A COMPLEMENTARIEDADE ENTRE A GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E A GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO BAGAÇO E RESÍDUOS DE CANA EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM USINAS SUCROALCOOLEIRAS

Roberto Ricardo de Araujo Góes

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim, Q.Sc.

Dr Luiz Augusto Horta-Nogueira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL NOVEMBRO DE 2001

GÓES, ROBERTO RICARDO DE ARAUJO

A Complementariedade entre a Geração Hidrelétrica e a Geração Termelétrica a partir do Bagaço e Resíduos de Cana em Sistemas de Cogeração em Usinas Sucroalcooleiras [Rio de Janeiro] 2001

VII, 177 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2001)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

- Complementariedade da Geração Hidrelétrica
- 2. Cogeração, Usinas Sucroalcooleiras

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

A COMPLEMENTARIEDADE ENTRE A GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E A GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DO BAGAÇO E RESÍDUOS DE CANA EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM USINAS SUCROALCOOLEIRAS

Roberto Ricardo de Araujo Góes Novembro/2001

Orientador:

Roberto Schaeffer

Programa:

Planejamento Energético

Essa Tese tem como objetivo investigar o potencial de complementariedade da geração elétrica a partir do bagaço de cana — de — açúcar em relação ao sistema hidráulico brasileiro, porém dando uma atenção especial à Região Sudeste, que por ser a mais desenvolvida economicamente, também é a que mais consome energia elétrica no país, além de ter concentrada em seu território a maioria das usinas sucroalcooleiras brasileiras. Assim sendo, o trabalho se inicia com um levantamento do potencial de geração relativo às tecnologias de contrapressão, CEST, BIG/STIG e BIG/ISTIG (essas duas últimas ainda em desenvolvimento). Com os potenciais (kWh / TC) e as safras (TC) obtidas entre os anos de 1990 e 2000 iremos, com o auxílio dos históricos de déficit e consumo de energia elétrica da Região Sudeste / Centro — Oeste, simular ano a ano como e quanto cada tecnologia poderia ter contribuído no atendimento dessa demanda. Por fim, veremos uma breve comparação econômica da opção da biomassa da cana com a das termelétricas a gás natural (GN) operando em ciclo combinado.

Através dos resultados obtidos nas simulações veremos que a possibilidade de complementariedade da geração hidráulica com uso da energia da biomassa da cana é viável, podendo gerar grandes benefícios ao nosso sistema elétrico.

iii

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the

requirements for the degree of Master in Science (M.Sc.)

THE COMPLEMENTARITY BETWEEN THE HYDRAULIC GENERATION AND

THERMOELECTRIC GENERATION FROM THE CANE TRASH AND RESIDUES

IN COGENERATION FACILITIES IN SUGAR CANE INDUSTRIES.

Roberto Ricardo de Araujo Góes

November/2001

Advisor:

Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

This Thesis aims to investigate the electric generation potential of

complementarity from the cane trash in relation to the Brazilian hydraulic generation

system, paying special attention to the Southeast Area, which is the most economically

developed area, and therefore the one that most consumes electric energy in the country.

This area concentrats most of the sugar cane Brazilian industries on its territory. Due to

this, the work begins with a survey concerning the generation potential related to the

back pressure, CEST, BIG/STIG and BIG/ISTIG technologies (these last two a still

under development). Taking the potentials (kWh / TC) and the crops (TC) obtained

between 1990 and 2000, we'll simulate, with the aid of deficit and consumption electric

energy historicals from the Southeast / Center - West Area, in what way each

technology could have contributed to the request of this demand year by year. Finally,

We'll see a brief economic comparison between the options of sugar cane biomass and

natural gas (GN) power plant operating in combined cycle.

Through the results obtained in the simulations we'll see that the possibility of

the hydraulic generation complementarity with the sugar cane biomass energy is viable,

being able to generate great benefits to our electric system.

iv

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Roberto e Eliana, pelo apoio e incentivo nas diversas etapas da minha formação.

À minha esposa, Beatriz, cujo apoio sempre constante foi de suma importância nessa trajetória.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Roberto Schaeffer pela orientação e apoio na realização deste trabalho.

Aos professores, colegas da COPPE e funcionários que de alguma forma contribuíram na realização deste curso.

Ao SIESE e ao ONS/CNOS pela colaboração no fornecimento de dados.

Aos colegas Alexandre, Alice, Edson, Larissa, Rebeca, Victor e demais companheiros do PROCEL pelo apoio e incentivo.

I .	INTRODUÇÃO	. 1
II BAG	POTENCIAL DAS TECNOLOGIAS PARA COGERAÇÃO COM USO DE AÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR	.5
	1 COGERAÇÃO NAS USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL COM USO DE TURBINAS A VAPO CONTRAPRESSÃO	
,	II.1.1 Potencial de Cogeração da Tecnologia de Turbinas a Vapor de Contrapressão.	
Π.	2 COGERAÇÃO NAS USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL COM USO DE TURBINAS A VAPO CONDENSAÇÃO E EXTRAÇÃO (CEST)	OR
	II.2.1 Potencial de Cogeração da Tecnologia de Turbinas a Vapor de Condensação e Extração (CEST)	
II.	3 COGERAÇÃO NAS USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL COM USO DE GASEIFICADORES BAGAÇO E TURBINAS A GÁS (STIG; ISTIG; CICLOS COMBINADOS)	29
	II.3.1 A Gaseificação da Biomassa	33
П.	II.3.2 Potencial de Cogeração para as Tecnologias "BIG/GT"	
Π.	ÁS NATURAL	
	II.5.1 Potencial Teórico de Cogeração com uso de Turbinas a Vapor de Contrapressão	
	II.5.2 Potencial Teórico de Cogeração com uso de Tecnologia CEST II.5.3 Potencial Teórico de Cogeração com uso da Tecnologia BIG/STIG	54 55
	II.5.4 Potencial Teórico de Cogeração com uso da Tecnologia BIG/ISTIG II.5.5 Potencial Teórico de Cogeração de Sistemas BIG/GT Associado ao Gás	<i>57</i>
II.	Natural (GN)	
	ÉTRICA DAS TECNOLOGIAS APRESENTADAS	
m	O CRESCIMENTO DO CONSUMO E O DÉFICIT DE ENERGIA	
FR	AGILIDADE DO PERÍODO SECO	67 le-
	Açúcar para o Brasil III.2.2 O Potencial de Complementariedade da Energia da Biomassa da Cana-a Açúcar para a Região Sudeste/Centro-Oeste	le-
IV CO	O ASPECTO ECONÔMICO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA M BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR COMPARADO À OPÇÃO DE RAÇÃO COM TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL OPERANDO EM	
CIC	LO COMBINADO 1	
	CONCLUSÃO 1	
RIR	LIOGRAFIA 1	50

ANEXOS	
A1 – HISTÓRICO DAS ENERGIAS ARMAZENADA	AS (EA) E ARMAZENAMENTO MÁXIMO
(AM) DOS SISTEMAS (FORNECIDOS PELO CENT	RO NACIONAL DE O PERAÇÃO DO
SISTEMA – CNOS)	160
A2 – Gráficos de evolução da (EA) das R	EGIÕES SUL, NORDESTE E NORTE ENTRE
1990 E 2000	163
A3 — GRÁFICOS DAS VARIAÇÕES PERCENTUAIS	DA MÉDIA DE LONGO TEMPO (MLT) DA
ENERGIA AFLUENTE DAS REGIÕES NORTE, NOR	DESTE E SUL NO PERÍODO DE 1931 A
2000	166
A4 – Energia natural afluente em (MW m	MÉDIO) E PERCENTUAL DA MÉDIA DE
LONGO TEMPO (MLT) DAS REGIÕES DO BRASI	L NO PERÍODO DE 1931 A 2000 169
A5 – GRÁFICOS DE INTERCÂMBIO DA REGIÃO S	UDESTE (SE) PARA O PERÍODO SECO
(MAIO A NOVEMBRO) DE 1990 A 2000 – (MW 1	ΔÊS)171

I INTRODUÇÃO

É sabido que o Brasil possui um parque gerador elétrico essencialmente hidráulico, sendo que essa fonte ainda possui um grande potencial a ser explorado, caracterizando-se como uma grande "vocação" energética desse país. Apesar dos ganhos de escala proporcionados pelo sistema interligado brasileiro, e da capacidade de acumulação plurianual, que é uma característica dos reservatórios do nosso sistema, é recomendável, do ponto de vista estratégico, que o país não dependa quase que exclusivamente da geração hidráulica para fins de atendimento da demanda elétrica.

Uma outra fonte de geração deve portanto complementar (e não competir) com a hidráulica, de forma a fortalecer o sistema no momento em que ele se encontra mais fragilizado: o período seco hidráulico. Dentro desse aspecto, a energia proveniente da biomassa da cana – de – açúcar parece se encaixar de forma "perfeita", já que o período de safra da mesma coincide com o referido período seco, gerando uma grande oportunidade para geração de excedentes nas usinas de açúcar e álcool do país através das tecnologias de cogeração.

O risco de déficit associado ao crescimento da economia, e por consequência do consumo energético do Brasil, vem impondo a necessidade de um aumento da potência instalada em curto e médio prazos. A sistemática falta de investimento no setor elétrico brasileiro pode ser resumida como a causa que nos levou a essa situação, contudo a mesma não será detalhada aqui, tendo em vista não ser esse o escopo do presente trabalho.

A solução proposta pelo Governo Federal para sanar a questão citada acima foi um Programa de Construção de usinas termelétricas, que têm como vantagens apregoadas a rapidez na montagem e instalação dos equipamentos, a possibilidade de serem instaladas próximas aos centros de carga, e um menor investimento com retorno mais rápido (quando comparadas às usinas hidrelétricas).

Uma outra solução que vem sendo considerada em paralelo, porém de forma ainda marginal à primeira, é a cogeração. Tendo como campos de aplicação tanto o comércio quanto a indústria, essa tecnologia possui a vantagem de uma eficiência global que pode chegar ao redor de 85%, enquanto as citadas termelétricas à gás natural (GN)

que operam em ciclo combinado chegam no máximo a 60% de eficiência global, e isso "no papel" (Brown, 2000).

