

IPEA/INPES  
Serv. de  
Documentação

TEXTOS PARA DISCUSSÃO  
GRUPO DE ENERGIA  
Nº XV

"Usina Industrial de Xisto"

Lauro R. A. Ramos  
Ricardo Paes de Barros

Abril de 1983

Usina Industrial de xisto



RJF0220/83

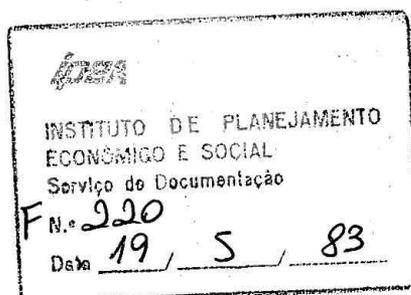
IPEA - RJ

IPEA  
14-83

Tiragem: 80 exemplares

Trabalho elaborado em: Janeiro 1983

Instituto de Pesquisas do IPEA  
Instituto de Planejamento Econômico e Social  
Avenida Presidente Antonio Carlos, 51 - 13/17º andar  
20.020 Rio de Janeiro RJ  
Tel.: (021) 220-6005



Este trabalho é da inteira e exclusiva responsabilidade de seu autor. As opiniões nele emitidas não exprimem, necessariamente, o ponto de vista da Secretaria de Planejamento da Presidência da República.

## I - INTRODUÇÃO

Pretende-se, ao longo do presente estudo, apresentar e discutir os aspectos de ordem tecnológica e econômica vinculados à implantação da Usina Industrial de Xisto de São Mateus do Sul,<sup>1</sup> com o intuito maior de contribuir para a promoção do debate acerca da conveniência ou não de sua construção, procedendo-se, neste sentido, a uma descrição do projeto básico e a uma avaliação econômica do empreendimento.

Em termos de avaliação econômica, deve ser frisado que o que deliberadamente se objetiva aqui é a realização de uma síntese dos aspectos economicamente mais relevantes acessível aos não perfeitamente familiarizados com o problema, a partir dos dados disponíveis em uma vasta gama de trabalhos da PETROBRÁS sobre o assunto, dos quais procurou-se extrair as informações de maior utilidade para trabalhos e/ou planejamento na área de Economia de Energia, e gerando, a partir delas, as informações complementares julgadas necessárias.

Além disso, deve ser salientado que a avaliação econômica a ser apresentada está diretamente relacionada com o projeto básico existente, que não necessariamente corresponde à versão final da usina, uma vez que à medida que forem encontradas novas e melhores soluções para alguns dos diversos estágios envolvidos, estas deverão, naturalmente, ser a ele incorporadas. Ao longo do trabalho far-se-á menção a algumas soluções alternativas ou em estudos.

---

<sup>1</sup>Análises das peculiaridades e formas de aproveitamento dos xistos oleígenos, dos recursos e reservas nacionais e, em particular da Formação Irati, assim como dos problemas ambientais associados à operação da usina, são apresentadas em outros trabalhos de mesma autoria.

O trabalho, à luz de seus principais objetivos, foi dividido em duas partes, sendo que a primeira delas consta de uma descrição do funcionamento da usina e um levantamento, tanto para a usina como um todo quanto para as principais unidades individualmente, dos dados relevantes sobre:

- capacidade de produção bruta líquida;
- custos operacionais;<sup>2</sup>
- investimentos;<sup>3</sup>
- vida útil dos equipamentos;
- demanda energética;
- demanda de mão-de-obra;
- demanda de utilidades (água, vapor, etc.);

além do balanço energético da usina.

Na segunda parte do trabalho coloca-se à disposição os resultados obtidos na avaliação econômica, feita com base nos fluxos de caixa previstos para o empreendimento, nas óticas social e empresarial, em termos de taxas internas de retorno, custos de produção, economia de divisas, custo da divisa gerada e subsídios eventualmente necessários. São apresentados também os resultados da análise de sensibilidade em torno dos parâmetros básicos da avaliação: fator de operação da usina, nível de contingências sobre investimento e custos operacionais, além do comportamento dos preços reais dos principais produtos da usina.

---

<sup>2</sup>Discriminando a parcela em moeda estrangeira.

<sup>3</sup>Idem.

## II - DESCRIÇÃO

A usina industrial de xisto a ser implantada no município de São Mateus do Sul (PR) tem por finalidade básica o aproveitamento dos recursos de xisto existentes nesta localidade, objetivando produzir óleo e obter GLP, nafta e enxofre como subprodutos. A escolha desta região para a instalação da primeira usina industrial foi feita em função das qualidades superiores dos recursos locais em relação aos demais recursos brasileiros de xisto.<sup>1</sup>

Tendo em vista o volume de reservas da região - da ordem de 560 milhões de barris - e a vida útil dos equipamentos de maior porte - cerca de 30 anos - a usina foi dimensionada, a princípio, para uma capacidade de produção de 50 mil barris por dia, de modo que as reservas locais fossem exauridas em 30 anos. Entretanto, face às elevadas incertezas do empreendimento e ao fato de ele ser intensivo em capital, foi posteriormente cogitada a alternativa de construção da usina em dois estágios da mesma capacidade, mesmo esquema de produção e diferentes esquemas de beneficiamento dos produtos, opção esta que acabou sendo a considerada na elaboração do projeto básico da usina. Naturalmente este procedimento implica uma certa elevação de custos, que, no entanto, não chega a ser relevante, dado que com a tecnologia atual a economia associada à passagem de uma escala de 25 mil barris/dia para 50 mil barris/dia é reduzida.

A opção pela construção da usina em dois estágios teria como consequência a sua operação sob a forma de duas etapas dis-

---

<sup>1</sup>Ver Padula [ 1 ] para maiores detalhes.

tintas, pois embora o esquema a ser utilizado para a produção de óleo, hidrocarbonetos gasosos e enxofre seja sempre o mesmo, o seu beneficiamento seria bem mais elaborado na segunda etapa.

Antes, porém, de colocar as diferenças e suas razões, é importante enfatizar que quando se faz referência às primeira e segunda etapas, isto é feito dentro de um contexto da usina como um todo, funcionando homogeneamente, ou seja: a primeira etapa refere-se a uma usina de 25 mil barris/dia com um determinado esquema de beneficiamento de produtos, enquanto a segunda refere-se a uma usina de 50 mil barris/dia com um esquema de beneficiamento mais sofisticado para toda produção (e não apenas para os 25.000 barris/dia adicionais).

## II.1 - Produtos

Devido à utilização de esquemas de beneficiamento distintos, os conjuntos de produtos finais das duas etapas da Usina Industrial serão diferentes. A razão principal para a utilização de diferentes esquemas de beneficiamento dos produtos reside no fato de que o óleo de xisto produzido pela usina, embora possa ser utilizado diretamente como óleo combustível, é um óleo fora de especificação para ser utilizado como carga para as refinarias nacionais, pois é rico em olefinas e diolefinas - o que o torna bastante instável quimicamente - e em compostos de enxofre e nitrogênio, fazendo com que seja necessário que ele sofra um processo de hidrotratamento. Como os equipamentos para este processo não estarão disponíveis quando a primeira etapa da usina entrar em operação, torna-se necessária a adoção de um esquema alternativo de aproveitamento dos produtos.

Os dois esquemas podem ser resumidos assim:

- na primeira etapa o óleo de xisto será comercializado diretamente como óleo combustível e toda a produção de gás será utilizada para o atendimento da demanda térmica do processo - não havendo portanto produção de GLP -, assim como parte da nafta produzida;

- na segunda etapa o óleo de xisto sofrerá um pré-tratamento ainda na usina, com a separação de sua fração mais pesada (menos nobre) para consumo interno, sendo a fração mais leve enviada para uma unidade de hidrotreatamento a ser instalada na REPAR, onde será produzido um óleo sintético leve e uma pequena parcela de GLP. Nesta etapa será separada a parcela mais pesada do gás produzido no processo a fim de produzir GLP para comercialização, sendo a fração mais leve consumida no processo.

Nas Tabelas 1 e 2 a seguir são apresentadas as capacidades de produção da Usina Industrial nas duas etapas e as principais propriedades dos diversos produtos.

TABELA 1  
CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

(1.000 t/do)

PRODUTOS	1. <sup>a</sup> ETAPA		2. <sup>a</sup> ETAPA	
	Bruta	Líquida	Bruta	Líquida
Nafta	0,32	0,23	0,94	0,94
Óleo Combustível OC-1	3,11	3,11	-	-
Óleo Combustível OC-2	-	-	1,51	0,17
Óleo Pré-Tratado	-	-	4,72	4,72
GLP	-	-	0,64	0,64
Gás Depurado	1,11	-	-	-
Gás Combustível	-	-	1,24	-
Enxofre	0,50	0,50	0,99	0,99

FONTE: PETROBRÁS.

TABELA 2  
PROPRIEDADES DOS PRODUTOS

PRODUTOS	PROPRIEDADES	
	Poder Calorífico Inferior (Cal/g)	DENSIDADE (t/Nm <sup>3</sup> )
Nafta	10.380	0,765
Óleo Combustível OC-1	9.610	0,957
Óleo Combustível OC-2	9.400	1,034
Óleo Pré-Tratado	9.800	0,934
GLP	10.820	0,550
Gás Depurado	10.530	1,126 x 10 <sup>-3</sup>
Gás Combustível	10.540	0,700 x 10 <sup>-3</sup>

FONTE: PETROBRÁS.

## II.2 - Projeto Básico

Uma vez apresentados os produtos e suas principais características, o objetivo agora passará a ser a exposição do projeto básico da Usina Industrial. Em linhas gerais, o processo de produção de óleo a partir do xisto segue o seguinte esquema:

- Inicialmente o xisto é minerado a céu aberto, britado e transportado até às retortas, sendo que dos finos produzidos na britagem são feitos briquetes que se somam ao xisto britado como carga das retortas. Ao ser retortado, o xisto produz um gás formado principalmente de hidrocarbonetos leves e H<sub>2</sub>S, uma solução aquosa denominada água de retortagem e óleo, além de um resíduo sólido denominado xisto retortado;

- o xisto retortado e a água de retortagem - após a retirada da parcela de  $H_2S$  nela contida - não são aproveitados, sendo rejeitados nas cavas de mineração onde são posteriormente recobertos com uma camada de solo, a fim de permitir o reflorestamento da área;

- do gás produzido é separado o  $H_2S$  que alimenta as unidades CLAUSS para produção de enxofre. O gás sem  $H_2S$  - dito gás depurado - na 1.<sup>a</sup> etapa é totalmente consumido na usina, enquanto na 2.<sup>a</sup> sua parcela mais pesada é separada para produção de GLP, consumindo a usina apenas a parcela mais leve;

- o óleo, após passar por centrífugas para retirar o pó de xisto nele contido, é comercializado diretamente como combustível na 1.<sup>a</sup> etapa, enquanto na 2.<sup>a</sup> ele é submetido a um pré-tratamento que retira sua parte mais pesada (menos nobre) para consumo na usina e efetua um hidrotreatamento na parte restante, de modo que são produzidos um óleo leve e uma pequena parcela de GLP.

De modo a permitir a realização deste esquema, a Usina Industrial será composta das seguintes unidades:<sup>2</sup>

- a) Unidade de Mineração;
- b) Unidade de Tratamento do Minério;
- c) Unidade de Retortagem;
- d) Unidade de Dessulfuração;
- e) Unidade de Produção de GLP;
- f) Unidade de Produção de Enxofre;

---

<sup>2</sup>Nas tabelas apresentadas no final deste capítulo, as unidades d, e, f e g serão agrupadas sob o nome de Unidade de Tratamento de Gases, enquanto as unidades h e i serão agrupadas sob o nome de Unidade de Pré-Tratamento do Óleo.

- g) Unidade de Esgotamento de Águas Ácidas;
- h) Unidade de Separação do Pó do Óleo;
- i) Unidade de Destilação;
- j) Unidade de Transferência e Estocagem;
- l) Unidade de Utilidades;
- m) Unidade de Sistemas Auxiliares;
- n) Unidade de Manutenção; e
- o) Unidade de Administração e Apoio.

Além destas unidades, todas localizadas na própria usina, existirão na 2.<sup>a</sup> etapa a Unidade de Hidrotratamento, localizada na REPAR, e o oleoduto fazendo a ligação entre a Usina Industrial e a REPAR.

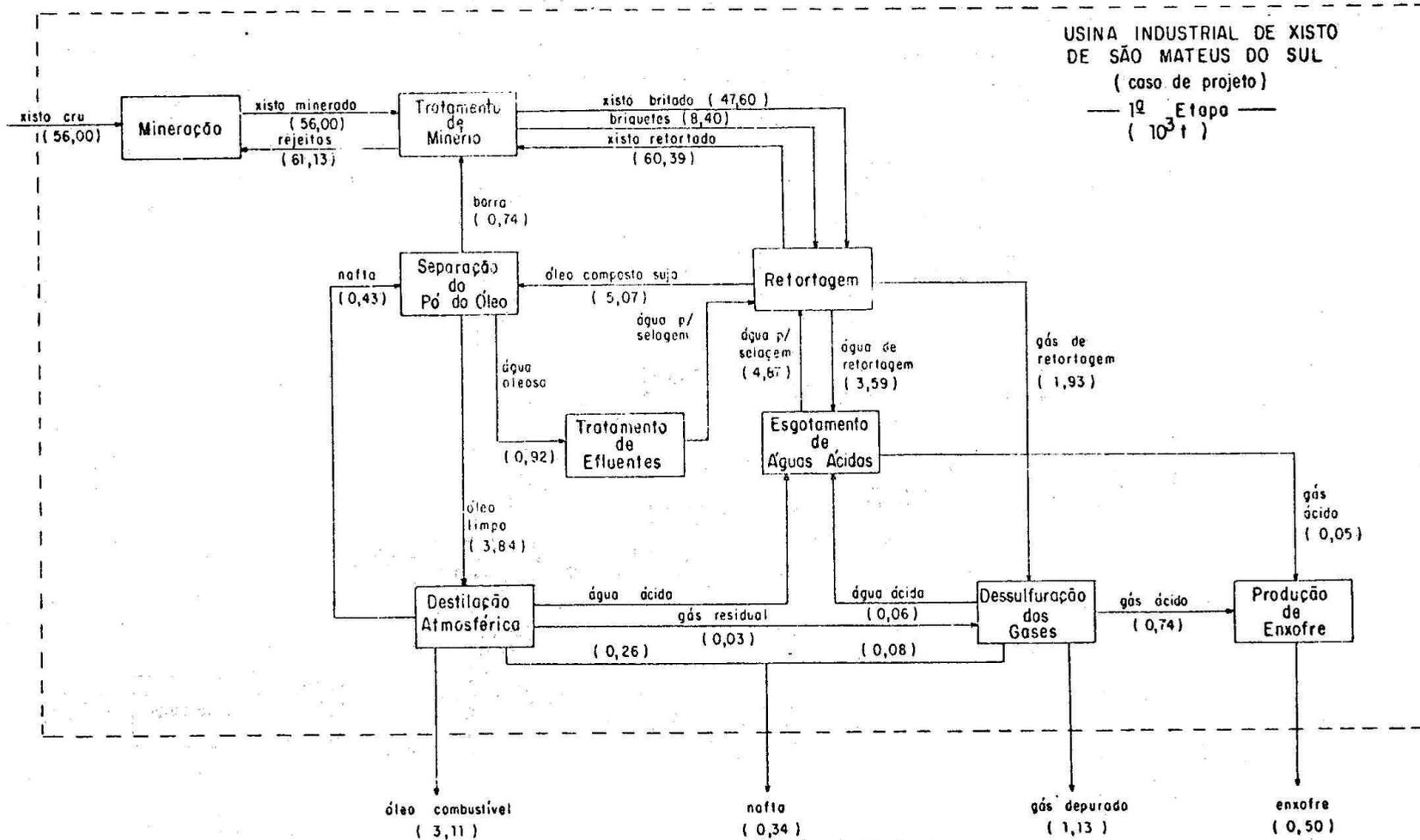
A seguir são apresentados diagramas mais detalhados do processo de produção e beneficiamento dos produtos nas 1.<sup>a</sup> e 2.<sup>a</sup> etapas, com as ligações e principais fluxos entre as unidades, e também uma descrição destas unidades e das complementares.

#### II.2.1 - Unidade de Mineração

A finalidade desta unidade é realizar a mineração a céu aberto da carga de xisto necessária ao processo e efetuar a rejeição do xisto retortado e da borra, efluentes sólidos do processo.

O método escolhido para mineração foi o strip-mining em função das características do depósito, o qual apresenta duas camadas de xisto pouco espessas (6,4m e 3,2m), um capeamento médio da ordem de 17,5m e uma relação média entre material estéril e xisto igual a 2,7.

A operação de mineração consiste na remoção do capeamento e da camada intermediária por duas draglines, na extração e carregamento do xisto das duas camadas em caminhões por intermê-



dio de duas shovels e no transporte do xisto minerado até os britadores primários.

