aussi installée sur la rivière DJEN-DJEN.

Ces quatres centrales produisaient en 1978, 649 % de la production hydraulique, (158,1 Gwh) sur un ensemble de 243,5 Gwh.

b)- Les centrales au fil de l'eau.

Les centrales au fil de l'eau sont donc des centrales installées au pied de barrages dont la capacité de stockage est nulle ou très faible - L'ensemble de ces centrales a été installé - entre 1930 et 1953. Elles sont de faible capacité - La plus puissante ILLITEN a 12 MW de capacité et les plus faibles, Tizi MEDEN et Aïn Fekan 0,4 MW de capacité. L'ensemble de ces centrales totalise une capacité installée de 41,6 MW. Le centre monopolise 40 MW sur les 41,5 MW installés. Ces Centrales ont produit en 1978 19,8 % (48,3 Gwh) de l'ensemble de la production hydraulique - (243,5 Gwh).

Tableau I/2 : CAPACITES INSTALLEES ET PRODUCTION DES CENTRALES HYDRAULIQUES

	Puissance installée MW	Production 1978(GWh)	Productibilité moeynne annuelle GWh
CENTRALES REGULARISEES	204	158,1	
Ighil Emda	24		
Darguinah	66		
Erraguène	14		
Mansouriah	100		
CENTRALES AU FIL DE L'EAU	41,5	48,3	76,7
Région Centre			
Ahrzerouftis	6,0	6,5	10,9
GHOURIET	6,0	4,1	6,6
IGHZAR NCHEBEL	3,0	6,9	9,8
ILLITEN	12,0	9,9	15,0
SOUKELDJEMAA	9,0	13,2	20,5
TIZI MEDEN	4,0	7,6	10,0
REGION Ouest			
Ain Fekan	0,4	0,1	3,8
Tiaret Lamina	1,1	-	-
CENTRALES AU FIL DES IRRIGATIONS	41,6	37,1	58,5
Région Centre			
Ghrib	8,0	1,5	9,8
Hamiz	1,0	0,1	1,7
Oued Fodda	15,0	15,7	15,3
Sous total	24,0	17,3	26,8
Région Ouest			
BAKhadda	3,3	0,4	4,2
Beni Behdel	3,3	-	4,0
Bou Hanifia	6,0	4,3	9,9
Mohammedia	-?	-	1,7
Tessala	5,0	15,1	11,9
T O T A L :	287,1	233,5	

c) Les Centrales au fil des Irrigations .

Ces Centrales sont installées sur des conduites forcées qui captent l'eau parfois assez loin - La capacité totale des usines au fil des irrigations est faible de l'ordre de 41,6 MW - (identique à la capacité des centrales au fil de l'eau). Elles ont été installées entre 1940 et 1952. La production des centrales au fil des irrigations a représenté en 1978 15,2 % de l'ensemble de la production hydraulique.

1.1.3. Evolution des capacités installées en Centrales thermiques.

Dans les Pays industrialisés le développement spéctaculaire de la production électrique d'origine thermique a été favorisé au cours de la période 1950-1973, par la tendance à la baisse des prix des produits pétroliers (lourds) et cela jusqu'en 1973, par le perfectionnement des techniques de construction des Centrales qui a permis d'améliorer les rendements thermiques (13% au début du siècle 40 % aujourd'hui) et Les coûts d'investissements et d'exploitations des Centrales - Au total ces progrès ont permis une réduction régulière du prix du KWH.

a) Les Centrales thermiques vapeur .

L'évolution des capacités installées en thermique vapeur ont évolué comme présenté dans le tableau I/3. Les capacités thermiques vapeurs ont toujours représenté plus de 40 % des capacités installées totales - L'installation de Centrales thermiques vapeur nécessite d'importantes quantités d'eau (66 à 67 000 m^3) pour Marsat el Hadjadj de 540 MW de capacité) soit 123 m^3/h / MW de capacité installée ce qui explique leur localisation en bord de mer - Cette nécessité d'être sur la côte limite leur installation du fait qu'il existe très peu de sites suceptibles d'être aménagés - Cette limitation est aggravée par les considérations économiques qui imposent que les Centrales soient à proximité des centres de consommation de manière à limiter les pertes de transport.

Tableau I,3 . EVOLUTION DES CAPACITES EN THERMIQUE VAPEUR

	Nbre.de Gpes	ANNEE DE MISE EN SERVICE							PREVISIONS
S I T E S	Puissance MW	1951	1961	1965	1972	1973	1975	1976	1981-82
- Oran (Ravin blanc)	27X2	X							
-	60X1			X					
-	75X1						X		
- ALGER PORT	60X2		X						
- ANNABA	27X2	X1952							
	55X1					X			
	75X1				X				
- SKIKDA	137X1						X	X	
	137X1								
- MASAT EL HADJAT	160X4								X
Puissance installée		108	228	288	363	418	690	767	1307
% de la puissance totale			50	64	45,6	43	49	59	

Ce manque de sites impose à Sonelgaz d'équiper au maximum de leurs capacités les sites disponibles - Cela peut expliquer d'abord :

* Les extensions de la Centrale à l'Ouest (Ravin Blanc)
- En 1965 la mise en production d'un groupe de 60 MW
- En 1975 " " " " " " de 75 MW

* Les extensions de la Centrale d'Annaba

- En 1972 la mise en production d'un groupe de 75 MW

- En 1973 " " " " " " de 55 MW

* L'augmentation des capacités des groupes installés - Si les groupes installés à l'origine étaient de 27 MW - Les nouveaux groupes i atteit 55 - 60 - et même 75 MW.

Naturellement l'augmentation des capacités des groupes ne peut se faire de manière inconsidérée; il y a des règles qui imposent aux producteurs à ne pas s'équiper de groupe dépassant le 1/10 de la capacité maximale appelée.

Il semblerait qu'à partir de 1973, pour répondre à une demande d'électricité qui croit de 15 % par an, le constructeur néglige cette "règle de bonne gestion" pour s'équiper de groupes de 137 et 160 MW, pour les raisons qui semblent être les suivantes :

- L'accroissement rapide de la demande

- Les retards dans les constructions de Centrales

L'enjeu semble pourtant dangereux du fait du risque que pourrait causer l'arrêt d'un groupe de 137 voire 160 MW sur l'ensemble du réseau interconnecté - Naturellement le producteur essaie de limiter ce genre de risques - en s'équipant de turbines à gaz dont l'avantage par rapport à la turbine vapeur - est de pouvoir atteindre en 5 mn sa puissance maximale -

b) Les Centrales Turbine à gaz. (T.G.)

La première Centrale Turbine à gaz installée en Algérie dâte de 1957; elle se trouve à Oran Mers El Kebir et était sous autorité militaire française jusqu'en 1965 et sous autorité militaire algérienne jusqu'en 1970 - Elle a une capacité installée de 24 MW - Le combustible utilisé est du fuel-oil

La production pétrolière nécessite de l'énergie électrique- Le manque d'eau dans le Sud Algérien réduit le choix à la mise en place de turbines à gaz - Il est possible pour des niveaux de demande électrique faibles, d'installer des groupes diesels -

Jusqu'en 1977 l'évolution des capacités installées en turbines à gaz était stagnante (voir tableau I/4) - En 1978, 283 MW ont été réceptionnés pour les réseaux du Sud et 190 MW pour le réseau interconnecté du Nord.

La puissance des groupes réceptionnés en 1978 est comprise entre 22 et 30 MW. La capacité installée en Turbines à gaz représente 40,2 % de la capacité totale installée dans le pays.

Si nous la comparons avec la capacité installée en Centrales thermique vapeur, elle lui est presque égale -

767 MW en thermique vapeur
737,8 MW en Turbine à gaz

Les Turbines à gaz du Nord sont situé à l'Ouest au Centre du pays 330 MW sont installés dans cette technique de production - Ils sont répartit comme suit : Ouest - Oran - 54 = (2 x 27 MW
(Aïn El Bya-20 (1 x 20 MW)
Tiaret 120 (4 x 30 MW)
Centre- Alger Hamma 40 = (2 x 20 MW)
- Boufarik 96 = (4 x 24 MW)
Bab Ezzouar 120 = (4 x 30 MW)

Tableau I/4. EVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES EN TURBINES A GAZ (EN MW)

noms des Centrales \ Année de mise en service	1957	1960	1963	1972	1973	1975	1977	1978	Prévisions 1982
Nord Ouest -									
- Oran Mers El Kébir	2 x 11								
- Aïn El Bya					1x20				
- Tiaret								4x30	
Sous-Total	22				20			120	
Centre									
- Alger Hamma				2x20					
- Boufarik							1x24	3x24	
- Bab Ezzouar								4x29,5	
- M'Sila									22x25 MW
Sous-Total				40			24	190	
Total Nord				40	20		24	310	550
Touggourt				2x8					
Hassi Messaoud Nord								3x25	
Hassi Messaoud Sud		2x5,5			2x16	2x20			
Haoud El Hamra		2x6,4							
Hassi R'Mel Sud			2x5						
Hassi R'Mel Nord								4x22	
Ghardaïa				2x8					
Sous-Total		23,8	10	32	32	40		163	
T o t a l	22	23,8	10	72	52	40	24	473	
Total Cumulé	22	45,8	55,8	127,8	179,8	219,8	243,8	716,8	

Le centre se réserve donc la plus forte part avec 256 sur les 330 MW - Soit 77,57 % des capacités installées au Nord - Cette importance des centrales T.G au centre s'explique par le fait qu'il n'y a pas eu d'autre Centrale turbine à vapeur installée dans cette région depuis 1961- et c'est une zone où la consommation croit très rapidement.

Il semblerait que, manquant de site pour Centrale turbine à vapeur et pressé par la demande, la Sonelgaz s'est équipé en T.G - Nous verrons plus loin le bien fondé de cette hypothèse.

En ce qui concerne les Turbines à gaz du Sud, il faut rappeler que les productions du Sud ne sont pas inter connectées au réseau du Nord-- d'où la nécessité de répondre à des demandes isolées - soit des industriels - soit de la population pour la consommation basse tension . suivant l'importance des demandes, des capacités de production, sont installées - Dans le Sud on peut distinguer - trois réseaux autonomes - ou complexes de production -

- BECHAR - TOUGGOURT
- Hassi Messaoud - Ouargla - Haoud El Hamra
- Hassi R'Mel Ghardaïa

Naturellement ces réseaux sont équipés aussi de groupes électrogènes.(Diesels) que nous verrons plus loin)

Les capacités installées en Turbines à gaz dans le sud ont atteint en 1978, 283 MW - Cela représente 15,4 % de la puissance totale installée dans le pays - Naturellement, les puissances installées des autoproducteurs - (Sonatrach par exemple) ne sont pas comprises dans ce chiffre.

1.2. Production d'énergie électrique.

L'intérêt de l'analyse de la production (tableau I/5) n'est pas de connaitre l'évolution des quantités produites, qui sont d'ailleurs égales aux quantités consommées plus les pertes (de production, de transport et de distribution) mais de connaitre l'évolution de la structure de la production.

Dans la production d'origine thermique il y a lieu de distinguer la production d'origine thermique vapeur et la production d'origine turbines à gaz - Ensuite, il y a lieu de distinguer entre la production turbine à gaz du Nord et la production turbines à gaz du Sud. Pourquoi de telles distinctions ? Les raisons qui nous ont poussés a faire cet ensemble de distinctions sont de deux (2) ordres.

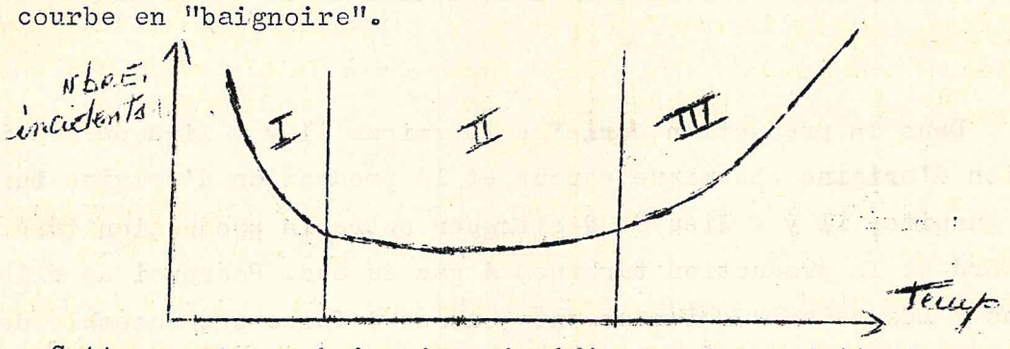
a - La production injectée dans le réseau interconnecté du Nord est de différentes sources. Ces sources ne produisent pas le KWh au même coût, aussi les sources les plus chers ne doivent être utilisées que pour subvenir à la pointe, ou bien produire à la place de centrales(ou de groupes) aux coûts plus bas) arreter pour causes d'incidents ou d'entretiens.

b - Pour des raisons techniques(que nous exposerons plus en détail, dans un chapitre qui traite du choix entre de la turbine à vapeur et la turbine à gaz), la production d'électricité dans le sud se fait à l'aide de la turbines à gaz, et de groupes diesel. Les différents complexes du Sud, ne sont pas interconnectés entre eux et ne sont pas interconnecté au réseau Nord.

La production des eomplexes du Sud représente moins du quart de la production du réseau interconnecté Nord en 1978.

1.2.1. Analyse de la production élelectrique dans le réseau interconnecté du Nord.

Avant de nous centrer sur le sujet, il y a lieu de rappeler, qu'un ensemble de machines ou de composants répond à une courbe de fiabilité qui est une courbe en "baignoire".



Cette courbe en baignoire signifie que le produit risque de tomber plus souvent en pannes pendant une première période (temps de garantie pour Sonelgaz 2 ans) qui demarre avec la montée en cadence.

Pendant la période II le risques de pannes classiques est relativement faible c'est la période de maturité. Les incidents sont souvent, pendant cette période, d'origine extérieures ou de negligences et enfin une troisième période ou les risques de pannes deviennent de plus en plus fréquentes, c'est la période de viellissement du matériel. Pendant cette dernière période l'utilisation a peine capacité devient problématique, les périodes d'entretiens deviennent plus longues, les consommations de combustibles et de pièces détachées plus importantes. Aussi le producteur doit tenir compte de tous ces phénomènes, pour décider du niveau de capacités, des temps d'utilisation pour le matériel entré dans cette troisième période.

Pour subvenir à la demande, dans le réseau interconnecté du Nord le producteur disposait jusqu'en 1970 essentiellement de deux sources : Les centrales thermiques vapeur et les centrales hydrauliques.

a) La production d'origine hydraulique

Naturellement l'utilisation des centrales hydrauliques devait tenir compte de nombreux facteurs liés aux spécificités de chacune des techniques utilisées. Précisons ce point.

* La production au fil des irrigations ne pouvait se faire que dans les périodes, où il y a un besoins d'irriguer. Cette période pouvait se situer en dehors des périodes de forte demande.

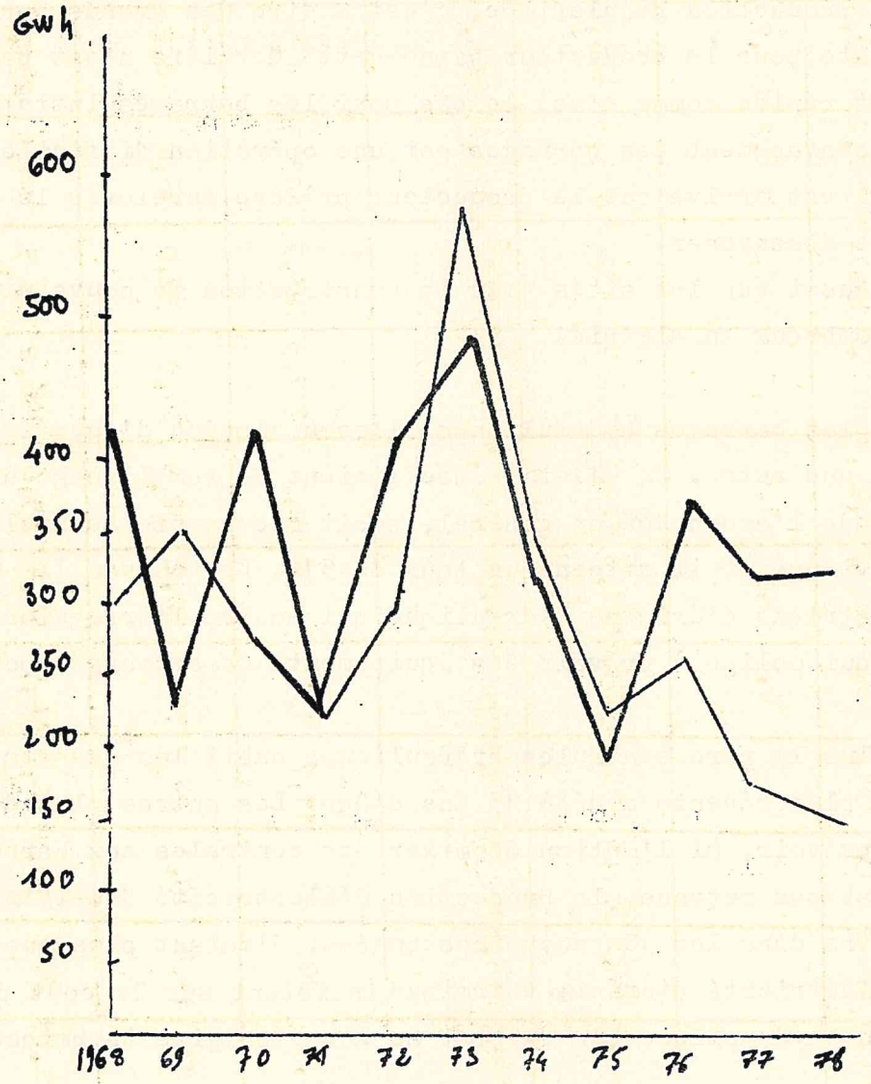
* La production au fil de l'eau ne pouvait avoir lieu que lorsque les rivières se remplissaient des eaux de ruissellement, or bien que ce même ruissellement remplissait des petits barrages à faible réserve. Elle se fait généralement durant la période Mars à Mai.

* La production régularisée, c'est a dire des grands barrages est plus interessante pour le producteur quand cette dernière n'est pas sujette a un envasement rapide comme c'est le cas pour les barrages installés en Algérie. Le désenvasement des barrages est une opération difficile et couteuse, aussi il est arrivé que le producteur prèfère surelever le barrage existant que le désenvaser.
Il faut noter aussi que les sites pour la construction de nouveaux barrages ne sont pas trés nombreux en Algérie.

Dans les barrages hydrauliques, l'accumulation d'énergie varie d'une saison à une autre. En effet le coefficient de remplissage des barrages, qui est de l'ordre 18% en général, subit une hausse sensible durant la période pluvieuse et il atteint un taux de 51%. Le tableau I/6 retrace la production électrique d'origine hydraulique qui montre l'irrégularité de la production ce qui oblige à prévoir des équipements de secours important.

De plus le parc centrales hydrauliques subit les assauts du temps La centrale la plus récente a déjà 15 ans d'âge. Les autres plus de 25 ans Il est donc a prévoir, si l'option de mixer des centrales aux barrages d'irrigations, n'est pas retenue, la production d'électricité d'origine hydraulique disparaitra dans les 10 prochaines années, d'autant plus que les promoteurs de l'électricité d'origine thermique insistent sur le coût plus élevé du KWh d'origine hydraulique actuellement par rapport au KWh d'origine thermique.