Cerca de 60% da energia gerada no mundo hoje é por termelétricas operando em ciclo combinado (Koblitz, 2000), mas o Brasil ainda tem a oportunidade única de seguir por um caminho diferente: hoje, cerca de 5% da nossa energia é proveniente de cogeração (incluindo a energia mecânica de turbinas que acionam moendas nas Usinas de açúcar e álcool) (Koblitz, 2000). Em países como a Noruega, Dinamarca e Finlândia esse percentual é bem mais expressivo (cerca de 41%, 37% e 36% respectivamente); e nos EUA, União Européia e Inglaterra pretende-se, até 2010, dobrar a capacidade de potência instalada em cogeração (Brown, 2000)². A julgar pela experiência internacional, o índice de energia elétrica gerada por cogeração no país pode atingir 10 a 15% da total na próxima década (Hollanda, 2000b).

A questão, sabemos, não se resumiria simplesmente a desconsiderar a opção das termelétricas à GN, mas por uma questão de racionalidade energética deveríamos esgotar o potencial técnico e economicamente viável da cogeração, antes de partimos para a opção das térmicas a ciclo combinado de forma tão marcante.

Dentro do universo da cogeração industrial, está a cogeração com uso do bagaço de cana-de-açúcar como combustível (biomassa) nas usinas de açúcar e álcool.

Algumas das vantagens do bagaço de cana-de-açúcar em relação ao GN, principalmente considerando que essas fontes energéticas têm de trabalhar em conjunto com as hidrelétricas, são: o bagaço é produzido em território nacional, próximo de onde será utilizado como combustível; já o GN é em sua maior parte importado, tendo o seu preço atrelado ao dólar. Para que seja viabilizada a importação do GN alguns defendem que as termelétricas terão de operar em regime "take or pay", com um fator de carga mínimo de 70% (Bréscia, 2000). Na prática, isso irá significar que as mesmas terão de operar também no período úmido, e já está se falando na possibilidade de termos que verter água durante esse período, tendo em vista que as térmicas à GN não poderão

¹ Termo usado pelo palestrante para enfatizar que o apregoado rendimento global de 60% para termelétricas a ciclo combinado nunca foi demonstrado na prática. Para as termelétricas modernas, um valor bem aceito para o rendimento global está na faixa de 45 a 55 %.

² No final da palestra, um ouvinte argumentou que a ação do governo em relação ao Programa de Termelétricas não é uma "visão" para o futuro, mas sim um "plano emergencial" devido à necessidade de se gerar grandes "blocos" de energia em um curto prazo de tempo. O palestrante, no entanto, contra-argumentou dizendo que existem empresas no mundo (algumas delas instaladas no Brasil) que têm capacidade para desenvolver projetos de cogeração na velocidade que o Brasil precisa, e que portanto a opção do governo estaria sendo equivocada.

parar. Sabemos que o custo marginal de operação de uma usina hidrelétrica que está vertendo água é zero, no entanto o sistema terá de despachar para operação termelétricas que estarão consumindo GN custeado em dólar, o que é claramente uma irracionalidade energética e econômica. Com o uso do bagaço esse problema não iria existir: o período de safra da cana-de-açúcar coincide com o período hidrológico seco, o que dá ao bagaço a vantagem estratégica de poder complementar a geração elétrica justamente no período onde o sistema elétrico se encontra mais fragilizado, conferindo portanto uma grande vantagem, tanto estratégica, quanto econômica (e portanto racional), do bagaço com relação ao GN. No período da entressafra da cana-de-açúcar, que coincide com o período úmido hídrico, o sistema elétrico teria uma necessidade menor da energia elétrica gerada com o auxílio do bagaço, conferindo uma folga às usinas de açúcar e álcool para a realização das manutenções necessárias. Como se vê, a opção cogeração com bagaço de cana mais hidrelétricas é um "casamento bem sucedido" do ponto de vista da racionalidade energética.

Dado o contexto acima, o objetivo desta tese é avaliar a viabilidade técnica, e prover algumas indicações de ordem econômica, a respeito do potencial de complementariedade à geração hidráulica com uso de tecnologia de cogeração em usinas sucroalcooleiras.

O trabalho se inicia com o levantamento de dados de várias fontes bibliográficas, no intuito de obter os respectivos potenciais de geração (kWh/TC) para as tecnologias de cogeração de turbinas de contrapressão, CEST (Condensing Extraction Steam Turbine)³, BIG/STIG (Biomass Integrated Gasification/Steam Injected Gas Turbine)⁴ e BIG/ISTIG (Biomass Integrated Gasification/Intercooled Steam Injected Gas Turbine)⁵. No capítulo III (seguinte), faz-se uso dos potenciais (kWh/TC) levantados, e dos históricos de safras de cana (TC), bem como dos históricos de déficit e consumo de energia elétrica da Região Sudeste/Centro-Oeste principalmente (e também do Brasil como um todo), simulando ano a ano para o período de 1990 a 2000, como (e quanto) cada uma das tecnologias de cogeração com biomassa da cana poderia ter contribuído no atendimento dessa demanda e na diminuição (ou eliminação) do déficit da citada região. O capítulo IV tem como objetivo prover algumas indicações de ordem

³ Turbinas a vapor de condensação com extração.

⁴ Sistemas de gaseificação de biomassa integrados a turbinas a gás com injeção de vapor.

⁵ Semelhante a tecnologia BIG/STIG, acrescentando-se um intercooler (resfriador de ar) para aumentar a potência da turbina.

econômica em comparação com a opção das termelétricas a gás natural operando em ciclo combinado. Partindo-se de um potencial estimado para 2010 de consumo da Região Sudeste/Centro-Oeste, bem como das tecnologias de cogeração com biomassa da cana, chagaremos a uma estimativa dos custos de geração de energia elétrica (US\$/MWh) que incluem os custos de instalação (investimento), combustível e O&M. A título de comparação, também será estimada a quantidade de gás natural necessária à opção das termelétricas em ciclo combinado, sendo esta relativizada a cada uma das alternativas de cogeração com biomassa. Por fim, o capitulo V apresenta as conclusões do trabalho, onde serão comentados os principais resultados e indicações obtidas no mesmo.

II Potencial das Tecnologias para Cogeração com uso de Bagaço de Cana-de-açúcar.

Existem algumas questões a serem respondidas, tais como: qual o potencial do bagaço de cana considerando as tecnologias disponíveis? E as em desenvolvimento?

O presente capítulo tem justamente a intenção de responder a essas perguntas, avaliando o potencial energético deste combustível para o Brasil.

As unidades de cogeração a bagaço de cana, que desde 1945 pareciam ser uma alternativa viável, só começaram a ser estudadas sistemática e oficialmente a partir de 1992 (Costa, 2000). Historicamente, a cogeração tem sido desencorajada pelas grandes concessionárias nacionais, e como resultado é sub utilizada: até 1986 as usinas cogeradoras produziram menos de 3% de toda a eletricidade gerada no Brasil (Geller, 1991 apud CNEE, 1989b), sendo que informações atuais apontam que cerca de 5% da nossa energia é proveniente da cogeração (Koblitz, 2000), (conforme já mencionado anteriormente).

As usinas cogeradoras da indústria do açúcar e álcool produziram cerca de 2,1 TWh em 1988, sendo que o fizeram com pouca eficiência, utilizando caldeiras de baixa pressão (Geller, 1991 apud Macedo, 1989). A utilização de caldeiras de alta pressão e turbinas a vapor mais eficientes poderia levar a uma geração de quase 20 TWh/ano, e estima-se que a utilização de gaseificação do bagaço e uso de turbinas a gás poderia elevar essa geração para cerca de 50 TWh/ano. Além disso, a gaseificação dos resíduos da colheita, bem como do bagaço, poderia fornecer cerca de 110 TWh/ano, baseado nos níveis de produção do final da década de 80 (Geller, 1991 apud Moreira, 1989b)⁶. Como se vê, o potencial estimado naquela ocasião não era desprezível. Com relação a esse potencial, existe hoje um certo receio por parte de algumas pessoas do setor energético: é possível que ocorra agora uma pequena modernização das instalações nas indústrias de açúcar e álcool (com caldeiras de pressão "pouco mais elevada" do que a maior parte atualmente em uso). Isso até poderia dar um bom retorno financeiro aos canavieiros, podendo até gerar mais algum excedente de energia elétrica para o sistema, porém isso pode "matar" para o futuro uma oportunidade bem maior com tecnologia

⁶ No item II.5 deste Capítulo veremos que com base na safra obtida em 1998 (a maior obtida até hoje), esses potenciais alcançam valores respectivamente iguais a 47,75 TWh/ano (CEST sem uso de pontas e fohas (PF)); 75,54 TWh/ano (BIG/STIG sem PF) e 147,70 TWh/ano (BIG/STIG com PF).

mais avançada (caldeiras de 80 a 100 kgf/cm²) que poderia gerar uma grande quantidade de excedentes, destacando ainda que a energia potencial da cana é, aproximadamente, o que o Brasil importa de petróleo nos dias de hoje (Hollanda, 2000).

Ainda com relação ao potencial energético do bagaço, foram identificados em Eletronuclear (1999) potenciais de cogeração da ordem de até 5390 MW de potência instalada (sendo 950 MW de autoprodução e 4440 MW de excedentes para venda). Para a realização do trabalho, foram consideradas as seguintes bases: safra de 300 milhões de toneladas de cana-de-açúcar (sendo que 198,8 milhões de toneladas no Estado de São Paulo); umidade média do bagaço de 50% e um teor de fibra médio de 13%, chegando-se a uma produção de aproximadamente 270 kg bagaço/ton de cana processada e a um poder calorífico inferior do bagaço da ordem de 1760 kcal/kg.

O consumo específico médio de energia encontrado como referência nas Usinas visitadas/pesquisadas na ocasião se situa na faixa de 12 a 14 kWh/ton de cana, indicativo de auto suficiência em geração de energia elétrica para o setor, com uma relação energia elétrica gerada/calor consumido no processo (E/C) entre 0,04 e 0,06 e o consumo de vapor no processo em torno de 500 kg vapor/ton de cana, dependendo do estágio tecnológico da planta e das características de produção⁷.