Segundo esta seqüência de operações, o material estéril - capeamento e camada intermediária - é depositado no piso da mina e posteriormente recoberto pelos rejeitos sólidos do processo (xisto retortado e borra). Em seguida, uma terceira dragline recobre os rejeitos sólidos com uma camada de 2,5m de uma mistura do solo original com rochas do capeamento (solo alterado), tornando possível a posterior revegetação da área.

Dentro daquilo que se relaciona com o funcionamento desta unidade, é importante mencionar que o volume de material manuseado é vultoso, correspondendo a cerca de 300 mil m<sup>3</sup> por dia de operação na 2.<sup>a</sup> etapa (mais de 200.000 t/ano). Além disso, como as duas camadas de xisto possuem diferentes teores de óleo - 6,4 e 9,1% - e as retortas necessitam de cargas homogêneas, o xisto minerado das duas camadas deve ser adequadamente misturado e a mineração de ambas deve ocorrer simultaneamente.

#### II.2.2 - Unidade de Tratamento de Minério

Esta unidade possui duas finalidades básicas: a primeira consiste no transporte, através de correias, do xisto minerado da área de mineração até os silos de alimentação das retortas e do xisto retortado e da borra da usina até um conjunto de silos na área de mineração; a segunda - e mais importante - é a colocação da carga de xisto dentro das especificações exigidas pelas retortas PETROSIX, ou seja:

- britar o xisto minerado de modo a colocá-lo da faixa granulométrica de  $\frac{1}{4}$  a 3 polegadas;

- efetuar a mistura entre os xistos provenientes das duas camadas da jazida de forma a manter o teor de óleo da carga da retorta o mais estável possível em torno do valor médio de 7,4%; e
- manter o teor de unidade do xisto em níveis próximos a 5%.

Tendo por objetivo a minimização do consumo de óleo diesel, optou-se pela utilização de britadores primários e secundários semimóveis, os quais ficarão localizados na área de mineração, limitando assim a movimentação de caminhões nessa área, isto porque todo o transporte entre os britadores e a área da usina será realizado por intermédio de correias movidas a energia elétrica, assim como o retorno à área de mineração dos resíduos sólidos do processo.

No projeto básico da usina está prevista a instalação de uma subunidade para o aproveitamento dos finos - material com granulometria inferior a  $\frac{1}{4}$  de polegada através da produção de briquetes. Esta subunidade não deverá, entretanto, ser instalada, uma vez que até agora não apresentou o rendimento esperado.

### II.2.3 - Unidade de Retortagem

A finalidade básica desta unidade é retortar, em uma bateria de 20 retortas que utilizam o processo PETROSIX, o xisto previamente homogeneizado na unidade de tratamento do minério.

No que se refere à escolha do processo PETROSIX, é interessante lembrar que no passado foram feitas diversas tentativas de utilização, com maiores ou menores modificações, de tecnologias alienígenas, mas os resultados foram de um modo geral desas-

trosos face às peculiaridades dos xistos nacionais. Assim, após uma série de tentativas de adaptação das tecnologias já existentes, a PETROBRÁS optou pelo desenvolvimento de uma tecnologia própria, voltada para o aproveitamento dos recursos de xisto de São Mateus do Sul, os mais promissores entre os recursos nacionais.

Deste grande esforço por parte da PETROBRÁS surgiu o processo PETROSIX, que é operacionalmente simples e requer baixos volumes de capital em relação às demais tecnologias, embora possua um rendimento energético inferior à maioria delas. Mas, se por um lado pode-se discutir as vantagens e desvantagens teóricas do PETROSIX, por outro deve ficar bem claro que esta é a única tecnologia já testada em escala semi-industrial com sucesso para o xisto de São Mateus do Sul e, portanto, a única disponível a curto prazo.

Na Usina Industrial as retortas PETROSIX terão um diâmetro interno de 11m, o dobro do que possuem as retortas em operação na Usina Protótipo, e a sua velocidade ótima de processamento foi estimada em  $2.700 \text{ kg/h.m}^2$ .

No processo PETROSIX os produtos fluidos da decomposição do querogênio (vapor d'água, óleo, gases) são transportados para o exterior da retorta pelos gases de reciclo que circulam em contracorrente (fluxo antigravitacional), abandonando a retorta pela sua parte superior.

A cada retorta está acoplado um conjunto de ciclones, precipitadores eletrostáticos, condensadores e separadores de água e óleo que visam a formação de três correntes de saída: óleo composto, água de retortagem e gás de retortagem.

O óleo produzido (óleo composto) encontra-se ainda con-

taminado por água (21,3%) e pó (9,6%) e é então transferido para a unidade de separação do pó do óleo para ser beneficiado.

O gás de retortagem é composto essencialmente de  $H_2S$  (23%),  $N_2$  (13%),  $CO_2$  (6%),  $H_2$  (13%), hidrocarbonetos (39%) e vapor d'água (5%). Devido à alta percentagem de  $H_2S$ , o gás de retortagem é enviado para a unidade de dessulfuração, onde é separado em duas correntes: gás depurado e gases ácidos ( $CO_2$ ,  $H_2S$ ). O gás depurado será utilizado diretamente ou beneficiado para ser empregado como combustível, enquanto os gases ácidos serão enviados para unidades CLAUSS para produção de enxofre.

A água de retortagem produzida contém uma parcela de  $H_2S$  que é aproveitada para elevar a carga das unidades CLAUSS através de sua circulação por uma unidade de esgotamento de águas ácidas.

Além destes produtos, a retortagem produz ainda um resíduo sólido (xisto retortado) que abandona a retorta pela sua parte inferior. O mecanismo de descarga da retorta é provido de um selo de água para que o xisto retortado abandone-a com 23% de teor de umidade e a  $95^{\circ}C$  de temperatura, que são os parâmetros mais adequados para evitar a sua combustão espontânea no trajeto de volta às cavas de mineração. Este mecanismo de descarga acarreta um grande consumo de água que, no processo atual, é parcialmente suprido pela água afluyente da unidade de tratamento de águas ácidas, havendo apenas a necessidade de uma pequena parcela de água externa ao processo.

#### II.2.4 - Unidade de Dessulfuração

A finalidade desta unidade é a separação dos gases áci-

dos ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) do gás de retortagem efluente da unidade de retortagem, através de um processo de absorção por uma solução aquosa da etanolamina e posterior regeneração da solução.

Além disso, a unidade presta-se à condensação de uma fração de água e hidrocarbonetos pesados ainda contida no gás de retortagem. A água produzida - água ácida - apresenta características semelhantes às da água de retortagem e forma com esta a carga da unidade de esgotamento de águas ácidas. Os hidrocarbonetos condensados formam uma corrente de nafta que, na 1.<sup>a</sup> etapa, é enviada ao parque de tanques, e, na 2.<sup>a</sup>, para a unidade de produção de GLP. O gás depurado (livre de  $CO_2$  e  $H_2S$ ) é consumido na 1.<sup>a</sup> etapa como combustível e na 2.<sup>a</sup> é também enviado para a unidade de produção de GLP, enquanto os gases ácidos ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) são enviados para a unidade de produção de enxofre.

Esta unidade tem sua carga eventualmente acrescida do gás residual proveniente do pré-tratamento do óleo e do reciclo da unidade de produção de GLP (2.<sup>a</sup> etapa).

#### II.2.5 - Unidade de Produção de GLP

Esta unidade, que será implantada apenas na 2.<sup>a</sup> etapa, terá por finalidade a separação da corrente de gás depurado em uma de GLP e outra de gás combustível, além da condensação da parcela de água e nafta ainda existente no gás depurado.

A água produzida será enviada para o sistema de tratamento de efluentes, enquanto os hidrocarbonetos condensados, junto com uma pequena quantidade de nafta proveniente da unidade de dessulfuração, serão utilizados no processo para absorver o GLP.

O saldo constituirá um fluxo produto de nafta, havendo

também a produção de uma pequena corrente gasosa que, devido a problemas de pressão, será enviada para a unidade de dessulfuração de gases.

O processo escolhido para tal, em função de seu baixo volume de investimentos demandados e de sua simplicidade operacional em relação às demais tecnologias, foi o convencional de absorção com sponge oil sem refrigeração.

#### II.2.6 - Unidade de Produção de Enxofre

A finalidade desta unidade é a produção de enxofre a partir do  $H_2S$  contido nos gases ácidos produzidos nas unidades de dessulfuração de gases e esgotamento de águas ácidas.

Esta unidade será constituída de três unidades CLAUSS modificadas - duas na 1.<sup>a</sup> etapa. Em situação normal apenas duas estarão operando, permanecendo a terceira como reserva, haja vista que elas não possuem uma alta confiabilidade e o lançamento de sua carga de  $H_2S$  na atmosfera causaria graves problemas ambientais.

Cada unidade CLAUSS é formada por uma câmara de combustão (reator térmico) e por três reatores catalíticos, de modo a propiciar uma recuperação de 97,71% do enxofre. A parcela restante deverá ser lançada na atmosfera sob a forma de  $SO_2$ , o que poderá causar possíveis problemas ambientais. Por questão de segurança, reservou-se uma área nesta unidade a fim de possibilitar a instalação de uma unidade tail gas caso isto venha a ser necessário.

Devido às características exotérmicas do processo utilizado, a unidade terá condições de produzir vapor em quantidades superiores às suas necessidades, formando-se assim um importante gerador de vapor para as demais unidades.

### II.2.7 - Unidade de Esgotamento de Águas Ácidas

A finalidade desta unidade é retirar o  $H_2S$  das águas ácidas produzidas nas unidades de retortagem, dessulfuração dos gases e tratamento do óleo, enviando a água isenta de  $H_2S$  para o mecanismo de descarga das retortas, onde será usada como selo. A quantidade de  $H_2S$  aqui produzida junta-se àquela produzida na unidade de dessulfuração de gases, formando juntas a carga da unidade de produção de enxofre.

O processo utilizado é tradicional, baseando-se na acidulação com ácido sulfúrico e aquecimento da água em uma torre de esgotamento.

### II.2.8 - Unidade de Separação do Pó do Óleo

Esta unidade tem por finalidade reduzir as elevadas percentagens de águas e sólidos - 21,3% e 3,0%, respectivamente do óleo composto efluente da unidade de retortagem, produzindo uma corrente de óleo limpo (0,5% de água e sólidos), que será a carga da unidade de destilação.

Além do óleo, a unidade produzirá uma corrente de água oleosa (1% de óleo e sólidos) e uma mistura de alta viscosidade - denominada borra - composta de sólidos (64%), óleo (14%) e água (22%), que retém cerca de 3% do óleo produzido. As águas oleosas formadas são enviadas para a unidade de tratamento de efluentes, enquanto a borra é enviada às cavas de mineração como rejeito, não sendo aproveitada para produção de energia.

Para a purificação do óleo é utilizada uma dupla centrifugação: a carga da primeira centrífuga é o óleo composto oriundo da unidade de retortagem; a carga da segunda centrífuga é a borra

produzida na primeira dissolvida em uma parcela de nafta de xisto produzida na unidade de destilação.

#### II.2.9 - Unidade de Destilação

A finalidade desta unidade é a destilação do óleo limpo produzido na unidade de separação do pó do óleo, de modo a separar as parcelas mais nobres, as quais ou serão colocadas dentro de certas especificações para comercialização direta ou servirão de carga para a refinaria de Araucária - REPAR -, enquanto as parcelas menos nobres serão utilizadas para atender o conjunto interno de óleo da usina.

Os esquemas a serem empregados nesta unidade nas primeira e segunda etapas são bem diferentes, uma vez que a unidade de hidrotratamento da REPAR, estágio fundamental para a total valorização do óleo de xisto, só estará disponível na segunda etapa.

Na primeira etapa o óleo de xisto deverá ser comercializado diretamente como um óleo combustível de alta viscosidade e, para atender as especificações, deverá ser separada do óleo limpo a sua fração de hidrocarbonetos mais leves, fração esta que constitui uma nafta leve fora de especificação (nafta de xisto) que será utilizada na usina para completar a demanda térmica do processo e como diluente no segundo estágio de centrifugação da unidade de separação do pó do óleo, sendo as eventuais sobras enviadas para o consumo interno da REPAR. Para efetuar esta destilação do óleo limpo, haverá, na primeira etapa, uma unidade de destilação atmosférica que posteriormente, na segunda etapa, será aproveitada como uma torre de pré-fracionamento.

Na segunda etapa a situação deve-se alterar, em primeiro lugar porque, como nesta etapa haverá produção de GLP, a ofer

ta de gás para queima na usina será reduzida em termos relativos, implicando assim uma maior demanda por óleo que não poderá mais ser suprida apenas pela nafta de xisto não utilizada na diluição. Além disto, a parte mais pesada do óleo apresenta condições menos favoráveis para o hidrotreatamento (consome maior quantidade de hidrogênio, exige condições de operação mais severas e, portanto, custos mais elevados), sem, no entanto, sintetizar um produto de melhor qualidade.

Em função destes fatores, o esquema de diluição nesta etapa deverá separar o óleo limpo em três produtos:

- a nafta de xisto para uso como diluente na unidade de separação do pó do óleo e eventualmente como combustível para atender a demanda da usina;

- um óleo combustível formado pela fração mais pesada, o qual será produzido na medida exata da demanda da usina por óleo para combustão;

- um produto intermediário - óleo pré-tratado - formado pela fração mais nobre, que será enviado por oleoduto para a REPAR, a fim de ser submetido ao processo de hidrotreatamento.

Na segunda etapa a unidade estará equipada com torres de pré-fracionamento, de destilação atmosférica e a vácuo. A nafta de xisto será o produto de topo da torre de pré-fracionamento, o óleo pré-tratado a mistura dos produtos de topo da destilação atmosférica e a vácuo, enquanto o óleo combustível será o resíduo de vácuo. Deve ser ressaltado que os óleos combustíveis produzidos nas primeira e a segunda etapas terão composições sensivelmente diferentes.

No que diz respeito aos equipamentos desta unidade, eles são semelhantes aos das unidades de destilação das refinarias. A

única diferença está nos controles de corte, que são bem mais grossos no caso da usina de xisto, haja vista que a maioria dos seus produtos ou servirão de carga para a REPAR ou serão consumidos na própria usina, não exigindo assim uma especificação muito rígida.

Nesta unidade haverá ainda a produção de uma pequena quantidade de gás (gás residual) que será enviada à unidade de desulfuração.

#### II.2.10 - Unidade de Transferência e Estocagem

Esta unidade tem por finalidade o recebimento, estocagem, transferência interna e expedição dos diversos produtos gerados ou consumidos na usina.

A unidade é constituída dos equipamentos tradicionalmente utilizados para realizar estas funções, tais como: tanques, bombas, estações de recebimento e expedição, etc.

#### II.2.11 - Unidade de Utilidades

Esta unidade tem as seguintes finalidades:

- captação e tratamento da água que será utilizada na usina para diversos fins;
- geração de vapor, ar comprimido e gás inerte para consumo nas unidades da usina;
- condicionamento do óleo combustível a ser consumido na usina;
- recebimento da energia elétrica na tensão de 230 kV e sua distribuição nas tensões de 13,8 kV para abastecimento da usina e 23 kV para abastecimento da mina.

Além disso, essa unidade operará uma central termoelétrica.

trica de 5.000 kW, cuja principal finalidade será a manutenção do suprimento às áreas críticas da usina no caso de uma eventual falha no sistema da concessionária.

#### II.2.12 - Unidade de Sistemas Auxiliares

Esta unidade é formada pela tubovias existentes na usina, pelos sistemas de tocha e de coleta e tratamento de efluentes.

Este último sistema tem por finalidade o recolhimento dos efluentes líquidos das demais unidades e o seu tratamento de acordo com suas características. Em condições normais toda a água efluente deste sistema, com exceção do esgoto sanitário, é utilizada como água de selagem para as retortas.

Dentre os efluentes da usina a serem tratados o principal é a água oleosa. Esta, após tratamento na unidade, produz três correntes: uma de óleo sujo e uma de borra que são enviadas à unidade de separação do pó do óleo, além de uma de água que é utilizada para selagem das retortas. O esgoto sanitário é tratado por um processo de lodo ativado e descartado junto com as águas pluviais em um corpo receptor.

#### II.2.13 - Unidade de Manutenção

A finalidade desta unidade é realizar, com recursos próprios ou subcontratados, os trabalhos de manutenção industrial da usina.

#### II.2.14 - Unidade de Administração e Apoio

Esta unidade é constituída fisicamente do conjunto de prédios nos quais serão desenvolvidas as atividades de administração e apoio da usina.

## II.2.15 - Unidade de Hidrotratamento

Esta unidade, a ser instalada na REPAR na 2.<sup>a</sup> etapa, tem por finalidade proporcionar um aproveitamento mais nobre do óleo de xisto produzido pela usina através de um processo de hidrotratamento.