Tab I/5 PRODUCTIBILITÉ et PRODUCTION des Centrales hydrauliques régularisées 1969 - 1978



Productibilité

Production

TABLEAU I/6 : EVOLUTION DE LA PRODUCTION PAR SOURCE D'ELECTRICITE - EN GWH -

Source / Année	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
= Réseau interconnecté du Nord.																	
*Thermique Vapeur	787,9	768,9	670,3	713,1	731,8	687,4	1054,8	1024,4	1419,3	1357,9	1368,2	1742,9	2388,5	2631,8	3023,0	2990,3	
* Turbine à gaz						0,7	1,7	1,8	9,1	18,7	118,1	141,7	99,6	290,6	383,2	947,6	
* Hydraulique	252,9	303,4	387,5	351,3	409,8	563,8	361,5	579,6	322,4	482,7	733,3	484,6	320,2	379,4	261,7	243,5	284,9
* Total	1040,8	1072,3	1066,8	1021,6	1141,6	1251,9	1418,0	1605,8	1750,8	1859,3	2179,6	2365,0	2808,3	3301,8	3667,9	4184,4	
Réseau du Sud																	
* Turbine à gaz	2,7	8,8	10	11	11,7	13,8	16,2	52,7	107,3	123,5	115,3	211,7	277,7	355,3	394,7	863	
* Diesel	18,8	13	14,8	19,1	24,5	39	30,2	32,9	38,9	32,0	36,6	40,2	46,8	63,1	73,5	90,3	
Total	21,5	21,8	24,8	30,1	36,2	44,7	46,4	85,6	146,2	155,5	191,9	251,9	324,5	418,4	468,2	953,3	

Source - Compilations documents Sonelgaz.

Cet ensemble de points explique la chute, de la part de la production hydraulique dans le bilan de la production de 1963 à 1978. Il explique aussi les variations qui peuvent exister d'une période à une autre (tabl.I/7).

Mais si nous prenons le facteur d'utilisation moyen (voir tabl.I/9)on remarque que ce dernier baisse continuellement pendant notre période,signe d'un essouflement de la production hydraulique qui subir les conséquences, du temps, de l'envasement, mais aussi de la disponibilité d'autres sources plus fiables a moindres coûts, et dont la mise en oeuvre est rapide et plus souple, c'est à dire capable de "coller" à la demande.

La production hydraulique représentait 31% en 1963 et 45% en 1968 de l'ensemble de la production. Elle ne représente aujourd'hui (1978) que 5,8%. En 1978 le niveau de la production électrique d'origine hydraulique est sensiblement égale a celui de 1963, malgré l'installation de 100 MW sous le barrage de Mansouriah. L'âge des équipements, l'envasement, la mauvaise hydraulicité, et la possibilité de produire a partir d'autre sources expliquent la stagnation de la production hydraulique.

b) La production électrique d'origine thermique vapeur.

La production thermique vapeur a été multipliée par 2,8 entre 1963 et 1978. Cette croissance est différenciée dans le temps.
Entre 1963- et 1968 la production vapeur a baissé du fait de la baisse de la demande malgré la mise en place en 1965 d'un groupe supplémentaire de 60MW dans la centrale d'Oran Ravin blanc. La reprise de la croissance de la production se fait avec le lancement du plan triennal et s'est poursuivi avec les autres plans (voir tableau des taux de croissance de la production). Naturellement lors des deux plans quadriennaux, la production électrique d'origine Thermique Vapeur a bénéficié, d'installations Nouvelles - 479 MW ont été installées de 1965 à 1976.

Il faut rappeler aussi que sur 767 MW d'installes en 1978 - 284 MW installés ont plus de 15 ans et que 104 MW ont 28 ans.
Ce rappel de l'âge des équipements explique un peu le fait que le producteur voyant une partie de ces équipement entrer dans la phase III de la courbe de fiabilité, sous utilisé techniquement ses équipements pour ne pas risquer de les voir tomber en pannes. De plus il sait pertinemment que certains constructeurs de ces équipements ont disparu du marché. D'ailleurs en regardant le tableau sur le facteur moyen d'utilisation des équipements on remarque pour la production thermique vapeur une baisse continue de ce facteur entre

TABLEAU I/7 PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE (GWh)

	Puissance installée MW	Date de mise en service	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
1 1 RESERVOIRS																			
AGRIOUN																			
[illegible]MDA	24	1954	17,1	25,1	29,7	14,1	18,2	42,2	12,1	40,1	17,6	31,1	54,5	30,6	18,3	16,9	12,4	10,3	
DJENDJEN	66	1954	103,8	136,0	157,1	87,9	101,8	199,2	71,5	117,6	83,2	168,8	232,9	191,2			71,6	60,2	
[illegible] TERRAGUENE	14	1962	7,5	12,2	15,3	13,2	18,7	24,3	8,4	17,7	7,5	7,5	22,3	13,1	99,7	96,4	6,7	5,3	
MANSOURIAH	100	1965	-	-	29,2	128,1	159,4	164,9	131,7	191,4	111,1	89,4	256,1	199,2			77,7	82,3	
S/ T O T A L :			108,4	173,3	191,3	243,3	298,1	430,6	223,7	426,8	219,4	289,3	565,4	350,1				158,1	
2 Usine au Fil de l'eau	43	1930 à 1953	77,2	77,1	89,9	66,9	65,6	79,8	78,6	76,6	62,2	94,8	88,3	70,6	52,7	71,8	42,9	48,3	
3 Usines au fil des irrigations.	38	1940 à 1952	47,3	93,0	75,3	41,1	46,1	57,4	59,2	76,2	42,8	91,1	79,6	63,9	49,5	44,3	50,4	37,1	
4 TOTAL PRODUCTION SONELGAZ	285	-	252,9	303,4	396,5	351,3	409,8	563,8	361,5	579,6	322,4	482,7	733,3	484,6	320,2	379,4	261,7	243,5	
PRODUCTION AUTONOME	-	-	2,8	4,1	3,6	2,9	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1	0,1	-	-	-	-	
PRODUCTION NATIONALE	285	-	255,7	307,5	400,1	354,2	409,9	563,8	361,5	579,7	322,4	482,7	733,4	484,7	320,2	379,4	261,7	243,5	284,9

1970- et 1976. Connaissant que le coût du KWh d'origine thermique vapeur est plus bas que le KWh d'origine turbines à gaz le producteur est tenté de produire le maximum avec cette ressource. S'il ne le fait pas c'est qu'il existe des raisons objectives à cette limitation, l'âge des équipements constitue une de ces raisons.

A côté de cette baisse du facteur d'utilisation l'apport de nouvelles capacités en thermique vapeur, font que la production thermique vapeur croit a des rythmes élevés. La production a été multipliée par 2,92 entre 1970 et 78.

c) La production électrique d'origine turbines à gaz.

Pour le réseau interconnecté, la production d'origine turbine à gaz est recente, si on oubli la petite centrale de Mers El Kebir qui fut mise en production en 1967 et avait 22 MW de capacité.

Il faut attendre 1973 pour voir la production d'origine turbine à gaz apparaitre au bilan de la production avec 78,1 GWh produit.

Nous avons déjà vu que les capacités installées en turbine à gaz dans le Nord sont passé de 55,8 MW en 1963 à 716,8 MW en 1978. Pour la seule année 1978 310 MW ont été mis au service. Cette forte évolution va se retrouver au niveau des productions.
Si en 1973 la production électrique d'origine turbine à gaz ne représentait que 3,5 % de l'ensemble de la production de l'année. Elle représente en 1978 22,6%.

Le facteur d'utilisation s'est sensiblement amélioré de 1973 à 1977 il est passé de 953 heures de fonctionnement à 4673 heures. La chutte de ce facteur d'utilisation en 1978 s'explique par les nouvelles capacités installées en turbine à gaz en 1978. Entre 1977 et 1978 la part de la production turbine à gaz à plus que doublé du fait justement de l'apport de nouvelles capacités mais on croit savoir que cette part va être encore plus élevé en 1979.

Tab. I/8 STRUCTURE DE LA PRODUCTION DANS LE RESEAU INTERCONNECTE NORD EN %

Année Sources	1963	1968	1970	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Thermique Vapeur	69	55,0	63,7	62,7	73,5	85,1	79,7	82,4	71,6
Turbines à Gaz	-		0,001	3,5	5,9	3,5	8,8	10,4	22,6
Hydraulique	31	45,0	36,3	33,8	20,6	11,4	11,5	7,2	5,8
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tab. I/9 FACTEUR D'UTILISATION DE L'OUTIL DE PRODUCTION DANS LE RESEAU INTERCONNECTE AU NORD (EN HEURES)

	1963	1968	1970	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Thermique à gaz	3455	2381	3568	3313	3535	3130	3449	3841	3898	
Turbines à Gaz	-	-	-	953	1687	1214	3543	4673	2277	
Hydraulique	1372	1640	2039	2572	1700	1123	1300,9	854	861	

1.2.2. Evolution de la production dans la région du Sud.

Dans la production du Sud, il y a lieu de distinguer la production de la Sonelgaz de la production des auto-producteurs, essentiellement le secteur des hydrocarbures.

La production de la Sonelgaz croit a un rythme relativement faible entre 1963 et 1968 La production passe de 21,5 GWh (2% de la production du Nord) a 44,7 GWh en 1968 (3,5 % de la production du Nord la même année) La production double donc en 5 ans.

De 1968 à 1978, le rythme d'accroissement est trés rapide. La production a été multipliée par 21,3 durant cette période, passant de 44,7GWh en 1968 à 953,3 GWh en 1978.

La production dans le sud fait appel essentiellement à deux sources la production à partir de turbines à gaz et la production à partir de groupes diesel et le réseau de sud n'est pas interconnecté mais constitué de trois complexes et d'un ensemble de production decentralisé (groupes diesel) installés par des zones de consommations isolées.
Les complexes se sont constitués autour d'une production à partir de turbines à gaz. La production décentralisée est le fait essentiellement de la production des groupes diesel.

a) La production électrique d'origine turbine à gaz.

La production électrique d'origine tubbine à gaz est trés faible jusqu'en 1968 13,8 GWh sont produits cette année dans cette source, sur les 44,7 GWh de la production totale dans le region du Sud. Il faut rappeler que la production par turbine à gaz était quasi dérisoire en 1963 avec 2,7 GWh produits et ne représentent que 12,5% du total de la production de la région du Sud.

Déjà en 1968 la production turbine à gaz représente 30,9% de l'ensemble de la production, contre 69,1% pour la production d'origine diesel. De 1968 à 1970 la production électrique d'origine turbine à gaz a doublé sa part dans la production totale avec 61,6 %. En 1978 la production d'origine TG est souveraine avec 90,5 % de l'ensemble de la production du Sud qui atteint 953,9 GWh, 1/5 de la production totale de la Sonelgaz.

b) La production électrique d'origine diesel.

La production électrique à partir de groupe diesel est irremplaçable quant il s'agit de fournir de l'électricité a des foyers isolés et peu nombreux. Cette production revient souvent moins cher, que de ramener une ligne à partir d'un réseau déjà constitué. C'est pour cette raison que la production d'origine diesel s'est accrue trés fortement de 1963 à 1968 même si sa part en 1978 est relativement faible dans le bilan de la production du Sud. Il faut rappeler qu'en 1963 la production diesel dans le Sud représente 87,5% de l'ensemble de la production avec 18,8 GWh. En 1968, Elle représentait encore 69,1% avec 30,9 GWh. De 1968 à 1973 la production électrique d'origine diesel stagne aussi sa part décroit dans le bilan de la production du Sud Elle n'est que de 19,1% en 1973.

La période 1974-1978 marque une période de croissance importante puisque la production passe de 40,2 GWh en 1974 à 90,3 GWh en 1978. Elle a donc plus que doublé. Mais sa part dans la production totale du Sud se restreint encore du fait de la trés forte croissance de la production des turbines à gaz.

STRUCTURE DE LA PRODUCTION DANS LA REGION DU SUD EN% PAR SOURCE

Année / Sources	1963	1968	1970	1973	1977	1978
* Turbine à gaz	12,5	30,9	61,6	80,9	84,3	90,5
* Diesel	87,5	69,1	38,4	19,1	15,7	9,5
	100	100	100	100	100	100

1.2.3. La production autonome.

Il est difficile même à la Sonelgaz de connaitre précisement les capacités et les productions des producteurs autonomes. Sonelgaz dispose de chiffres qui ne reflet~~e~~nt pas l'entière réalité de la production autonomie (tableau I/10) il faut insister sur le fait que cette dernière est trés modérée de l'ordre de 10% en 1978.

La production autonome disposerait de 295 MW de capacités installées. Les productions électriques des autoproducteurs sont soit liées au procés de production, et donc la production électrique est à la fois sous produit et consommation intermédiaire soit comme production temporaire, souvent pour pallier à la défaillance du réseau interconnecté. Ainsi la production autonome suit une courbe trés accidentée mais où les amplitudes peuvent être trés élevées.

La capacité installé en terme de ~~contrôles~~ hydraulique des producteurs autonomes est négligeable de l'ordre de 1% de l'ensemble des capacités hydrauliques installées de 1963 à 1965. Elle est aujourd'hui quasi nulle.

Tableau I/10 : PRODUCTION DES PRODUCTEURS AUTONOMES

N°	Production par secteur d'activité (GWH)					Energie Reçue de SONELGAZ	Energie livrée à SONELGAZ	Energie consommée
	Pétroliers	Mines	Ind. Siderrur. métalliques mécan. électr.	Divers	Production totale			
1963	145.8	17.9	-	1.4	165.1	28.8	27.5	106.4
1964	203.5	19.5	-	1.2	224.2	26.9	46.2	204.9
1965	264.7	20.3	-	0,8	285.8	41.3	22.7	304.4
1966	264.0	19.3	-	0.9	283.9	42.6	127.7	198.8
1967	267.7	14.3	-	3.0	285.0	76.0	114.5	246.9
1968	317.4	13.1	-	2.9	333.4	123.8	116.7	340.9
1969	298.9	5.5	-	2.2.	306.0	63.9	35.0	334.9
1970	275.2	5.8	-	3.1.	284.1	108.4	27.9	364.6
1971	182.3	4.6	22.9	9.1	218.6	204.9	3.9	420.3
1972	199.9	4.9	95.1	12.1	311.6	179.6	4.3	486.9
1973	220.2	5.0	73.0	14.0	312.2	285.7	4.5	593.4
1974	192.0	6.0	83.7	12.7	294.4	324.9	4.0	615.3
1975	184.6	8	107.8	16.3	316.7			
1976	212	8	68.4	19.5	308			
1977	178.6	1	81.6	14.9	275.2		4.5	
1978	285.1	.	93.7	25.9	420.7		3.1.	

Tableau I/12 - CONSOMMATION PAR TYPE DE TENSION
DE 1963 à 1969 EN GWH

Année	Haute Tension		Moyenne Tension		Basse Tension		Auto Producteur		T o t a l	
	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%
1963	47,9		517,8		373,0		164,2		1 102,9	
1964	55,3	+ 15,4	544,2	+ 5	368,0	- 1,3	223,5	+ 36,1	1 191,3	+ 8
1965	59,0	+ 8,7	557,5	+ 2,4	349,6	- 5,4	218,8	- 2,1	1 244,3	+ 4,4
1966	47,5	- 24,2	567,1	+ 1,7	362,6	+ 3,8	282,3	+ 29	1 259,5	+ 5,7
1967	65,3	+ 37,4	582,7	+ 2,7	390,4	7,6	283,8	- 1,5	1 322,2	+ 4,9
1968	98,7	+ 51,1	636,8	+ 9,3	404,3	+ 3,5	325,5	+14,6	1 465,3	+10,9
1969	155,6	+57,6	685,5	+ 7,6	448,1	10,8	321,7	- 1,2	1 610,9	+ 9,9
1969/66		+227,5		+20,8		+23,5		+11,5		+27,8

2.1.2. Consommation pendant le plan triennal , 1967-1969.

La consommation totale nationale à progréssé en moyenne de 9,3% par an durant le plan triennal 1967-1969. Ce taux de croissance est très élevé. Mais nous le verrons plus loin, cette augmentation de la consommation ne pose pas de problème puisque le producteur disposait à cette epoque de capacités sous-utilisées.

a) La consommation basse tension a progressé pendant le plan triennal avec un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 7,5%. Cette croissance est progressive et donne l'aspect d'être durable. Le taux de croissance passe de 3,5% entre 1967 et 1968 à 10,8% entre 1968 et 1969. La consommation basse tension represente pour l'année 1969, 27,8% de la consommation totale.

b) La consommation moyenne tension, croit rapidement pendant le triennal. Le taux de croissance moyen est plus élevé que celui de la consommation basse tension. Il est de l'ordre de 8,5%. Elle represente en 1969. 42,6% de la consommation totale de cette année.

c) La consommation haute tension a subi pendant le triennal un taux de croissance "extraordinaire". La consommation à plus que doublé pendant le plan triennal. Cette tension est un indicateur d'industrialisation. Il faut rappeller que cette consommation demeure à un niveau très bas (65,3Gwh en 1967) et n'atteind en 1969 que 153,6Gwh ce qui ne represente que 9,6% de la consommation nationale de cette année.

d) La consommation des auto-producteurs s'est accrue de 13,3% pendant la periode ce qui donne un taux de croissance annuel de 4,4%.

2.1.3. Consommation pendant le premier plan quadriennal 1970-1973 Tab.I/13.

Durant le 1er plan quadriennal la consommation nationale a vu son niveau s'accroitre de 52,2%. Elle est passée de 1.610,9 Gwh à la fin de l'année 1969 à 2.453,3 Gwh en 1973, cela donne un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 13%. Il faut rappeler que ce taux est extraordinaire" est depasse les taux de croissance atteint dans les pays industrialisé, pendant la periode d'apres guerre de l'ordre de 6 à 8%(1).

---

(1). Exemple de taux de croissance dans les pays industrialisé d'Europe pendant la période 1954-1964- France 7,9 % par an.
Brande Bretagne 8,6 % par an
R.F.A. 8,3 % par an

Source : These Bouziane Op.cité.

a) La consommation basse tension impulsée par le plan Triennal se maintient lors du 1er plan quadriennal avec des taux de croissance plus élevé de l'ordre de 9,6% - La niveau atteint en 1970 est de 652,8 Gwh ce qui représente 26,6% de la consommation nationale.

b) La consommation moyenne tension a continué à croitre mais avec un taux moyen plus faible que celui du Triennal -(7,2%centre 8,5%). Nous decelons dejà une réaffectation des activités du tertiaire vers l'industrie. Cela s'explique d'autant par le "Boum" accusé par la consommation haute tension. La consommation moyenne tension represente 38,2% de la consommation totale.

c) La consommation haute tension durant le 1er plan quadriennal a subi un taux de croissance moyen annuel de 25%. Le taux de croissance de l'année 1973 a été de 50,4% . Le niveau de consommation haute tension reste faible par rapport à la consommation totale et n'en represente que 19,2% en 1973.

d) La consommation des auto-producteurs qui ajouté à la consommation haute tension - ferait de cette dernière qu'elle représente plus du 1/3 de la consommation totale, ce qui represente effectivement un changement de la structure de la consommation nationale. Nous allons voir justement si avec le deuxième plan quadriennal, l'accroissement de la consommation haute tension, represente un acquis structurel, qui est un indicateur du niveau d'industrialisation du pays.