Segundo Eletronuclear (1999b), a modernização da geração termelétrica aumentará os rendimentos energéticos, podendo atingir valores tais como:

- Auto-consumo de energia elétrica: 10 kWh/ton cana processada;
- Produção total de energia elétrica: até 110 kWh/ton cana processada;
- Relação E/C: 0,28 a 0,32 (a importância da relação (E/C) será vista adiante);
- Consumo de vapor de processo de 340 kg vapor/ton cana processada;
- Novas tecnologias, como a utilização da palha da cana (cerca de 50% da energia do bagaço) e a gaseificação, deverão também elevar a produção total de energia elétrica para cerca de 200 kWh/ton cana processada e a relação E/C para 0,60, aumentando a produção de energia elétrica excedente.

Como os itens mencionados acima, bem como a introdução de turbinas a gás em ciclo combinado não foram considerados em Eletronuclear (1999), isso significa que o

⁷ A maioria das Usinas nesta situação utiliza caldeiras a bagaço que fornecem vapor a 21 bar/280°C, turbinas de contrapressão com extração a 1,5 bar/180°C e turboacionadores de único estágio para acionamento mecânicos.

potencial é ainda maior do que o apresentado, tanto para o presente (aproveitamento da palha), como para o futuro (gaseificação e uso de turbinas a gás em ciclo combinado). As sugestões feitas em Eletronuclear (1999) que levam à modernização dessa geração termelétrica e aos potenciais citados serão vistas mais adiante, ainda neste capítulo, juntamente com outras sugestões e potenciais de diferentes fontes bibliográficas.

A importância da relação (E/C) se dá no aspecto da economia de combustível (energia primaria), sendo que o seu máximo ganho é alcançado com a relação em torno de 1, e é nesta região (vide Figura II.1) que deve se localizar a maioria das plantas de cogeração⁸ (Ottoni et alli, 1998).

O ganho de energia primária situa-se em torno de 18% para a faixa de (E/C) entre 0,5 e 2,0 e decresce para cerca de 5,0% quando a relação E/C se aproxima de 5. Se (E/C) aumenta e excede de 10, a eficiência total aproxima-se da eficiência de uma planta térmica com ciclo combinado, e o ganho de energia primária tende a zero (Ottoni et alli, 1998).

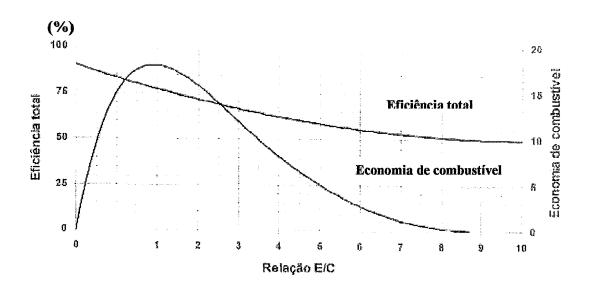


Figura II.1 – Eficiência Total ⁹ e Economia de Combustivel x Relação (E/C). Fonte: Azola e Ribeiro, 1999.

As curvas de eficiência e particularmente as de ganho de energia primária da Figura II.1 devem ser consideradas como valores aproximados, uma vez que as características reais de cada caso podem influenciar de forma significativa estes dois parâmetros.

9 A Eficiência Total é dada em relação ao poder calorífico inferior (PCI).

⁸ Indústrias com potencial de cogeração que necessitam basicamente "apenas" de calor (como é o caso das indústrias do setor sucro-alcooleiro), possuem uma relação (E/C) <<1 (Azola e Ribeiro, 1999).

Outro aspecto importante que influencia diretamente o potencial do bagaço de cana é a umidade do mesmo. Nos processos de combustão, a umidade evaporada consome parte da energia liberada, a qual tecnicamente é dificil de recuperar, além de dificultar a ignição do combustível e diminuir a temperatura de combustão. Assim, na maioria dos sistemas de combustão é preciso que o combustível tenha menos de 50-60% de umidade (base úmida), uma vez que, do ponto de vista da redução do consumo da biomassa, quanto menor for a unidade, melhor é a relação. No caso dos gaseificadores, a influencia da umidade na composição e no poder calorífico do gás obtido é tal que recomenda-se uma faixa de, no máximo, 15-20% de umidade (Nogueira et alli, 2000).

Uma empresa com sede em Ribeirão Preto (SP) de nome "Bagatex" desenvolveu um processo bioquímico (Bagatex 20), segundo o qual o bagaço "in natura" é prensado na forma de fardos e armazenado em ambiente coberto. Durante o armazenamento ocorre um processo de fermentação anaeróbica liberando energia e evaporando parte da água nele contida, reduzindo-se a umidade de 50% para 20% (base úmida) em 20 dias, sendo possível a estocagem por até 24 meses.

Essa redução na umidade do bagaço permite uma produção de até 39% mais vapor do que quando o bagaço "in natura" (50% de umidade) é utilizado. O bagaço tratado apresenta um aumento de densidade energética de 5,6 vezes em relação ao insumo original, o que o torna um combustível com baixo custo de transporte (Cortez et alli, 1997)¹⁰ apud (Cortez, 1992) e (CHESF, 1987).

Em SOPRAL (1983) é citado um processo de nome "bagatex" com as mesmas características descritas acima, que segundo os autores¹¹ já vinha sendo desenvolvido por 5 anos na Usina Santa Lydia. Neste processo, para cada 40 mil toneladas de bagaço úmido (50%), tem-se ao final 25 mil toneladas de bagaço a 20% de umidade, sendo que o PCI do mesmo vai de 1790 kcal/kg (umidade 50%) para 3244 kcal/kg (umidade 20%).

Em Neto et alli (1993) são fornecidos outros valores para o PCI do bagaço: bagaço in natura (50% de umidade), enfardado (25% de umidade) e "bagatex" (20% de umidade), correspondendo respectivamente aos PCI's (kcal/kg): 1800, 3010 e 3252.

¹⁰ O autor deste capítulo do livro (capítulo II) é Bezzon, G.

¹¹ Leite, W.B. e Pinto, L.A., autores do capítulo "O Valor do Bagaço como Combustível" (SOPRAL, 1983).

Também influenciando diretamente o potencial energético do bagaço de cana, temos o tipo de colheita adotado: convencional (com uso prévio das queimadas), ou mecanizada (a cana é colhida por máquinas colheitadeiras sem que antes seja queimada no campo).

Na colheita mecanizada, cerca de 30% das pontas e folhas podem ser recuperadas em relação a biomassa total existente (só 60% da cana plantada pode ser colhida mecanicamente, devido às restrições topográficas e, da cana crua colhida, 50% da biomassa disponível é deixada no campo) (Walter et alli, 1999b).

A substituição do corte manual pelo mecânico se justifica economicamente pelo maior rendimento do processo de corte e, em termos ambientais, pelo fim das queimadas, contudo pode vir a criar um problema social. A título de exemplo: em 1986 uma colheitadeira cortava em média 300 toneladas de cana por dia; em 1992 já haviam estudos para uma máquina com capacidade de corte de 720 toneladas de cana por dia, o que equivale a substituição de 90 trabalhadores (Zylbersztajn e Coelho, 1993).

Quanto à produção agrícola da cana-de-açúcar, esta vinha crescendo nos últimos anos, de acordo com dados do IBGE que podem ser apreciados adiante¹². Na Tabela II.1 temos os dados de área plantada (AP), área colhida (AC), quantidade produzida (QP), rendimento médio da produção (RMP), e valor de produção (VP) para o Brasil e São Paulo, bem como um comparativo de São Paulo em relação ao Brasil para os mesmos dados.

¹² Esta tendência de crescimento foi interrompida nos anos de 1999 e 2000, mas estima-se que ele volte a ocorrer em 2001.

Tabela Π.1 – Lavoura de cana-de-açúcar – Brasil e São Paulo.

	Tabela II.1 : Lavoura de Cana-de-açúcar - Brasil e São Paulo											
	Are	a Colhida (A	(C)	Quantid	ade Produzida (QP)	Rend. Médio da Produção (RMP)					
ANO	Brasil (ha)	São Paulo (ha)	% SP relativo ao Brasil	Brasil (ton)	São Paulo (ton) ⁶	% SP relativo ao Brasil	Média Brasil (kg/ha)	São Paulo (kg/ha)	% SP relativo ao Brasil			
2001	4.826.125	Х	Х	331.998.125	Х	Х	68.792	Х	Х			
2000	4.786.995	Х	Х	317.601.477	Х	X	66.347	X	Х			
1999 4	4.860.266	Х	Х	333.314.397	194.235.000	58,27%	68.579	Х	Х			
1998	4.985.819	2.564,950	51,44%	345.254.972	199.783.000	57,87%	69.247	77.889	112,48%			
1997	4.814.084	2,446,300	50,82%	331.612.687	194.025,000	58,51%	68.883	79.313	115,14%			
1996	4.750.296	2.493,180	52,48%	317,105,981	192.320.000	60,65%	66.754	77.138	115,56%			
1995	4.559.062	2.258.900	49,55%	303.699.497	174.960.000	57,61%	66.614	77.453	116,27%			
1994	4.345.260	2.173.200	50,01%	292.101.835	174.100.000	59,60%	67.223	80.112	119,17%			
1993	3.863.702	1.895.750	49,07%	244.530.708	148.647.000	60,79%	63.289	78.410	123,89%			
1992	4.202.604	1.889.500	44,96%	271.474.875	145.500.000	53,60%	64.596	77.004	119,21%			
1991	4.210.954	1.852.400	43,99%	260.887.893	136.200.000	52,21%	61.954	73.526	118,68%			
1990	4.272.602	1.811.980	42,41%	262.674.150	137.835.000	52,47%	61,478	76.068	123,73%			

	Área	Plantada (A	(P) ³	Valor da Produção (VP) 2				
ANO	Brasil (ha)	São Paulo (ha)	% SP relativo ao Brasil	Brasil (10 ⁶ R\$)	São Paulo (10 ⁶ R\$)	% SP relativo ao Brasil		
1998	5.049.953	2.564.950	50,79%	6.060,67	3.003,83			
1997	4.881.648	2.446.300	50,11%	5.857,19	3.070,34	52,42%		
1996	4.830.538	2.493.180	51,61%	5.097,24	2.788,27	54,70%		
1995	4.638.281	2.258.900	48,70%	4.127,65	1.912,36	46,33%		
1994	4.359.200	2.173.200	49,85%	3.186,10	1.619,55	50,83%		
1993	3.953.047	1.895.750	47,96%	317.875,26				
1992	4.224.561	1.889.523	44,73%	20.115.422,41	11.313.525,28	56,24%		
1991	4.241.352	1,852,400	43,67%	1.471.693,82	722.234,98	49,08%		
1990	4.322.299	1.811.980	41,92%	306.757,71	160.597,27	52,35%		

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do IBGE - Produção Agricola Municipal - www.sidra.ibge.gov.br - 2000 (IBGE, 2000) e Levantamento Sistemático da Produção Agricola (LSPA) - www.ibge.gov.br - 01/01 (IBGE, 2001) para os anos 2000 e 2001.