O óleo pré-tratado e parte da nafta produzidos na usina são transportados por um oleoduto, onde são convenientemente misturados e sofrem uma primeira filtração, até a REPAR, onde são acumulados em um vaso-pulmão. Posteriormente, a carga combinada, já em alta pressão, é bombeada do vaso acumulador e recebe a injeção de fluxos gasosos ricos em hidrogênio, passando a seguir por um primeiro preaquecimento. Esta mistura é, então, submetida aos reatores de pré-tratamento, visando a saturação das olefinas e diolefinas, além de uma pequena remoção dos compostos nitrogenados, sulfurados e oxigenados contaminantes.

Após nova injeção de gás de reciclo, a mistura é novamente aquecida e introduzida nos reatores principais, onde se completará o tratamento requerido, com a remoção dos contaminantes nos níveis desejados, a fim de possibilitar a obtenção de um cru sintético estável e de boa qualidade, passível de ser refinado em unidades convencionais misturado com petróleo de poço.

A recuperação dos produtos do hidrotratamento será feita da forma usual - flashes sucessivos e condensação -, sendo recuperados os seguintes efluentes:

- gás de reciclo, contendo cerca de 73% de hidrogênio e 24% de metano, que será recomprimido e enviado de volta ao processo;
- água contaminada com  $H_2S$  e  $NH_3$ , que exigirá, devido às suas vazão e concentração, a construção de uma nova unidade

de tratamento de águas ácidas na REPAR, a fim de possibilitar seu tratamento nesta refinaria;

- gás combustível, cuja principal utilização será a de queima no forno de aquecimento da carga da unidade;

- gás residual, o qual possui parcelas economicamente recuperáveis de GLP, devendo ser enviado para o sistema de gases da unidade de craqueamento catalítico da REPAR; e

- o cru sintético devidamente estabilizado, o qual será armazenado para posterior refino em mistura com a carga normal da REPAR.

Para o funcionamento desta unidade é necessária a instalação de uma planta de geração de hidrogênio, imprescindível ao processo de hidrotreamento. Para tanto, dentre as várias opções de processos e matérias-primas disponíveis, foi selecionada a de utilização da nafta de destilação direta da REPAR, mediante a rota tecnológica conhecida como Reformação Catalítica com Vapor D' água, de uso corrente na indústria em unidades semelhantes.

#### II.2.16 - Oleoduto

O oleoduto tem como finalidade básica efetuar a transferência dos produtos líquidos obtidos na Usina para a REPAR - Refinaria Presidente Getúlio Vargas -, localizada em Araucária, onde serão submetidos a nova etapa de refinação ou então encaminhados diretamente para comercialização. Este sistema de transportes é formado por:

- estação de bombeio, localizada na própria Usina Industrial;
- oleoduto propriamente dito, com 136 km de extensão e 16 polegadas de diâmetro;

- estação de recebimento, localizada na REPAR.

### II.3 - Demandas e Informações Básicas da Usina

O objetivo desta seção é a apresentação de uma série de informações de caráter primordialmente quantitativo sobre a Usina Industrial de Xisto de São Mateus do Sul de modo a, em conjunto com a descrição qualitativa da seção anterior, fornecer subsídios suficientes para o atendimento e avaliação da parte tecnológica do seu projeto básico. Estas informações foram, em sua quase totalidade, retiradas do Plano Diretor, estando, portanto, sujeitas ao risco de estarem superadas, ao menos marginalmente, em função de revisões do projeto ou adoção de alterações tecnológicas mais recentes.

Inicialmente são apresentadas nas Tabelas 3 e 4 as estimativas de demanda energética, desagregadas a nível de unidade, tanto para a primeira quanto para a segunda etapa de funcionamento da usina. Obviamente estas demandas, por si só, não se revestem de maior utilidade, uma vez que a informação realmente relevante diz respeito ao balanço energético da usina, cuja apresentação e discussão foi postergada para a próxima seção. A sua apresentação, todavia, justifica-se no sentido de permitirem uma melhor avaliação das grandezas envolvidas, assim como a identificação das formas de energia que são mais intensamente consumidas pela usina e suas unidades.

A seguir, na Tabela 5, encontram-se as estimativas de demanda de mão-de-obra requeridas para o seu funcionamento, segundo os níveis de desagregação anteriores. Como pode ser facilmente notado, o número de empregos gerados é extremamente diminuto face ao porte da usina e, o que é mais importante, face ao volume

de investimentos necessários<sup>3</sup> para a sua implantação, fato este algo desabonador em uma conjuntura recessiva e que deve ser considerada em uma discussão sobre a validade ou não de sua construção.

Finalmente, nas Tabelas 6 e 7, estão disponíveis as informações quanto à vida útil média das instalações, tomando-se por base os equipamentos de maior porte, e quanto ao balanço de utilidades da usina como um todo.

---

<sup>3</sup>Ver Seção II.5

TABELA 3  
DEMANDA ENERGÉTICA  
(1ª Etapa)

UNIDADES	DIESEL (t/do)	NAFTA (t/do)	GÁS DEPURADO (t/do)	GLP (t/do)	ENERGIA ELÉTRICA (13,8 KV)	
					Potência (M W)	Energia (M W h/do)
Mineração	32	-	-	-	15,97	301 <sup>1</sup>
Tratamento de Minério	-	66	-	-	23,00	552
Retortagem	-	-	759	2	68,26	1.638 <sup>2</sup>
Dessulfuração de Gases	-	-	-	-	0,46	11
Produção de Enxofre	-	-	-	-	0,01	0
Esgotamento de Águas Ácidas	-	-	-	-	0,05	1 <sup>3</sup>
Destilação Atmosférica	-	-	44	-	0,47	11 <sup>3</sup>
Separação do Pó do Óleo	-	-	-	-	0,75	18
Transferência e Estocagem	-	-	-	-	0,04	1
Utilidades	-	22	185	-	9,00	192
Sistemas Auxiliares	-	-	123	-	0,08	2
Manutenção	-	-	-	-	0,85	21
Administração e Apoio	-	-	-	-	0,74	6
Total	32	88	1 111	2	118,68	2.756

FONTE: PETROBRÁS.

<sup>1</sup>Tensão = 23 KV

<sup>2</sup>8,57 MW/206 MWh/do na tensão de 480V

<sup>3</sup>0,15 MW/4 MWh/do na tensão de 480V

0,32 MW/8 MWh/do na tensão de 4,16 KV

<sup>4</sup>do = dia de operação

TABELA 4  
DEMANDA ENERGÉTICA  
(2ª Etapa)

UNIDADES	DIESEL <sup>1</sup> (t/do)	ÓLEO COMB. (t/do)	GÁS COMB. (t/do)	GLP (t/do)	ENERGIA ELÉTRICA (13,8 KV)	
					Potência (M W)	Energia (M W h/do)
Mineração	61	-	-	-	31,94 <sup>1</sup>	602 <sup>1</sup>
Tratamento de Minério	-	146	-	-	42,85 <sup>2</sup>	1.028 <sup>2</sup>
Retortagem	-	558	1.103	4	136,53 <sup>2</sup>	3.277 <sup>2</sup>
Dessulfuração de Gases	-	-	-	-	0,91	22
Produção de Enxofre	-	-	-	-	0,99	24
Produção de GLP	-	-	-	-	5,90	141
Esgotamento de Águas Ácidas	-	-	-	-	0,10 <sup>3</sup>	2 <sup>3</sup>
Destilação do Óleo	-	122	-	-	1,58 <sup>3</sup>	38 <sup>3</sup>
Separação do Pó do Óleo	-	-	-	-	1,50	36
Transferência e Estocagem	-	-	-	-	0,08	2
Utilidades	-	509	70	-	12,00	288
Sistemas Auxiliares	-	-	46	-	0,12	3
Manutenção	-	-	-	-	1,26	32
Administração e Apoio	-	-	-	-	0,74	6
Total	61	1.335	1.219	4	236,80	5.501

FONTE: PETROBRÁS

<sup>1</sup>Tensão = 23 KV

<sup>2</sup>17,15 MW/412 MWh/do na tensão de 480V

<sup>3</sup>0,94 MW/ 23 MWh/do na tensão de 480V

9,64 MW/ 15 MWh/do na tensão de 4,16 KV

<sup>4</sup>do = dia de operação

TABELA 5  
DEMANDA DE MÃO-DE-OBRA

UNIDADES	1. <sup>a</sup> ETAPA		2. <sup>a</sup> ETAPA	
	Nível Superior	Técnicas	Nível Superior	Técnicas
Mineração	11	290	16	547
Tratamento de Minério	10	166	14	296
Retortagem	10	225	14	414
Tratamento do Gás	3	54	5	90
Pré-Tratamento do Óleo	3	30	4	46
Transferência e Estocagem Sistemas Auxiliares	2	46	2	50
Utilidades	6	156	9	200
Manutenção	34	477	37	695
Administração e Apoio	74	398	85	549
Total da Usina	153	1.842	186	2.887

FONTE: PETROBRÁS

TABELA 6  
VIDA ÚTIL MÉDIA DAS INSTALAÇÕES

UNIDADES	VIDA ÚTIL (ANOS)
Mineração	14,2
Tratamento de Minérios	15,0
Retortagem	12,7
Tratamento do Gás	12,8
Pré-Tratamento do Óleo	12,0
Transferência e Estocagem	15,0
Utilidades	15,0
Sistemas Auxiliares	15,0
Manutenção	22,0
Administração e Apoio	16,8

FONTE: PETROBRÁS.

TABELA 7  
BALANÇO DE UTILIDADES DA USINA  
(Consumo por dia de Operação)

TIPOS	1. <sup>a</sup> ETAPA	2. <sup>a</sup> ETAPA
Captação de Água (mil m <sup>3</sup> )	23,4	49,5
Vapor (mil t)		
- alta pressão	2,1	6,6
- média pressão	1,1	4,6
- baixa pressão	0,2	2,0
Ar comprimido (10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	0,17	0,28
Gás inerte (10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	0,29	0,58

FONTE: PETROBRÁS

## II.4 - Balanço Energético

Para melhor avaliar a real contribuição energética proporcionada pela sua instalação, esta seção tem como objetivo imediato a confecção do balanço energético da Usina Industrial de Xisto de São Mateus do Sul, de modo a relacionar sua produção e consumo e possibilitar a mensuração da quantidade líquida de energia por ela gerada.

Naturalmente é necessário que se adote para tanto uma unidade padrão de energia, a fim de que seja possível a contabilização simultânea dos conteúdos energéticos dos diversos combustíveis produzidos e consumidos na usina. No contexto deste trabalho a unidade adotada foi o barril equivalente de petróleo (bep), pois possui a vantagem de permitir uma avaliação direta de seus resultados em termos do problema de importação de petróleo. As diversas conversões necessárias foram feitas de acordo com os seguintes critérios:

a) para os combustíveis líquidos e gasosos foi utilizada como fator de conversão a razão entre o poder calorífico inferior do combustível (em cal/t)<sup>4</sup> e o do petróleo equivalente (em cal/bep);<sup>5</sup>

b) para a energia elétrica foi utilizado o fator de conversão em energia térmica, corrigido pelo fator multiplicativo de 3,3 para levar em conta uma eficiência média de 30% da transformação da energia elétrica em energia térmica;<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup>Ver Tabela 2.

<sup>5</sup>1 bep = 1.386 Mcal = 5.5 . 10<sup>6</sup> BTU

<sup>6</sup> $FC_{EE} = \frac{859,85 \text{ Mcal/Mwh}}{1.386 \text{ Mcal/bep}} \cdot 3,3 = 2,05 \text{ bep/Mwh}$

c) para o caso do enxofre foi utilizada como fator de conversão a razão entre o seu preço CIF médio (por tonelada) e o do petróleo equivalente (por barril) observado em 1980.<sup>7</sup>

Uma vez estabelecidos os critérios de conversão e conhecidos o consumo e a produção bruta da usina (ver Tabelas 1, 3 e 4), a realização do seu balanço energético torna-se uma tarefa bastante simples. Porém, como foi lembrado várias vezes ao longo deste texto, as estimativas de produção e consumo apresentadas já foram parcialmente revistas, haja vista a introdução de algumas alterações tecnológicas<sup>8</sup> posteriores à elaboração do Plano Diretor (julho de 1980), documento no qual está baseado praticamente tudo o que foi exposto até aqui.

Tendo em vista este fato, e dado o anseio de realizar uma análise tão próxima quanto possível da realidade, mas também de manter a coerência com o resto do trabalho, optou-se pela realização de dois balanços: um com base nas estimativas constantes do Plano Diretor e outro baseado nas estimativas mais recentes em disponibilidade (dezembro de 1981). Em ambos os casos foram rea-

---

<sup>7</sup>O raciocínio embutido é que a liberação de divisas proporcionada pela não importação de enxofre pode ser empregada na aquisição de petróleo, gerando assim um "equivalente energético do enxofre" de maneira indireta.

<sup>8</sup>A principal dessas alterações consiste na produção de GLP já na primeira etapa de funcionamento da usina, de modo que a diferença básica entre as primeira e segunda etapas passou a ser apenas a questão do tratamento do óleo, que permanece de acordo com o exposto anteriormente.

Outra alteração efetuada no projeto da usina foi o abandono do processo de briquetagem dos finos, isto porque os testes com ele realizados não foram bem-sucedidos. Atualmente a PETROBRÁS vem desenvolvendo estudos sobre aproveitamentos alternativos destes finos, sendo que o mais promissor deles é o PLASOL (Processo de Leito de Arraste de Sólidos), que consiste no arraste dos finos por correntes de vapor aquecido pelo interior de um reator, onde são retardados, sem que haja deposição de partículas durante o processo.

lizados exercícios considerando apenas os energéticos envolvidos, não computando, portanto, a produção de enxofre, e exercícios considerando também o enxofre segundo o critério de equivalência energética já estabelecido.

Os resultados finais assim obtidos são apresentados na tabela a seguir, devendo ser ressaltado que a produção líquida adicional resultante das alterações tecnológicas introduzidas no projeto é de cerca de 400 bep/do, o que representa um aumento de aproximadamente 2% na primeira etapa.

TABELA 8  
BALANÇO ENERGÉTICO DA USJNA INDUSTRIAL  
(bep)

ESTIMATIVAS	ETAPAS	PRODUÇÃO BRUTA		CONSUMO	PRODUÇÃO LÍQUIDA	
		Sem Enxofre	Com Enxofre		Sem Enxofre	Com Enxofre
Com Base no Plano Diretor	1. <sup>a</sup>	32.631	35.081	14.991	17.640	20.090
	2. <sup>a</sup>	65.563	70.468	30.230	35.333	40.238
Atualizada	1. <sup>a</sup>	32.494	34.944	14.496	17.998	20.448
	2. <sup>a</sup>	65.347	70.342	29.651	35.786	40.691

FONTE: PETROBRÁS.

Os balanços detalhados para as duas estimativas de produção e consumo são apresentados nas Tabelas 10 e 11 ao final da seção. No balanço referente à estimativa atualizada encontram-se também discriminadas quais as produções e consumos segundo as mais recentes previsões.

Finalmente procedeu-se à realização de um ensaio para permitir a avaliação da eficiência do processo PETROSIX e de todo esquema de beneficiamento da Usina Industrial. Para tanto comparou-se a produção líquida da usina com a energia contida no xisto cru e também com a sua produção bruta (tendo como referência a segunda etapa de funcionamento da mesma), conforme é ilustrado na tabela a seguir:

TABELA 9  
EFICIÊNCIAS NA USINA INDUSTRIAL  
 (2.<sup>a</sup> Etapa: 112.000 t/do Xisto Cru)

ITENS	(bep)				
	SEM O ENXOFRE		COM O ENXOFRE		
	Com Base no Plano Diretor	Atualizada	Com Base no Plano Diretor	Atualizada	
A) Energia no Xisto Cru* (bep/do)	113.200	113.200	113.200	113.200	
B) Produção Bruta (bep/do)	65.563	65.347	70.468	70.342	
C) Consumo (bep/do)	30.230	29.651	30.230	29.651	
D) Produção Líquida (bep/do)	35.333	35.786	40.238	40.691	
E) Eficiência (%)	D/A	31,2	31,6	35,5	35,9
	D/B	53,9	54,8	57,1	57,8

FONTE: PETROBRÁS.

\* Poder Calorífico do Xisto Cru: 1.400 cal/g.

Os resultados obtidos mostram claramente que, apesar de em termos absolutos recuperar uma quantidade de energia respeitável, o processo PETROSIX ainda está longe do ideal em termos de eficiência, pois libera pouco mais de 30% da energia contida no xisto, percentagem esta que se eleva para a casa dos 35% quando considerada a produção de enxofre. Um bom sinal do quanto ainda se pode esperar, no que se refere a aperfeiçoamentos no processo e no esquema de beneficiamento, é a pequena elevação desta eficiência resultante das alterações introduzidas no processo, sem, contudo, haver possibilidade de ser feita nenhuma previsão quanto ao alcance destes progressos possíveis.