2.1.4. Consommation pendant le deuxième plan quadriennal et l'année 1978 (T.1/13)

De 1974 à 1978, la consommation totale a été quasiment doublée (+ 96%). La consommation nationale est passée de 2453,4 Gwh à 4810,8Gwh -le taux de croissance annuel moyen a été de 19,2% pour la période. Nous avons là un taux "record" qui ne peut s'expliquer que par le faible niveau de consommation nationale du fait de la faiblesse de l'industrialisation du pays. Voyons comment a évolué la structure de la consommation.

a) La consommation basse tension a connu pendant le deuxième plan quadriennal des taux de croissance encore plus élevé de l'ordre de 16% par an. La consommation passe de 652,8 Gwh en 1973 à 1175,8 Gwh en 1978. Elle represente 24,4% de la consommation Nationale en 1978.

b) La consommation moyenne tension a cru de 1973 à 1978 à un taux moyen annuel de 11,4%. En valeur absolue la consommation est passé au 935,5 Gwh en 1973 à 1763,4Gwh en 1978. La consommation moyenne tension représente encore 36,6% de la consommation totale - Son niveau à donc diminué par rapport au 1er plan quadriennal ou elle représenté 38,2% de la consommation nationale.

Tableau I/13 : CONSOMMATION PAR TYPE DE TENSION 1970-1978.

	Haute tension		Moyenne tension		Basse tension		Autoproducteur		Total National	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1969	115,6		685,5		448,1		321,7		1610,9	
1970	251,7	14,1	760,11	10,8	495,2	10,5	284,1		1791,1	
1971	287,3	14,1	804,5	5,5	563,0	13,7	288,4	+ 1,5	1942,2	8,4
1972	314,3	9,3	886,6	10,2	603,8	7,2	351,8	+21,9	2156,6	11
1973	473,0	50,4	937,5	5,7	652,8	8,1	390,1	+10,8	2453,4	13,7
Total 197 /197	1326,3		3388,7		2314,8		1314,4		8343,1	52,2
1974	574,0	21,3	1009,0	7,6	728,7	11,6	365,4	- 6,7	2677,1	9,1
1975	780	35,8	1126,1	11,6	829,5	13,8	337,3	- 8,3	3073	14,7
1976	1024	31 3	1285,8	14,1	937,9	13,0	308,6	13,6	3557,2	15,4
1977	1158	13,0	1435,7	11,6	991,5	5,7	270,9	-13,9	3873,7	4,3
1978	1454	25 5	1763,4	22,8	1175,8	17,7	417,6	+54,1	4810,8	
197 /197	4990		6620		4663,4		1669,8		17991,8	

c) La consommation haute tension. Nous avons vu que pendant le premier plan quadriennal la consommation haute tension a une avec des taux sortant de l'ordinaire. Cette tendance s'est maintenue pendant le deuxième plan quadriennal et l'année 1978 où le taux de croissance moyen a été de 25,3%. Déjà en 1976 la consommation haute tension depassait la consommation moyenne tension. En 1978 la consommation haute tension représente 30,2% de la consommation nationale.

d) La consommation des auto-producteurs. Nous avons vu stagner lors du premier plan quadriennal la consommation des auto-producteurs. Cette stagnation se transforme en regression pendant le 2ème plan quadriennal. La consommation des auto-producteurs passe de 390,1Gwh en 1973 à 270,9Gwh en 1977 ; c'est à dire une regression de 69,4%. Durant l'année 1978 la consommation fait un bond que nous ne pouvons expliquer autrement que par la mise en place de nouvelles unités industrielles. Elle atteint et depasse le niveau le plus élevé jamais atteint par cette consommation (390,1Gwh en 1973). Avec 417,6 Gwh la consommation des auto-producteurs represente 8,6% de la consommation nationale.

2.1.4. Conclusion sur l'analyse de la consommation par type de tension.

Depuis le lancement du premier plan quadriennal la consommation nationale n'a cessé de croitre a un rythme élevée.
Sur la période 1963-1978 ( ) la consommation nationale est passée de 1102,9 Gwh en 1963 à 4810,8Gwh en 1978. C'est à dire plus d'un quadriplement(436%). On est loin dela loi empirique du doublement tous les 10 ans.
. Nous avons eu un taux de croissance moyen durant la période de de 29% par an. Il faut preciser que le niveau de consommation de 1963 etait très faible, et s'expliquait par l'Etat structurel de l'economie nationale.De plus, pour la moyenne et basse tension le phénomène démographique est important. Naturellement l'industrialisation progressive de l'économie nationale depuis le plan triennal, a des repercussions directes sur la consommation haute tension (consommée par l'industrie) mais ainsi sur la consommation moyenne et basse tension, du fait de l'élevation du niveau de vie de la population Naturellement la structure de la consommation a radicalement changé entre 1963 et 1978.

Structure de la consommation nationale en %

	Basse tension	Moyenne tension	Haute tension	Auto-producteurs	Total
1963	33,9	46,9	4,4	14,8	100
1967	29,5	44,1	4,9	21,5	100
1969	27,9	42,6	9,6	19,9	100
1970	27,6	42,4	14,1	15,9	100
1973	26,6	38,2	19,3	15,9	100
1978	24,4	36,7	30,2	8,7	100

Si en 1963 la consommation haute tension était dérisoire 4,4% (19,2% si on inclut la consommation des auto-producteurs, essentiellement industries extractives). En 1978 elle (haute tension + consommation auto-producteurs) atteint et dépasse laconsommation moyenne tension qui en 1963 s'accapparait presque la moitié de la consommation nationale (46,9%). Naturellement la consommation basse tension s'est accrue en valeur absolue, puisque la consommation passe de 362,6Gwh en 1963 à 1175,8 Gwh c'est à dire qu'elle a été multipliée par 3,24. Mais dans la structure de consommation, la consommation basse tension a regréssé . Elle s'accaparait 33,9% en 1963. Elle ne s'accapare que 24,4% en 1978 c'est à dire 9,5%.

La part des auto-producteurs a subi une regression dans la structure de la consommation nationale - passant de 14,8% en 1963 à 8,7% en 1978. La croissance absolue est importante. Elle passe de 164,2 Gwh en 1963 à 417,6Gwh en 1978. Une explication plausible pour expliquer cette regression relative est la disponibilité des ressources de la Sonelgaz. La Sonelgaz applique au secteur économique le principe du monopole sur la production electrique et pour la même oblige les consommateurs haute tension de ne disposer que d'équipements de secours - et s'approvisionnent auprès d'elle pour les consommations courantes.

Nous avons essayé de montrer que l'analyse de la consommation nationale par type de tension est interessante et très importante pour le producteur. Elle le renseigne sur l'évolution de la consommation et par la même lui donne les informations necessaires à la maitrise et l'adaptation de son outil de production, de transport et de distribution en fonction des differentes demandes. Un point important a soulever à ce niveau, c'est justement, par l'analyse de la consommation par type de tension que peut s'élaborer une politique tarifaire adapté à la fois aux objectifs de l'entreprise et aux objectifs de developpement de l'économie nationale.

- Pour l'économiste, l'analyse en terme de structure de la consommation par type de tension, si elle le renseigne sur la structure de la consommation et son evolution, il ne peut depasser le stade du constat, aussi allons nous faire dans le chapitre suivant une analyse de la consommation pour les differents secteurs économiques.

Tab. I/14 EVOLUTION DE LA CONSOMMATION PAR TYPE DE TENSION DE 1963 à 1978

	Haute Tension		Moyenne Tension		Basse Tension		Auto Production		Total	
	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%
1963	47,9		517,8		373,0		164,2		1102,9	
1964	55,3	+ 15,4	544,2	+ 5	368,0	- 1,3	223,5	+ 36,1	1191,3	+ 8
1965	59,0	+ 8,7	557,5	+ 2,4	349,0	- 5,4	218,8	- 2,1	1244,3	+ 4,4
1966	47,5	- 24,2	567,1	+ 1,7	362,6	+ 3,8	282,3	+ 29	1259,5	+ 5,7
1967	65,3	+ 37,4	582,7	+ 2,7	390,4	+ 7,6	283,8	- 1,5	1322,2	+ 4,9
1968	98,7	+ 51,1	636,8	+ 9,3	404,3	+ 3,5	325,5	+ 14,6	1465,3	+10,2
1969	155,6	+ 57,6	685,5	+ 7,6	448,1	10,8	321,7	- 1,2	1610,9	+ 9,9
1970	251,7	14,1	160,1	10,8	495,2	10,5	284,1	- 15,1	1791,1	+ 11,1
1971	287,3	14,1	804,5	5,5	563,0	17,7	288,4	+ 1,5	1942,2	- 8,4
1972	314,3	9,3	886,6	10,2	603,8	7,2	351,8	+ 21,9	2156,6	+ 11
1973	473,0	50,4	937,5	5,7	652,8	8,1	390,1	+ 10,8	2453,4	+13,7
1974	574,0	21,3	1009,0	7,6	728,7	11,6	365,4	- 6,9	2677,1	+ 9,1
1975	780	35,8	1126,1	11,6	829,5	13,8	337,3	- 8,3	3073	+ 14,7
1976	1024	31,3	1285,8	14,1	937,9	13,0	308,6	- 13	3357,2	+ 15,4
1977	1158	13,0	1435,7	11,6	991,5	5,7	270,9	- 13,9	3873,7	+ 4,3
1978	1454	25,5	1763,4	22,8	1175,8	17,7	417,6	+ 54,1	4810,8	+24,2

2.2. Les consommations sectorielles.

2.2.1. Structure générale de la consommation.

Nous avons vu dans la section précedente que depuis le lancement du premier plan triennal, la consommation d'électricité a repris et s'est développée à des taux trés importants. Nous avons aussi remarqué que la consommation haute tension qui représentait 4,4% en 1963 de l'ensemble de la consommation représenté 30,2% en 1978.

Dans cette section nous allons essayer de montrer quels sont les secteurs de l'économie qui ont le plus participe à l'accroissement de la consommation d'électricité.

Le tableau I/15 permet à ce niveau de faire trois remarques :

- 1 - L'industrie accroit sa part dans la consommation nationale de 1963 à 1978. Cette part passe de 42,4% en 1963 à 62,7% en 1978.

- 2 - La regression de la part de la consommation de l'agriculture qui a toujours été trés faible. Elle passe de 2,8% à 1%. de 1963 à 1978.

- 3 - La regression relative de la consommation domestique dont la part passe de 54,6% à 37,2% de la consommation totale durant la période

Ces conclusions sont à relier a celles qui ont été tirés de l'analyse de la consommations par type de tensions.

Avec l'avenement des plans d'industrialisation, la consommation du secteur industriel croit à un rythme soutenu et change la structure de la consommation nationale. La consommation nationale passait de 1102,9 GWh en 1963 à 4220 GWh en 1978 - soit un coefficent multiplicateur de 3,82, entre temps la consommation de l'industrie est passée de 467,8 GWh à 2676 GWh soit un coefficient multiplicateur de 5,72.

La consommation domestique est passée de 602,8 GWh à 1579 GWh soit un coefficient multiplicateur de 1,48.

Les changements structurels dans la consommation nationale d'électricité expriment les changements profonds dans l'économie nationale, mais aussi les faiblesses de cette économie quant à la dynamisation de l'agriculture par exemple.

Tab. I/15 EVOLUTION DES CONSOMMATIONS SECTORIELLES

Année	INDUSTRIE			MENAGES ET TERTIAIRE			AGRICULTURE		TOTAL		
	Gwh	Augmentation Annuelle	Part %	Gwh	Augmentation. Annuelle	Part %	Gwh	Part %	Gwh	Agmentation. Annuelle	Part %
1963	467,8		42,4	602;8		54,6	32,3	2,8	1102,9		100
1964	584,3	+ 24,7 %	48,9	575,6	- 4,5 %	48,3	32,3	2,8	1191,3	+ 8,0%	100
1965	636,2	+ 9 ,0%	51,7	561,6	- 2,4 %	45,6	46,5	2,7	1244,3	+ 4,4%	100
1966	644,5	+ 1,3 %	51,1	513,7	+ 3,6 %	46,3	31,3	2,6	1259,5	+ 0,7%	100
1967	672,0	+ 4,2 %	50,8	619,4	+ 6,1 %	46,8	30,8	2,4	1322,2	+ 4,9%	100
1968	799,7	+ 19,0 %	54,5	631,6	+ 1,9 %	43,1	34,0	2,4	1465,3	+ 10,8%	100
1969	885,0	+ 10,6 %	54,9	694,9	+10,0 %	43,1	31,0	1,9	1610,9	+ 9,9%	100
1970	1005,1	+13,5 %	56,1	756,9	+ 8,9 %	42,2	29,1	1,7	1791,1	+ 11,1%	100
1971	1047,0	+ 4,1 %	53,9	865,4	+ 11,9%	44,5	30,0	1,6	1942,4	+ 8,4%	100
1972	1188,8	+ 13,5 %	55,1	935,6	+ 8,1%	43,3	32,1	1,6	2156,5	+ 11,0%	100
1973	1412,6	+18,8 %	57,5	1009,5	+ 7,8%	41,1	31,3	1,4	2453,4	+ 13,8%	100
1974	1510,8	+ 6,9 %	56,4	1834,8	+ 12,4%	42,3	31,5	1,3	2677,1	+ 9,1%	100
1975	1682,6	+11,3 %	54,7	1355,2	+ 19,4%	44,3	35,2	1,1	3073,0	+ 14,7%	100
1976	1937,0	+15,1 %	54,6	1578,1	+ 16,0%	44,3	38,2	1,1	3546,3	+ 15,4%	100
1977	2078,0	+ 7,3 %	56,1	1578,8	+ 0,4%	42,6	42,6	1,1	3700,0	+ 4,3%	100
1978	2676,0	+28,7 %	62,7	1579,0	-	37,2	45,0	1,0	4220,0	+ 14,0 %	100

2.2.2. L'industrie.

Il est assez difficile de reconstituer les consommations des différentes branches d'activités industrielles contrairement à ce qui se passait pour les statistiques concernant la consommation par tensions, les bulletins de la SONELGAZ ne sont pas ici homogènes d'une année à l'autre. Et ce serait naturellement une erreur de supposer que la consommation industrielle est à peu près identique à la consommation haute tension car en fait le secteur industriel consomme à la fois de la haute et de la moyenne tension.

Cependant jusqu'en 1976 il était possible de connaitre la consommation de certains gros clients industriels de la SONELGAZ (tableaux I/16 et I/17) (1).

De 1963 à 1974 nous pouvons remarquer quelques grandes transformations.

1 - Les mines et carrières qui représentaient 17,2% de l'ensemble de la consommation industrielle en 1963 ne représente que 9% en 1974.

2 - La consommation sidérurgique qui était négligeable en 1963-0,4% atteint en 1974, 11,9%.

3 - La consommation de la chimie et parachimie croit aussi assez rapidement - Elle atteint en 1974 - 11% de la consommation totale contre 6,4% en 1963.

4 - La consommation des textiles et habillement croit rapidement puisqu'elle passe de 0,8% en 1964 à 5,8% en 1974.

(1) Notes concernant les tableaux.

- la rubrique"source d'énergie" recouvre essentiellement l'activité des principales raffineries du pays.

- l'activité transformation des métaux est incluse dans industries mécaniques et électriques du fait qu'elle n'est pas toujours isolée dans les différentes bulletins.

- chimie et parachimie, représente essentiellement l'activité des usines d'amoniac et d'engrais phosphatés.

- la rubrique divers recouvre la consommation des toutes les petites industries et artisanat.

Tab. I/16 VENTILATION DES CONSOMMATIONS D'ELECTRICITE PAR ACTIVITES INDUSTRIELLES EN (MGWH)

Activités Industrielles	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1- Source d'énergie et Industrie Annexes	156,4	219,6	281,1	281,3	285,7	337,3	345,9	388,9	322,6	348,8	334,5	481	420,7	495,1
2- Mines et carrière	82,9	91,8	97,7	83,9	89,4	119,3	111,5	122,4	126,8	103,1	116,6	135,8	102,2	79
3- Sidérurgie	2,1	3,8	4,7	4,0	5,1	7,0	35,1	63,2	78,7	142,8	164,6	180,9	107,8	68,4
4- Industrie Mécanique et transformation des métaux	21,3	20,8	21,0	20,2	22,4	24	30,5	32,7	33,8	42,6	61,5	66,2		
5- Matériaux de construction verre céramique.	59,7	90,6	82,3	75,8	74,9	85,4	94,4	115,6	139,0	127,6	157,9	156,7	71,9	106,2
6-Chimie et Parachimie	30,0	35,8	36,4	41,7	39,0	43,1	64,3	73,6	93,3	134,9	165,1	164,9	97,1	104,3
7-Textiles habillement.	3,8	6,1	7,7	12,9	21,8	42,0	58,2	63,3	70,8	74,2	86,2	88,6	20,8	20,4
8 - I A A	71,1	75,5	86,1	85,7	93,8	94,5	100,9	113,0	122,5	140,6	142,8	138,8	5,8	10,6
9 - B T P	6,1	5,9	5,7	5,4	5,0	10,5	6,9	12,4	21,6	24,5	24,3	26,9	28,3	
10- Divers	32,4	33,5	33,5	31,6	34,9	36,4	37,3	40,0	37,9	49,7	59,7	71,0		
T O T A L	467,8	583,4	636,2	644,5	672,0	779,7	885,0	1005,1	1047,0	1186,8	1412,6	1510,8	1926,9	

Tableau I/17 Poids de chaque activité industrielle dans la consommation industrielle d'électricité.

Activités industrielles	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
1 - Source d'énergie et industries annexes	33,4	37,4	44,1	43,6	43,6	41,2	39,0	38,6	38,8	29,6	30,7	31,8
2 - Mines et carrières	17,2	15,7	15,3	13,0	13,0	14,9	12,5	11,6	12,1	8,6	8,2	9,0
3 - Sidérurgie Industrie [illegible]	0,4	0,65	0,7	0,6	0,6	0,8	3,9	6,2	7,5	12,0	11,6	11,9
4 - Industrie mécanique 4 - Electrique et transformation des métaux.	4,5	3,5	3,3	3,1	3,1	3,0	3,4	3,0	3,2	3,5	4,3	4,4
5 - Matériaux de construction verres et céramique	12,7	15,5	12,9	11,7	11,7	10,7	10,6	11,7	13,2	10,7	11,1	10,3
6 - Chimie et parachimie	6,4	6,1	5,7	6,3	6,3	5,3	7,2	7,3	8,9	11,3	11,6	11,0
7 - Textille et habillement	0,8	1,0	1,2	2,0	2,0	5,2	6,5	6,0	6,7	6,2	6,1	5,8
8 - IAA Industrie agro Alimentaire	15,1	12,9	13,5	13,7	13,7	11,8	11,2	10,7	11,7	11,8	10,1	9,2
9 - BTP.	1,2	1,0	0,8	0,8	0,8	1,3	0,7	1,1	2,0	2,0	1,7	1,8
10- Divers	6,9	5,7	5,2	4,9	4,9	4,5	4,2	3,8	3,6	4,1	4,2	4,6
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

5 - Les industries Agro Alimentaires (I.A.A) représentaient 15,1% en 1963 il ne représente que 9,2% en 1974.
Si en 1963, 4 branches source d'énergie et industries annexes, mines et carrières matériaux de construction et industries agro alimentaires) se repartissaient 79% de l'énergie électrique consommée.