¹ Os valores de 2001 foram baseados em crescimentos relativos a 2000 estimados em 0,82 %, 4,53 % e 3,69 % para AC, QP e RMP respectivamente (IBGE, 2001).

² Os valores do ano de 1990 estão em mil cruzeiros e mil cruzados (até 03/90), dos anos de 1990 a 1992 estão em mil cruzeiros; do ano de 1993 em mil cruzeiros e mil reais (a partir do final do ano), e do ano de 1994 em diante em mil reais.

A área plantada (AP) de 1999 foi de 4.865.096 hectares.
 Os dados relativos ao ano de 1999 (Brasil), foram obtidos através de comunicação pessoal (09/03/01) com o Sr. Fernando Pereira, da biblioteca do IBGE. A fonte dos dados foram arquivos impressos do LSPA - IBGE.

⁵ Fonte da QP de São Paulo de 1999 : (BEESP, 2000).

Como se pode observar pela Tabela II.1, a quantidade produzida na safra de cana-de-açúcar já vem ultrapassando os 300 milhões de toneladas desde 1995, o que torna o estudo Azola et alli (1999) conservador nesse aspecto.

No ano 2000, devido a condições climáticas adversas, ocorreu uma quebra de 22% na safra de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do país (Jornal do Comércio, 2000), no entanto o mercado vem trabalhando com uma previsão de aumento da produção para a próxima safra ao redor de 4,5% (IBGE, 2001).

Na Tabela II.2 são apresentados dados da produção de bagaço de cana entre os anos de 1990 e 1999 para o Brasil e São Paulo. Observamos que o BEN (2000) considera como fonte de energia primária não a cana-de-açúcar mas sim o bagaço, o melaço e o caldo de cana; já no BEESP (2000), é a cana-de-açúcar que é tratada como fonte de energia primária.

Tabela II.2 – Produção de bagaço de cana – Brasil e São Paulo (mil toneladas).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Brasil	54776	58801	62002	60564	70543	69847	73632	82039	82183	82311
São Paulo			 			38024	!		47885	
(%) de São Paulo em relação ao Brasil	60,54	62,08	58,38	63,00	53,90	54,44	55,55	53,10	58,27	67,87

Fonte: Dados do Brasil : BEN, 2000.
Dados de São Paulo : BEESP, 2000.

II.1 Cogeração nas Usinas de Açúcar e Álcool com uso de Turbinas a Vapor de Contrapressão

A Figura II.2 adiante mostra, de forma simplificada, o processo básico inicial da produção de açúcar e álcool nas usinas do setor. Segundo Azola et alli (1999), essa situação é representativa da maioria das usinas tanto do Estado de São Paulo como na maior parte do país. A cana colhida passa através de moendas, acionadas por turbo acionadores tipo curtis único estágio, de onde se extrai o caldo para o processo, liberando o bagaço como subproduto. Este bagaço é queimado como combustível em caldeiras que geram vapor superaquecido à 21 bar e 280°C, sendo parte deste vapor usado nos turbo acionadores das moendas e parte em turbinas para geração de energia elétrica. Extrações de vapor a 1,5 bar das turbinas são usadas diretamente no processo,

e o condensado de retorno é bombeado para a alimentação das caldeiras, juntamente com a água de reposição.

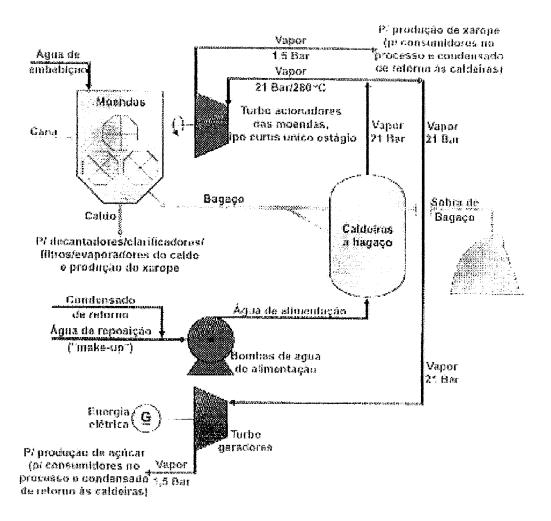


Figura II.2 – Fluxograma de processo representativo das usinas de açúcar e álcool. Fonte: Azola e Ribeiro, 1999.

II.1.1 Potencial de Cogeração da Tecnologia de Turbinas a Vapor de Contrapressão

A seguir serão apresentados dados de algumas fontes bibliográficas, onde são apontados os potenciais de geração de energia em relação a tecnologia (já amplamente dominada) de turbinas a vapor de contrapressão.

Em Azola et alli (1999) são sugeridas algumas categorias de projetos no intuito de aprimorar o ciclo apresentado anteriormente (no item II.1).

A "Categoria I", representada adiante pela Figura II.3, prevê a substituição dos turboacionadores das moendas do tipo curtis único estágio, por turboacionadores multiestágio, mantendo-se as caldeiras atualmente instaladas.

Isto resulta em turboacionadores com menor consumo específico de vapor, e no deslocamento do vapor economizado para a geração elétrica; com provável aquisição de novos turbogeradores para efetivar a nova geração de eletricidade possibilitada pelo projeto; novas subestações e novas linhas de transmissão. O valor adotado nos cálculos para a autoprodução foi de 14,5 kWh/ton cana processada. Isso representa uma nova produção setorial de 1350 MW, ou a adição de 400 MW de excedente exportável de energia elétrica ao setor.

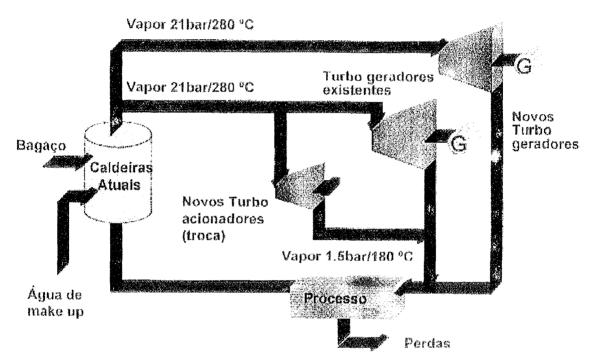


Figura II.3 – Fluxograma de processo representativo da "Categoria I". Fonte: Azola e Ribeiro, 1999.

A "Categoria II", representada adiante pela Figura II.4, prevê a substituição dos turboacionadores das moendas do tipo curtis único estágio, por turboacionadores multiestágio, com vapor de acionamento de 21 bar e 280°C. Também prevê a substituição de caldeiras de combustão de bagaço de 21 bar e 280°C por caldeiras de vapor a 44 bar e 430°C, e aquisição de novos turbogeradores a vapor de 44 bar (turbinas de contrapressão, com extração a 21 bar para os turboacionadores), viabilizando a nova geração elétrica. A aquisição de novas subestações, novas linhas de transmissão e novo sistema de tratamento de água também são previstas.

Nos cálculos em base energética (considerando as eficiências reais dos equipamentos envolvidos) efetuados para essa categoria de projeto, verificou-se que se consegue um novo índice de até 49,2 kWh/ton cana processada. Isso representa uma nova produção setorial de 3220 MW, configurando excedentes exportáveis de 2270 MW.

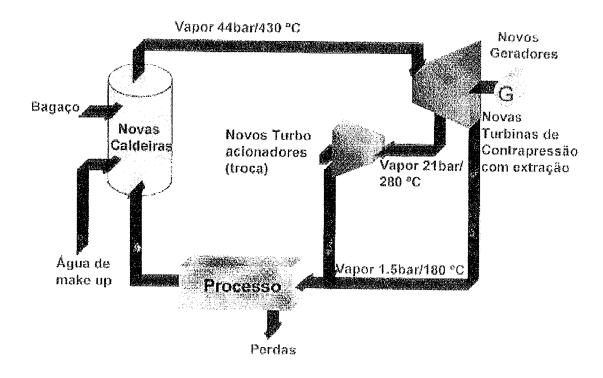


Figura II.4 – Fluxograma de processo representativo da "Categoria II". Fonte: Azola e Ribeiro, 1999.

A "Categoria III", representada adiante pela Figura II.5, prevê a substituição dos turboacionadores das moendas do tipo curtis único estágio, por turboacionadores multiestágio, com vapor de acionamento de 21 bar e 280°C. Também prevê a substituição de caldeiras de combustão de bagaço com geração de vapor a 21 bar e 280°C por caldeiras de vapor a 62 bar e 485°C, e aquisição de novos turbogeradores a vapor de 62 bar (turbinas de contrapressão, com extração a 21 bar para os turboacionadores), viabilizando a nova geração elétrica. A aquisição de novas subestações, novas linhas de transmissão e novo sistema de tratamento de água também são previstas.

Nos cálculos em base energética (considerando as eficiência reais dos equipamentos envolvidos) efetivados para essa opção de projeto, verificou-se que se conseguiu um índice de até 59,01 kWh/ton cana. Isso representa uma nova produção setorial de 3870 MW, configurando excedentes exportáveis de 2920 MW.

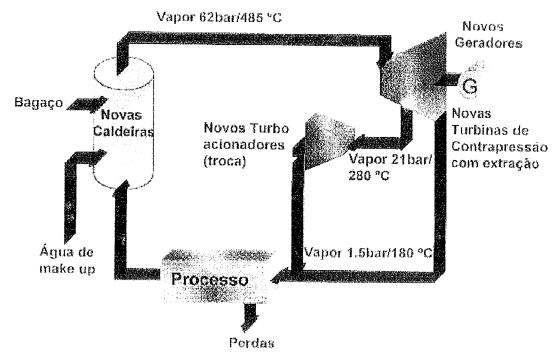


Figura II.5 – Fluxograma de processo representativo da "Categoria III".