TABELA 10

## BALANÇO ENERGÉTICO COM BASE NO PLANO DIRETOR

(Julho de 1980)

PRODUTOS	FATOR DE CONVERSÃO (bep/t) <sup>1</sup> (bep/MWh)	1.ª ETAPA		2.ª ETAPA	
		t/do <sup>2</sup> MWh/do <sup>2</sup>	Pet. Equiv. bep/do	t/do <sup>2</sup> MWh/do <sup>2</sup>	Pet. Equiv. bep/do
A) Produção Bruta	-	-	{ 32.631 (35.081)	-	{ 65.563 (70.468)
Óleo Combustível OC-1	6,93	3.110	21.552	-	-
Óleo Combustível OC-2	6,78	-	-	1.510	10.238
Gás Combustível	7,60	-	-	1.240	3.424
Nafta	7,49	320	2.397	940	7.041
GLP	7,81	-	-	640	4.998
Óleo Prê-Tratado	7,07	-	-	4.720	33.370
Gás Depurado	7,60	1.110	8.436	-	-
Energia Elétrica	2,05 <sup>1</sup>	120 <sup>2</sup>	246	240 <sup>2</sup>	492
Enxofre	(4,94)	(496)	(2.450)	(993)	(4.905)
B) Consumo	-	-	14.991	-	30.230
Nafta	7,49	90	674	-	-
Gás Combustível	7,60	-	-	1.240	9.424
Óleo Combustível OC-1	6,93	-	-	-	-
Óleo Combustível OC-2	6,78	-	-	1.340	9.085
Gás Depurado	7,60	1.110	8.436	-	-
Óleo Diesel	7,43	30	223	60	446
Energia Elétrica	2,05 <sup>1</sup>	2.760 <sup>2</sup>	5.658	5.500 <sup>2</sup>	11.275
C) Produção Líquida	-	-	{ 17.640 (20.090)	-	{ 35.333 (40.238)
Óleo Combustível OC-1	6,93	3.110	21.552	-	-
Óleo Combustível OC-2	6,78	-	-	170	1.153
Gás Combustível	7,60	-	-	-	-
Nafta	7,49	230	1.723	940	7.041
GLP	7,81	-	-	640	4.998
Óleo Prê-Tratado	7,07	-	-	4.720	33.370
Gás Depurado	7,60	-	-	-	-
Energia Elétrica	2,05 <sup>1</sup>	-2.640 <sup>2</sup>	-5.412	-5.620 <sup>2</sup>	-10.783
Óleo Diesel	7,43	-30	-223	-60	-446
Enxofre	(4,94)	(496)	(2.450)	(993)	(4.905)

FONTE: PETROBRÁS.

OBS.: O parêntese significa a consideração do enxofre

TABELA 11  
BALANÇO ENERGÉTICO ATUALIZADO

(Dezembro de 1981)

PRODUTOS	FATOR DE CONVERSÃO (bep/t) (bep/MWh) <sup>1</sup>	1. <sup>a</sup> ETAPA		2. <sup>a</sup> ETAPA	
		t/do MWh/do <sup>2</sup>	Pet. Equiv. bep/do	t/do MWh/do <sup>2</sup>	Pet. Equiv. bep/do
A) Produção Bruta	-	-	{ 32.494 {(34.944)	-	{ 65.437 {(70.342)
Óleo Combustível OC-1	6,93	3.250	22.523	-	-
Óleo Combustível OC-2	6,78	-	-	1.583	10.733
Gás Combustível	7,60	436	3.314	873	6.635
Nafta	7,49	516	3.865	1.031	7.722
GLP	7,81	326	2.546	652	5.092
Óleo Prê-Tratado	7,07	-	-	4.917	34.763
Gás Depurado	7,60	-	-	-	-
Energia Elétrica	2,05 <sup>1</sup>	120 <sup>2</sup>	246	240 <sup>2</sup>	492
Enxofre	(4,94)	496	(2.450)	993	(4.905)
B) Consumo	-	-	14.496	-	29.651
Nafta	7,49	-	-	-	-
Gás Combustível	7,60	436	3.314	873	6.635
Óleo Combustível OC-1	6,93	720	4.990	-	-
Óleo Combustível OC-2	6,78	-	-	1.583	10.733
Gás Depurado	7,60	-	-	-	-
Óleo Diesel	7,43	52	386	97	721
Energia Elétrica	2,05 <sup>1</sup>	2.832 <sup>2</sup>	5.806	5.640 <sup>2</sup>	11.562
C) Produção Líquida	-	-	{ 17.998 {(20.448)	-	{ 35.786 {(40.691)
Óleo Combustível OC-1	6,93	2.530	17.533	-	-
Óleo Combustível OC-2	6,78	-	-	-	-
Gás Combustível	7,60	-	-	-	-
Nafta	7,49	516	3.865	1.031	7.722
GLP	7,81	326	2.546	652	5.092
Óleo Prê-Tratado	7,07	-	-	4.917	34.763
Gás Depurado	7,60	-	-	-	-
Energia Elétrica	2,05 <sup>1</sup>	-2.712 <sup>2</sup>	-5.560	-5.400 <sup>2</sup>	-11.070
Óleo Diesel	7,43	-52	-386	-97	-721
Enxofre	(4,94)	496	(2.450)	993	(4.905)

FONTE: PETROBRÁS.

OBS.: O parêntese indica a consideração do enxofre.

## II.5 - Investimentos e Custos Operacionais

Uma vez caracterizados os aspectos tecnológicos de seu projeto básico, cabe agora a discussão da parte econômica correlata à implementação da usina, procedendo-se para tanto à apresentação das estimativas de investimentos e custos operacionais necessários para sua construção e operação, assim como à listagem dos principais critérios que as nortearam.

Tendo em vista que a descrição da parte tecnológica apresentada até aqui está fundamentada diretamente no Plano Diretor, e dada a existência de uma avaliação econômica feita em consonância com este documento - Orçamento de Custos - seria de se esperar, a princípio, a manutenção deste referencial. Ocorre, porém, que, em sua situação altamente inflacionária como a atual, as estimativas de custos possuem uma tendência a se tornarem superadas mais rapidamente que a concepção tecnológica, tanto em decorrência da própria evolução dos preços dos diversos equipamentos e serviços, como em consequência de ajuste de caráter meramente operacional no projeto e de alterações tecnológicas propriamente ditas. Com o intuito de trabalhar com estimativas o mais atualizadas possível, sem, contudo, comprometer o nível de coerência houve-se por bem no contexto deste trabalho apresentar as estimativas mais recentes referentes à concepção tecnológica apresentada.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> É importante ressaltar que, embora já tenha havido algumas pequenas alterações nesta concepção tecnológica, as modificações por elas acarretadas nos investimentos e custos operacionais são apenas marginais, sem afetar a validade dos resultados da análise econômica realizada no Capítulo III deste trabalho.

Em função disto, as estimativas de custo contidas nas tabelas a seguir foram retiradas de trabalhos mais recentes (janeiro de 1981, enquanto a estruturação interna destes custos para as diversas unidades constituintes da usina Tabelas 16, 17, 18 e 19) foi obtida a partir da Orçamentação de Custos. Uma informação que se faz necessária para o perfeito entendimento dos dados apresentados é que, no caso dos investimentos, a estruturação dos custos por unidade na 2.<sup>a</sup> etapa é feita considerando-se apenas a necessidade adicional de investimento, enquanto os valores absolutos apresentados na Tabela 14 referem-se ao investimento total das primeira e segunda etapas.<sup>10</sup> Naturalmente que a transformação de uma forma para outra é uma simples questão de operações aritméticas.

Um dos aspectos que mais chama atenção nestas estimativas é o grande volume de investimentos necessários - US\$ 1,31 bilhão (janeiro/81) para a primeira etapa apenas e US\$ 2,45 bilhões para as duas -, o que, dada a escassez de recursos disponíveis, acaba por tornar-se altamente restritivo para a realização do empreendimento, mesmo no caso dos custos de produção de óleo serem suficientemente baixos para viabilizarem-no economicamente. Por outro lado, um aspecto favorável é a baixa necessidade de investimento em moeda estrangeira, apresentando 12,3% do total na primeira etapa e 14,9% nas duas etapas, ou seja, o equivalente a US\$ 165,7 milhões e US\$ 364,5 milhões, respectivamente.

A seguir, procurar-se-á descrever, de um modo bastante conciso, os principais critérios utilizados para a confecção des-

---

<sup>10</sup> Obviamente para os custos operacionais só faz sentido considerar a informação agregada (primeira mais segunda etapas).

tas estimativas, sendo que uma descrição mais detalhada pode ser encontrada com os autores.

#### II.5.1 - Investimentos

Os principais critérios observados na sua estimativa foram:

##### Contingências Físicas:

Foi considerado um percentual entre 5 e 6% relativo a atraso nas entregas dos equipamentos;

##### Projetos Básico e de Detalhamento:

Estimados através da avaliação do número de homens-hora necessários à sua elaboração multiplicados pelo preço médio observado na época;

##### Equipamentos Principais:

Custos apresentados são FOB fábrica no caso de itens nacionais e FOB porto de embarque no caso de itens importados;

##### Materiais e Outros Equipamentos:

Custos relativos a tubulações, acessórios, instalações elétricas, isolamento térmico, etc.;

##### Sobressalentes:

Custos calculados a partir de informações das fábricas ou aplicação de índices;

##### Transporte e Seguros:

São os custos de transporte e seguro de todos os equipamentos e materiais de São Paulo ou Santos até São Mateus do Sul, conforme sejam nacionais ou importados;

#### Impostos e Taxas:

Compreende IPI, ICM e impostos de importação (30% para os equipamentos de mineração e 45% para os demais) decorrentes da compra de equipamentos e materiais;

#### Serviços de Terceiros:

Engloba os custos de construção civil, montagem e execução de obras gerais;

#### Capital de Giro:

Engloba os estoques de materiais e combustíveis, inventário de materiais no processo, estoque de produtos acabados, vendas a receber e dinheiro em caixa; e

#### Itens Complementares:

Referem-se à aquisição do terreno, estudos preliminares e serviços de implantação, além das despesas de partida (pré-operação da mina, pré-operação das demais unidades, assistência técnica, custos de administração e apoio, treinamento de pessoal).

Não estão incluídos nas estimativas os seguintes itens:

- a) reduções resultantes de eventuais créditos do IPI e de outros incentivos fiscais;
- b) Rede de Transmissão Externa entre a subestação da concessionária e a subestação da usina, com valor estimado em cerca de Cr\$ 24 milhões (julho de 1980); e
- c) mudança das linhas de transmissão da ELETROSUL na área da mina (12 anos após o início da sua operação), com valor estimado em cerca de Cr\$ 134 milhões (julho de 1980).

## II.5.2 - Custos Operacionais

As estimativas de custos operacionais encontram-se desagregadas em custos fixos e custos variáveis e os principais itens considerados são:

### a) Custos Fixos:

- Demanda de Energia Elétrica;
- Materiais de Manutenção;
- Pessoal;
- Serviços de Terceiros (manutenção contratada, alimentação, viagens, etc.);
- Encargos Diversos (indenizações sobre lavra, prêmios de seguros, etc.);
- Impostos e Taxas (licenciamento de veículos, impostos predial e territorial etc.);
- Depreciação (calculadas pelo método da linha reta, dividindo-se os custos das instalações pela sua vida útil média);
- Amortização (recuperação durante a vida útil da usina do capital investido em itens como despesas de partida, terraplanagem, urbanização, administração da obra, etc.); e

### b) Custos Variáveis:

- Consumo de Energia Elétrica;
- Materiais de Consumo (explosivos, lubrificantes, etc.);
- Combustíveis (os custos referentes a óleo e gás combustíveis são posteriormente descontados por serem produzidos na própria usina); e
- Produtos Químicos e Catalisadores.

Não foram consideradas nas estimativas de custos operacionais as despesas com a restauração da vegetação e os custos de administração e apoio para o oleoduto.

TABELA 12  
INVESTIMENTOS 1ª ETAPA  
(Empresarial)

Taxa de Conversão = Cr\$ 68,44/US\$ 1,00 Epoca-Base: Janeiro/81

ESPECIFICAÇÃO	MOEDA ESTRANGEIRA US\$ x 10 <sup>3</sup>	MOEDA NACIONAL Cr\$ x 10 <sup>6</sup>	TOTAL EXPRESSO EM MOEDA NACIONAL: Cr\$ x 10 <sup>6</sup>
<u>Usina</u>	<u>159.213</u>	<u>74.945,8</u>	<u>85.842,4</u>
<u>Custos Instalados</u>	<u>105.872</u>	<u>51.812,4</u>	<u>59.058,3</u>
Mineração	78.364	3.957,5	9.320,7
Tratamento de Minérios	736	14.469,2	14.519,6
Retortagem	11.037	20.423,6	21.179,0
Tratamento do Gás	3.547	2.717,2	2.960,0
Pré-Tratamento do Óleo	3.697	1.567,1	1.820,0
Transferência e Estocagem	64	1.227,4	1.231,8
Utilidades	6.582	4.211,8	4.662,3
Sistemas Auxiliares	17	1.447,0	1.448,2
Manutenção	1.456	724,2	823,8
Administração e Apoio	372	1.067,4	1.092,9
<u>Impostos e Taxas</u>	-	<u>6.594,4</u>	<u>6.594,4</u>
IPI e ICM	-	3.893,6	3.893,6
Importação	-	2.700,8	2.700,8
<u>Itens Complementares</u>	<u>16.642</u>	<u>11.711,7</u>	<u>12.850,7</u>
Aquisição de Terreno	-	676,4	676,4
Despesas de Partida	16.642	5.128,6	6.267,6
Outros	-	5.906,7	5.906,9
<u>Capital de Giro</u>	<u>28.242</u>	<u>585,0</u>	<u>2.517,0</u>
<u>Contingências Físicas</u>	<u>8.457</u>	<u>4.242,3</u>	<u>4.821,1</u>
<u>Oleoduto</u>	<u>2.488</u>	<u>3.606,2</u>	<u>3.776,5</u>
<u>Custos Instalados</u>	-	<u>3.003,4</u>	<u>3.003,4</u>
<u>Impostos e Taxas</u>	-	<u>361,8</u>	<u>361,8</u>
IPI e ICM	-	286,0	286,0
Importação	-	75,8	75,8
<u>Capital de Giro</u>	<u>2.450</u>	-	<u>167,7</u>
<u>Itens Complementares</u>	-	<u>170,3</u>	<u>170,3</u>
<u>Contingências Físicas</u>	<u>38</u>	<u>70,7</u>	<u>73,3</u>
Total Geral	161.701	78.552,0	89.618,9

FORTE: PETROBRÁS.

## TABELA 13

CUSTOS OPERACIONAIS 1.<sup>a</sup> ETAPA

(Empresarial)

Taxa de Conversão = Cr\$ 68,44/US\$ 1,00

Época-Base: Janeiro/81

ESPECIFICAÇÃO	MOEDA ESTRANGEIRA US\$ x 10 <sup>3</sup>	MOEDA NACIONAL Cr\$ x 10 <sup>6</sup>	TOTAL EXPRESSO EM MOEDA NACIO- NAL: Cr\$ x 10 <sup>6</sup>
<u>Custos Fixos</u>	<u>20.005</u>	<u>20.010,5</u>	<u>21.379,6</u>
Demanda de Energia Elétrica	-	1.422,9	1.422,9
Materiais de Manutenção	2.466	2.248,5	2.417,3
Pessoal	-	4.834,5	4.834,5
Serviços de Terceiros	-	1.487,3	1.487,3
Encargos Diversos	-	818,7	818,7
Impostos e Taxas	-	3,2	3,2
Depreciações	16.435	8.608,6	9.733,4
Amortizações	1.103	586,8	662,3
<u>Custos Variáveis</u>	<u>69.678</u>	<u>2.843,9</u>	<u>7.612,7</u>
Material de Consumo	37.775	1.551,5	4.136,8
Consumo de Energia Elétrica	-	1.257,7	1.257,7
Combustíveis	174.919	-	11.971,5
Crédito dos Combustíveis	(143.016)	-	(9.788,0)
<u>Utilidades - Hidrotratamento</u>	<u>-</u>	<u>34,7</u>	<u>34,7</u>
<u>Contingências</u>	<u>4.765</u>	<u>929,2</u>	<u>1.255,3</u>
Custo Anual Total	94.448	23.783,6	30.247,6

FONTE: PETROBRÁS.