En 1974 ces quatre branches ne représentent plus que 60,3%. Entre temps nous avons vu l'evenement de la consommation siderurgique 11,9% et la chimie 11%.

En 1978, nous n'avons pas la repartition pour secteurs mais on peut relever dans les bulletins statistiques de la Sonelgaz que 31 abonnés haute tension c'est a dire industriels ont consommé 1158,5 GWh sur les 3602,8 GWh de consommation totale c'est à dire 32,1% de cette dernière.

2.2.3. Le tertiaire et les ménages.

La consommation domestique intégre la consommation du Secteur tertiaire et la consommation des ménages.
Dans le secteur tertiaire seront compris :

1 - Le commerce et l'hotellerie
2 - Les banques, assurances et administration
3 - Les services publics éclairage public, les écoles, les hopitaux et le pompage d'eau.

Dans la consommation domestique (tableau I/18) il faut considérer deux périodes la période 1963 à 1967 - et la période 1967 à 1978.
Devant la période 1963 - 1967 la consommation domestique a regressé elle est passée de 602,8 GWh en 1963 a 583,7 GWh en 1967.

Avec le lancement des différents plans la consommation reprend avec un taux moyen sur la période 1967 - 1974 de 6,8%. Elle est passée de 583,7 GWh en 1967 à 1134,8 GWh en 1974.

Tableau I/18 : EVOLUTION DES CONSOMMATIONS DU SECTEUR DOMESTIQUE (Tertiaire et ménages)

Secteur Domestique	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Commerce	29,7	24,0	26,0	27,4	27,1	27,8	34,5	32,6	35,1	39,3	44,8	53,5	64
Banques assurances administ.	101,0	100,4	95,9	98,8	106,4	103,8	121,8	12 3	152,1	164,4	164,7	168,7	207,0
Services	192,4	175,2	178,7	186,0	113,4	196,8	215,6	239,4	255,7	280,8	297,8	332,8	
Total tertiaire (I)	323,1	299,6	300,6	312,2	326,9	328,4	368,9	395,0	442,9	484,5	507,3	555,0	
Ménages (II)	279,7	276,0	261,0	271,0	292,5	303,2	336,0	362,7	422,5	451,1	511,2	579,8	635,4
Total (I + II)	602,8	575,6	561,6	583,7	619,4	631,6	704,9	757,7	865,4	935,6	1008,5	1134,8	

a) La consommation éléctrique du secteur tertiaire.

Evolution de la consommation électrique du secteur tertiaire.

	1963	1967	1969	1974	1978
Tertiaire	323,1	326,9	368,9	555,0	

La consommation électrique du secteur tertiaire suit la même logique que celle de la consommation électrique du secteur domestique c'est à dire, quéon peut distinguer deux grandes périodes, une période de stagnation 1963 - 1969 et une période croissance de 1968 à 1978.

De 1967 à 1969 le taux de croissance est faible. La croissance du sous secteur tertaire est passé de 326,9 GWh à 368,9 Gwh c'est à dire qu'elle a cru de 11,3% pour la période, ou mieux encore elle a eu un taux de croissance annual de 3,7%.

De 1969 à 1974 la consommation du sous-secteur tertaire a cru de 186,1 GWh elle a été mutiplié par 1,66 % le taux de croissance pour la période a été de 11% par an. On remarque donc que la consommation du sous-secteur tertiaire croit avec des vitesses différentes derant le plan triennal et derant le premier plan quadriennal.

On peut constater dans le tableau I/18 :

1 - La faiblesse du niveau de la consommation du l'activité commerciale malgré le doublement du niveau de la consommation de 1963 à 1975

2 - La consommation des banques, assurances et administrations qui representaient 16,6% de la consommation du secteur domestique en 1963 représente légerement moins en 1974 (14,8%). La consommation de ce sous secteur a elle aussi été doublé de 1963 à 1974.

3 - La consommation du l'activité des services s'est toujours taillée la "part du lion" dans la consommation du sous secteur tertiaire. Comme l'ensemble du secteur domestique elle a subit le marasme de l'aprés dépendance. Depuis 1967 le taux de croissance moyen est de l'ordre de 8,3% par an et cela jusqu'en 1974.

b) La consommation électrique des ménages.

Evolution de la consommation des ménages en GWh.

	1963	1967	1969	1974	1978
Ménages	299,7	292,5	336,0	579,8	

La même constation est à faire en ce qui concerne la consommation des ménages. Nous assistons a une regression de la consommation des ménages durant la période 1963-1967 ensuite une reprise de la consommation depuis 1968. Durant la période 1968-1975 la consommation globale des ménages à doublé, mais ce doublement n'est pas dû à un doublement des abonnées. De 1963 à 1974 le nombre d'abonnées est passé de670866 à 938006, soit 1,38 fois plus.

La consommation par abonné en 1964 était de 412,1 KWh. En 1974 cette consommation passe à 618 KWh. Cette augmentation de la consommation est le signe d'une amélioration des conditions de vie d'une partie de la population.

En conclusion sur cette section on peut affirmer quéil n'y a pas eu dans la consommation domestique de profond changements structurels avant la période 1963-1974.

2.3. La repartition géographique de la consommation.

Les programmes spéciaux décidés par le gouvernement pour les régions déshérités, sont une tentative de réduire les inégalités entre les différentes régions de l'Algérie. La repartition géographique de la demande d'électricité peut être un élément d'appréciation de la pénétration du bien être du développement vers les régions situées au dela la frange littorale. Il faut signaler que les statistiques fournis par la sonelgaz par grandes regions. (Est, Centre, Ouest, Sud) cachent de grandes inégalités à l'intérieur de ces mêmes regions. De plus les pôles industriels s'accaparent une bonne partie de la demande industrielle d'électricité (1).

Evolution de la demande par grandes régions 1966-1976 (2).

	1966 GWh	%	1976 GWh	%	A 1966-1976
Est	191,8	19,6	924,0	27,5	4,8
Centre	496,8	50,8	1238,7	36,7	2,5
Ouest	240,2	24,7	721,0	21,5	3
Sud	48,7	4,9	364,9	14,1	7,5
	977,5	100	3248,6	100	3,3

On peut tirer de cet tableau les enseignements suivants :

- 1. En une décennie la consommation nationale a été multiplié par 3,3.

- 2. Les taux de croissance de l'Est et du Sud sont importants respectivement 4,8% et 7,5 % supérieur à la moyenne nationale (3,3%) tandis que le centre et l'Ouest ont des taux de croissance de 2,5 % et 3% respectivement, inférieur à la moyenne nationale.

---

(1) A l'Ouest 1/3 de lénergie totale appelée va a 8 unités
Au centre 10 % distribués à 6 unités industrielles
et 45 % alimentent les installations industrielles dont 22,7% seront destinés à la seule industrie sidérurgique.

(2) Nous n'avons pas de chiffres pour 1978.

3 - Cet aacroissement fut inégalement réparti pour répondre justement à un besoin de réduire les disparités régionales. C'est ainsi que la part du centre est réduite de 50,8% du total à 36,9% et la part de l'Ouest de 24,7 à 21,5 %. Entre temps l'Est, et le Sud accroissent leur part respectivement de 19,6% à 27,5 et de 4,9 % à 14,1%.

4 - Le tableau peut cacher des disparités entre les différentes formes de consommations finale de l'electricité. Aussi, il serait utile de connaitre la demande régionale pour type de tensions. Comme dans avons déjà traité de la demande des différents secteurs économiques et comme la finalité de tous les développement économique est la satisfaction dansbesoins des masses nous allons essayer de voir la consommation par habitant dans les différentes régions On consomme 48% de la totalité de la consommation basse tension dans 4 centres urbains (Oran, Alger, Annaba, Constantine) 45,3% des abonnés sont concentrés dans ces 4 villes dont 21% dans la seule ville d'Alger.

Les villes cotières accaparent la plus grande partie de l'électricité à usage domestique comme pour l'électricité à usage industriel. Il y aurait environ 65% des ménages desservies en 1978.

Naturellement, il existe un plan global d'électrification qui devrait permettre l'électrification totale du pays pour 1987.

- Une analyse plus détaillée sera faite dans le prochain rapport sur l'électrification rurale.

.3. ADEQUATION DES CAPACITES DE PRODUCTION A LA CONSOMMATION.

.3.1. Le concept de capacité excédentaire.

S'il est relativiement difficile si on ne précise pas la branche ou l'on se situe, de définir la notion de capacité de production excedentaire, il est par contre aisé de définir pour n'importe qu'elle activité la capacité théorique de production - R. Saint Paul - cité par BOUZIANE(1) définit la capacité des production comme suit :

" On considère qu'un matériel est utilisé a pleine capacité de production s'il fonctionne à temps complet moins les délais nécessaires à son entretien".

Cette définition ne semble pas convenir à la branche qui nous intéresse, par le fait que "fournir de façon régulièree" de l'électricité à tous les usagers, suppose un système productif sans défaillance - sans défaillance signifie pour le producteur : garantir une puissance appelée maximale (la pointe) ne fut ce qu'un instant sur les 8760 heures que compte l'année.

Aussi le producteur d'électricité doit disposer de capacités installées capables de répondre à cette pointe.

Aussi la capcité théorique est définie comme le rapport de la consommation d'une année sur les 8760 heures que compte une année,

$$P = \frac{W}{8760}$$

n'a pas grande utilité - cela pour trois raisons.

- 1 - Elle ne tient pas compte des variations quotidiennes et saisonnières.

- 2 - Elle ne tient pas compte des temps d'entretien est de défaillances.

- 3 - Elle considère l'ensemble de l'outil de production comme homogène et ne fait de distinction entre les différentes origines de l'électricité : Il faut rappeler à ce niveau que certaines installations - par exemple les installations hydrauliques ne peuvent pour des raisons liés à l'hydrologie - la pluviométrie ne peuvent fonctionner qu'un nombre d'heures limités sur les 8760 heures que compte l'année - de l'ordre de 2000 heures - ou bien, les centrales turbines à gaz du Nord, qui normalement pour des raisons de gestion économique à cause du coût élevé du Kw/h produit, ne doivent avoir qu'a répondre à la pointe quotidienne - (ce point sera développé plus loin.) .

Ainsi la capacité théorique ne permet pas une approche de la réalité de la production éléctrique en Algérie - Mais calculons pour 1978 cette capacité théorique.

1978. capacité théorique $P = \frac{4364.10^3}{8760} =$

$P = 498,17$ MW.

comparé à cette capacité théorique, les surcapacités sont de l'ordre.

$1827,4 - 498,17 = 1329.2$ MW.

C'est à dire qu'il y a 266 % d'exédent cela n'a pas de sens.

L'autre approche plus réaliste en vue de l'industrie qui nous concerne serait à dire considére la puissance minimum requise (p), celle qui doit répondre à la "pointe" augmenté d'une capacité (p) car la pointe ne peut être connue qu'avec un degré de certitude relativement faible.

Ainsi la capacité de production requise est égale à $Pr = P + p$

P = la pointe
p = 15 à 20% de la pointe (P)

1.3.2. La situation dans les différentes régions.

Pour montrer si l'Algérie dispose, ou ne dispose pas de surcapacités nous allons distinguer le réseau inter-connecté du Nord, des complexes de production autonomes du Sud.

A l'intérieur même du réseau interconnecté du Nord et pour des raisons de coût de transport on doit distinguer trois régions (Est, Centre et Ouest). Le tableau I/19 établit cette distinction pour les années 1977 et 1978. Il faut rappeler que durant l'année 1978 le Centre a reçu 190 MW et l'ouest 120 MW, installés en turbines à gaz.

Quels sont les enseignements de ce tableau ?

1 - Avec l'apport de 190 MW dans le Centre et 120 MW dans l'Est; ces deux regions sont passées du déficit à l'excédent entre 1977 et 1978.

2 - En 1978, l'Est voit sa marge de sécurité se rétrécir avec l'augmentation de la demande.

3 - Globalement, le réseau interconnecté du Nord bénéficiait d'une aisance toute relative. Les installations nouvelles permettent une meilleure couverture de la demande.

Tableau I/19 CAPACITES DE PRODUCTION ET PUISSANCE APPELEE DANS LENORD.

	OUEST		CENTRE		EST		TOAL NORD	
	1977	1978	1977	1978	1977	1978	1977	1978
- 1 Puissance maximale appelée	195	204	275	337,2	220,8	264,7	726,2	804,5
- 2 Puissance maximale requise	234	244,8	330	404,6	265,0	317,6	871,5	965,4
- 3 Puissance maximale disponible	239	359	411,2	624,7	425	425	1075,2	1408,7
- 4 Exedent ou deficit absolu (3-1)	44	155	136,2	287,5	204,2	160,3	349	604,2
- en %	18,4	43,1	31,1	36	48	37,7	32,4	42,9
- Excédent ou déficit relatif (3-2)	5	114,2	81,5	220,1	160	107,3	203,7	443,3
- En %	2	31,9	19,8	35	37,6	25,2	18,9	31,4
- Groupe de production le plus puissant	75	75	60	60	137	137	137	137
- Groupe de production le moins puissant	12	12	40	25	27	27	12	12

Ces conclusions ne donnent pas une image fidèle de la réalité de la production d'énergie électrique, aussi allons nous faire une analyse plus approfondie par régions.

a) Analyse de la production d'énergie électrique dans la région Ouest.

En 1977 - l'Ouest disposait d'un part ventilléecomme suit :

	Puissance installé(MW)	Groupes (MW)	Puissance Disponible (MW)	Date de mise en service
- Thermique Vapeur - Oran- Ravin Blanc	189	2X27	45	1951
		1X60	60	1965
		1X75	75	1973
- Turbines a gaz				
Oran- Mers el Kebir	22	2X11	20	1957
Ain El Bya	20	1X20	20	1973
Tiaret	120	4X30	120	1978
- Hydraulique	17		17	1952
Total	368		357	

Cette même année, l'Ouest disposait d'une capacité installée de 248 MW. Mais seulement 239 MW de dapacité disponible.

Cette disponiblité est globale, et ne tient pas compte des indisponiblités pour causes de pannes - arrêt pour entretiens, et pour l'hydraulique en plus de ces causes, la productibilité est favorable en général entre Mars et Avril - c'est à dire en dehors de la période de pointe(- fin décembre.)

L'Ouest a passé en 1977 une période difficile en matière de production étatique. Est ce que la mise en service de la Centrale de Tiaret a résolu les problèmes de production dans cette région ?.

En 1978 - avec la mise en production des 4 groupes de 30 MW en turbines à gaz a Tiaret. L'ouest disposait de 368 MW installées. Mais les mêmes remarques sont a formuler - c'est à dire - vetusteté du parc (144 MW) ont plus de 15 ans et la production hydraulique en dehors de la période de pointe. Les contraintes font que les surcapacités sont fictives.

Actuellement, une Centrale Thermique vapeur de 540 MW - est en construction - Elle doit être mise en service en 1982. Elle permettra de déclasser les groupes trop vétustes, et assurer une aisance dans la production à l'Ouest.

b) Analyse de la production d'énergie électrique dans la région centre.

Le centre dispose d'un parc ventillé comme suit en 1978 :

	Puissance installé (MW)	Groupes (MW)	Puissance Disponible	Date de mise en service
* Thermique Vapeur				
- Alger port	120	60X2	120	1961
* Turbines à gaz				
- Alger Hamma	40	20X2	40	1972
- Boufarik	96	1X24	96	1977
		3X24		1978
- Bab-Ezzouar	118	29,5X4	118	1978
* Hydraulique	151,2			1952
	100			1965
	625,2			

Le centre inclue la majeure partie des capacités installées en hydraulique -(251,2 MW sur 285 MW) - 151,2 MW ont plus de 25 ans - et 100 MW ont 15 ans.

La productibilité hydraulique se trouve là aussi en dehors de la période de pointes. Le centre possède une centrale thermique vapeur qui à été mise en service en 1961, sa capacité est de 120 MW.

Le tableau sur l'évolution des capacités montre que le centre bénéfice d'un suréquipement, que venait alourdir les 190 MW récèptionnés en 1978.

La réalité est autre - le centre possède un suréquipement qui inclut les capacités hydrauliques qui ont un facteur d'utilisation d'environ 1 700 heures (en 1978) ce qui est très faible. Cette utilisation se fait en période en dehors de la pointe en général.

Si l'on ramène les capacités de production hydraulique installées en capacités installées utiles, le niveau du suréquipement baisse considérablement.

La productibilité hydraulique en décembre, période de la pointe est de l'ordre de 20 Gwh en 1978, Cela représente une capacité utile de 74,7 MW. Aussi en 1978 le centre ne disposait que d'une capacité totale installée utile (encore faut-il voir s'il n'y avait pas d'arrêts sur certains groupes) de 35,2 - 74,7 = 360,5 MW - pour subvenir à une pointe 275 MW. La puissance maximale requise était de 330 MW, le suréquipement est donc faible (30,5 MW).

En 1978 - en faisant le même raisonnement, le centre disposait d'une capacité utile de 374 MW + 70 MW = 444MW pour satisfaire une pointe de 337,2 MW. Le suréquipement est dans ce cas de 39,4 MW(par rapport à la puissance maximale requise) ce qui est aussi très faible. Le centre est donc à la merci d'un incident sur un quelconque de ces groupes.

Ce manque d'aisance dans la production explique en grande partie le fait que des équipements dont l'objectif premier est de servir comme outil pour la satisfaction de la pointe(quotidiennes ou saisonnière), fonctionnent en base, c'est à dire satisfait aussi la demande en dehors de la pointe.

Naturellement ce changement dans la nature de l'affectation de l'outil de production à des conséquence sur le prix du Kwh produit,

c) Analyse de la production d'énergie électrique dans la région de l'Est.

L'Est dispose d'un parc ventilé comme suit :

Types et sites	Puissance installée(MW)	Groupes (MW)	Puissance Disponible	Date de mise en service.
* Thermique vapeur				
- Annaba	184	2x27	1x45	1851 - 1952
		1x55	1x 55	1973
		1x75	1x 75	1972
- Skikda	274	1x137	1x125	1975
		1x137	1x125	1976
* Turbine à gaz	Néant			
* Hydraulique	Néant			
Total	458		425	

La région de l'Est dispoe d'un parc entièrement constitué de centrales thermiques vapeur . Cette caractéristique est importante, en ce sens que ce type de centrale ne bénéfice pas beaucoup de souplesse dans la production, mais par contre produit le Kwh a meilleur coût que les centrales turbines à gaz.

La région de l'Est bénéficie de groupes ré[illegible], seulement 13,3% (54 MW) [illegible] doivent être déclassés dans les prochaines années, car mis en service en 1951-1952.

Pour satisfaire convenablement a ses besoins la région devrait disposer de 317,6 MW. Elle dispose de 425 MW. Elle à donc un suréquipement de 107,3 MW (25,2 %).

Ce suréquipement peut servir aux échanges avec la Tunisie mais aussi par l'interconnection servir d'appoint à la région du centre.

Il faut signaler une contrainte dans la région de l'Est crée par la dimension des 2 groupes de 137 MW. Une panne sur un de ces groupes poserait des difficultés pour la satisfaction de la demande pour la région mais aussi dans tous le réseau interconnecté.