Fonte: Azola e Ribeiro, 1999.

A "Categoria IV", representada pela Figura II.6, prevê a substituição dos turboacionadores das moendas e das caldeiras de combustão de bagaço conforme já mencionado na "Categoria III". Nessa Categoria as novas caldeiras serão de 85 bar e 525°C, e os novos turbogeradores de 85 bar (turbinas de contrapressão com extração a 21 bar para os turboacionadores). Novas subestações, linhas de transmissão e um novo sistema de tratamento de água também devem ser adquiridos.

Nos cálculos efetuados nas mesmas condições mencionadas na "Categoria III", verifica-se um novo índice de até 66,5 kWh/ton cana processada. Isso representa uma nova produção setorial de 4360 MW, com excedente exportáveis da ordem de 3410 MW, (que equivale a um índice de geração excedente aproximado de 56 kWh/TC ¹³).

¹³ Pela Equação II.1, utilizando-se os dados de potência total excedente e fator de capacidade da Tabela II.3 referentes a "Categoria IV", bem como a safra considerada de 300 milhões de toneladas de cana.

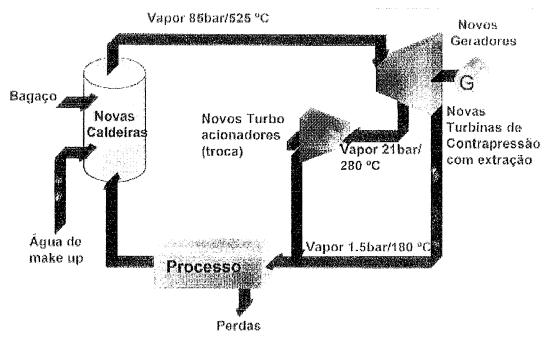


Figura II.6 – Fluxograma de processo representativo da "Categoria IV" Fonte: Azola e Ribeiro, 1999.

Na Tabela II.3 adiante é apresentado um resumo do potencial dos projetos propostos por Azola et alli (1999) para a tecnologia de turbinas a vapor de contrapressão (Categorias I, II, III e IV).

Tabela II.3 – Potencial para tecnologia de turbinas a vapor de contrapressão.

Categoria ⁰	Pressão e Temperatura do Vapor	Eficiência Média Global	Custo da Instalação [©]	Fator de Capacidad e Médio	Potência Total Excedente (a ser acrescido ao sistema)	
	bar/C	%	R\$/kW	Horas/ano®	MW	
I	21/280	86,5	400	4964	400	
IJ [€]	44/430	83,7	800	4964	2270	
	62/485	82,9	950	4964	2920	
IV [€]	85/525	82,2	1100	4964	3410	

Fonte: Azola et alli, 1999.

[●]A relação (E/C) das Categorias II, III e IV corresponde a (0,15); (0,18) e (0,20) respectivamente.

O fator de Capacidade Médio indicado para as Categorias acima indica uma operação para aproximadamente 207 dias/ano (apenas período de safra). Esse é um número conservador para período de safra. A duração média da safra da Cia. Açucareira Vale do Rosário, por exemplo, é de 230 dias (Heck, 2000).

[•]As Categorias II, III e IV operam com extração a 21 bar e 280°C para os turboacionadores das moendas.

De acordo com dados mais recentes (em US\$/kW) que serão apresentados no Capítulo IV (Tabela IV.3), temos que o valor apresentado aqui para a "Categoria IV" estaria referenciado ao câmbio 1,65R\$ = 1 US\$. Quanto as "Categorias" I a III, não temos disponíveis valores mais recentes, já que as mesmas não serão utilizadas no presente trabalho para estimativas de potenciais.

Em Walter (1996) foi feito um levantamento para o potencial da cana-de-açúcar baseado na seguinte equação:

$$Potencial = \left[\frac{(CM).(IN).(\%US)}{(HO)}\right] - (Equação II.1)$$

Sendo: HO número de horas de operação do sistema de potência.

CM quantidade de cana moída em todo país, em uma dada safra, em toneladas.

IN índice que indica a relação entre a eletricidade gerada (ou eletricidade excedente) e a quantidade de cana moída, em kWh/TC.

%US porcentagem da cana que é moída em usinas adequadas à produção de eletricidade em larga escala.

Foram considerados dois cenários e três tecnologias de cogeração no referido trabalho, sendo que somente as alternativas (i) e (ii) são tecnologias maduras. São elas: (i) sistemas de cogeração com turbinas a vapor de contrapressão – CPAT; (ii) sistemas de cogeração com dupla extração de vapor e condensação do vapor remanescente – CEAT; e (iii) sistemas BIG/STIG – "Biomass Integrated Gasifier/Steam Injection Gas Turbine". Destacamos que no presente item trataremos da tecnologia CPAT, sendo que as tecnologias CEAT e BIG/STIG serão abordadas mais adiante nos itens II.2.1 e II.3.2, respectivamente. Observamos ainda que as condições gerais para produção de eletricidade, bem como dos cenários 1 e 2 apresentadas adiante dizem respeito as três tecnologias citadas, mas não serão repetidas nos itens II.2.1 e II.3.2.

O potencial de produção de eletricidade a partir de subprodutos da cana-deaçúcar é avaliado em Walter (1996) tendo o ano de 2015 como horizonte. Foram projetadas taxas de crescimento da produção de açúcar para 1% e 2% ao ano, correspondendo aos cenários 2 e 1, respectivamente. Para vendas de veículos a álcool, foram projetadas taxas de crescimento de 1,68% e 3,86% ao ano, para os cenários 2 e 1, respectivamente¹⁴. Finalmente, a produção de cana foi estimada entre 283,8 e 379,7 milhões de toneladas, respectivamente para os cenários 2 e 1.

Nas condições gerais para produção de eletricidade assumidas em Walter (1996), são gerados 250 kg de bagaço com 50% de umidade por tonelada de cana processada industrialmente. Essa avaliação é considerada conservadora, já que o teor de fibras da cana do Estado de São Paulo indica uma expectativa de até 280 kg de bagaço/ton cana, enquanto o teor de fibras produzida no nordeste é ainda maior (Walter, 1996) apud (Macedo, 1992). Para as pontas e folhas da cana, foi estimada uma recuperação da ordem de 50%. Estima-se que a disponibilidade de pontas e folhas para a cana-deaçúcar em pé seja equivalente, em base mássica, à disponibilidade do bagaço (Walter, 1996).

O montante de eletricidade que pode ser produzido por tonelada de cana processada foi calculado considerando-se uma "usina típica" com moagem efetiva de 300 TC/hora. O excedente elétrico foi calculado assumindo-se um consumo interno de 9,5 kWh/TC (valor baixo, considerando que na época as demandas médias eram da ordem de 12 kWh/TC).

Foram consideradas 3650 horas de produção no período de safra e 3360 horas no restante do ano¹⁵.

O sistema CPAT proposto em Walter (1996) opera com metade do vapor gerado a 2,1 MPa e o restante a 6,2 MPa.

Os parâmetros operacionais do sistema são:

- Demanda de vapor de processo (kg/TC): 420
- Eletricidade produzida (kWh/TC): 27,43
- Eletricidade excedente (kWh/TC): 17,93.

A Tabela II.4 adiante mostra o potencial de produção de energia elétrica excedente para a tecnologia CPAT:

¹⁴ Esse cenário provavelmente não se realizará, tendo em vista a queda na produção de veículos a álcool que vem ocorrendo nos últimos anos.

¹⁵ O detalhamento que levou aos números apresentados nas "condições gerais" e nos cenários 1 e 2 pode ser visto em Walter (1996).

Tabela II.4 - Potencial de produção de energia elétrica excedente a partir de

subprodutos da cana.

Sistema	Tamanho da Usina (TC/h)	Cana moída (%)	Número de Usinas Consideradas	Cenário 1 (MW médio)				Eletricidade gerada (TWh/ano)
				TD	TE	TD	TE	
CPAT	224,7	62,58	91	1865,2	1167,2	1394,1	872,4	3,2 a 6,8

Fonte: (Walter, 1996).

TD : Potencial Termodinâmico TE : Potencial Técnico-Econômico

Para TD nenhuma restrição é considerada, logo esse potencial representa o máximo valor para um dado nível de produção de cana-de-açúcar. Para TE, no que tange a tecnologia CPAT, é feita uma restrição de venda de pelo menos 2 MW de eletricidade excedente, o que influencia o potencial desse sistema (turbinas de contrapressão).

II.2 Cogeração nas Usinas de Açúcar e Álcool com uso de Turbinas a Vapor de Condensação e Extração (CEST)

As Figuras II.7(a) e (b) adiante mostram, de forma simplificada, o funcionamento do ciclo CEST de cogeração.

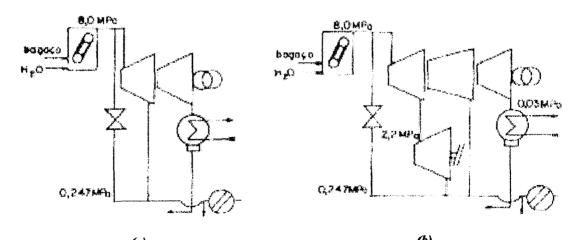


Figura II.7 – Esquema de sistemas com turbinas de extração – condensação (a) simples extração e (b) dupla extração.

Fonte: Walter et alli, 1994 e Cortez et alli, 1997.

Nos ciclo CEST de simples extração (a), apenas uma extração é necessária para o suprimento de vapor do processo da usina, sendo empregados motores elétricos para o acionamento das moendas de cana (além de outros equipamentos mecânicos).

No ciclo CEST de dupla extração (b), são feitas duas extrações; a primeira alimenta turbinas de contrapressão convencionais (que deverão acionar as moendas de cana), e a segunda irá complementar a quantidade de vapor necessária ao processo da usina.

II.2.1 Potencial de Cogeração da Tecnologia de Turbinas a Vapor de Condensação e Extração (CEST)

A seguir serão apresentados dados de algumas fontes bibliográficas, onde são apontados os potenciais de geração de energia em relação a tecnologia (já amplamente dominada) de turbinas a vapor de condensação e extração.