**TABELA 14**  
**INVESTIMENTOS 1ª + 2ª ETAPAS**  
**(Empresarial)**

Taxa de Conversão = Cr\$ 68,44/US\$ 1,00

Epoca-Base: Janeiro/81

ESPECIFICAÇÃO	MOEDA ESTRANGEIRA US\$ x 10 <sup>3</sup>	MOEDA NACIONAL Cr\$ x 10 <sup>6</sup>	TOTAL EXPRESSO EM MOEDA NACIONAL: Cr\$ x 10 <sup>6</sup>
<u>Usina</u>	<u>314.251</u>	<u>129.088,8</u>	<u>150.596,2</u>
<u>Custos Instalados</u>	<u>201.668</u>	<u>91.972,2</u>	<u>105.774,5</u>
Mineração	154.753	7.391,5	17.982,8
Tratamento de Minérios	1.372	23.499,6	23.593,5
Retortagem	22.060	40.527,8	42.037,6
Tratamento do Gás	7.433	5.300,7	5.809,4
Pré-Tratamento do Óleo	4.863	3.495,2	3.828,0
Transferência e Estocagem	84	1.969,5	1.975,3
Utilidades	9.244	5.994,7	6.627,4
Sistemas Auxiliares	20	1.876,4	1.877,8
Manutenção	1.467	842,8	943,2
Administração e Apoio	372	1.074,0	1.099,5
<u>Impostos e Taxas</u>	<u>-</u>	<u>12.117,1</u>	<u>12.117,1</u>
IPI e ICM	-	7.034,4	7.034,4
Importação	-	5.082,7	5.082,7
<u>Itens Complementares</u>	<u>35.220</u>	<u>16.589,9</u>	<u>19.000,3</u>
Aquisição do Terreno	-	676,4	676,4
Despesas de Partida	35.220	7.790,8	10.201,3
Outros	-	8.122,7	8.122,7
<u>Capital de Giro</u>	<u>60.762</u>	<u>1.102,6</u>	<u>5.261,1</u>
<u>Contingências Físicas</u>	<u>16.601</u>	<u>7.307,0</u>	<u>8.443,2</u>
<u>Oleoduto</u>	<u>4.290</u>	<u>3.606,1</u>	<u>3.899,7</u>
<u>Custos Instalados</u>	<u>-</u>	<u>3.003,4</u>	<u>3.003,4</u>
<u>Impostos e Taxas</u>	<u>-</u>	<u>361,7</u>	<u>361,7</u>
IPI e ICM	-	286,0	286,0
Importação	-	75,7	75,7
<u>Capital de Giro</u>	<u>4.224</u>	<u>-</u>	<u>289,1</u>
<u>Itens Complementares</u>	<u>-</u>	<u>170,3</u>	<u>170,3</u>
<u>Contingências Físicas</u>	<u>66</u>	<u>70,7</u>	<u>75,2</u>
<u>Hidrotratamento</u>	<u>45.915</u>	<u>9.847,6</u>	<u>12.990,0</u>
<u>Custos Instalados</u>	<u>10.323</u>	<u>6.534,9</u>	<u>7.241,4</u>
<u>Impostos e Taxas</u>	<u>-</u>	<u>1.412,4</u>	<u>1.412,4</u>
IPI e ICM	-	1.062,8	1.062,8
Importação	-	349,6	349,6
<u>Capital de Giro</u>	<u>14.059</u>	<u>6,2</u>	<u>968,4</u>
<u>Itens Complementares</u>	<u>17.638</u>	<u>998,9</u>	<u>2.206,0</u>
<u>Contingências Físicas</u>	<u>3.895</u>	<u>895,2</u>	<u>1.161,8</u>
<b>Total Geral</b>	<b>364.456</b>	<b>142.542,5</b>	<b>167.485,9</b>

FONTE: PETROBRÁS.

TABELA 15

CUSTOS OPERACIONAIS 1.<sup>a</sup> + 2.<sup>a</sup> ETAPAS

(Empresarial)

Taxa de Conversão = Cr\$ 68,44/US\$ 1,00

Época-Base: Janeiro/81

ESPECIFICAÇÃO	MOEDA ESTRANGEIRA US\$ x 10 <sup>3</sup>	MOEDA NACIONAL Cr\$ x 10 <sup>6</sup>	TOTAL EXPRESSO EM MOEDA NACIO- NAL: Cr\$ x 10 <sup>6</sup>
<u>Custos Fixos</u>	<u>9.753,3</u>	<u>10.822,1</u>	<u>11.489,6</u>
Demanda de Energia Elétrica	-	671,4	671,4
Materiais de Manutenção	1.208,5	1.173,6	1.256,3
Pessoal	-	3.067,5	3.067,5
Serviços de Terceiros	-	698,4	698,4
Encargos Diversos	-	429,7	429,7
Impostos e Taxas	-	2,2	2,2
Depreciações	8.026,8	4.411,8	4.961,1
Amortizações	518,8	367,5	403,0
<u>Custos Variáveis</u>	<u>4.841,2</u>	<u>1.321,4</u>	<u>1.652,7</u>
Material de Consumo	-	794,6	794,6
Consumo da Energia Elétrica	-	526,8	526,8
Combustíveis	70.474,2	-	4.823,2
Créditos dos Combustíveis	(65.633,0)	-	(4.491,9)
<u>Contingências</u>	<u>583,4</u>	<u>476,5</u>	<u>516,5</u>
Custo Anual Total	15.177,9	12.620,0	13.658,8

FONTE: PETROBRÁS.

TABELA 16

## ESTRUTURAÇÃO INTERNA DO CUSTO OPERACIONAL ANUAL TOTAL EM CADA UNIDADE

(% do Total da Unidade)

ITENS	UNIDADE ETAPA																					
	Mineração		Tratamento de Minérios		Retortagem		Tratamento do Gás		Pré-Tratamento do Óleo		Transferência e Estocagem		Utilidades		Sistemas Auxiliares		Manutenção		Administração e Apoio		Total da Usina	
	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª
Demanda de Energia Elétrica	4,0	4,1	6,4	6,8	5,1	5,1	0,5	3,8	1,4	1,6	0,1	0,2	2,4	1,5	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	3,3	3,4
Materiais de Manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65,7	66,7	-	-	8,9	8,9
Pessoal	24,1	23,9	13,6	14,1	5,2	4,6	15,8	12,5	12,2	8,0	47,9	38,0	14,3	7,9	-	-	22,4	16,4	31,2	27,0	14,9	11,9
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,1	15,8	20,6	20,8	3,5	3,8
Encargos Diversos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,9	25,9	2,2	2,1
Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,0	0,0
Depreciações	30,8	30,8	52,4	48,4	24,0	24,1	42,9	41,8	32,0	26,8	51,9	61,7	17,5	10,8	45,0	36,2	1,5	0,9	3,3	2,2	23,0	21,7
Amortizações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,9	20,3	2,1	1,6
<u>Custos Variáveis</u>																						
Material de Consumo	24,0	24,4	-	-	0,4	0,4	9,9	11,2	0,6	0,4	-	-	0,3	0,8	7,7	5,0	-	-	1,3	1,4	3,4	3,5
Consumo de Energia Elétrica	2,2	2,3	4,8	5,1	3,8	3,9	0,4	2,8	1,1	1,2	0,1	0,1	1,8	1,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,7	1,4	2,6	2,6
Combustíveis	14,9	14,5	22,8	25,6	61,5	61,9	30,5	27,9	52,7	62,0	-	-	63,7	78,4	47,0	58,5	-	-	0,8	0,8	36,1	40,5
Participação da Unidade no Total da Usina (%)	11,3	11,4	10,1	9,2	37,8	38,8	2,9	3,1	2,4	3,2	0,8	0,6	9,5	11,5	1,2	1,0	13,6	13,3	10,4	8,1	100,0	100,0

FONTE: PETROBRÁS.

TABELA 17

ESTRUTURAÇÃO INTERNA DO CUSTO OPERACIONAL ANUAL EM MOEDA ESTRANGEIRA EM CADA UNIDADE  
(% do Total da Unidade)

48

ITENS	UNIDADE ETAPA																					
	Mineração		Tratamento de Minérios		Retortagem		Tratamento do Gás		Pré-Tratamento do Óleo		Transferência e Estocagem		Utilidades		Sistemas Auxiliares		Manutenção		Administração e Apoio		Total da Usina	
	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª
<u>Custos Fixos</u>																						
Demanda de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Materiais de Manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95,2	97,5	-	-	1,3	1,2
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Diversos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciações	55,4	56,6	7,7	7,7	1,5	1,5	11,1	12,1	8,4	3,9	10,0	10,0	2,8	1,4	0,1	0,1	4,8	2,5	2,9	1,5	7,7	6,9
Amortizações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71,0	78,1	0,6	0,5
<u>Custos Variáveis</u>																						
Material de Consumo	-	-	-	-	-	-	-	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Consumo de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustíveis	44,6	43,4	92,3	92,3	98,5	98,5	88,9	85,7	91,0	96,1	-	-	97,2	98,6	99,9	99,9	-	-	26,1	20,4	90,5	91,3
Participação da Unidade no Total da Usina (%)	9,5	8,6	6,2	5,8	59,1	55,0	2,5	2,2	3,5	4,6	0,0	0,0	15,7	20,6	1,4	1,3	1,4	1,2	0,8	0,7	100,0	100,0

FONTE: PETROBRÁS.

TABELA 18

## ESTRUTURAÇÃO INTERNA DO INVESTIMENTO EM MOEDA ESTRANGEIRA EM CADA UNIDADE (%)

ITENS	UNIDADE ETAPA																					
	Mineração		Tratamento de Minérios		Retortagem		Tratamento do Gás		Pré-Tratamento do Óleo		Transferência e Estocagem		Utilidades		Sistemas Auxiliares		Manutenção		Administração e Apoio		Total da Usina	
	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª
Equipamentos Principais	87,6	88,6	69,5	51,6	38,8	38,9	83,9	83,9	73,3	40,0	-	-	56,7	27,2	-	-	63,3	-	0,7	-	61,7	58,2
Materiais e Outros Equipamentos	0,5	0,5	8,1	6,0	5,3	5,3	3,7	1,8	2,0	1,1	100,0	100,0	6,1	2,3	4,8	1,0	3,0	2,4	0,8	-	2,3	1,7
Sobressalentes	9,8	10,0	7,0	6,7	3,4	3,4	12,7	4,6	7,5	4,1	-	-	4,9	1,6	-	-	6,4	-	-	-	6,8	6,1
Transporte e Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Projeto Básico	0,3	-	-	-	-	-	5,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	-
Projeto Detalhamento	0,2	-	-	-	0,1	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,0
Despesas de Partida	1,4	0,8	11,3	19,9	41,4	41,4	9,8	7,9	12,6	42,5	-	-	25,8	55,1	63,6	66,0	21,9	73,1	0,9	0,3	10,6	12,6
Capital de Giro	0,2	0,1	3,3	5,8	11,0	11,0	2,3	1,8	4,6	12,3	-	-	6,5	13,8	31,7	33,0	5,4	24,5	97,6	99,7	18,3	21,4
Participação da Unidade no Total da Usina (%)	49,6	49,2	5,6	6,3	15,5	15,6	2,7	2,9	2,8	1,6	0,0	0,0	6,4	5,7	0,2	0,2	1,3	0,3	15,9	18,1	100,0	100,0

FONTE: PETROBRÁS.

TABELA 19

## ESTRUTURAÇÃO INTERNA DO INVESTIMENTO TOTAL EM CADA UNIDADE (%)

ITENS	UNIDADE ETAPA																					
	Mineração		Tratamento de Minérios		Retortagem		Tratamento do Gás		Pré-Tratamento do Óleo		Transferência e Estocagem		Utilidades		Sistemas Auxiliares		Manutenção		Administração e Apoio		Total da Usina	
	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª	1ª	2ª
Equipamentos Principais	60,5	63,3	42,7	47,2	48,2	49,1	40,0	47,3	28,5	31,2	25,3	35,9	25,7	30,5	8,2	19,2	15,6	6,0	2,5	0,3	40,3	45,5
Materiais e Outros Equipamentos	1,8	1,8	9,9	12,2	14,3	14,6	20,3	20,1	17,0	21,6	17,2	12,2	31,4	24,0	28,0	34,0	6,2	3,4	7,4	-	12,7	12,1
Sobressalentes	6,4	6,7	2,6	3,0	2,2	2,3	1,4	0,7	2,1	1,8	0,2	0,1	1,5	1,1	0,1	0,1	1,0	0,3	-	-	2,5	2,8
Transporte e Seguros	4,4	4,7	3,0	3,5	2,0	2,1	1,2	1,5	4,2	3,2	2,6	1,8	0,8	1,0	0,9	1,6	1,6	0,5	-	-	2,3	2,6
Impostos e Taxas	15,3	16,0	14,0	15,6	7,1	7,3	9,0	9,4	8,4	10,7	11,0	14,1	10,2	8,3	9,0	10,9	1,8	0,8	-	-	9,6	10,1
Serviços de Terceiros	2,2	2,3	12,2	14,8	17,8	18,2	14,5	17,7	23,3	25,3	32,3	35,4	17,0	14,0	44,7	28,5	13,5	4,6	10,1	-	14,4	13,9
Projeto Básico	0,6	-	0,4	-	0,2	-	2,6	-	2,5	-	1,1	-	0,8	-	1,4	-	0,4	-	-	-	0,6	-
Projeto Detalhamento	2,0	-	12,9	-	1,9	0,9	6,8	-	8,4	-	5,9	-	3,2	-	4,7	-	2,1	-	-	-	4,8	0,4
Despesas de Partida	6,3	4,6	2,2	3,2	5,3	4,7	3,7	3,1	4,7	5,1	4,4	0,4	8,5	17,5	1,5	3,8	50,4	67,6	41,4	31,6	9,0	7,4
Capital de Giro	0,7	0,6	0,1	0,4	0,9	0,9	0,4	0,3	0,8	1,1	-	-	0,9	3,5	0,7	1,9	7,1	16,8	38,7	68,1	3,8	5,2
Participação da Unidade no Total da Usina (%)	14,5	17,0	22,1	17,9	33,6	41,5	4,6	5,5	2,7	3,8	1,8	1,3	7,6	4,6	2,2	0,8	2,9	1,4	8,0	6,2	100,0	100,0

FONTE: PETROBRÁS.

### III - AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Após o detalhamento do projeto básico da Usina de São Mateus do Sul, com a caracterização dos aspectos tecnológicos e a quantificação das variáveis mais relevantes, tanto de natureza física quanto econômica, o objetivo imediato do trabalho passa a ser, agora, a realização da avaliação econômica do empreendimento, com o intuito de fornecer subsídios para a recomendação ou não de sua realização,<sup>1</sup> através da delimitação de suas fronteiras de viabilidade econômica.

Esta avaliação pode, em princípio, ser feita sob duas óticas distintas: a de uma empresa, dita aqui empresarial, onde a análise é feita sob a luz dos interesses da empresa, única e tão-somente; e o da sociedade como um todo, dita aqui social, onde a avaliação é feita tendo como referência os interesses nacionais, na medida em que se supõem que estes representam fidedignamente os anseios da sociedade.

É claro que enfoques distintos como estes podem levar a resultados completamente diferentes. Uma campanha de merenda escolar, por exemplo, certamente não seria um bom negócio sob o ponto de vista empresarial, embora não haja dúvidas acerca de qual seria a conclusão de uma análise social a respeito. Por outro lado, a indústria do fumo pode parecer bastante atrativa para uma empresa, no entanto, é altamente questionável se a mesma gera algum benefício para a sociedade.

Na realidade é bastante complexa a questão de mensura-

---

<sup>1</sup>Sem esquecer, é claro, das eventuais restrições ditadas pela disponibilidade de recursos para investimentos.

ção dos benefícios (ou malefícios) sociais acarretados por uma determinada atividade, e certamente não está no escopo deste trabalho entrar por estes meandros. Assim, adotar-se-á aqui o procedimento que, na prática, foi consagrado para diferenciar as duas óticas em avaliações de projetos desta natureza, sendo que as principais diferenças entre elas podem ser resumidas em três pontos, a saber:

a) na análise social não são levadas em consideração as despesas com impostos e taxas, haja vista que, no final das contas, tais desembolsos se resumem a um simples mecanismo de transferência interna de recursos, não se configurando como custos sociais. Já no caso empresarial, estas despesas devem ser consideradas, pois constituem dispêndios efetivos para a empresa;

b) sob a ótica social os produtos são valorados de acordo com o seu real valor para a economia, o que, em princípio, supõe-se seja perfeitamente retratado pela sua cotação em um mercado livre, de modo a, no presente caso, adotar-se os valores vigentes no mercado internacional;

Já no caso empresarial, a valoração dos produtos é feita de acordo com os preços pelos quais eles realmente são comercializados, ou seja, os preços de realização fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo no presente caso;

c) na análise social, os dólares "embutidos" na aquisição de equipamentos fabricados no país são contabilizados como investimentos em moeda estrangeira, pois, mesmo que indiretamente, tal operação implica dispêndio de divisas nacionais. Naturalmente isto não é feito no caso empresarial. Ainda no que concerne a questões de divisas, na análise empresarial a taxa cambial utili-

zada é a oficial, enquanto na social considera-se a taxa de câmbio "sombra" (custo real da divisa).