3.3. L'utilisation des capacités de production au niveau national.

En 1978, avec la mise en service de 310 MW en turbine a gaz, le réseau interconnecté dispose en absolu de 604 MW d'excedents de capacité. Si nous faisons l'analyse à partir de la puissance maximale requise le réseau dispose d'un suréquipement de 443,3 MW. Ce suréquipement cache nous l'avons déjà vu, un parc vétuste de 232 MW en thermique, et de 187 MW en hydraulique. De plus les capacités disponibles en hydraulique sont faible lors de la pointe a cause de la faible productibilité des barrages durant le mois de décembre. A toute ces défavorables il faut ajouter une croissance de la demande très importante, qui risque de mettre l'outil de production en difficulté.

Enfin, un dernier critère permet de montrer au niveau de l'appareil de production si il y a utilisation optimale des capacités productives. Ce critère est donné par le niveau des pertes.

Les pertes totales incluent les perles de production, de transport et de distribution. Elles se sont élevés dans le réseau interconnecté du Nord en 1978 à 581,8 Gwh pour une production brute de 4357,6 Gwh. Elles était de 490,1 Gwh en 1977 pour une production brute de 3 892,4 Gwh. Si nous reprenons les temps d'utilisation moyens pour les deux années, on pourra calculer les puissances utilisées pour satisfaire ces pertes. Le temps d'utilisation moyen était de 2835,6 heures en 1977 et 2612,3 heures en 1978. Les puissances utilisés pour satisfaire ces pertes sont donc respectivement en 1977 - 172,8 MW et en 1978- 222,7 MW - cela représente respectivement 11,8 % de la puissance totale installée en 1977 et 12,1 % de la puissance totale installée en 1978 - cela est important, et significatif du rendement de l'ensemble du système de production - distribution.

Mais nous pensons que nous approcherons mieux la connaissance de la maitrise de la production si l'on retire aux pertes totales les pertes de distribution : Les pertes de production et de transport - nous fourniront une image plus précise sur l'adéquation entre l'offre et la demande.

En 1978 les pertes de production et de transport se sont élevées à respectivement 176.2 Gwh et 191,8 Gwh.

Ainsi 368 Gwh sont utilisés à satisfaire les pertes - Cela représente une capacité de 130 MW utilisée pendant le temps moyen de 1978(c'est à dire 2 612,3 heures).

Ce niveau des pertes confirme les points que nous avons essayé de montrer dans ce chapitre:-

- Une structure de production trop concentrée dans les différentes capitales régionales, qui nécessite donc un transport important pour amener le produit chez le consommateur-

- Un outil de production, enfin de compte, très peu diversifié qui oblige le producteur d'entretenir toujours un niveau élevé de la production pour coller a une demande qu'il n'arrive pas à connaître avec une relative précision.

- Enfin, nier une évidence, le fait qu'il n'existe pas un suréquipement, mais seulement un équipement dont une bonne partie ne peut ^être utilisé au moment adéquat pour des raisons techniques. La vétusté d'une importante partie du parc de centrales qui fait que celui-ci tombe souvent en panne - ou encore pour l'hydraulique en plus de l'age des équipements, l'envasement des barrages et l'obstruction des drains, par le phénomène d'erosion des sols.

Deuxième partie.

LES INVESTISSEMENTS ELECTRIQUES

1. CHOIX DES INVESTISSEMENTS.

1.1. Choix des techniques pour la production d'électricité.

1.1.1. Place possible de l'hydroelectricité.

Dans les pays du Nord industrialisé les installations hydroélectrique sont été considérées comme le principal symbole du developpement. Disposant de ressources hydrauliques importantes, ces pays ont aménagé aujourd'hui quasiment l'ensemble des sites disponibles. L'intérêt pour ces pays de tirer profit de leurs ressources hydrauliques vient du fait que la production électrique d'origine hydraulique, permet des économies en devises (en economisant du fuel), est donc favorable à la balance des paiements. Si l'on a un facteur de charge important, il est parfois fort avantageux d'utiliser les installations hydrauliques pour les périodes de pointe, ou comme source de production d'appoint dans un système intégré de production d'énergie électrique.

La considération qui limite la construction de centrales électriques hydrauliques est celle du coût du capital. Le coût du capital constitue généralement 80 à 85% du coût total par unité d'énergie produite dans une installation hydraulique. Ce pourcentage est de 40% seulement dans le cas d'une installation thermique. Par contre pour les centrales thermiques le combustible (généralement du fuel) constitue une part égale a celle du coût du capital. C'est à dire de manière générale 40% du coût total de l'énergie produite.

Une fois ces données techniques connues et acquis le fait que l'Algérie ne dispose pas de ressources hydrauliques importantes (pas de rivières régulières à fort debit) mais disposant par contre de ressources energetiques fossiles : - le choix est clair. Ce choix de ne pas développer l'electricité d'origine hydraulique est encore aggravé par la rarté du capital.

Dans l'analyse de la production nous avons montré que depuis 1970 il y a un net recul de la production électrique d'origine hydraulique. Depuis 1965 date de mise en service de la Centrale de Mansouriah (100MW), aucune autre réalisation ne fut entreprise.

Quel peut être l'avenir de l'hydraoelectricité en Algérie ?

On parle actuellement d'un plan de developpement pour l'hydraulique. Nous ne savons pas si les differentes installations programmées seraient équipées de Turbo générateurs. Même si cela était, la place de l'hydroélectricité restera toujours marginale en vue de la croissance de la consommation (donc de la production).

1.1.2. Le choix entre centrale thermique vapeur et centrale Turbine à gaz.

- Le degré de liberté dans le choix des Techniques pour la production de l'énergie electrique est très faible. Des lors que l'on à décidé de produire de l'électricité, les écarts entre les procédés disponibles au plan mondial sont relativement restrients et portent souvent sur des solutions differentes données aux mêmes difficultés techniques.

Il semble, que pour les groupes thermiques vapeur, les producteurs d'électricité demandent aujourd'hui des capacités dépassant souvent les 100MW pour bénéficier des économies d'échelle que permettent de fortes capacités. Mais naturellement les constructeurs proposeront aujourd'hui des groupes de plus de 700MW. Pour les centrales Turbines à gaz la question ne peut être formulé de la même manière du fait que c'est une technologie peut être assez ancienne (moteur à reaction), mais dont l'application a la production électrique est très récente - aussi les capacités proposées varient aujourd'hui de 5 à 6MW à 100MW par groupe.

Aussi pour les dimensions des centrales realisées aujourd'hui en Algérie, la puissance installée atteinte par la jonction de nombreux groupes Turbines à gaz rivalise avec la puissance des centrales Thermiques Vapeur. Cette rivalité ne peut exister que dans le Nord du pays, et plus précisement sur le littoral marin car le choix entre une centrale thermique vapeur et une centrale Turbines à gaz ne peut exister que si le site choisi dispose de ressources en eau assez importantes, sinon le choix ne peut aller que vers la production électrique par groupes Turbines à gaz dont le refroidissement est atmospherique. La centrale de Marsat El Hadjaj utilisera environ 66000m^3 heure d'eau de mer et 1000m^3 par jour d'eau potable pour les circuits auxiliaires.

- Quant on s'interroge sur le choix a faire d'un point de vue économique entre une installation thermique vapeur et une installation en Turbines à gaz (quand ce choix est possible), la question dans la plupart des cas se pose en termes de coût en capital car la rareté du capital est un facteur important dans la comparaison.

Les chiffres que nous possedons tirés d'une étude interne de la Sonelgaz (1) montrent que pour des groupes de 137MW de la centrale thermique de Skika (2x137) et des groupes de 30MW de la centrale Turbines à gaz de Babezzouar (4x30MW) le Kw installé est favorable à la centrale thermique vapeur (1397,8DA) contre 1722DA pour la centrale Turbine à gaz.

Naturellement ce désaventage des groupes Turbines à gaz sera aggravé, par le rendement meilleur des groupes thermiques vapeur, puisque ces derniers consomment moins de combustible que les groupes Turbines à gaz par unité électrique produite et par la durée d'amortissement de Sonelgaz plus favorable au thermique vapeur (25 ans) qu'a la Turbine à gaz (15 ans). Par contre, des chiffres communiqués par des responsables de Sonelgaz - sur les centrales de Masat el Haddjaj (thermique vapeur 3x170MW) est M'Sila(22x25MW) T.G)-donnent sur le plan du KW installé un très net avantage à la centrale Turbine à gaz 1272DA KW contre 2549 DAKW pour la centrale Thermique. Naturellement, cet écart sera réduit légèrement par les avantages spécifiques des groupes thermiques.

Une question qui ne peut encore avoir de réponse parce que la centrale de M'Sila est un projet qui redemarre et qui est donc succeptible de réevalution, est de savoir si pour des puissances installées importantes et identiques, il y a renversement de la situation au profit de la Turbine à gaz ?

Enfin un dernier critère, qui permet le choix entre une centrale thermique vapeur et une centrale Turbine à gaz, est donné par la nature de l'affectation des capacités ainsi installées. La centrale turbine à gaz est interessante comme capacité d'appoint pour repondre aux pointes, du fait de sa qualité propre de monter rapidement en puissance. Cinq minutes suffisent pour atteindre sa pleine capacité. Les groupes Turbines à gaz ont d'autres avantages non négligeables dont les plus importantes sont les suivantes :

(1). Etude de la Tarification - Analyse des coûts. Division planification et système - Novembre 1977.

- Une plus grande facilité pour augmenter la production par petites étapes et pour choisir la localisation permettant un minimum de transport.

- Un autre avantage est constitué par la possibilité de maintenir des coûts unitaires raisonnables (quant il s'agit de petites centrales) si la demande est inférieure aux prévisions.

- La période de construction et plus courte et les investissements nécessaires sont moins élevés et plus facilement déterminés.

- L'investissement peut être répétitif et devra permettre une meilleure maitrise technique. Il peut même ouvrir la voie a la fabrication locale. Il semble que ce dernier critère est perdu de vue puisque l'on prévoit pour les futures centrales de Aïn M.LILA (1981 et d'Alger (1980) de les equiper de goupes de 70 MW. Cet palier "technique" dans la Turbine à gaz dâte de moins de 10 ans. Ces groupes de 70 MW risque de poser le problème de leur fiabilité, ils poseront en tout les cas celui de leur maitrise technique - mais aussi risquent de repousser les échéances pour voir se réaliser en Algérie la construction de Turbines à gaz.

1.2. Méthodologie utilisée par la Sonelgaz pour amener une décision d'investissement dans la production.

On ne peut parler dans le cas de la Sonelgaz de méthodologie unique pour amener une décision d'investissement dans la production pour plusieurs raisons:

a) L'objet d'une entreprise nationale comme Sonelgaz est de rendre à la collectivité des services quelle attend, et normal ement de les rendre au meilleur coût par une combinaison appropriée de diverses techniques.

b) Au caractère aléatoire de la demande doit repondre une production garantie.

c) L'objectif est la production d'une "montagne de charge", c'est à dire d'un ensemble de produits liés. Le Kwh de l'heure creuse d'été, n'est pas comparable au Kwh de la pointe.

d) Le niveau de la production est relativement faible et certains projets comme Sonacome Tiaret (Carrosserie) SNS Jijel (Aciers Fins), SNS M'Sila (Aluminium) exigent des capacités installées spécifiquement pour eux.

e) L'investissement électrique doit être fait antérieurement ou du moins de tel sorte que le demarrage de la production du projet - et la pleine charge de la centrale électrique, arrivent en même temps.

f) La décision d'investir dans un projet industriel échappe à l'entreprise Sonelgaz qui subit cette décision et doit être capable d'y repondre par une production électrique.

Ainsi en fonction de cet ensemble de raisons, le problème du choix des investissements électriques est très complexe dans la mesure où il conditionne à la fois la plupart des investissements industriels et est conditionné par eux. Aussi il est difficile de définir une methode générale de choix d'investissements électriques. Devant cet impossibilité, on emploi généralement deux approches, l'une globale ou l'on raisonne sur des programmes pris dans leur ensemble, l'autre analytique qui utilise des critères permettant de sélectionner des projets. Naturellement ces deux methodes intègrent chaque fois qu'il leurs est demandé les besoins des autres secteurs, parfois fort consommateurs.

1.2.1. Les prévisions de la demande d'électricité (1)

Les prévisions de consommation au niveau globale (consommation nationale) établies par la direction de la planification de Sonelgaz utilisent trois méthodes :

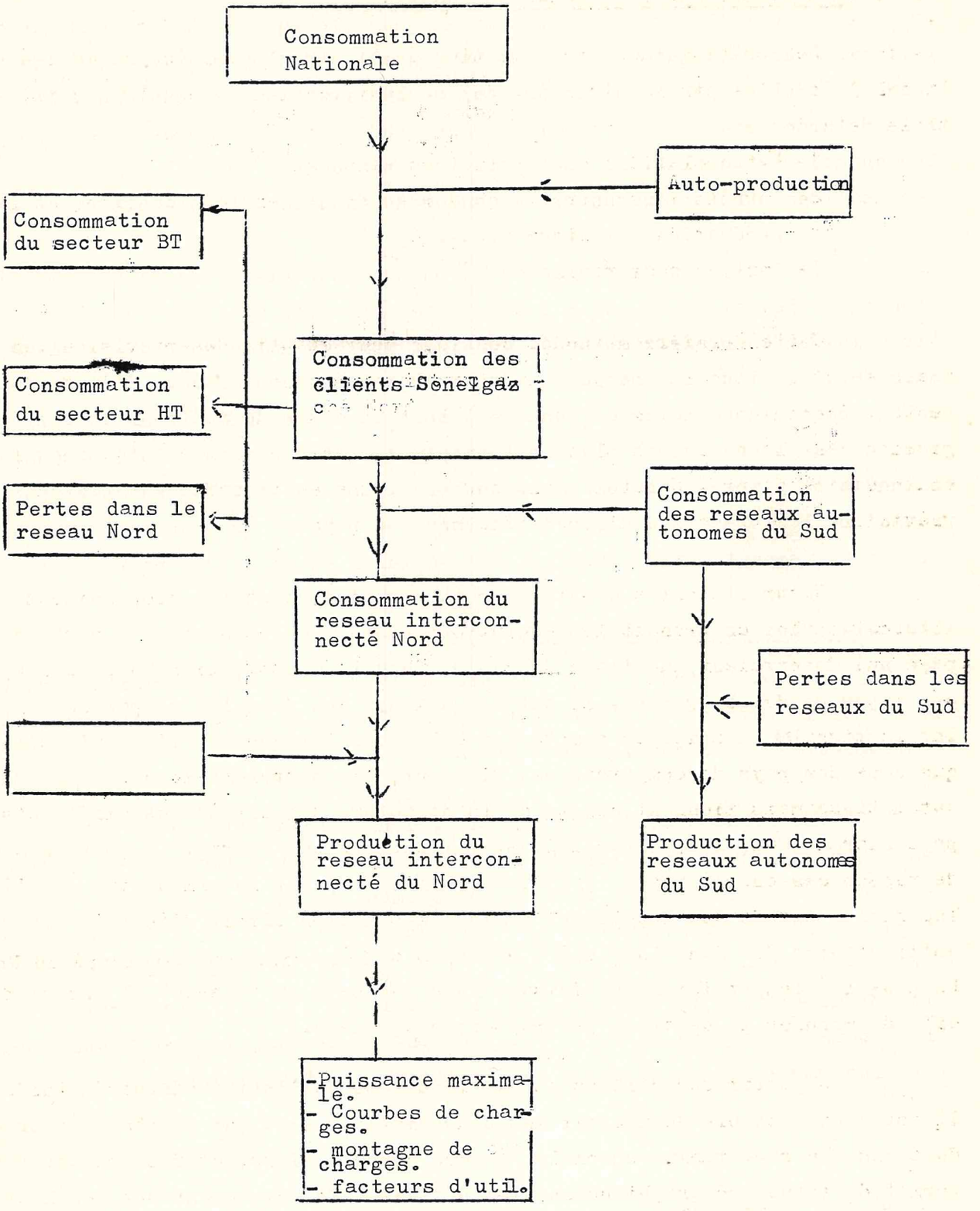
1- extrapolations des évolutions passées.
2- corrélations entre la consommation d'énergie électrique et la production intérieur brute.
3- analyse sectorielle.

Cette dernière méthode, consiste pour établir des prévisions, en un recensement de tous les projets industriels gros consommateurs d'énergie par secteur économique homogène qui sont soit en cours de realisation soit programmés dans le cadre des plans nationaux de developpement et d'estimer leur consommation future. Naturellement cette analyse sectionnelle integre dans ses prévisions les objectifs d'électrification du pays.

Naturellement a ces trois methodes s'ajoutent les comparaisons internationals, en prenant les évolutions passées et présentes de certains pays qui donneraient une image de ce que sera la consommation en fonction du niveau de developpement. Il est à souligner que dans les comparaisons internationales la prise en compte des bilans énergétiques de l'Algérie ainsi que ceux des pays de comparaisons. Bien sur, les corrélations ne seront pas automatiques mais tiennent compte de la structure des bilans des différents pays entrant dans les comparaisions. Par exemple en Algérie, le pourcentage de ressources energétiques primaires utilisées par l'intermédiaire de l'électricité est de 18% seuelement de la consommation finale d'énergie alors qu'il atteint 30% dans la plupart des pays de l'hemisphere développé du Nord. De plus les comparaisions se faisant avec des pays en "avance" il est difficile de mesurer le decalage par rapport a ces pays.

A partir des données et des resultats de l'utilisation des méthodes, il est donc possible de prevoir les consommations - et par la même les productions. La repartition regionale de ces consommations, et des productions permet de situer géographiquement les déficits. En raisonnant sur des heures d'utilisation de l'outil de production - on arrive enfin à calculer les puissances à installer. Naturellement ces prévisions doivent tenir compte impérativement

(1) : Voir Schema page suivante.



Schema d'articulation des Prévisions d'énergie électrique.

des delais de realisation des ouvrages.(generalement trois ans pour une installation thermique et 6 ans pour une installation hydraulique). Il faut souvent ajouter à ces delais normaux de realisation des ouvrages, les delais de procedures administratives, les études et les retards eventuels sur les chantiers. De plus, il faut parfois tenir compte des delais dans les realisations annexes (Transport - postes de transformation - distribution).

Il est a souligner que cette phase de prévision de la consommation d'énergie électrique en Algérie est faite par le groupe "prévision" de la Direction de la Planification de Sonelgaz composé uniquement d'Algériens, mais fait appel soit à des modeles de prévisions élaborés par les services de l'EDF. soit à des études commandées à SOFRELEC (France). Parfois Sonelgaz signe un contrat avec une entreprise étrangère spécialisée dans l'ingéneering des Centrales pour pouvoir disposer d'outils de calcul et permettre la formation de ses ingénieurs. On peut citer pour illustrer cela le contrat signer entre Sonelgaz et tractionel en Juin 1976 pour 2 ans.

1.2.2. L'étude Technicoéconomique.

Aussi l'Etude prévisionnelle de la demande d'électricité permet de situer le deficit de l'offre et par la même inciter à un accroissement des capacités de production installées.