Em Azola et alli (1999), a "Categoria V" (ciclo CEST)¹⁶, representada adiante pela Figura II.8, prevê a substituição dos turboacionadores das moendas do tipo curtis único estágio, por turboacionadores multiestágio, com vapor de acionamento a 21 bar e 280°C. Também prevê a substituição de caldeiras de combustão de bagaço de 21 bar e 280°C por caldeiras a 62 bar e 485°C, e aquisição de novos turbogeradores a vapor de 62 bar (turbinas de contrapressão com extração a 21 bar para os turboacionadores), viabilizando uma nova geração elétrica. Novas subestações, linhas de transmissão e sistema de tratamento de água também devem ser adquiridos, além de outro conjunto de turbogeradores a vapor de 62 bar (turbinas de condensação) e condensador, viabilizando uma nova geração elétrica excedente possibilitada pelo projeto na safra e/ou na entressafra¹⁷, decorrente das otimizações citadas acima¹⁸.

¹⁶ As "Categorias I a IV" foram apresentadas no item II.1.1.

¹⁷ Só é possível gerar eletricidade na entressafra com o auxílio do condensador, já que nessa fase não existe o consumo de vapor no processo de fabricação (açúcar e álcool), que condensa o mesmo "naturalmente".

A configuração descrita representa um ciclo CEST trabalhando em conjunto com turbinas de contrapressão em uma mesma planta.

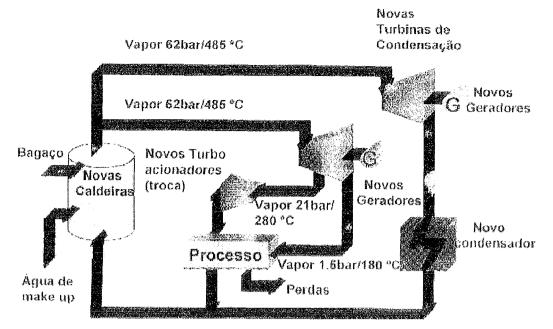


Figura II.8 – Fluxograma de processo representativo da "Categoria V" – Turbinas a vapor de condensação e extração associadas a turbinas de contrapressão.

Fonte: Azola e Ribeiro, 1999.

No caso da *Categoria V*, a introdução de turbina de condensação para utilizar completamente a sobra de bagaço resultante da cogeração acarreta a produção de um adicional de cerca de 23,23 kWh/ton cana (se esta energia for calculada como sendo produzida durante a safra¹⁹, isto é, na mesma base das *Categorias I a IV* relacionadas anteriormente). Nessa condição é atingido um índice de produção global, na safra, de 82,24 kWh/ton cana (para 100% de substituição das caldeiras originais por caldeiras a vapor de 62 bar). A produção total do setor passa a ser de 5390 MW e a de energia excedente disponível para venda, de 4440 MW.

A operação da turbina de condensação, projetada para gerar 23,23 kWh/ton cana processada durante a safra de 8 meses, na realidade pode se sobrepor aos 59,01 kWh/ton cana processada produzidos nas turbinas de contrapressão da cogeração também durante o mesmo período de 3 maneiras diferentes:

a) Os 23,23 kWh são produzidos durante a safra mesmo, e se sobrepõem direta e exatamente aos 59,01 kWh da cogeração ao longo dos 8 meses da safra. Isto corresponde à produção total de 82,24 kWh/ton cana processada firmes durante 8 meses.

¹⁹ Foram considerados 8 meses para o período de safra e 4 meses para o período de entressafra, ambos com um Fator de Capacidade (FC) de 85%, que engloba tanto as paradas programadas (para manutenção), quanto as não programadas.

- b) A mesma sobra de bagaço utilizada para gerar os 23,23 kWh nos 8 meses de safra é "administrada" para gerar o dobro de energia (46,46 kWh/ton cana processada) só nos 4 meses da entressafra.
- c) A mesma sobra de bagaço utilizada para gerar os 23,23 kWh nos 8 meses de safra é "administrada" para gerar 15,49 kWh distribuídos ao longo de todo o ano. Isto corresponde à produção de 15,49 kWh/ton cana processada firmes durante 12 meses, mais 59,01 kWh/ton cana processada firmes durante os 8 meses do período de safra.

Deve-se notar que as opções V(a) e V(c) podem ser realizadas com os mesmos equipamentos, bastando para tal operar a caldeira, a turbina de condensação e o condensador projetados para corresponder à geração de 23,23 kWh/ton cana à carga parcial de 15,49 kWh/ton cana processada (e, com isso, "gastar" a sobra de bagaço gerada em 12 ao invés de 8 meses).

A opção V(b), no entanto, requer mais investimento (o condensador tem que ser dimensionado em dobro, para corresponder à carga de 46,46 kWh/TC durante os 4 meses de entressafra). A geração de vapor e a elétrica podem ser "completadas" dos 23,23 kWh/ton cana processada para 46,46 kWh/ton cana processada "emprestando-se" as caldeiras de bagaço a 62 bar e as turbinas de contrapressão e turbogeradores da cogeração, suficientes para gerar os 46,46 kWh necessários. Assim, a sobra de bagaço gerada é gasta só nos 4 meses de entressafra. O investimento inicial adicional dos condensadores em dobro pode, no entanto, se tornar rentável se resultar em contratos de venda de energia com as concessionárias mais favoráveis, (o que é perfeitamente possível).

Na Tabela II.5 adiante, é apresentado um resumo do potencial dos projetos propostos por Azola et alli (1999) para as "Categorias V(a), (b) e (c)".

Tabela II.5 – Potencial para tecnologia de turbinas a vapor de condensação e extração associada a turbinas de contrapressão.

Categoria ⁰	Pressão e Temperatura do Vapor	Eficiência Média Global	Custo da Instalação	Índice de Produção Global		
	Bar/°C	%	R\$/KW	Safra	Entressafra	
V(a)	62/485	69,7	1100	82,24	-	
V(b)	62/485	69,7	1250	59,01	46,46	
V(c)	62/485	69,7	1100	74,50	15,49	

Fonte: Azola et alli, 1999.

Em Walter (1996), o sistema CEAT proposto é de dupla extração com condensação do vapor remanescente, sendo que a geração de vapor é feita a 8,0 MPa.

Os parâmetros operacionais do sistema são:

- Demanda de vapor de processo (kg/TC): 370
- Eletricidade produzida (kWh/TC): 120,56
- Eletricidade excedente (kWh/TC): 111,06.

A Tabela II.6 adiante mostra o potencial de geração de energia elétrica excedente para a tecnologia CEAT.

Tabela II.6 – Potencial de produção de energia elétrica excedente a partir de subprodutos da cana.

Sistema	Tamanho da Usina (TC/h)	Cana moída (%)	Número de Usinas Consideradas	Cenário 1 (MW médio)		Cená (MW)	rio 2 médio)	Eletricidade gerada (TWh/ano)
				TD	TE	TD	TE	
CEAT	125,0	81,48	167	6015,6	4901,5	4496,3	3663,6	25,7 a 42,2

Fonte: (Walter, 1996).

TD: Potencial Termodinâmico TE: Potencial Técnico-econômico

Para TD nenhuma restrição é considerada, logo esse potencial representa o máximo valor para um dado nível de produção de cana-de-açúcar. Para TE, no que tange a tecnologia CEAT, é feita uma restrição quanto a capacidade mínima instalada, que no caso foi de 15 MW.

⁰A relação (E/C) para as Categorias V(a), (b) e (c) é de 0,25.

De acordo com dados mais recentes que serão apresentados no Capítulo IV (Tabela IV.3), temos para a tecnologia CEST (simples extração) o valor de 1.100 US\$/kW.

Em Walter et alli (1994), são apresentados os potenciais para duas configurações CEST: de simples extração (vide Figura II.7(a)), e de dupla extração (vide Figura II.7(b)).

Para a simulação dos dados apresentados na Tabela II.7 adiante, foi considerada uma usina típica que produz açúcar e álcool, processando 7.200 toneladas de cana-deaçúcar por dia, queimando apenas bagaço na safra, e uma mistura de bagaço, pontas e folhas na entressafra.

Tabela II.7 – Potencial simulado para tecnologia CEST de simples e dupla extração.

1 40 014					party recording to the property of the propert						
Confi- guração CEST	Capacidade Instalada	Exc	icidade edente AW)	Demanda de Biomassa (mil ton/ano)		Eletricidade Produzida	Índice de Excedente Elétrico	Investimento	Custo de Instalação €		
	(MW)	safra	Entres- safra	safra	Entres- safra	(kWh/TC)		(mil US\$)	(US\$/kW)		
Simples Extração	30,0	19,73	19,56	259,81	136,63	152,29	10,94	33.264	1.109		
Dupla Extração	30,0	15,57	18,63	259,81	136,63	120,56	9,48	28.314	944		

Fonte: (Walter et alli, 1994).

Em Coelho (1992), são apresentados potenciais para quatro configurações CEST, aqui discriminadas como "Processos (a), (b), (c) e (d)".

No "Processo (a)", temos uma turbina de condensação e extração com vapor a 60 kgf/cm² e 450°C. Este processo é equivalente ao "Processo (c)", a diferença é que no (c) a extração é efetuada a 21 kgf/cm², para as turbinas (já existentes na usina) de baixa pressão, onde o vapor expande até a pressão do processo de 1,5 kgf/cm²). No modelo (a), o vapor expande diretamente na turbina de alta, com extração a 1,5 kgf/cm² para o processo da usina. Conforme veremos, o rendimento da cogeração, nestas condições, é maior.

Para o "Processo (a)" foram considerados duas possibilidades de consumo de vapor: 368 kgv/TC (idêntico ao "Processo (C)") e 331 kgv/TC. O consumo interno de eletricidade considerado nos "Processos (a) e (c)" é de 25,20 kWh/TC.

A Tabela II.8 adiante mostra os rendimentos da cogeração do "Processo (a)".

[•]Esse índice considera a totalidade da energia elétrica gerada (consumo próprio mais excedentes).

[©]Proporção entre a energia elétrica produzida (total) e a energia elétrica consumida internamente no processo. O "índice de Excedente Elétrico" para tecnologia de turbinas de contrapressão com pressão de vapor entre 2,2 e 6,3 MPa varia entre 0,24 e 3,74 (Walter et alli, 1994).