Existem vários enfoques para a execução da análise econômica do projeto da usina que, embora não sejam conflitantes, fornecem informações finais de diferentes formas e utilidades. Tendo em vista que optou-se pela utilização simultânea de vários deles, houve-se por bem estratificar este capítulo em várias seções, de acordo com a natureza da informação final fornecida.

Inicialmente, na Seção III.1 são apresentadas as taxas internas de retorno,<sup>2</sup> sob as óticas social e empresarial, considerando-se as hipóteses de construção apenas da primeira etapa e das duas etapas em conjunto.

Na Seção III.2 são apresentados os custos de produção dos produtos principais - óleo combustível na primeira etapa e cru sintético (petróleo) no caso das duas etapas -, considerando uma taxa de retorno para o empreendimento de 10% a.a.

A seguir, na Seção III.3 encontram-se os resultados da análise do custo da divisa gerada, obtidos a partir dos fluxos de moeda nacional e estrangeira e considerando também uma taxa de retorno de 10% a.a. Este exercício só é feito para o caso social, uma vez que não teria sentido em termos empresariais.

Finalmente, na Seção III.4 estão disponíveis os níveis de subsídios que seriam necessários para que o empreendimento, na ótica empresarial, apresentasse uma taxa de retorno de 10% a.a., seja no que se refere à diminuição de despesas via subsídios ao

---

<sup>2</sup>A taxa interna de retorno é aquela que iguala os valores presentes das despesas e receitas, de tal modo que o valor presente líquido do empreendimento é zero.

investimento, ou no que tange à elevação da receita através de subsídios aos preços de comercialização.

Para a realização destas análises tomou-se como referência os fluxos de desembolsos e arrecadações estimados pela PETROBRÁS em janeiro de 1981, os quais encontram-se disponíveis sob a forma de anexo ao final do trabalho, de modo a dispor-se na distribuição temporal prevista para os investimentos, custos operacionais, reinvestimentos (reposição de equipamentos e instalações ao final de suas vidas úteis) e receitas.

Os valores para as receitas foram calculados de acordo com os preços vigentes para os produtos básicos da usina na época base (janeiro/81). Assim, para a primeira etapa adotou-se os valores de US\$ 240,0/t para o óleo combustível<sup>3</sup> e US\$ 166,6/t para o enxofre na análise social, e Cr\$4.470,0/t e Cr\$3.128,6/t, respectivamente, na análise empresarial, procedendo-se de maneira análoga para a hipótese das duas etapas.

Tendo em vista que as estimativas de custos e receitas estão associadas a uma determinada expectativa de comportamento das diversas variáveis envolvidas, e dada a possibilidade de ocorrência de variações neste comportamento, procedeu-se à realização de uma análise de sensibilidade em torno dos principais parâmetros do projeto, quais sejam:

a) Nível de Contingências (NC) incidentes sobre os investimentos e custos operacionais;

b) Fator de Operação (FO) da usina; e

---

<sup>3</sup>A nafta e o gás combustível foram convertidos em óleo combustível por intermédio de seus equivalentes energéticos (relação entre poderes caloríficos).

c) Taxa Real de Crescimento ( $\Delta i$ ) dos preços dos produtos principais;  
cujos resultados são apresentados, em todos os itens, sob a forma tabular e/ou gráfica.

### III.1 - Taxas Internas de Retorno

Nas tabelas e gráficos a seguir, encontram-se os resultados dos exercícios de determinação da taxa interna de retorno da Usina Industrial de Xisto de São Mateus do Sul, obtidos a partir do fluxo de despesas e receitas estimado pela PETROBRÁS (ver anexo), considerando variações quanto ao comportamento dos principais parâmetros do projeto.

Uma rápida apreciação desses resultados demonstra claramente a sua grande variabilidade de acordo com o conjunto de hipóteses adotadas, encontrando-se rentabilidades desde 22,3% a.a. (Tabela 23) até -17,0% a.a. (Tabela 20), o que justifica em grande parte a controvérsia em torno da questão da conveniência de sua instalação. No que diz respeito à influência de cada hipótese em particular, merecem ser feitas as seguintes observações:

i) os resultados obtidos na análise social são sensivelmente melhores que aqueles alcançados na análise empresarial, o que se deve, em grande parte, ao fato de, via de regra, as cotações dos produtos da usina serem superiores no mercado internacional em relação aos preços de realização fixados pelo CNP, além, é claro, da não consideração de impostos e taxas neste enfoque. Tal constatação tem servido, inclusive, de argumento para a PETROBRÁS pleitear junto ao governo créditos e facilidades para a construção da usina;

ii) as taxas internas de retorno são mais elevadas na hipótese de construção das duas etapas em relação à de apenas a primeira, o que comprova a superioridade do esquema de beneficiamento que visa a produção de cru sintético e GLP, que, de resto, são produtos mais nobres que o óleo combustível;

iii) é grande a sensibilidade dos resultados em relação ao nível de contingências assumido, o que evidencia a necessidade de constantes revisões das estimativas de custos e receitas no sentido de torná-las o mais precisas possível, diminuindo assim o risco associado ao empreendimento;

iv) outro fator com relevante influência na rentabilidade da usina é o comportamento dos preços dos produtos principais, capaz de alterar completamente a conclusão quanto à viabilidade econômica do projeto, o que acaba por acentuar os riscos envolvidos, uma vez que não há tendências definidas em relação à evolução dos preços da energia no médio prazo; e

v) o fator de operação da usina, embora tenha uma influência razoável sobre as taxas internas de retorno, revela-se ser o parâmetro que relativamente menos afeta o seu desempenho econômico.

### III.2 - Custos de Produção

Nas tabelas a seguir são apresentados os custos de produção do óleo combustível e do cru sintético para os diversos enfoques e comportamentos admitidos para os parâmetros, segundo uma taxa de retorno de 10% a.a.

Naturalmente, o conteúdo das informações aqui apresentadas é basicamente o mesmo daquelas da seção anterior, cabendo por

TABELA 20

## TAXAS INTERNAS DE RETORNO (% a.a.) - ANÁLISE EMPRESARIAL 1ª ETAPA

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	4,8	2,0	- 1,4	- 6,6	-11,3
	2	9,0	6,8	3,9	0,3	- 2,6
	5	14,2	12,1	9,6	6,6	4,3
0,8	0	3,1	0,3	- 3,3	- 8,6	-13,8
	2	7,5	5,2	2,6	- 1,2	- 4,2
	5	12,8	10,8	8,3	5,4	3,3
0,7	0	1,3	- 1,6	- 5,4	-11,1	-17,0
	2	6,0	3,7	1,0	- 2,8	- 5,9
	5	11,5	9,5	7,1	4,2	2,0

Gráfico 1

TAXA INTERNA DE RETORNO X NÍVEL DE CONTINGÊNCIAS - EMPRESARIAL  
Usina Industrial São Mateus do Sul - 1ª etapa

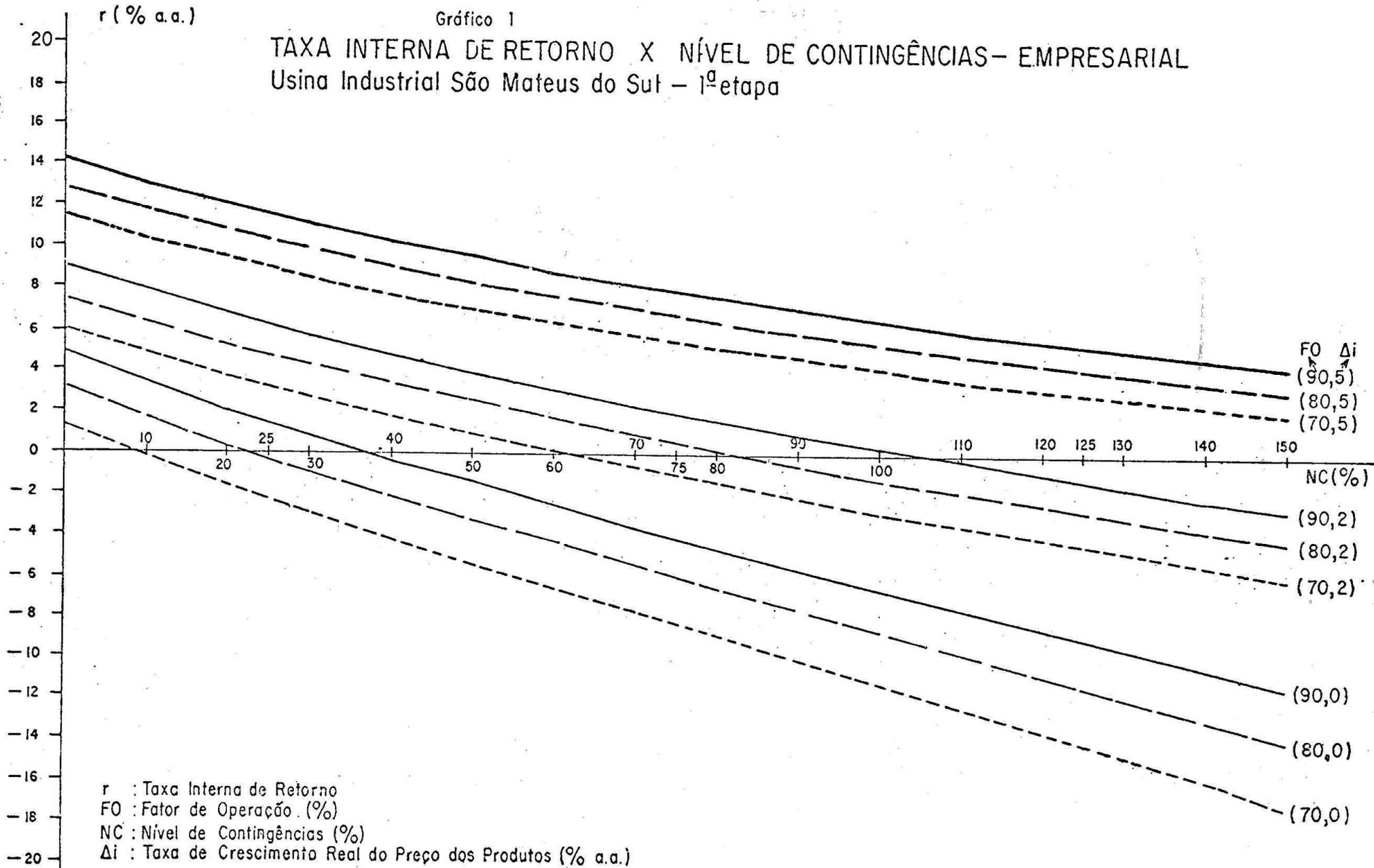


TABELA 21  
TAXAS INTERNAS DE RETORNO (% a.a.) - ANÁLISE SOCIAL 1ª ETAPA

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	12,3	9,0	4,8	- 0,9	- 6,5
	2	16,6	13,4	9,8	5,5	2,1
	5	22,1	19,1	15,7	11,8	9,0
0,8	0	10,1	6,8	2,6	- 3,8	-10,3
	2	14,4	11,5	8,0	3,7	0,2
	5	20,1	17,2	14,1	10,3	7,5
0,7	0	7,7	4,3	- 0,2	- 7,4	-16,1
	2	12,3	9,5	6,0	1,6	- 2,0
	5	17,9	15,3	12,3	8,7	6,0