Le groupe "etudes" de la direction planification à partir des résultats du groupe "prévision", va réaliser une étude technico-économique de la centrale électrique. Il va naturellement la dimensionner, la localiser et par la même souvent choisir la technique de production (thermique vapeur turbines à gaz - hydraulique). Enfin il va par l'intermédiaire de la Direction planification informer la tutelle et le [illegible] (Ministère du Plan et de l'aménagement du Territoire. Enfin, il communiquera l'étude une fois les agrements obtenus, à la direction de l'ingeneering.

2.1. L'investissement électrique dans l'investissement industriel.

Le tableau II/1 indique que l'investissement électrique tout en étant fortement cpaitalistique reste modéré dans l'ensemble des investissements industriels. Il indique aussi qu'il n'a pas eu la même attention lors des trois plans. Il est de l'ordre de 3,1% de l'ensemble de l'investissement industriel lors du plan triennal. Il passe à 8,% lors du 1er plan quadriennal pour regresser à 3,6 % lors du 2eme plan quadriennal. Cette variation de l'importance accordée a la branche électricité s'explique, par ce que nous avons déjà vu lors de la 1ere partie, c'est à dire des changements survenus à la fois au point de vue de la demande d'énergie électrique et de la production d'énergie électrique.

Aussi lors du plan Triennal (1967-1969) l'existance de capacités excedentaires orientait l'investissement, vers les activités liés du transport et à la distribution de l'énergie électrique ainsi qu'au travaux de renouvellement. La forte croissance de la demande introduite par les activités développées lors du plan triennal et les prévisions qui en découlaient, tout en tenant compte de la chute de la production hydraulique) orientaient les investissements lors du 1er plan quadriennal (1970-1973) lors la mise en place de moyens de production en général nettement plus capitalistiques que les acitivités de transport et de distribution.

Enfin lors du 2eme plan quadriennal nous retrouvons, une période "identique" a celle du plan triennal, c'est à dire il s'agit d'utiliser les capacités installée et donc investir dans le transport la distributions et les activités annexes.

Il faut aussi noter que l'analyse de la structure de l'investissement en terme de pourcentage cache l'augmentation des montants alloués a ces investissements.

Tableau II/1 : STRUCTURE DES INVESTISSEMENTS INDUSTRIELS AU COURS DES TROIS PLANS EN %.

	Plan Triennal (1967 - 1969) (a)	1er Plan Quadriennal (1970 - 1973)	2eme Plan quadriennal (1974-1977) (b)
* Hydrocarbures	55,5	48,5	46,0
* Mines	3	3,5	2,6
* Sidermrgie	25,7	27,6	13,8
* Constructions mécaniques et électriques .	2,1	[illegible]	14,7
* Chimie	9,3	5,3	9,4
* Matériaux de construction	1	6,3	9,7
* Electricité	3,1	8,0	3,6
T O T A L	100	100	100

Source : S.E.P. - a) réalisation
b) prévision.

2.2. Rythme des investissements de la Sonelgaz.

Nous n'avons pas pu trouver de sources d'informations précises sur l'investissement dans l'activité "électricité" sur la période allant de 1969 à 1978. Les informations incluaient souvent l'activité gaz et les activités annexes tels que par exemple la promotion des ventes d'appareils d'utilisation et des travaux liés à leur installation ou encore, la vente des produits pétroliers (G.P.L.)

Aussi pour l'analyse du rythme de l'investissement nous allons traiter de l'investissement total de la Sonelgaz tout en sachant que l'activité électricité représente plus de 60% de cet investissements

Dans le tableau II/2 on remarque que l'investissement total de la Sonelgaz est passé de 240 millions de DA lors du plan triennal à 1530 million de DA lors de 1er plan quadriennal et enfin à 5356 millions de DA durant la période 1974 - 1978.

Il faut noter que le cadre des plans ne fixe pas de bornes rigides aux réalisations qui souvent commencent durant une période et se poursuivent sur l'autre période.

Dans le tableauII/2 il faut considérer les activités liées à la production de la Sonelgaz comme consistant uniquement à la production d'énergie électrique c'est essentiellement l'investissement en moyens de production c'est à dire la construction de centrales.

Dans les activités liées à la distribution sont inclus à la fois le transport et la distribution d'énergie électrique mais aussi le transport et la distribution du gaz.

Enfin il faut comprendre par des activités diverses, les activités liées à la promotion des ventes d'appareils ménagers et leur installations, les activités liées au renouvellement du matériel, et des activités d'études.

Tableau n° II/2 : RYTHME D'INVESTISSEMENT DE 1967 à 1978

ACTIVITES	1967	1968	1969	Total triennal	1970	1971	1972	1973	Total 70/73	1974	1975	1976	1977	1978	Total 74/78.
ACTIVITES LIEES A LA PRODUCTION	16	10	18	44	59	148	189	159	554	102	189	290	374	332	1287
ACTIVITES LIEES A LA PRODUCTION	19	20	65	104	102	117	120	125	464	239	260	407	591	802	2299
ACTIVITES DIVERSES	19	18	65	92	132	151	103	125	511	156	313	295	430	576	1770
TOTAL	54	48	148	240	293	416	412	409	1530	497	762	991	1395	1710	5356

Source : Bilan des réalisations de la Sonelgaz - complété Sonelgaz Septembre 1978.

a) L'investissement durant le plan Triennal (1967-1969)

Trois projets de construction de centrales ont été lancés à la fin du plan triennal. Leur réalisation s'est poursuivie durant les deux plans suivants. C'est pourquoi le volume des investissements liés à la production est faible durant le plan triennal, et représente 18,3% de l'ensemble des investissements. L'ensemble les activités liées à la distribution sont importantes du fait de la volonté de la Sonelgaz de distribuer les produits (électricité et gaz) fortement disponibles et qui nécessitaient l'étoffement d'une infrastructure de distribution. Ces activités liées à la distribution ont consommé 43,3% de l'ensemble des investissements de la Sonelgaz.

Enfin les acitivités diverses entraient dans cette politique de promotion de produits disponibles. Ces activités ont consommé 38,4% de l'ensemble des investissements de la Sonelgaz.

Le manque d'informations complémentaires ne nous permettent pas de voir a l'intérieur de ces différents investissements les détails par exemple la part du transport ou de l'électrification rurale dans l'activité distribution.

b) L'Investissement durant le 1er plan quadriennal (1970-1973).

Tout en continuant les projets commencés lors du plan triennal - d'autres projets de centrales furent lancés durant le 1er plan quadriennal. Cela explique la part trés importante prise par l'activité liée à la production pendant le plan. Cette dernière représente 36,2% de l'ensemble des investissements de la Sonelgaz.

Ainsi par rapport au plan triennal la part prise pour la mise en place de moyens de production est passée du simple au double.

Si nous prenons maintenant les chiffres du tableau II/2 on remarque que les activités liées à la distribution (i-e Transport et distribution) régressent mais restent au niveau, des activités liées à la production. Elles représentent 25,8% de l'ensemble de l'investissement.

Ainsi, si la préocupation du plan triennal était surtout de permettre une meilleure utilisation des capacités de production existantes, cette préocupation a été, lors du plan quadriennal (1970-1973), doublée par un impératif de développement des moyens de production et cela, au vu de la croissance de la demande, mais aussi, nous le verrons plus loin, des retard liées à la réalisation des équipements.

Une information importante contenue dans le tableau II3 montre que durant le plan quadriennal (1970-1973) les réalisations sur le réseau de transport et l'électrification on reçu la même importance montrant la nécessité de combler un retard dans la mise en place, ou la rénovation d'un réseau de tran transport désuet qui ne repondait plus aux exigences du moment.

Durant le deuxième plan quadriennal le réseau de transport va recevoir une part importante des investissements; une ligne 220 KV traversera le territoire d'Est en Ouest.

c) <u>L'investissement devant le plan quadriennal 1973-1977 et l'année 1978.</u>

De nombreux projets du premier plan quadriennal ont vu leur réalisation se poursuivre durant le deuxième plan quadriennal. Mais durant le deuxième plan quadriennal (9) projets du centrales ont été lancés. Nous avons déjà vu que les capacités installéss sont passé de 608 MW en 1967 à 1834 MW en 1978.

Le Tableau II/4 indique que durant la période 1973-1978, 1283 millions de DA ont été investis dans la mise en place de moyens de production électrique. Cela représente 24-25% de l'ensemble de l'investissement de la Sonelgaz - Mais cette part est plus du double en valeur de celle investie dans la même activité lors du premier plan quadriennal. Ce genre de conclusion est a relativiser du fait que les réalisations se chevauchent d'un plan à un autre mais aussi que l'inflation sur les biens d'équipements fausse complétement les analyses en termes de valeur . Dans l'ensemble de l'investissement il y a donc regression de la part réservé à la production et cela par rapport au 1er plan quadriennal. Cette part passe de 35,5% à 25 %.

Tableau : II/3 Structure des Investissements - électricité et gaz durant les plans quadriennaux.

	Plan Quadriennal 1970 - 1973		Plan Quadriennal 1974 - 1977	
	en valeur (10^6DA)	en %	en valeur (10^6DA)	en %
* Moyens de production	536,1	35,5	989,9	25,0
* Réseau de Transport	183,2	12,2	847,6	21,2
* Electrification	206,3	13,6	401,0	10,0
* Réseau de distribution et de Transport. de gaz.	13,6	9,0	456,0	11,5
* Programme propre	321,2	21,2	836,0	21,0
* renouvelement	128	8,5	253,0	6,3
* Autres	-	-	212,2	5,0
T O T A L	1 511	100	3 996	100

Source: Sonelgaz

Tableau II/4 : Répartition par rubriques des investissements de la Sonelgaz

Années / en M.DA	1962	1969	1973	1974	1975	1976	1977	1978
- Investissements	155	148	408	537	785,6	1005,6	1404,5	1887,7
dont x centrales				101,7	189,9	289,9	303,2	514,3
x transports				71,4	91,2	196,2	323	368,4
x electrification (1)				63,6	119,9	91,7	143,9	1973
- Distribution gaz (2)				37,7	46,7	49	57,6	47,5
Antennes gaz(3)				102,1	82	74,8	66,6	129,5
Autres				160,5	255,9	312	510,2	665

(1) Electrification : raccordement des foyer au réseau électrique

(2) Raccordement des usagers au sein d'une localité

(3) Canalisation entre gazoducs principaux Sud Nord et les villes alimentées en gaz.

E M P L O I	4724	4824	6494	7273	7828	10168	11.905	14550

° Si la part de la production regresse, la part prise par la mise en place d'un réseau de transport croit de façon trés forte.
Durant le 2eme plan quadriennal 847,6 millions de DA ont été consommés pour la réalisation d'un réseau de transport contre seulement 183,2 millions de DA lors du 1er plan.

Effectivement les besoins de l'industrialisation, et la volonté politique de mettre fin aux disparités regionales, oblige le producteur a transporter l'électricité souvent sur de longues distances. Pour minimiser les pertes, le producteur est obligé d'augmenter la puissance des lignes. Aussi le producteur va d'abord etoffer son réseau de transport et en même temps le doter de ligne trés haute tension 150 et 220 KV.

Il faut noter que le réseau de transport haute tension est passé de 3028 Km en 1967 à 5057 Km en 1977.

- comme la finalité de la production électrique est celle de l'amener jusqu'au consommateur final (industriels-ménages) un effort important est fait pour la mise en place d'un réseau de distribution qui doit couvrir l'ensemble du territoire à la fin des années 1980. Cet effort a été commencé durant le plan triennal.

- 183 centres ont été électrifiés entre 1967 et 1969

- 466 centres l'ont été entre 1970 et 1973

- 1438 centres ont été électrifiés à la fin de l'année 1977.

2.3. L'investissement électrique dans le processus de formation du capital.

Il est utile de connaitre quelle est la part de l'accumulation nationale qui est réservée aux investissements électriques. Cette connaissance peut nous permettre de voir, tout au moins dans notre problématique l'intérêt de développer rapidement un secteur qui peut à la fois servir l'industrialisation et la promouvoir.

T a b l e a u : II/5.

Année	P.I.B (a)		F.B.C.F		Investissement électrique		F.B.C.F	Investissement électrique.
	1		2		3		4 xx	5 xxx
	en valeur	en %	en valeur	en %	en valeur	en %	en %	en %
1966	14,69		2,2		-		14,9	-
1967	16,22	10,4	2,72	236	-		16,7	-
1968	18,79	15,8	4,13	51,8	-		22,0	2,6
1969	20,53	9,3	5,75	39,2	0,142		28,0	2,46
1970	21,87	6,5	7,41	28,8	0,292	105,6	33,8	3,94
							37,3	497
1971	22,69	3,7	8,47	14,3	0,411	40,7		
1972	26,30	15,9	9,70	14,5	0,408	- 3,2	36,8	4,2
1973	28,12	6,9	12,00	23,7	0,389	- 4,9	42,6	3,2
1974	52,30	85,9	17,70	47,5	0,461	18,5	33,8	2,6
1975	56,70	8,4	24,60	38,9	0,721	56,4	43,3	2,9
1976	58,60	3,3	31,60	28,4	0,927	28,6	53,9	2,9
1977	-	-	-	-	1,404	51,4	-	-
1978	-	-	-	-	1,780	26,8	-	-
1979	-	-	-	-	2,400	34,8	-	-

Sources - chiffres des cases 1 et 2 SEP

3 Sonelgaz

a) Produit intérieur Brut
x Prévisions
xx en % du PIB
xxx en % de la FBCF

Les enseignements tirés de ce tableau sont de quatre ordres.

a) L'accroissement du produit intérieur brut(P.I.B.) est trés fortement lié aux résultats d'un seul secteur celui des hydraucarbures. On remarque la forte croissance après les augmentations du prix du pétrole brut de 1973.

b) Effectivement la croissance de la formation brute de capital fixe (FBCF) se fait concomitament avec la croissance du P.I.B. mais avec un rythme beaucoup plus important, avec certaines irrégularités. A chaque niveau de développement, une fraction de plus en plus importante est affectée au dépenses d'investissements. Même lorsque le P.I.B. a connu des Taux de croissance faibles, la F.B.C.F. a continué à croitre a un rytme soutenu.

c) Parallèment à la croissance à la fois du PIB et surtout de la F.B.C.F. l'investissement électrique a cru a un rythme trés important. Il est passé de 0,142 milliardes de DA en 1969 à 2,400 milliards de DA en 1979 Cet accroissement s'est effectué avec certaines irrégularités que nous avons déjà mentionné, tenant tout à la fois a la nature des phrases d'équipements, à leur maturation ainsi qu'aux difficiles de réalisations. Difficites que nous verrons plus loin.

d) L'investissement électrique, malgrés son accroissement important, a baissé en pourcentage de la F.B.CF. Il est passé de 3,94 % en 1970 à 2,9% en 1976. La charge de cet investissement reste lourde, mais son financement ne doit pas poser de gros problèmes au niveau national, si on considére que le développement de cette branche est prioritaire car soutendant les autres secteurs industriels et agricoles.

Nous verrons que le financement de ces investissement posent des problèmes au producteur Sonelgaz pour des raisons objectives liées à la fois à la gestion de l'entreprise et aux conditions de réalisation de ces investissements.

2.4. Le financement des investissements électriques.

2.4.1. Evolution comparée du chiffre d'affaire de l'électricité et des investissements électriques

Pour pouvoir expliquer les difficultés issues du financement des investissements électriques, il est important de voir l'évolution des investissements électriques comparée au chiffre d'affaire " électricité"mais aussi l'investissement total de la sonelgaz comparé au chiffre d'affaire total

Le tableau II/6 montre que l'investissement électrique constitue comme nous l'avons déjà écrit, la part la plus importante de l'ensemble des investissements. Il imprime son évolution à l'ensemble des investissements de la Sonelgaz.

Néanmoins les autres investissements de la Sonelgaz ponderent un peu le rythme et cela jusqu'en 1977. Ils en accentuent le rythme en 1978 pour des raisons (voir tableau n°II/4 page [illegible]) qui tiennent surtout à l'augmentation des volumes d'investissements dans le secteur du gaz.

- De même manière que l'investissement, le chiffre d'affaire électrique constitue la part la plus importante dans l'ensemble du chiffre d'affaire de la Sonelgaz. Dans le tableau II/7 Page [illegible] on remarque que cette part se réduit d'année en année puisqu'elle passe de 83,7% en 1969 à 68,8% en 1977 malgrés comme nous l'avons vu dans la première partie, la croissance trés importante des ventes d'électricité.

Cette baisse relative de la part du chiffre d'affaire électrique dans l'ensemble du chiffre d'affaire provient [illegible] :

- des difficultés de recouvrement des créances sur les administrations et sociétés nationales. En 1976 les impayés représente 8,7 % du chiffre d'affaire,
- de la croissance de la part du chiffre d'affaire gaz qui a été doublé entre 1969 et 1977.
- de La croissance des activités annexes de la Sonelgaz (ventes d'appareils domestiques utilisant gaz et électricité et leur installation)

Tableau II/6. Evolution des investissements et des chiffres d'affaires.

Années	Investissements				Chiffre d'affaire				Investissements / chiffre d'affaire	
	Électriques		Totaux (a)		Electricité		global (a)			
	1	2	3	4	5	6	7	8	1/5	3/7
	Valeur	Δ en %	Valeur	Δ en %	Valeur	Δ en %	Valeur	Δ en %		
1962	-		155							
1966										
1969	142		148		219,9		262,7		64,5	56,3
1970	292	105,6	293	98	249,5	13,4	302,8	15,3	117,0	96,7
1971	411	40,7	416	41,9	282,2	12,7	342,8	13,2	149,6	127,3
1972	408	(-3,2)	412	(-3,8)	309,8	11,8	383,1	11,7	131,7	107,5
1973	385	(-4,9)	409	(-0,8)	346,3	13,9	429,3	12,1	112,3	95,2
1974	461	18,5	537	213	394,4	13,7	506,8	18,1	116,8	98,0
1975	721	56,4	785,6	46,2	448,3	13,6	621,4	22,6	160,8	122,6
1976	927	28,6	1005,6	28,0	517,6	15,4	737,6	18,7	176,0	134,3
1977	1395	50,4	1404,5	39,7	591,0	14,1	833,1	12,9	237,6	167,4
1978	1780	26,8	1887,7	34,4	637,0	7,8	8[illegible],9	6,1	279,5	213,6
1979	2400(a)	34,8	-		760,0	19,3			315,7	
Moyenne 1969-78		32,3				13,6			174,4	121,8

*Source : MEIP.. Documents internes.
Sonelgaz bilan des realisations 1967-1977. Septembre 1978.
a) de la Sonelgaz y compris gaz - ventes d'appareils et autres travaux.
b) prévisions.

Tableau : II/7 Chiffre d'affaires par activité

	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
- Electricité	219,9	249,5	281,3	309,3	346,3	394,9	448,9	517,5	572,8	637,0
- Gaz	25,7	32,5	37,4	42,9	48,9	63,2	78,8	113,8	157,7	) 246,9
- Autres	17,1	20,8	24,1	30,0	34,1	48,7	94,3	106,3	102,4	)
T O T A L	262,7	302,8	342,8	382,2	429,3	506,8	621,4	737,6	833,1	883,9

Structure du chiffre d'Affaire en %

- Electricité	83,7	82,4	82,1	80,9	80,7	77,9	72,1	70,1	68,8	72,0
- Gaz	9,8	10,7	10,9	11,31	11,3	12,5	12,7	15,5	18,9	) 28
- Autres	6,5	6,9	7,0	7,8	8,0	9,6	15,2	14,4	12,3	)
T O T A L	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

- La stagnation (et même la baisse) des tarifs de l'électricité et du gaz - tandis qu'il y a accroissement des coûts de revient , dû justement aux conditions de réalisation des investissements (voir tableau ci-dessous)

Il faut signaler l'inadaptation de la tarification actuelle qui remonte aux années 1960 et dont le principe fondamental est l'analyse en terme de coût marginal.