De acordo com dados mais recentes que serão apresentados no Capítulo IV (Tabela IV.3), temos para a tecnologia CEST (simples extração) o valor de 1.100 US\$/kW, logo o valor fornecido na presente Tabela está coerente (em ordem de grandeza) para a opção de simples extração.

Tabela II.8 - Rendimento do "Processo (a)" de cogeração em turbinas de condensação/extração²⁰ (60 kgf/cm² e 450°C) em função do rendimento da turbina e do consumo de vapor no processo (açúcar e álcool).

Rendimento do	Rendime	Rendimento da Turbina a Vapor						
Processo [©]	60%	70%	80%					
Consumo de vapor: 368 kgv/TC	///////////////////////////////////////	///////////////////////////////////////	111111111111111111111111111111111111111					
KWh _e /TC (total gerado)	96,51	112,60	128,68					
(%)	14,06	16,40	18,74					
Consumo de vapor: 331 kgv/TC	///////////////////////////////////////	1/1////////////////////////////////////	111111111111111111111111111111111111111					
KWh _e /TC (total gerado)	98,21	114,57	130,94					
(%)	14,30	16,69	19,07					

Fonte: (Coelho, 1992) apud (Copersucar, 1991 e Trevisan, 1980).

No "Processo (c)" o consumo de vapor para fabricação de açúcar e álcool considerado é de 368 kgv/TC, as turbinas de condensação e extração trabalham com uma pressão de 60 kgf/cm². Diferentemente do "Processo (a)", aqui parte do bagaço é queimado em caldeiras antigas de 21 kgf/cm², 300°C e 66,8 ton/h de vapor, e a outra parte em caldeiras de alta pressão (60 kgf/cm², 450°C e 100 ton/h de vapor), alimentando a turbina de condensação e extração. Uma fração deste vapor é extraída (49,4 ton/h a 21 kgf/cm²) para o sistema existente de turbinas de baixa pressão, onde expande até a pressão de processo (1,5 atm). O restante do vapor expande na turbina de alta até a pressão do condensador (0,3 atm).

O balanço da energia elétrica produzida é o seguinte (Zylbersztajn e Coelho, 1993b):

- Total gerado: 66,90 kWh/TC

- Consumo interno (usina): 25,20 kWh/TC

- Excedente gerado: 41,70 kWh/TC

No "Processo (b)", temos uma turbina de condensação e extração de vapor a 80 kgf/cm² e 470°C. Este processo é equivalente ao "Processo (d)", havendo entretanto uma diferença: considera-se apenas uma extração de vapor a 1,5 kgf/cm², para o processo; não são consideradas as turbinas de baixa pressão de rendimento mais baixo.

[•]Rendimentos considerados para a caldeira e para o gerador : 85% e 95%, respectivamente.

²⁰ Extração a 1,5 kgf/cm² para o processo e saída a 0,3 kgf/cm² para o condensador, (turbina de extração e condensação à vácuo).

Foram consideradas duas possibilidades de consumo de vapor para o "Processo (b)": 332 kgv/TC (o mesmo do "Processo (d)") e 299 kgv/TC²¹. O consumo interno de eletricidade considerado nos "Processos (b) e (d)" é de 25,8 kWh/TC.

A Tabela II.9 adiante mostra os rendimentos da cogeração do "Processo (b)".

Tabela II.9 – Rendimento do "Processo (b)"²² de cogeração em turbinas de condensação/extração²³ (80 kgf/cm² e 470°C) em função do rendimento da turbina e do consumo de vapor no processo (açúcar e álcool).

Rendimento do	Rendimento da Turbina a Vapor					
Processo o	60%	70%	80%			
Consumo de vapor: 332 kgv/TC		111111111111111111111111111111111111111	111111111111111111111111111111111111111			
KWh e/TC (total gerado)	101,29	118,17	136,06			
(%)	14,75	17,21	19,67			
Consumo de vapor: 299 kgv/tc		///////////////////////////////////////	1/1////////////////////////////////////			
KWh e/TC (total gerado)	103,14	120,33	137,52			
(%)	15,02	17,53	20,03			

Fonte: (Coelho, 1992) apud (Copersucar, 1991 e Trevisan, 1980).

Comparando-se a Tabela II.9 com a Tabela II.8, percebe-se que, para um mesmo consumo de vapor no processo de fabricação de açúcar e do álcool, o aumento da pressão na caldeira eleva o rendimento do processo de cogeração. Isso ocorre devido a maior entalpia do vapor alimentado na turbina.

No "Processo (d)", caldeiras de 80 kgf/cm² alimentam a turbina de condensação e extração, que possui duas extrações (21 kgf/cm² e 1,5 kgf/cm²). O consumo de vapor considerado é de 332 kgv/TC.

Todo bagaço disponível é usado na caldeira de 80 kgf/cm², gerando vapor (158,4 ton vapor/h). A primeira extração (55,4 ton vapor/h) alimenta turbinas de baixa pressão, e a segunda (47,6 ton vapor/h) alimenta o processo. Após as extrações o vapor expande até a pressão do condensador (de 0,3 kgf/cm²).

O balanço de energia elétrica é o seguinte (Zylbersztajn e Coelho, 1993b).:

- total gerado: 86,5 kWh/TC

 $^{^{}f o}$ Rendimentos considerados para a caldeira e para o gerador : 85% e 95%, respectivamente.

²¹ O "Benchmark" em consumo de vapor de processo atualmente é de 270kgv/TC (Heck, 2000).

Nesta análise não foram consideradas as perdas de vapor no processo de fabricação (açúcar e álcool). Essas perdas foram consideradas no "Processo (d)".

²³ Extração a 1,5 kgf/cm² para o processo e saída a 0,3 kgf/cm² para o condensador; (turbina de extração e condensação à vácuo).

- consumo da usina: 25,8 kWh/TC

- excedente gerado: 60,7 kWh/TC

Em Trinkenreich et alli (1993) são apresentados potenciais de cogeração para as tecnologias CEST, turbinas de contrapressão e ciclo STIG, baseados na safra de 1986/87. As duas primeiras tecnologias serão vistas neste item, sendo que os dados para a tecnologia de turbinas a contrapressão poderão ser comparados com os já apresentados em II.1.1. A tecnologia STIG será vista mais adiante no item II.3.2.

A Tabela II.10 adiante, mostra o potencial de geração de energia elétrica excedente, de acordo com o tipo de instalação industrial e percentual de umidade do bagaço para 3 alternativas tecnológicas, como se segue:

Alternativa 1: Turbinas de contrapressão operando com vapor a 21 kgf/cm² e 300° C; e eficiência dos equipamentos: $\eta_c = 83\%$; $\eta_t = 80\%$; $\eta_r = 98,5\%$ e $\eta_g = 95\%$.

Sendo: η_c = rendimento da caldeira

 $\eta_t = rendimento da turbina$

 η_r = rendimento do redutor (acoplamento)

 η_g = rendimento do gerador

Alternativa 2: Uso de turbinas de condensação com extração de vapor para acionamento das moendas e complementação das necessidades de vapor do processo. Condições do vapor (saída da caldeira): 42 kgf/cm² e 440°C. Eficiência dos equipamentos: idem Alternativa 1.

Alternativa 3: Configuração idêntica a Alternativa 2 com as seguintes condições de vapor na saída da caldeira: 61 kgf/cm² e 480°C. Eficiências dos equipamentos: idem Alternativa I.

Tabela II.10 - Índices de geração de energia elétrica excedente em função do tipo de

instalação industrial e percentual de umidade do bagaço.

Alternativa	Tipo de Instalação Industrial	kWh/TC		Custo de Instalação
		Bagaço com 50% de umidade	Bagaço com 20% de umidade	US\$/kW
1	U	22	30	
$P_V = 21 \text{ kgf/cm}^2$	$\mathbf{U} + \mathbf{D}$	27	35	1030
Tv = 300°C	D	29	37	
2	U	52	64	
$Pv = 42 \text{ kgf/cm}^2$	$\mathbf{U} + \mathbf{D}$	57	69	1382
$T_V = 440^{\circ}C$	D	59	71	
3	U	59	71	
$Pv = 61 \text{ kgf/cm}^2$	U + D	64	7 6	1526
$T_V = 480^{\circ}C$	D	66	78	

Fonte: Trinkenreich et alli, 1993.

Foi considerada a utilização de pontas e folhas para a produção somente de eletricidade na entressafra sob os seguintes critérios:

- -teor de umidade de 20% e poder calorífico de 3000 kcal/kg;
- -não foram consideradas as extrações de vapor (no caso das turbinas de condensação);
- -foram mantidas as condições de eficiência dos equipamentos (citados na Alternativa 1);
- -foi considerada uma recuperação de 180 kg de pontas e folhas/TC.

Os índices de geração de energia elétrica para a utilização das pontas e folhas de acordo com as Alternativas são:

■ Alternativa 1:

64 kWh/TC

Alternativa 2:

94 kWh/TC

Alternativa 3:

100 kWh/TC

O potencial de geração de energia elétrica em cogeração a partir dos resíduos, que se encontra na Tabela II.12 adiante, foi estimado com base na safra de cana-deaçúcar de 1986/87 (246,3 milhões de toneladas) e nos consumos e participações da indústria sucroalcooleira (na Tabela II.11 a seguir).

 $^{^{}f 0}$ U:Usina de açúcar; U+D: Usina com destilaria anexa; D: Destilaria autônoma.

Tabela II.11 – Consumo de processo de fabricação e participação da indústria sucroalcooleira considerados.

Tipo de Instalação Industrial	Participação	Consumo de processo	
		Energia Elétrica	Vapor [●]
7	(%)	(kWh/TC)	(kgv/TC)
U	10	20	240
U+D	75	15	240
D	15	13	240

Fonte: Dados de (Trinkenreich et alli, 1993).

Tabela II.12 – Disponibilidade líquida de cogeração (GWh) em cada *Alternativa* considerando a safra de 1986/87^{24 e 25}.