Gráfico 2

# TAXA INTERNA DE RETORNO X NÍVEL DE CONTINGÊNCIAS - SOCIAL

Usina Industrial São Mateus do Sul - 1ª etapa

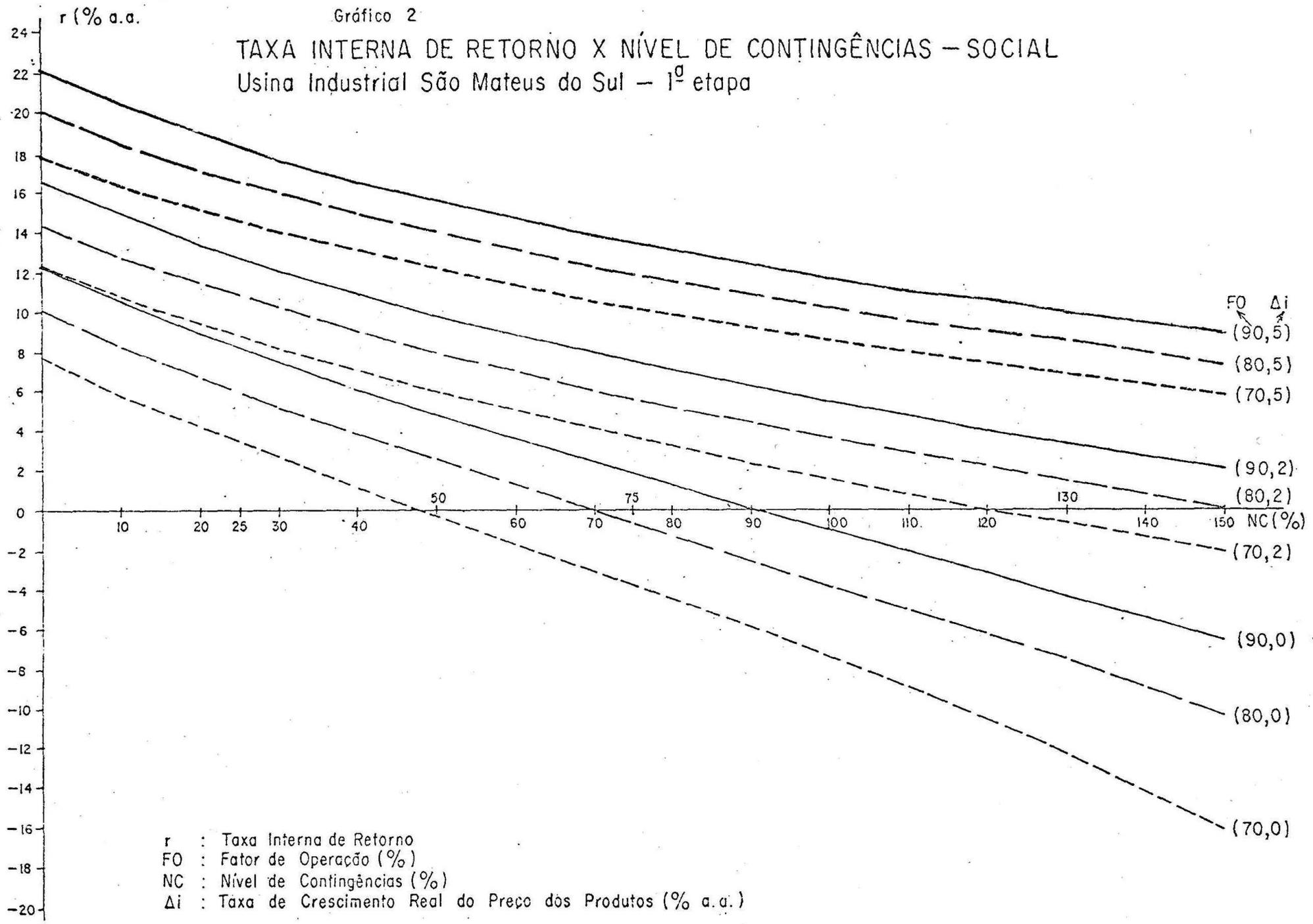


TABELA 22

TAXAS INTERNAS DE RETORNO (% a.a.) - ANÁLISE EMPRESARIAL 1ª + 2ª ETAPAS

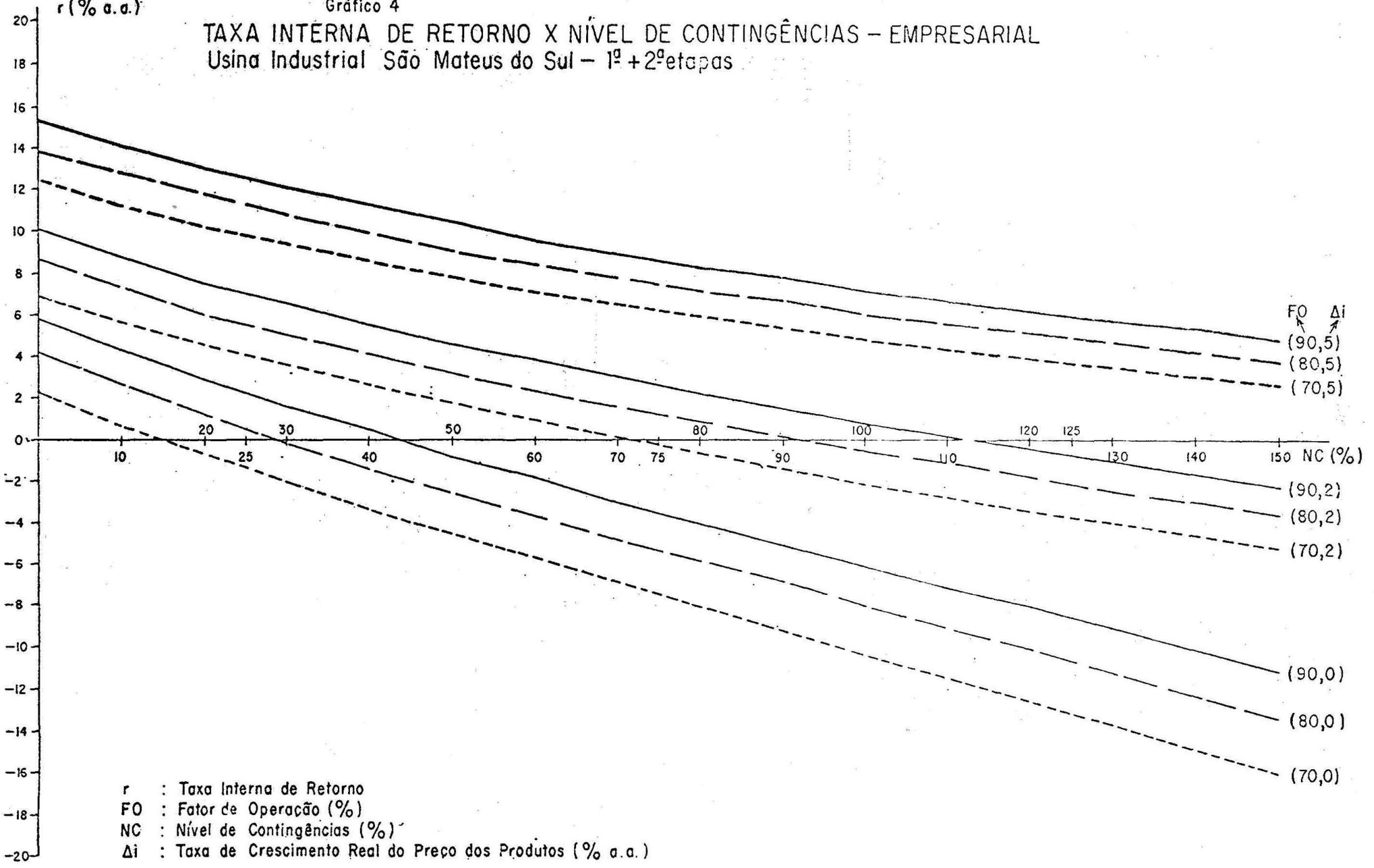
FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	5,8	2,9	- 0,8	- 6,0	-11,0
	2	10,1	7,5	4,6	0,9	- 2,1
	5	15,3	13,0	10,5	7,2	4,9
0,8	0	4,2	1,3	- 2,5	- 8,0	-13,2
	2	8,7	6,1	3,3	- 0,5	- 3,5
	5	13,9	11,8	9,1	6,1	3,9
0,7	0	2,3	- 0,6	- 4,4	-10,3	-15,9
	2	6,9	4,6	1,8	- 2,0	- 5,1
	5	12,5	19,3	7,9	4,9	2,7

r (% a.a.)

Gráfico 4

# TAXA INTERNA DE RETORNO X NÍVEL DE CONTINGÊNCIAS - EMPRESARIAL

Usina Industrial São Mateus do Sul - 1ª + 2ª etapas



r : Taxa Interna de Retorno  
FO : Fator de Operação (%)  
NC : Nível de Contingências (%)  
Δi : Taxa de Crescimento Real do Preço dos Produtos (% a.a.)

TABELA 23

TAXAS INTERNAS DE RETORNO (% a.a.) - ANÁLISE SOCIAL 1ª + 2ª ETAPAS

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	12,8	9,6	5,7	0,6	- 3,9
	2	16,8	13,7	10,3	6,1	3,0
	5	22,3	19,3	15,9	12,1	8,5
0,8	0	10,6	7,4	3,4	- 2,0	- 7,0
	2	14,8	11,8	8,5	4,3	1,1
	5	20,3	17,4	14,2	10,6	8,0
0,7	0	8,0	4,9	0,7	- 5,3	-11,2
	2	12,5	9,6	6,4	2,3	- 1,0
	5	18,1	15,3	12,3	8,8	6,3

Gráfico 5  
**TAXA INTERNA DE RETORNO X NÍVEL DE CONTINGÊNCIAS - SOCIAL**  
 Usina Industrial São Mateus do Sul - 1ª + 2ª etapas

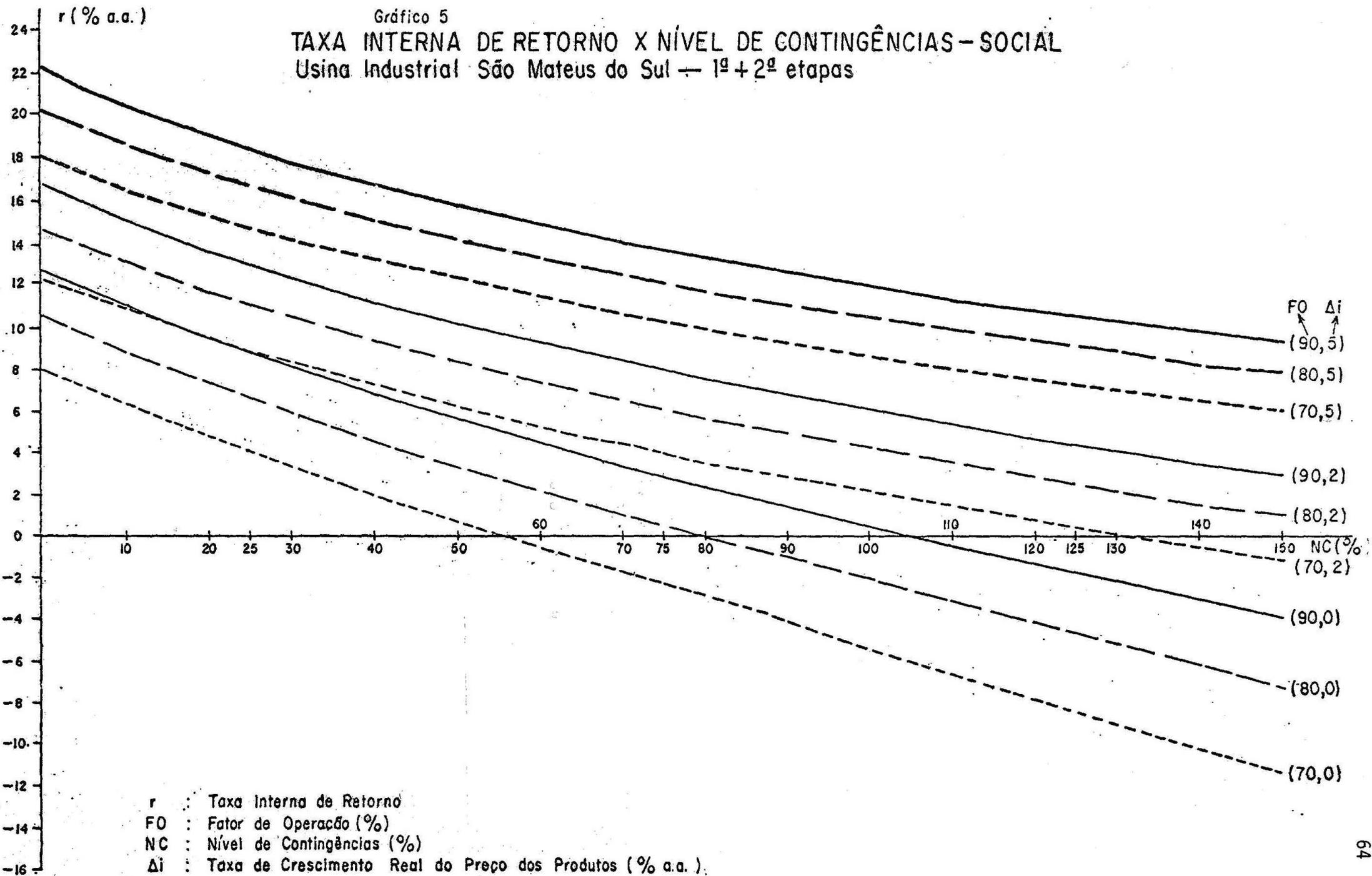


TABELA 24  
CUSTO DE PRODUÇÃO\* DO ÓLEO COMBUSTÍVEL (Cr\$/t)  
EMPRESARIAL - 1ª ETAPA

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	20.425	24.594	30.847	41.269	51.691
	2	15.502	18.686	23.462	31.422	39.382
	5	9.408	11.373	14.322	19.235	24.149
0,8	0	22.856	27.511	34.493	46.131	57.768
	2	17.358	20.514	26.247	35.136	44.024
	5	10.554	12.749	16.041	21.527	27.014
0,7	0	25.982	31.262	39.182	52.382	65.582
	2	19.746	23.779	29.828	39.910	49.993
	5	12.028	14.517	18.251	24.474	30.698

\* Taxa de retorno considerada: 10% a.a. Preço de realização do óleo combustível na época (jan./81): Cr\$ 14.470,00/t

TABELA 25  
 CUSTO DE PRODUÇÃO\* DE ÓLEO COMBUSTÍVEL (US\$/t)  
 SOCIAL - 1ª ETAPA

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	211,9	258,7	329,0	446,1	563,2
	2	156,6	192,4	246,0	335,5	424,9
	5	88,1	110,2	143,3	198,5	253,7
0,8	0	238,6	290,8	369,1	499,6	630,0
	2	177,0	216,9	276,6	376,3	475,9
	5	100,7	125,3	162,2	223,7	285,2
0,7	0	273,0	332,1	420,6	568,3	715,9
	2	203,2	248,3	316,0	428,8	541,6
	5	116,9	144,8	186,5	256,1	325,7

\* Taxa de retorno considerada: 10% a.a. Preço do óleo combustível na época (jan./81): US\$ 240,0/t

TABELA 26  
 CUSTO DE PRODUÇÃO\* DO CRU SINTÉTICO (US\$/bb1)  
 EMPRESARIAL - 1ª + 2ª ETAPAS

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	44,1	53,7	68,0	91,9	115,8
	2	32,8	40,1	51,1	69,3	87,6
	5	18,8	23,3	30,1	41,4	52,6
0,8	0	49,1	59,7	75,6	102,0	128,5
	2	36,7	44,7	56,8	77,0	97,2
	5	21,2	26,2	33,7	46,1	58,6
0,7	0	55,6	67,5	85,3	115,0	144,7
	2	41,6	50,7	64,3	87,0	109,6
	5	24,3	29,9	38,3	52,3	66,2

\* Taxa de retorno considerada: 10% a.a. Preço do petróleo na época (jan./81): US\$ 33,18/bbl

TABELA 27  
CUSTO DE PRODUÇÃO\* DO CRU SINTÉTICO (US\$/bb1)  
SOCIAL - 1ª + 2ª ETAPAS

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	28,4	36,0	47,3	66,1	85,0
	2	19,5	25,3	33,9	48,3	62,7
	5	8,5	12,0	17,4	26,3	35,2
0,8	0	32,2	40,5	53,0	73,7	94,5
	2	22,4	28,7	38,3	54,1	70,0
	5	10,3	14,2	20,1	29,8	39,6
0,7	0	37,1	46,4	60,3	83,5	106,7
	2	26,1	33,2	43,8	61,6	79,3
	5	12,6	16,9	23,5	34,4	45,4

\* Taxa de retorno considerada: 10% a.a. Preço do petróleo na época (jan./81): US\$ 33,72/bbl

tanto, as mesmas observações lá registradas. Vale apenas ressaltar que fica bastante evidenciada a maior atratividade da implantação da usina sob o prisma social, bastando para isso, notar que para o caso base ( $FO = 0,9$   $NC = 0\%$  e  $\Delta i = 0\%$  a.a.) os custos de produção sob este prisma são inferiores aos vigentes no mercado internacional, não ocorrendo, todavia, situação análoga no enfoque empresarial.

### III.3 - Custo da Divisa Gerada

Uma abordagem bastante interessante para a análise de um empreendimento com as características que tem o da implantação da usina, quais sejam o baixo índice de investimentos em moeda estrangeira e receita em dólares (através da liberação de importações), consiste na determinação do custo da divisa gerada, ou seja, da quantidade de cruzeiros despendidos para a economia de um dólar, aspecto este que ganha especial relevância em uma situação de carência de divisas como a que atravessa o país.

Em função disso, são mostrados nas tabelas a seguir os custos de geração de divisas para diversas situações segundo uma taxa de retorno de 10% a.a., obtidos a partir dos fluxos em moeda nacional e estrangeira (ver anexo). No que toca aos dólares "embutidos", foi estimado pela PETROBRÁS que eles representariam cerca de 15,4% dos custos em moeda nacional na primeira etapa e 16,0% na segunda.

De resto, valem as mesmas observações feitas na Seção III.1, à exceção, é claro, da comparação entre os resultados sociais e empresariais, uma vez que este exercício só faz sentido em termos sociais.

TABELA 28  
CUSTO DE DIVISA (Cr\$/US\$) - 1ª ETAPA

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	60,9	73,5	92,4	124,6	157,4
	2	46,3	55,8	70,0	94,2	118,7
	5	29,8	35,8	44,9	60,1	75,6
0,8	0	68,8	83,2	105,0	142,5	181,4
	2	52,1	62,9	79,2	107,1	135,6
	5	33,4	40,2	50,5	67,9	85,6
0,7	0	79,2	96,1	122,0	167,0	214,6
	2	59,8	72,3	91,5	124,4	158,7
	5	38,1	46,0	57,9	78,2	98,9

\* Taxa de câmbio da época: US\$ 1,00 = Cr\$ 68,44. Taxa de retorno adotada: 10% a.a.

TABELA 29  
 CUSTO DA DIVISA\* (Cr\$/US\$) - 1ª + 2ª ETAPAS

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	59,5	71,1	88,4	116,9	144,8
	2	45,6	54,6	68,0	90,0	111,8
	5	29,6	35,5	44,2	58,7	73,1
0,8	0	67,2	80,6	100,7	134,1	167,3
	2	51,4	61,6	77,0	102,5	128,0
	5	33,2	39,9	49,8	66,4	82,9
0,7	0	77,5	93,4	117,3	157,8	198,9
	2	59,0	71,0	89,1	119,5	150,4
	5	37,9	45,6	57,1	76,5	96,0

\* Taxa de retorno adotada: 10% a.a. Taxa de câmbio da época: US\$ 1,00 = Cr\$ 68,44

#### III.4 - Subsídios, Preço e Investimento

Tendo em vista que para uma empresa um determinado investimento só é atrativo a partir do momento em que proporciona uma rentabilidade superior a um nível mínimo, e dado que as taxas internas de retorno calculadas para a Usina Industrial de Xisto são em geral muito baixas, ou mesmo negativas, seria eventualmente necessário que o governo fornecesse alguma forma de ajuda ou incentivo para que a industrialização do xisto fosse interessante em termos empresariais.

Dentro desta abordagem, são apresentados agora os níveis de subsídios necessários para que a construção da usina apresente, em termos empresariais, uma taxa de retorno de 10% a.a., seja através da repartição das responsabilidades de investimento através, por exemplo, do fornecimento de empréstimos a fundo perdido, ou por meio de "prêmios" à comercialização dos produtos, modificando assim a receita.

Nas tabelas a seguir encontram-se os níveis de subsídios ao investimento - percentagem do mesmo que seria assumida pelo governo - e aos preços - sob a forma de percentagem em relação aos preços de realização - para as diversas hipóteses adotadas para os parâmetros, valendo os mesmos comentários das seções anteriores.