LES PRIX DES PRODUITS DE LA SONELGAZ.

Produits	Unité	1969		1973		1977	
		PR.M(1)	PV.TTC (2)	PR.1	P.V.TTC	P.R.M.	P.U.T.T.C
- Eléctricité	KW	0.139	0,16	0,153	0,16	0,164	0,154
- Gaz	KW	0,0056	0,016	0,0076	0,016	0,0083	0,0129

Source : M.P.A.T. - Bilan dés réalisations 1967-1977.

- La comparaison des évolutions des investissements et du chiffre d'affaire électrique montre :

Des vitesses de croissances trés différentes. A des taux de croissance du chiffre d'affaire de l'ordre de 13,6% en moyenne par an de 1969 à 1978 est opposé un rythme des investissements de l'ordre 32,3% par an passant par des extrêmes de + 105,6% à - 4,9%.

Le rapport, investissement sur le chiffre d'affaire qui devait se situer entre 75 à 80%(Pourcentages caractéristiques de cette branche et qui a ces niveaux posent des problèmes de financement difficilement solubles) se situe au niveau de Sonelgaz par exemple pour la période 1967 à 1978 à 154,5. On imagine alors les problèmes de financement qui se posent a l'entreprise Sonelgaz, même si le rapport global sur chiffre d'affaire total est plus faible (127,8 pour la même période). Il est enfin à noter que pour l'année 1978, L'investissement électrique est égale à plus de trois fois le chiffre d'affaire électrique.

242. Les sources de Financement.

Il est a signaler la difficulté, au niveau des informations de distinguer le financement des investissements électriques, du financement de l'ensemble des investissements de la Sonelgaz. Cette difficulté peut de sa pertinence au niveau de l'analyse du fait de l'importance des investissements électriques dans l'ensemble des investissements de la Sonelgaz(voir tableau II.76)

a) Le bilan de financement des investissements de la Sonelgaz (voir tableau montre que la quasi totalité de ces investissements est réalisé à partir de ressources externes à l'entreprise.

Part de chacune des ressources dans le bilan de financement des Investissements.

	Total 1967-69	Total 1970-73	Total 1977-78
Ressources	100	100	100
Crédits à MT et LT	59,8	41,8	62,4
Crédits fournisseurs	1,8	13,4	10,1
Dotations et participations	36,3	20,4	17,9
Auto-financement	2,1	24,4	9,6

Il semble d'aprés le tableau ci-dessus que la tendance du financement des investissements de la Sonelgaz se fasse de plus en plus par l'appel à des crédits à Moyen et Long Terme. Les crédits fournisseurs ont représenté une part négligeable pendant le plan Triennal. Ils se sont stabilisés durant les deux plans quadriennaux et représentent un peu plus de 10%.

Pour les investissements de productions les dotations et participations de l'Etat sont negligeables. L'Etat n'intervient que pour le financement des programmes d'électrification, dont il assure (avec quelques retards) une part importante (1). Par dotations et participations, il faut entendre avances des tiers clients sur les raccordements.

(1) Voir le haut de la page 102/

Tableau II/8. Financement des investissements de la SONELGAZ

10^6 DA

	1967	1968	1969	Total 67-69	1970	1971	1972	1973	Total 70-73	1974	1975	1976	1977	1978	Total 77-78
A. BESOINS	53,7	48,2	148	249,9	293	416	412	409	1530	537,[illegible]	735,6	1005,5	1404,5	1887,7	3620,3
B. RESSOURCES	53,7	48,2	147,5	249,5	292,2	415,5	412,0	408,9	1528,[illegible]	537,2	785,1	1005,5	1404,5	1806	3610,1
* Credits à MT et LT	40,5	-	108,8	149,3	118,5	186,7	186,6	146,5	638,3	248,0	405,0	493	872	1481	3505
* Credits fournisseurs	-	-	4,4	4,4	3,4	52,2	82,0	67,0	204,6	28,9	117,0	196	227	-	568,9
* Dotations et participations	13,2	43,1	34,2	90,5	36	72,8	92,8	111,5	313,1	209,1	151,4	209	120	319	1008,5
- Auto-Financement		5,3	-	5,3	134,5	103,8	50,6	83,9	372,8	50,8	(1) 112,2	(1) 107,5	(1)(2) 185,5	81,7	537,7

Sources : Bilan des réalisations - 1967 , 1977 - Sonelgaz.

(1). Decouvert bancaire.

(2). Y compris participations des tiers (avances des clients sur raccordements)

	1970	1971	1972	1973	Total 70/73
A. Besoins	38,1	65,4	59,3	43,4	206,2
B. Ressources Dotation de l'Etat	7	35	60	70,8	172,8
Besoins de financement	-31,1	- 30,4	+ 0,7	+ 27,4	- 33,4(*)

(*) Il est à noter que les besoins de financement des programmes d'électrification sont en partie satisfaits par le découvert bancaire.

b) Les conditions de mise en place du financement de l'investissement.

Le financement des investissements de la branche comme celui de l'économie nationale se fait en général soit par le canal des organes financiers de l'Etat pour ce qui est des crédits internes et des dotations et par des organismes financiers étrangers pour les crédits externes. (voir tableau II/9)

Durant le plan triennal 1967-1969 les différents types de crédits représentaient :

60% en crédits internes long et Moyen Terme
1,8% en crédits externes
36,2 en dotation et participation
2,1 en autofinancement.

Cette répartition du financement montre bien que les investissements de la Sonelgaz pendant la période du plan triennal faisaient appel surtout à des ressources locales. Cela s'explique par le fait que très peu d'investissements de production et de transport ont été réalisé.

La période du premier plan quadriennal 1970-1973 a vu des changements dans la repartition des sources de financement. C'est ainsi que les crédits internes prennent une part plus faible (41,8%) tandis qu'il y a accroissement de la part des crédits externes (13,4%).

Il est à noter aussi la réduction des dotations et participations et un appel plus important au découvert bancaire.

Il faut enfin souligner que le financement de l'investissement de la Sonelgaz pendant le 1er plan quadriennal a drainé une part de ressources égale à 6,13 fois celle du plan triennal.

Tableau : II/9 Financement des Investissements de la Sonelgaz par source de crédit.

10^3 DA

Année	Crédits Internes	%	Crédits Externes	%	Dotations et Participation	%	Autofinancement	%	Total	%
1967	40 500	75,4	-	-	13 200	24,6	-	-	53 700	100
1968	-	-	-	-	43 100	89,4	5 100	10,6	48 200	100
1969	108 900	73,8	4 400	3,0	34 200	23,2		-	147 500	100
1967-1969	149 400	59,9	4 400	1,8	90 500	36,2	5 100	2,1	249 400	100
1970	118 500	40,5	3 400	1,2	36 000	12,3	134 300	46	292 200	100
1971	186 700	44,9	59 200	12,6	72,800	17,5	103 800	25	415 500	100
1972	186 600	45,3	82 000	19,9	92,800	22,5	50 600	12,3	412 000	100
1973	146 500	35,8	67 000	16,4	111 500	27,3	83 900	20,5	408 900	100
1970-1973	638 300	41,8	204 600	13,4	313 100	20,4	372 600	24,4	1528 600	100
1974	248 000	55,3	28 900	6,5	83 400	18,6	87 900	19,6	448 200	100
1975	405 000	56,2	117 000	16,2	90 000	12,5	109 000	15,1	721 000	100
1976	493 000	53,4	196 000	20,8	90 000	9,8	148 600	16,0	924 600	100
1977	916 000	69,3	183 000	13,8	120 000	9,1	102 600	7,8	1321 600	100
1974-1977	2062 000	60,3	524 900	15,4	383 400	11,2	448 100	13,1	3415 400	100
1967-1977	2849 700	54,8	733 800	14,1	787 000	15,2	825 800	15,9	5193 400	100

(1) Decouvert Bancaire.

Source: Tableau établi à partir du bilan Sectoriel 1967 - 1977 - M.E.I.P

Dès 1957 furent mis à l'étude les équipements du palier de 250 MW, donc d'une puissance unitaire double -

En 1963 le palier est passé à 600 MW, La puissance des dernières unités thermiques a été portée de 600 à 700 MW - 4 branches ont été lancé en 1977 -

L'élevation de la puissance unitaire des tranches qui suivi en France la progression de la consommation d'énergie électrique a été l'élement majeur de l'abaissement des coûts d'investissement . Les politiques des paliers techniques a permis de standardiser le matériel et par la même de réduire les coûts d'études et de fabrications ainsi que les frais d'entretien et d'exploitation. Elle à permis enfin d'harmoniser les objectifs d'E.D.F à long-terme avec ceux des fournisseurs, et a entrainé de surcroit une concentration à l'intérieur de l'industrie fabriquant du matériel de centrales élèctriques

En Algérie, la faiblesse du niveau de la demande électrique, qui a son corrolaire ,l'exiguité du parc de centrales, et par la même de la production électrique, l'inexistance sur le sol national de fabricants de matériel de centrales électriques, ont fait qu'il est relativement difficile au producteur, de se focaliser sur les problèmes de standardisation de l'outil de production qui néanmoins aurait pu avoir des retombées bénifiques, au moins au niveau des coûts des études et fabrications, des frais d'entretien et d'exploitation.

Les caractéristiques techniques des équipements thermiques vapeur .

Nous pensons que l'analyse des caractéristiques des équipements thermiques ne peut se faire sans à la fois, un rappel sur certaines données historiques et ensuite par la prise en compte de certaines contraintes de production. On s'explique :

Jusqu'en 1969 la politique de l'E.G.A (aujourd'hui Sonelgaz) était fortement influencée par ses relations avec E.D.F (electricité de France). Une très forte collaboration existait.

Depuis 1969 et surtout avec la croissance de la demande induite par le lancement des différents plans de développement, la politique précautionneuse pratiquée jusque là , a laissé place a une politique audacieuse nécessitée par les impératifs de l'heure et une volonté d'indépendance, en prenant en charge les désavantages d'une telle politique presque nécessaire. La décennie 1950 a vue l'introduction en Algérie de centrales équipées de groupes de 27 MW.

Quatre groupes furent installés, deux à la centrales d'Oran Ravin Blanc et deux à la centrale de Annaba - Elles ont été réalisé par les mêmes constructeurs français - (S.F.A.C.)

Il faut attendre 1961 pour que soient introduits en Algérie des groupes de 60 MW. Deux groupes furent mis en service à Alger - Port - En 1965la centrales d'Oran Ravin Blanc subit une extension par l'introduction d'un groupe - Ces trois réalisations sont l'oeuvre des constructeurs français S.F.A.C Jeumont Schneïder - Il apparait donc que pendant la période coloniale et jusqu'en 1965 la politique de réalisation des investissements dans la production thermique vapeur répondait aux critères déjà annoncés -

- Le critère du palier technique - en fonction de la puissance maximale appelé était appliqué

- On réalisaiton des tranches identiques, mais la faiblesse de la demande limitait le nombre de ces tranches

- La réalisation de ces groupes est confiéeà des constructeurs français.

Durant la période coloniale, les avantages d'une telle politique quant à l'abaissement des coûts de réalisation, d'entretien et de gestion sont certains. Ces avantages perdent de leurs intérêts avec l'indépendance de l'Algérie. Ils faisaient même peser une forte dépendance dans un secteur stratégique comme celui de la production électrique - Les pénibles renegociations des accords d'Evian en 1965, ont montré à la partie Algérienne l'ensemble des risques d'une trop forte dépendance avec l'ex-metropole.

Une volonté politique importante de changemnt sera appliqué à partir de 1969 (date de création de la Sonelgaz en remplacement de E.G.A). A partir de 1969 les critères de standardisation de l'outil de production perdaient de leur avantages durant la nécessité de diversification dans la réalisation de nouveaux équipements aussi bien de production, de transport, que de distribution.

La première action de diversification dans l'équipement thermique vapeur, a été de confier aux Italiens (AMN) l'extension des centrales de Annaba - et d'Oran - Un groupe de 75 MW fut mis en service en 1972 dans chacune des centrales.

- On fit appel aux Soviétiques de Technopromexport pour la réalisation de l'extension de la centrale d'Oran Ravin Blanc - Un groupe de 55 MW sera mis en service en 1973

La réalisation de la centrale de Skikda équipée de deux(2) groupes de 137 MW sera confiée a un groupement franco-Techcoslovaque SKODA(Tchecoslovaquie) fournira les groupes Turbo générateurs et BABCOK (France) fournira les chaudières. Le premier groupe sera mis en service en 1975 et le second en 1976.

Enfin en 1977 fut confié à AMN (ITALIE la réalisation de la centrale de Marsat El Haddjaj qui sera équipé de 3 groupes de 168 MW . Elle serait mise en service en 1982.

Vu le nombre relativement peu important de groupes installées durant la période 1969-1978 (8 groupes), on ne peut parler de véritable politique d'indépendance et de diversification. Sur les groupes installés 5 ont été réalisé par les Italiens (AMN - Licence Général Electric) - et trois seulement par des entreprises des pays socialistes, encore que dans la centrale de Skikda la part qui revient à une entreprise d'un pays capitaliste (BABCOK) Tab.II/10) est relativement importante.

Tableau II/10. Puissances des groupes installés dans les centrales thermiques noms des constructeurs.

Groupes (MW)	Nbre	OUEST	CENTRE	EST	Constructeurs	Date de mise en service	Puissance normale appelée MW
27	4	2		2	C.E.M	1951-52	-
60	3	1	2		SFAC Jeumont Schneider (CEM)	1961-65	-
55	1			1	Technopromexport	1973	446,5
75	2	1		1	AMN (GE)	1972	384,2
137	2			2	SKODA-BABCOCK	1975	611,8
168	3	3			AMN(G.E)	1982	-
170	4		4		n.d	1985	-

Une remarque importante, les groupes installés depuis 1969 sont de plus en plus puissant dépassent souvent le palier technique adéquat. Nous pensons que ce risque a été pris en connaissance de causes (La croissance de la demande et les retards dans les réalisations des centrales sont parmi ces causes)

Nous pensons que la politique de diversification se verra mieux dans l'analyse de l'équipement turbines à gaz.

3.1.2. Les Equipements Turbines à Gaz.

La première centrale turbine à gaz installée en Algérie a été celle de Mers El Kébir, qui alimentait exclusivement la base navale. Elle était d'ailleurs sous-contrôle militaire. Sa capacité est faible 22 MW en deux groupes de 11 MW.

La production de pétrole dans le sud nécessite la mise en place de centrales électriques, aussi dès 1960 furent installé des groupes turbines à gaz à Mouad El Hamra. 23,8 MW furent installé en 1960 (2 groupes de 6,4 MW et 2 groupes de 5,5 MW). La mise en production du champ d'Hassi R'Mel- nécessite la mise en place d'une centrale turbine à gaz - Deux groupes de 5 MW furent installé en 1963.

Naturellement l'ensemble de groupes commandés par les sociétés opératrices françaises l'ont été à des constructeurs français. On remarque aussi que les groupes installés sont de faibles puissances, compris entre 5 et 11 MW.

a) La période 1969 - 1978.

Avec le développement "exceptionnel" de la consommation dans toutes les régions d'Algérie, et le souci de Sonelgaz de permettre une meilleure électrification du pays, nous assistons à partir de 1970 à la signature de nombreux contrats de fourniture et d'installation de turbines à gaz.

Tableau n°II/11 : Les différents contrats signés pour les turbines à gaz depuis 1970

GROUPES MW	Nombres	SITE	CONSTRUCTEURS	LICENCE	COUT DU PROJET 103 DA	DATE DE SIGNATURE DU CONTRAT
6,5	3	BECHAR	SACM (France)	[illegible]	52 000	1975
7	2	GHARDAIA	STHAT LAVAL (Suède)	Brown Boveri	120 000	1970
7	2	TOUGGOURT	FIAT TTG (Italie)	Westinghouse		
15	2	HASSI MESSAOÛD	C.E.M. (France)	Brown Boveri		
20	2	HASSI MESSAOUD	C.E.M. (France)	Brown Boveri		
20	5	HASSI MESSAOUD	C.E.M. (France)	Brown Boveri	265 000	31.01.1975
20	4	HASSI R'MEL	ALSTHOM (France)	Général Electric	180 000	13.01.1975
20	2	ALGER HAMMA	HOHN BROWN (G.B.)	Général Electric	40 000	1970 ?
20	1	AIN EL BYA	JOHN BROWN (G.B.)	Général Electric		
25	4	BOUFARIK	AEG KANIS (France RFA)	Général Electric	147 000	28.04.1973
25	22	M'SILA	TOMASSEN (Pays Bas)	Général Electric	700 000	1977
30	4	BAB EZZOUAR	C.E.M.	Brown Boveri	212 000	15.05.1975
30	4	TIARET	FIAT T.T.G.	Westinghouse	269 000	31.10.1975
TOTAL	57				1985 000	

1) Origine géographique des contrats.

La totalité des contrats repertoriés concernant l'achat de turbines à gaz ont été signé avec les constructeurs européens. Aucun contrat n'a été signé avec les pays socialistes ni avec le Japon - Les USA interviennent dans ces contrats par l'intermédiaire de la Technologie - Ils sont détenteurs de deux licences de production sur trois disponibles.

Lesconstructeurs français ont décroché la majorité des contrats (7 sur les treizes (13) repertoriés)- portant sur l'achat de 24 groupes

Les constructeurs Italiens et Anglais - ont décrochés chacun deux contrats portant chacun sur respectivement 6 et 3 groupes - Les constructeurs Suédois et Hollandais - n'ont décrochés qu'un seul contrat portant sur 2 et 22 groupes. On remarque donc que le nombre de contrats signé ne donne pas l'importance de ces mêmes contrats.

2) Les constructeurs et les donneurs de licences (1)

Il n'existe que trois licences de turbines à gaz - Deux licences américaines(Westinghouse - Général Electric) qui sont les principaux producteurs de matériel électrique aux USA et interviennent en Europe (et par là même en Algérie) par leurs filiales où les detenteurs de leurs licences- La troisième licence est d'origine Suisse- BROWNBOVERI est spécialisée dans les Turbo Alternateurs - Il intervient en Algérie par sa filiale C.E.M (contrôlée à 36 %) qui a installé 13 groupes et par le groupe Suédois Sthat Laval (acheteur de licence) 2 groupes . Ainsi 15 groupes installés sont donc de licence BROWN BOVERI (204 MW au total).

Général Electric par l'intermédiaire de receveurs de licences au nombre de 4 a installé 33 groupes (790 MW). Enfin Westinghouse intervient par l'intermédiaire de FIAT-T.T.G (receveur de licence) qui a installé 6 groupes (134 MW).

puissance installés MW	Donneurs de licences	Constructeurs
790	Général Electric	TOMASSEN-Pays Bas AEG KANIS-France-RFA John Brown- G.B. ALSTOM -(FRANCE)
204	BROWN BOVERI	C.E.M France Sthat laval- Suède
134	Westinghouse	Fiat.T.T.G (Italie)

(1) voir article de J.Banc -Energie et Importation Technologique de la Sonelgaz - Janvier 1978.

Tableau n°I/12 : Les principales Centrales Electriques Thermiques installées en Algérie (1978).

Types et Sites	Puissance installée (MW)	GROUPES	Puissance Disponible (MW)	Nature du combustible	Date de mise en service
1- Turbines Vapeur					
- Oran Ravin Blanc	189	2X27	45	Gaz naturel	1951
		1X60	60	Gaz naturel	1965
		1X75	75	" "	1973
- Alger Port	120	2X60	120	" "	1961
- Annaba	184	2X27	45	Fuel Oil	1951-1952
		1X55	55	Gaz naturel	1973
		1X75	75	" "	1972
- Skikda	274	1X137	125	" "	1.7.1975
		1X137	125	" "	1976
TOTAL 1	767		725		
2-Turbines à gaz					
- Oran Mer el Kebir	22	2X11	20	Fuel Oil	1957
- Haoui el Hamra	23,8	2X6,4	10	Gaz de pétrole	1960
- Hassi Rémel sud	10	2X5			
- Hassi R'mel sud	10	2X5	10	Gaz naturel	1963
- Alger Hamma	40	2X20	40	" "	1972
- Touggourt	16	2X8	12	Fuel Oil	1972
- Ghardaia	16	2X8	12	Gaz naturel	1972
- Ain El Bya	20	1X20	20	" "	13.5.1973
- Hassi Messaoud Sud	72	2X16	32	Gaz de pétrole	1973
		2x20	40	" "	1975
- Hassi R'mel Nord	88	4X22	88	Gaz naturel	1978
- Boufarik	96	1X24	24	Gaz naturel	16.12.1977
		3X24	72	Gaz naturel	18.03.1978
- Bab Ezzouar	118	4X29,5	118	Gaz naturel	1978
- Tiaret	120	4X30	120	" "	1978
- Messaoud Nord	75	3X25	75	Gaz de pétrole	1975
Total 2	716,8		704		
3. Diesel					
données globales	55,5		40,2	Gaz Oil	-
Total 1+2+3	1540,3		1469,2		

3.2. Les formules de réalisation pour les Centrales de production.

Il n'est pas question dans cette partie de traiter des différents formules possibles pour la réalisation de centrales - mais de connaitre la réalité actuelle de mise en place d'un outil de production électrique aussi bien thermique vapeur que turbine à gaz.

Si aujourd'hui il existe de part le monde de nombreux constructeurs capables de nous proposer "un catalogue" des groupes turbines à gaz surtoit pour les petites et moyennes puissances - (7 à 30 MW), il en est pas de même pour les centrales thermiques ou le pallier technique actuel pour l'Algérie est de 160 MW.

Le groupe turbine à gaz est souvent un "Package" généralement acheté à un seul constructeur, naturellement ce constructeur peut soutraité une partie des équipements - par exemple l'alternateur, ou encore les auxiliaires électriques, ou mécanique - Mais en général Sonelgaz n'a qu'un seul interlocuteur lors de l'achat de turbines à gaz.

Le cadre général qui détermine le choix du constructeur est celui de l'appel d'offres internationale. Nous ne discutons pas le cadre général. Une analyse critique est faite dans un autre travail(1) montre que cette procedure qui avait pour objet de faire jouer la concurrence internationale en vue d'obtenir la meilleure offre, est entièrement faussée par les pratiques cartélaires des producteurs d'équipements électriques. De plus les conditions "locales" de réalisation entrainent souvent des réevaluations des montants des projets qui au départ sont signés fermes et non révisables.

a) Les turbines à gaz.

Il semble, d'après les interviews que nous avons réalisé, que l'achat des turbines à gaz est entièrement maitrisé. Il en est de même pour l'enginéering des turbines à gaz - Aussi la formule de réalisation des centrales turbine à gaz s'apparente aujourd'hui, plus a un contrat de livraison d'équipements- Si nous prenons la réalisation de la centrale de M'Sila.

---

(1) J.Blanc : Biens d'équipements électriques dans les pays capitalistes Industrialisation Avril 1980.

La Sonelgaz, par l'intermédiaire de son unité de génie civil réalise le génie civil de la centrale, sous la responsabilité de la direction enginéering de l'entreprise. Son unité de montage, réalise le montage des équipements en collaboration et avec la supervision du constructeur THOMASSEN, sous la responsabilité technique de ce dernier, car un contrat de montage lie l'unité de montage de la Sonelgaz à THOMASSEN.

Enfin il est a noter que THOMASSEN sous traite à SN-METAL les grosses chaudroneries (gaines d'air et de fumée).

b) Les centrales thermiques vapeur.

Si depuis 1970 la Sonelgaz a acheté 57 groupes turbines à gaz elle n'a acheté depuis l'indépendance que 10 groupes thermiques vapeur d'une puissance allant de 55 MW à 168 MW. Mais comme pour les centrales turbines à gaz - La sonelgaz pratique une formule de contrat "éclaté", ou elle prend de nombreuses responsabilités, de plus elle fait obligation à l'entrepreneur de sous traité à des entreprises algériennes les équipements et travaux pouvant être réalisé sur place - Souvent c'est ce critère de sous traitance nationale qui est mis en avant pour le choix du partenaire étranger - c'est ainsi pour la réalisation de chaque centrale plusieurs dizaines de contrats sont signés par la sonelgaz - Si nous prenons le cas de la centrale thermique de Marsat El Haddjadj les principaux contrats ont été signé avec les sociétés suivantes :

- Etudes de sol - ENTPB (ALGERIE)- MECASOL (FRANCE)
  Rhinrhur - (F.A)
- Forages - Technoexport stroy-(Bulgarie)
- Etudes ouvrages en mer-EDF sur plan de sonelgaz
- Génie civil - SONATIBA pour les travaux à terre
  SONATRAM pour les travaux en mer.
- Le contrôle de génie civil- ENTPB sous la responsabilité de sonelgaz
- Canalisation d'arrivée d'eau de mer- Etudes AMN-réalisation (SMMC) ONAMMYD - responsabilité de sonelgaz.

- Chaudières- BREDA- Licence BABCOK sous traitant de AMN
- TURBINES - AMN.
- Montage turbines - AMN
- Alternateurs : AMN - et montage -
- Pompes : KSB (RFA) sous traitant AMN
- Grosse chaudronnerie - SN-METAL sous responsabilité et plans AMN
- Montage : SN-METAL sous responsabilité AMN
  - Tuyauterie
  - Pompes
  - Charpente
  - Transformateur
- Montage - ALTRA sous responsabilité AMN
  - Chaudière
  - Charpente
- Atelier - Centre administratif - cantine -

sonelgaz - réalisation SONATIBA - SN-METAL sous la responsabilité de sonelgaz

c) Appréciation critique sur les formules de réalisation dans la branche électricité. L'intérêt de choisir une formule de réalisation par rapport à une autre formule doit d'écouler des avantages que peut réaliser l'entreprise commanditaire, mais aussi dans l'optique du développement national, la possibilité d'un transfert technologique - Le transfert technologique n'est pas seulement la possibilité de fabriquer des équipements, il inclue la technologie de réalisation ainsi que la technologie de fabrication des produits - Si en Algérie aujourd'hui, dans le domaine dès la production électrique nous ne construirons pas de turbine à gaz(encore que le projet existe)- Il est possible d'acheter une licence de turbines et la SN-METAL se sent les possibilités de la réaliser). La sonelgaz domine la technologie de réalisation.En ce qui concerne la technologie de fabrication (faire de l'électricité) cela ne pose aujourd'hui aucun problème.

En ce qui concerne la centrale thermique vapeur, il est possible aujourd'hui de réaliser en Algérie + 60 % de la centrale - Dans une centrale thermique vapeur les coûts peuvent être répartis comme suit :

- Turbine - alternateur - 30 %
- Chaudière 30 %
- Autres (génie civil-terrains montage) 40 %

La SN-METAL dit qu'elle est capable de réaliser la chaudière, à part le turbo-alternateur - très peu d'équipements seront acheté de létranger-

Les formules de réalisations des centrales pratiquées par la sonelgaz sont plus positives que les contrats clés en mains - ou les contrats produits en mains. Elle permettent une plus grande participation du commanditaire Donc une maitrise des différentes phases de l'enginéering, mais aussi une participation des entreprises nationales et locales.

La part de l'engineering réalisé par les moyens propresà la sonelgaz a été très faible jusqu'en 1973. Par contre pendant la période 1974-77 un montant de 220 millions de DA ont été réalisé, dont 40 % pour les centrales électriques et 27 % pour les lignes et les postes haute tension. Sur ce montant, les moyens propres de la sonelgaz ont participé à hauteur de 70 % de l'enginéering de faisabilité et à 50 % environ pour l'enginéering de base (1).

---

(1) Source: Sonelgaz bilan sectoriel 1967 - 1977.

3.3. Les difficultés de réalisation des investissements électriques.

Les objectifs assignés au secteur en matière de production et de distribution ont engendrés des investissements sans cesse croissants. Ces investissements vont poser des problèmes tant au niveau de leur financement qu'au niveau de leur réalisation c'est à dire au niveau des coûts et des délais.

a) Les difficultés liées au financement.

Nous avons vu dans le chapitre 2.1.2 que le volume de l'investissement électrique a atteint en 1978 plus de trois fois le chiffre d'affaire élèctrique. Sur la période 1967 - 1978 le ratio investissements élèctriques sur chiffre d'affaire élèctrique a été égale à 1,54. En plus du fait que ces investissements font appel au financement externe dont les conditions se sont avérées "relativement" onéreuses , ils n'ont pas permis à l'entreprise d'assainir sa gestion financière.

Il est a noter que la pratique du découvert bancaire prend son origine dans les décisions de réevalutions des projets. Souvent devant les retards de la mise en place d'un nouveau plan de financement, l'entreprise est amené à financer ces différences soit à partir de son compte d'exploitation ou par le découvert bancaire créant par là des perturbations sur le plan de la trésorerie.

"Des prélévements trop importants sur la trésorie pour le préfinancement de certaines opérations ont entrainé une détérioration du fond de roulement d'exploitation comme l'indique les chiffres ci-dessous":

en 10^6 DA

1973	1974	1975	1976
209,3	120,8	- 359	- 496,4

Source. BOUZIANE op.cit.

" Cette politique de financement de l'investissement par le crédit a été accentuée ces dernières années par la necessité de couvrir outre les besoins, en devises des projets, une partie des coûts locaux et des intérêts intercalaires par le financement externe" (1)

A l'origine du problème, on trouve donc un rythme d'investissement élève, aggravé par une structure de financement particulièrement défavorable du point de vue de la durée des immobilisations dans l'industrie de l'énergie électrique : durée allant de 20 à 40 ans" (2).

La conséquence va être d'abord une charge financière dont le taux de croissance sera très élevé(Il a été de 15 % entre 1975 et 1976)et aussi un accroissement trop rapide des remboursements d'emprunt.

	Base 100 - 1969					Base 100 - 1975				
	1970	1971	1972	1973		1976	1977	1978	1979	1980
Remboursement d'emprunt.	136	165	202	336		121	151	221	266	329
Amortissement	111	113	123	152		nd	nd	nd	nd	nd

Source: BOUZIANE op.cité.

---

(1) Bilan sectoriel 1967- 1977 - M.E.I.P. 1978
(2) BOUZIANE. op.cité

Il est à noter que le résultat d'exploitation fluctue d'année en année et surtout d'un plan de développement à l'autre.

(en 10^6 DA)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
résultat d'exploitation	+50,2	+29,9	-3,5	+2,5	+9,5	+33,5	+43,1	+26,0	+6,3	+22,1	-11,3	-20,0	-23,9

Source: Bilan sectoriel 1997-1977

Les développements précédents expliquent cette détérioration. Il est à noter que la principale détérioration vient des frais financiers, car les autres charges d'exploitation croissent faiblement, (personnel, matières et matériel).

b) Les difficultés de réalisation.

Les difficultés de réalisation sont dû à une multitude de causes. La principale rêste le volume de l'investissement qui crée un certain nombre de goulets d'étranglement tant au niveau administratif (procédures administratives, douanières, bancaires), qu'au niveau des réalisations proprement dites (encadrement, manque d'entreprises de génie civil, etc). Ces difficultés de réalisation auront pour conséquences un accroissement des délais, mais aussi des coûts.

1) Les délais et les retards.

Les délais de réalisation de l'investissement électrique sont en général long - minimum 3 ans pour une centrale thermique et parfois plus de 6 ans pour une centrale hydraulique - A ces délais normaux de réalisation, il faut ajouter dans le cas algérien souvent des retards qui vont en général de 6 à 18 mois pour chaque groupe de turbines à gaz et globalement de 15 à 30 mois pour les centrales vapeur : (tableau II/13)

Tableau II/13. Coûts et Retards sur quelques projets de production électrique.

	Planning initial		Planning realisé		Montant 10^3 DA		Surcoût (10^3 DA)	retards (mois)
	Demarrage chantier	Mise en service	Demarrage du chant.	mise en service	individualise	réevalué		
Centrale Thermique Annaba	03-1969	04-1971	02-1969	02-1973	130.000	194.000	64.000	18
" " Oran	01-1970	03-1972	01-1970	04-1973	50.000	72.000	22.500	15
" " Skikda	01-1971	04-1973	02-1969	02-1976	250.000	330.000	80.000	30
Centrale Turbine à Gaz								63
- Hassi Messaoud	2-1975	1-1978	1-1976	1-1979	265.000	-	-	12
- Hassi R'Mel	2-1975	4-1977	1-1976	1-1975	180.000	180.000	-	12
- Boufarik	3-1975	1977-78	1-1976	1977-78	147.000	-	-	-
- Bab Ezzouar	3-1975	1977-78	4-1975	1977-78	212.000	-	-	-
- Tiaret	1-1976	2-1978	1-1976	Debut 79	150.000	1[illegible].000	59.000	-
- Ghardaïa								
Centrale diesel								
- Renforcement Sud	2-1975	4-1977	2-1975	debut 78	150.000	-	-	10

Source : Sonelgaz - Plan annuel - diverses années.

Les causes des retards sont multiples. Si nous prenons à titre d'exemple la réalisation des centrales turbines à gaz du Sud on remarque pour ces chantiers :

		CAUSES DES RETARDS					
Groupes Constructeurs	Sites	Fabrication	Montage	Transport / dédouannement	combustible	Genie civil	Postes
FIAT 1	- Touggourt	-	2	1	-	1	-
FIAT 2		-	-	7			
JBC 1	- Alger MAMMA	-	6	-	-	-	-
JBC 2		-	5	1	-	-	-
Sthat Laval 1	-Ghardaïa	2	1	2	-	2	7
Sthat Laval 2		1	1	2	-	1	8
JBC 1	Aïn el Bya	2	5	1	-	-	5
CEM 1	Hassi Messaoud	-	3	9	6	-	-
CEM 2		-	4	9	4	-	-
CEM 3		-	9	2	-	-	-
CEM 4		-	4	6	-	-	-
11		5	40	40	10	4	20

- L'ouverture des chantiers s'est effectué avec un retard de 4 à 9 mois. L'argument toujours avancé des retards dû surtout au génie civil n'est pas très probant pour notre cas, puisque dans l'ensemble ces retards sont faible (1 à 2 mois)

- La majorité des retards (70%) sont imputables aux constructeurs, l'observation de ce tableau montre que ces retards sont partagés également entre le montage d'une part, le dedouannement et le transport d'autre part; Mais cette repartition est très differentes suivant les constructeurs.

- Les retards dû a Sonelgaz apparaissent essentiellement pour les parties réalisées par les entrepreneurs locaux (génie civil - postes, encore que pour les postes certains constructeurs étrangers interviennent).

- Le problème du combustible joue parfois de façon déterminante dans les délais. Un retard sur l'arrivé du combustible peut avoir plusieurs causes souvent imputables a Sonelgaz - mais Sonatrach à parfois une part de responsabilité. C'est d'ailleur le cas pour la centrale de Hassi Messaoud ou le combustible à joué de façon déterminente dans les délais.

- Il faut enfin noter que le retard global est de 121 mois pour la realisation de 11 groupes - cela donne un retard moyen par groupe installé de 11 mois. (Tableau II/14).

2) Les coûts et les surcoûts.

Reprenons le tableau n° II/13 et arretons nous d'abord sur les groupes thermiques vapeur installés - on remarque :

- La centrale thermique d'Annaba a été réevaluée de 49,2%
- La centrale thermique d'Oran a été réevaluée de 45%.
- La centrale thermique de Skikda a été réevaluée de 32%.

Tableau II/14. Retards sur quelques projets de centralesTurbines à GAZ.

CENTRALE	Ouverture du chantier				Retard en mois
	Contractuel	Réel	Contractuel	Réel	
Touggourt I	07.70	11.70	02.72	08.72	6
II	07.70	11.70	04.72	11.72	7
Hassi Messaoud					
I	08.70	01.71	09.71	03.73	18
II	08.70	01.71	11.71	04.73	17
III	12.70	09.71	06.72	05.77	11
IV	12.70	09.71	08.72	06.73	10
Ghardaia I	10.69	05.71	11.71	01.73	14
II	10.69	05.71	01.72	02.73	13
Alger HAMMA					
I	11.70	07.71	03.72	09.72	6
II	11.70	07.71	4.72	10.72	6
Aïn EL BYA 1	11.70	10.71	04.72	05.73	13
TOTAL 11					121

Nous n'avons pas pour ces projets, les rubriques qui ont été réévaluées mais si nous prenons deux autres projets de Sonelgaz en l'occurence la centrale Turbine à Gaz de Tiaret et l'unité de compteur d'El-Eulma mieux juger les rubriques réevaluées.

	Montant individualisé	Montant réevalué	Principales rubriques réevaluées	coût antérieur	coût actuel
Centrale Turbine à Gaz Tiaret	150	209.000	Machine équip.	80.000	111.000
			Montage transport	19.000	25.000
			génie civil & batiment.	18.000	25.000
Unité de compteurs	228.000	390.000	Licence de fabrication	7.000	9.000
			Prestations et et services extérieurs	1.500	6.000
			batiments génie civil	50.000	170.000

Il est a signaler que tous les surcoûts ont pas une origine extérieure a l'entreprise Sonelgaz. Certains surcoûts sont imputables à la demande par le partenaire algérien de modification de l'installation, ou dans l'augmentation des capacités. La recherche de la sécurité pousse le producteur a se suréquiper en moyens de contrôle, qui frolent souvent le "gadget" et qui ont toujours une incidence sur les coûts.

Enfin ces retards et surcoûts vont avoir une incidence directe sur le niveau des réalisations. C'est ainsi que les objectifs de réalisation des investissements électriques durant le plan triennal n'ont été réalisé qu'à 60%. Il restait a réaliser fin 1969, 102 millions de DA d'investissements programmés.

Le 1er plan quadriennal a vu un taux de réalisation plus élevé (76,5%) malgré une augmentation importante du niveau des investissements. Il restait a réaliser 325 million DA d'investissements programmés.

Enfin le 2eme plan quadriennal a vu le taux de réalisation de nouveau faiblir puisque seulement 50,8% des programmes ont été réalisés. Il restait à réaliser fin 1977 4164 millions de DA sur un programme de 8477 millions de DA.