TABELA 30

## SUBSÍDIO INVESTIMENTO (%) - EMPRESARIAL 1ª ETAPA

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	36,4	51,2	65,9	80,6	89,5
	2	9,1	28,4	47,7	67,0	78,5
	5	-54,3	-24,5	5,4	35,3	53,2
0,8	0	45,6	58,7	71,8	84,9	92,8
	2	21,3	38,4	55,6	72,7	83,0
	5	-35,1	- 8,5	18,0	44,6	60,5
0,7	0	54,8	66,2	77,7	89,1	96,0
	2	33,5	48,5	63,5	78,5	87,5
	5	-15,8	7,4	30,6	53,8	67,8

TABELA 31  
SUBSÍDIO INVESTIMENTO (%) - 1ª + 2ª ETAPAS

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	30,2	46,5	62,8	79,1	88,9
	2	- 0,1	21,2	42,6	64,0	76,8
	5	-70,3	-37,3	- 4,2	28,9	48,7
0,8	0	39,9	54,4	68,9	83,4	92,1
	2	12,9	31,9	50,9	69,9	81,3
	5	-49,5	-20,1	9,3	38,7	56,3
0,7	0	49,5	62,2	74,9	87,6	95,2
	2	26,0	42,6	58,2	75,8	85,8
	5	-28,6	- 2,9	22,8	48,5	64,0

TABELA 32  
SUBSÍDIO PREÇO (%) - EMPRESARIAL 1ª ETAPA

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	41,2	69,4	111,8	182,3	252,9
	2	7,9	29,4	61,8	115,7	169,6
	5	-30,3	-16,4	4,5	39,3	74,2
0,8	0	58,0	89,6	137,0	215,9	294,9
	2	20,7	44,8	81,0	141,3	201,7
	5	-22,0	- 6,4	17,0	55,9	94,9
0,7	0	79,6	115,5	169,4	259,1	348,9
	2	37,2	64,6	105,8	174,3	242,9
	5	-11,4	6,4	32,9	77,2	121,5

TABELA 33

SUBSÍDIO PREÇO (%) - EMPRESARIAL 1ª + 2ª ETAPAS

FATOR DE OPERAÇÃO (FO)	CRESCIMENTO REAL DOS PREÇOS $\Delta i$ (% a.a.)	NÍVEL DE CONTINGÊNCIA (NC)				
		0%	20%	50%	100%	150%
0,9	0	30,8	57,0	96,2	161,6	88,9
	2	- 0,1	19,9	49,9	99,8	149,7
	5	-35,4	-22,5	- 3,2	29,1	61,4
0,8	0	45,8	74,9	118,7	191,5	264,4
	2	11,4	33,6	67,0	122,7	178,4
	5	-28,0	-13,6	7,9	43,9	79,8
0,7	0	65,1	98,1	147,6	230,1	312,6
	2	26,1	51,3	89,1	152,1	215,2
	5	-18,5	-10,4	22,2	62,9	103,6

#### IV - COMENTÁRIOS

A discussão em torno da conveniência da implementação da Usina Industrial de Xisto data de longo tempo, tendo merecido especial atenção a partir do início dos anos 70, principalmente após a ocorrência das bruscas elevações dos preços do petróleo no mercado internacional. Espera-se que com a leitura deste trabalho fique facilitada a compreensão dos motivos geradores da acentuada polêmica em torno da questão, tendo em vista que procurou-se evidenciar a existência de uma vasta gama de aspectos que podem ser listados como argumentos favoráveis à sua construção, lado a lado com outra não menos considerável relação de pontos adversos, que são normalmente utilizados como justificativas para as sucessivas protelações do início das atividades, ou mesmo para o abandono da idéia.

No que tange à questão tecnológica envolvida, parece não haver respaldo para maiores dúvidas quanto à sua viabilidade e à capacidade de realização da PETROBRÁS, principalmente como decorrência dos bons resultados e experiências auferidas com a operação, desde meados de 1972, da Usina Piloto no mesmo local cogitado para a implantação da Usina Industrial. Todavia, não se pode deixar de fazer ressalvas quanto à ponderável diferença de escalas entre os dois empreendimentos\* e, como foi exaustivamente citado ao longo do texto, lembrar o grande potencial de aprimoramentos passíveis de serem obtidos com a continuidade dos esforços de

---

\* Neste sentido é interessante citar que, ao longo de 1982, a PETROBRÁS desenvolveu um projeto para a construção de apenas um módulo da Usina Industrial, com capacidade de processar 6.240 t/do de xisto cru e produzir 2.390 bbl/do de óleo de xisto, 266 bbl/do de nafta e 51,5 t/do de enxofre

pesquisa em torno de vários pontos ainda não otimamente solucionados, que podem repercutir significativamente na eficiência do processo, notadamente em termos do balanço energético da usina, até o momento longe do ideal.

Em primeiro lugar, pode-se perceber claramente que um dos pontos mais delicados associados ao projeto da usina refere-se às incertezas presentes nas estimativas de custo, uma vez que por mais criteriosa que seja a sua elaboração não se pode esperar uma grande precisão devido ao caráter pioneiro do empreendimento, e também porque é tradicional observar-se em obras deste porte um grande descompasso entre as estimativas em fase de projetos e os custos efetivamente praticados quando de sua realização. Neste sentido, nem mesmo a experiência advinda da operação da Usina Piloto chega a constituir-se em um atenuante razoável, pois a mudança de escala envolvida - de 1.000 bbl/dia para 25.000 ou 50.000 bbl/dia - compromete qualquer extrapolação a partir dos resultados observados. Justamente como decorrência desta série de ponderações, optou-se por considerar uma larga faixa de variação para os níveis de contingências incidentes sobre as estimativas básicas de custo feitas pela equipe da PETROBRÁS, e o que se constatou foi ser um dos parâmetros que influenciam mais marcantemente os resultados.

Paralelamente, os resultados dos vários exercícios levados a cabo revelam que seria mais vantajosa a construção das duas etapas da usina em conjunto, como, de resto, seria de se esperar devido à produção de um produto final bem mais nobre - o cru sintético - segundo esta hipótese. Mas esta opção esbarra em um obstáculo muito forte, a restrição quanto à disponibilidade de re

ursos para investimentos, que já desponta como um empecilho para a construção apenas da primeira etapa, a qual exige pouco mais da metade dos investimentos necessários para a construção conjunta. Em que pese esta restrição seja bastante atenuada em função do baixo índice de investimento em moeda estrangeira, ela ainda assim permanece como sério entrave à realização da usina, notadamente em uma época de escassez de recursos como a atual.

Finalmente cabe uma discussão sobre a real contribuição que a instalação da Usina Industrial acarretaria para a solução do problema energético brasileiro. É óbvio que a instalação de apenas uma usina teria um efeito apenas marginal, pois a plena capacidade de sua produção representaria apenas cerca de 5% das necessidades nacionais. Mas, como os xistos oleígenos são encontrados em profusão ao longo do território brasileiro, o eventual sucesso desta iniciativa poderia redundar em uma contribuição mais efetiva, quiçá a solução do problema, embora até aqui os estudos quanto à possibilidade de seu aproveitamento estejam limitados aos recursos da Formação Irati. Este grande potencial dos xistos oleígenos certamente é um aspecto positivo para a construção da usina, contudo é interessante salientar que eles também são recursos exauríveis e, por não acarretarem nenhuma modificação nas estruturas de produção e consumo vigentes na sociedade, acabam por constituir-se em uma solução paliativa para a questão energética, tendo em vista que apenas atenuam o problema maior, que é o grande hiato entre os níveis de consumo de energia proveniente de fontes não renováveis e a disponibilidade destas.

ANEXO

FLUXOS DE DESPESAS E RECEITAS PREVISTOS PARA A  
USINA INDUSTRIAL DE XISTO DE SÃO MATEUS DO SUL

TABELA 34

FLUXO DE CAIXA EMPRESARIAL 1.<sup>a</sup> ETAPA (10<sup>6</sup> Cr\$ - JANEIRO/81)

(FO = 0,9; NC = 0%)

ITEM	ANO																		
	0	1	2	3	4	5/8	9	10/13	14	15/17	18	19	20/23	24	25/28	29	30/33	34	
Investimento Fixo	14003,2	14079,6	22021,7	21119,5	15708,6														
Revestimento							1332,3		1332,3		30313,3	31645,6		1332,3		1332,3			
Capital de Giro					2685,6													+2685,6	
Total das Aplicações	14003,2	14079,6	22026,7	21119,5	18394,2		1332,3		1332,3		30313,3	31645,6		1332,3		1332,3		+2685,6	
Custos Fixos					658,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	6585,6	5927,0
Apreciação e Amortização					536,2	5362,0	5362,0	5362,0	5362,0	5362,0	5362,0	4825,8	4529,0	4529,0	4529,0	4529,0	4529,0	4529,0	4529,0
Custos Variáveis					171,7	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1544,9
Receita					0,1R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	0,9R

FONTE: PETROBRÁS

R = 1,22993

P<sub>oc</sub> + 515,4P<sub>oc</sub> = preço óleo combustível (Cr\$/t)

TABELA 35

FLUXO DE CAIXA SOCIAL 1.<sup>a</sup> ETAPA (FO = 0,9; NC = 0%)(10<sup>6</sup> Cr\$ - JANEIRO/81)

ITEM	ANO																		
	0	1	2	3	4	5/8	9	10/13	14	15/17	18	19	20/23	24	25/28	29	30/33	34	
Investimento Fixo	12516,0	12822,8	20039,7	19232,0	14668,9														
Reinvestimento							1179,0		1179,0		27191,5	28370,5		1179,0		1179,0			
Capital de Giro					2685,6													+2685,6	
Total das Aplicações	12516,0	12822,8	20039,7	19232,0	17354,5		1179,0		1179,0		27191,5	28370,5		1179,0		1179,0		+2685,6	
Custos Fixos					608,6	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	6086,1	5477,5
Custos Variáveis					171,7	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1716,5	1544,9
Receita					0,1R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	0,9R

FONTE: PETROBRÁS

R = 1,22993 P<sub>oc</sub> + 1878,1P<sub>oc</sub> = preço do óleo combustível (Cr\$/t)

TABELA 36

## FLUXO DE CAIXA SOCIAL PARA CÁLCULO DE CUSTO DA DIVISA 1ª ETAPA

(FO = 0,9; NC = 0%)

ITEM	ANO																		
	0	1	2	3	4	5/8	9	10/13	14	15/17	18	19	20/23	24	25/28	29	30/33	34	
<u>Moeda Nacional (10<sup>6</sup>Cr\$)</u>																			
Investimento Fixo	11770,0	11077,6	17309,0	16617,6	11842,3														
Reinvestimentos							668,2		668,2		26480,4	27148,7		668,2		668,2			
Capital de Giro					585,0														+585,0
Custos Fixos					595,6	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5956,1	5360,5
Custos Variáveis					137,4	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1374,3	1236,9
<u>Moeda Estrangeira (10<sup>5</sup> US\$)</u>																			
Investimento Fixo	10,9	25,5	39,9	38,2	41,3														
Reinvestimentos							7,5		7,5		65,3	72,8		7,5		7,5			
Capital de Giro					30,7														+30,7
Receita Operacional					+32,3	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+322,6	+290,3
Custo Fixo					0,2	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,7
Custo Variável					0,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	4,5

FONTE: PETROBRÁS

TABELA 37

FLUXO DE CAIXA EMPRESARIAL 1ª + 2ª ETAPAS (FO = 0,9; NC = 0%)

(10<sup>6</sup> Cr\$ - JANEIRO/81)

ITEM	ANO																		
	0	1	2	3	4	5/8	9	10/13	14	15/17	18	19	20/23	24	25/28	29	30/33	34	
Investimento Fixo	19938,0	27516,9	43314,0	41131,8	29213,1														
Reinvestimen- to							2494,2		2492,2		57226,3	59760,5		2494,2		2494,2			
Capital de Gi- ro					6013,0													+6013,0	
Total das Apli- cações	19938,0	27516,9	43314,0	41131,8	35226,1		2494,2		2494,2		57226,3	59760,5		2494,2		2494,2		+6013,0	
Custos Fixos					1185,9	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	11858,3	10672,4
Depreciação e Amortização					1039,5	10395,3	10395,3	10395,3	10395,3	10395,3	10395,3	10395,3	9355,8	8467,1	8467,1	8467,1	8467,1	8467,1	8467,1
Custos Variá- veis					800,1	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	7200,7
Receita					0,1R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	0,9R

FONTE: PETROBRÁS

R = 2,158318 P<sub>CS</sub> + 4037,2

P<sub>CS</sub> = preço do cru sintético (Cr\$/t)

TABELA 38

FLUXO DE CAIXA SOCIAL 1.<sup>a</sup> + 2.<sup>a</sup> ETAPAS (FO = 0,9; NC = 0%)(10<sup>6</sup> Cr\$ - JANEIRO/81)

ITEM	ANO																		
	0	1	2	3	4	5/8	9	10/13	14	15/17	18	19	20/23	24	25/28	29	30/35	34	
Investimento Fixo	17782,8	24763,9	38855,8	36976,0	27395,8														
Reinvestimen- to							2204,6		2204,6		50963,2	53167,8		2204,6		2204,6			
Capital de Gi- ro					6013,0													+6013,0	
Total das Apli- cações	17782,8	24763,9	38855,8	36976,0	33408,8		2204,6		2204,6		50963,2	53167,8		2204,6		2204,6		+6013,0	
Custos Fixos					1092,1	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	10921,4	9829,3
Custos Variá- veis					800,1	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	8000,7	7200,7
Receita					0,1R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	0,9R

FONTE: PETROBRÁS

R = 2,158318 P<sub>CS</sub> + 100671,7P<sub>CS</sub> = preço do cru sintético (Cr\$/t)

TABELA 39

## FLUXO DE CAIXA SOCIAL PARA CÁLCULO DE CUSTO DA DIVISA 1ª + 2ª ETAPAS

(FO = 0,9; NC = 0%)

08

ITEM	ANO																		
	0	1	2	3	4	5/8	9	10/13	14	15/17	18	19	20/23	24	25/28	29	30/35	34	
<u>Moeda Nacional (10<sup>6</sup> Cr\$)</u>																			
Investimento Fixo	16058,1	20726,0	32853,7	31090,2	20935,0														
Reinvestimentos							1239,8		1239,8		48440,8	49680,7		1239,8			1239,8		
Capital de Giro					1140,6													+1140,6	
Custos Fixos					1062,7	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	10627,1	9564,4
Custos Variáveis					296,3	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2963,5	2667,2
<u>Moeda Estrangeira (10<sup>6</sup> US\$)</u>																			
Investimento Fixo	25,2	59,0	87,7	86,0	94,4														
Reinvestimentos							14,1		14,1		136,9	151,0		14,1			14,1		
Capital de Giro					71,2													+71,2	
Receita Operacional					+67,2	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+671,8	+604,6
Custo Fixo					0,4	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	3,9
Custo Variável					7,4	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	66,2

FONTE: PETROBRÁS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PADULA, Vicente Tomazelli. Folhelhos pirobetuminosos: reservas conhecidas e potenciais. Curitiba, PETROBRÁS, 1979. 19 f. num. + anexo, il. (Trabalho apresentado no Seminário sobre Modelo Energético. Curitiba, 1979).

PETROBRÁS, Curitiba. Usina Industrial do Xisto de São Mateus do Sul (1ª etapa). Curitiba, 1980. 76 f. num. tab., gráf. + anexo.

Trabalhos da PETROBRÁS sobre o assunto, de circulação restrita.

## TEXTOS PARA DISCUSSÃO DO GRUPO DE ENERGIA (TDE)

- Nº I - "Uma Avaliação dos Impactos Ambientais e Socio-Econômicos Locais Decorrentes da Industrialização do Xisto", Sérgio Margulis e Ricardo Paes de Barros, Dezembro 1981, 30 p.
- Nº II - "Recursos Nacionais de Xistos Oleíferos: Um Levantamento com Vistas ao Planejamento Estratégico do Setor", Lauro R. A. Ramos e Ricardo Paes de Barros, Dezembro 1981, 76p.
- Nº III- "Agricultura e Produção de Energia: Avaliação do Custo da Matéria-Prima para Produção de Alcool, Equipe IPEA/IPT, Janeiro, 1982, 64 p.
- Nº IV - "Um Modelo de Crescimento para a Indústria do Xisto", Ricardo Paes de Barros e Lauro R. A. Ramos, Fevereiro 1982, 57p.
- Nº V - "Um Modelo de Planejamento de Oferta de Energia Elétrica", Octávio A. F. Tourinho, Março 1982, 12 p.
- Nº VI - "A Economia do Carvão Mineral", Eduardo M. Modiano e Octávio A. F. Tourinho, Março 1982, 48 p.
- Nº VII- "Um Modelo Econométrico para a Demanda de Gasolina pelos Automóveis de Passeio", Ricardo Paes de Barros e Silvério Soares Ferreira, Maio 1982, 135 p.
- NºVIII- "A Critical Look at the Theories of Household Demand for Energy", Ali Shamsavari, Junho 1982, 32 p.
- Nº IX - "Análise do Consumo Energético no Setor Industrial da Região Central do País", Flávio Freitas Faria e Luiz Carlos Guimarães Costa, Junho 1982, 30 p.

- Nº X - "Vinhoto: Poluição Hídrica, Perspectivas de Aproveitamento e Interação com o Modelo Matemático de Biomassa", Sérgio Margulis, Julho 1982, 108 p.
- Nº XI - "Um Modelo de Análise da Produção de Energia pela Agricultura", Fernando Curi Peres, José R. Mendonça de Barros, Léo da Rocha Ferreira e Luiz Moricochi, Agosto 1982, 24 p.
- Nº XII- "Xistos Oleígenos: Natureza, Formas de Aproveitamento e Principais Produtos", Lauro R. A. Ramos e Ricardo Paes de Barros, Fevereiro 1983, 55 p.
- Nº XIII- "Consumo de Energia para Cocção - Análise das Informações Disponíveis", Ricardo Paes de Barros e Luis Carlos P. J. Boluda, Março 1983, 113 p.
- Nº XIV- "Consumo de Energia no Meio Rural", Milton da Mata, Março 1983, 41 p.

O INPES edita ainda as seguintes publicações: Pesquisa e Planejamento Econômico (quadrimestral), desde 1971; Literatura Econômica (bimestral), desde 1977; Brazilian Economic Studies (semestral), desde 1975; Coleção Relatório de Pesquisa; Série de Textos para Discussão Interna (TDI); Série Monográfica; e Série PNPE.