Resíduos	Alternativa 1 PV = 21 kgf/cm² TV = 300°C	Alternativa 2 PV = 42 kgf/cm ² TV = 440°C	Alternativa 3 PV = 61 kgf/cm ² TV = 480°C
Bagaço (50% umidade)	6.601	13.990	15.714
Bagaço (20% umidade)	8.571	16.945	18.670
Pontas e Folhas • •	15.763	23.152	24.630

Fonte: Trinkenreich et alli, 1993.

Este potencial diz respeito a uma geração elétrica feita no período de entressafra.

II.3 Cogeração nas Usinas de Açúcar e Álcool com uso de Gaseificadores de Bagaço e Turbinas a Gás (STIG; ISTIG; Ciclos Combinados)

As Figuras II.9, II.10 e II.11 adiante mostram respectivamente, de forma simplificada, o funcionamento dos ciclos STIG, ISTIG e um sistema BIG/STIG²⁶ operando em ciclo combinado em uma usina de açúcar e álcool.

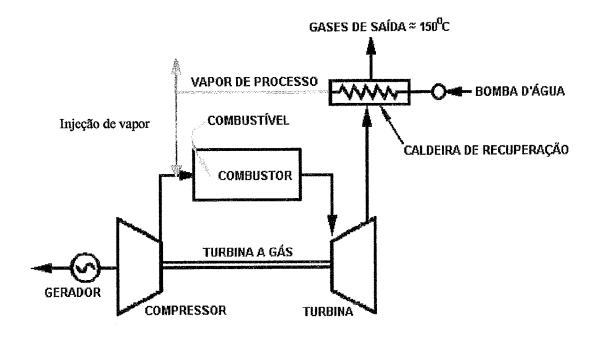
²⁶ BIG/STIG – Biomass Integrated Gasitier/Steam Injected Gas Turbine

O consumo interno de vapor estimado é bastante otimista, considerando que o "Benchmark" em consumo de vapor de processo atualmente é de 270 kgv/TC (Heck, 2000)

O potencial (GWh) das pontas e folhas deve ser somado ao potencial do bagaço (20% ou 50% de umidade), para que seja obtido o potencial total das Alternativas tecnológicas apresentadas (o total para a Alternativa 3 considerando o bagaço com 20% de umidade é de 43.300 GWh)

²⁴Já descontado o consumo interno na indústria.

²⁵Como o potencial foi calculado com base na produção da safra de 1986/87, pode-se dizer que, sob esse aspecto, o mesmo hoje se encontra sub-avaliado, tendo em vista o crescimento da safra nos últimos anos (vide Tabela II.1 – Coluna "Quantidade Produzida")



AR DE ENTRADA

Figura II.9 – Ciclo STIG ("Steam Injected Gas Turbine"). Fonte: Koblitz, 1997.

Como pode ser visto na Figura II.9, o ar é captado da atmosfera e comprimido (no compressor que está acoplado no mesmo eixo da turbina), indo em seguida para os combustores, onde é misturado ao combustível (gás), e ao vapor injetado. Dentro de um dos combustores da turbina, com o auxílio de um ignitor, a mistura é inflamada e, a alta pressão é direcionada às palhetas da turbina, fazendo o conjunto girar e acionar o gerador (através do eixo solidário). Os gases de exaustão da turbina são usados para produzir vapor na caldeira de recuperação. Parte do vapor produzido vai para consumo no processo, e parte é injetada nos combustores, aumentando o fluxo mássico na turbina, e por conseguinte, aumentando também a potência elétrica gerada (e a própria eficiência elétrica).

É importante destacar que o vapor sendo injetado após o compressor (devendo estar a uma pressão um pouco acima da pressão de descarga do mesmo), não impõe nenhum trabalho de compressão adicional, e assim sendo, não aumenta a energia para acionar o compressor, mas cria uma massa adicional para ser expandida na turbina.

A injeção de vapor no difusor de descarga do compressor, bem como diretamente no combustor, criando uma mistura homogênea de vapor e ar nesta região,

ajuda a reduzir a temperatura na zona primária de combustão, que reduz a formação de Nox, já que a mesma aumenta com o aumento de temperatura (Góes, 1999).

A redução da temperatura na câmara de combustão permite injeção adicional de combustível, e com a massa adicional de vapor, a massa total de gás que passa pela turbina cresce, possibilitando aumento de potência da mesma.

A fim de reduzir os problemas de depósito de sólido nas palhetas da turbina, é necessário que a água do vapor seja tratada a fim de se eliminar os sólidos em suspensão. A quantidade de sólidos tolerados no vapor injetado depende da razão em massa de vapor/combustível, sendo que a qualidade da água é a mesma exigida pelos códigos de água para caldeiras (Góes, 1999).

O ciclo ISTIG (esquematizado na Figura II.10 adiante), opera da mesma forma que o STIG a exceção do "Intercooler", que opera entre estágios do compressor de ar da turbina. O "Intercooler" (resfriador intermediário) reduz a potência requerida pelo compressor e permite que a turbina opere com temperaturas de admissão mais elevadas (do que no Ciclo STIG), já que fornece ar para refrigeração das palhetas da turbina (Ogden et alli, 1990).

O "Intercooler" aumenta a potência, pois como o ar frio ocupa menos espaço (que uma mesma massa de ar quente), consegue-se injetar mais ar e consequentemente mais combustível (Góes, 1999).

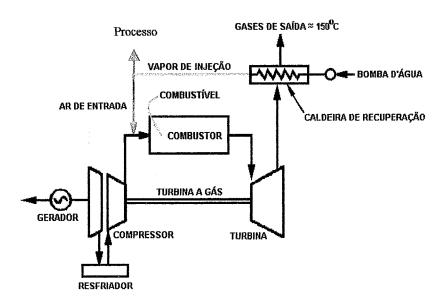


Figura II.10 - Ciclo ISTIG ("Intercooled Steam Injected Gas Turbine"). Fonte: Koblitz, 1997.

A Figura II.11 adiante apresenta o esquema de um sistema BIG/STIG^{27 e 28} operando em ciclo combinado em uma usina de acúcar e álcool.

As turbinas usadas nesse tipo de sistema são máquinas aeroderivadas (incorporam componentes de turbinas aeronáuticas de alto desempenho, e podem receber injeção de vapor). O emprego desse tipo de turbina em detrimento das turbinas industriais ("heavy-duty") deve-se aos seguintes aspectos: (i) maior eficiência térmica; (ii) maior facilidade de manutenção; (iii) menores custos unitários e (iv) maior facilidade de acomodação de um fluxo mássico maior do que o nominal, o que permite a injeção de vapor sem maiores dificuldades (Cortez et alli, 1997).

O esquema da Figura II.11 indica que o vapor produzido na caldeira de recuperação é utilizado tanto como insumo no gaseificador, quanto como fluido no ciclo de potência a vapor, sendo também injetado nos combustores da turbina a gás. Nesta configuração, que corresponde a geração mais adequada para o período de safra numa usina de açúcar e álcool, a instalação operaria em um ciclo combinado, fornecendo vapor de processo.

Durante o período de entressafra, quando inexiste a demanda térmica, a operação de uma planta como essa pode ser feita sem a utilização do sistema de potência a vapor. Neste caso, o vapor gerado alimentaria o gaseificador e a quantidade restante seria injetada na turbina a gás, maximizando a potência elétrica e melhorando o rendimento da mesma.

Como será visto no próximo item do presente capítulo (II.3.1), de todos os quatro módulos que configuram o sistema BIG/GT²⁹ - gaseificador, turbina a gás, caldeira de recuperação e ciclo a vapor (turbinas a vapor), o único elemento que apresenta maiores problemas tecnológicos é o gaseificador (Cortez et alli, 1997); porém segundo o relatório Copersucar (1999), de acordo com testes já realizados (cujos resultados foram considerados como "muito satisfatórios"), há indicação de que os resíduos da cana-de-açúcar podem ser utilizados como combustível para plantas BIG/GT.

²⁷ Alguns autores preferem empregar a designação "Integrated Gasifier Combined Cycle – IGCC – para fazer referência a sistemas de ciclo combinado que empregam o gás de gaseificação como combustível (Cortez et alli, 1997).

²⁸ Os sistemas com turbinas a gás são tanto mais eficientes, do ponto de vista termodinâmico, quanto mais efetiva for a recuperação do calor dos gases de exaustão da turbina (Cortez et alli, 1997).

²⁹ Forma genérica para se designar um sistema que possua um gaseificador de biomassa acoplado a uma turbina a gás.

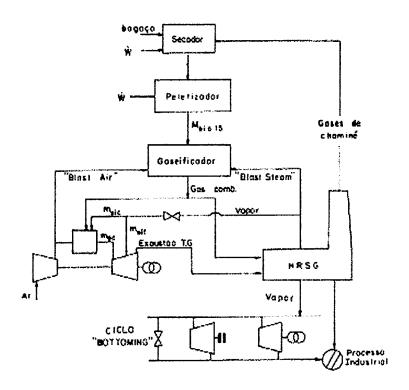


Figura II.11 – Esquema de um sistema BIG/STIG operando em ciclo combinado em uma Usina de Açúcar e Álcool.

Fonte: Cortez et alli, 1997 e Walter et alli, 1994.

II.3.1 A Gaseificação da Biomassa

II.3.1.1 Definição

A gaseificação é definida como a conversão da biomassa ou de qualquer combustível sólido em um gás combustível de baixo poder calorífico (1300 a 2300 kcal/m³), através da oxidação parcial a temperaturas elevadas. Esta conversão pode ser realizada em vários tipos de reatores, tais como reatores de leito fixo e de leito fluidizado (Trindade e Cencig, 1996) apud (Lora, 1994).

Os gaseificadores tipo leito fixo caracterizam-se pelo fato de ter o combustível "empilhado", descendo gradualmente à medida em que é consumido. Deverão ser alimentados com matéria-prima sólida em pedaços da ordem de 150 mm na menor dimensão, adentrando no reator pela parte superior e retirando-se as cinzas pelo inferior. Trata-se de um sistema convencional de gaseificação, muito utilizado no passado (Trindade e Cencig, 1996) apud (Lora, 1994).

Os gaseificadores tipo leito fluidizado caracterizam-se por utilizar a matéria prima em partículas de pequenas dimensões (5 a 15 mm), mantidas em suspensão através da injeção do meio gaseificador (ar ou oxigênio e vapor) que passa pelo leito a uma velocidade suficiente para fluidizá-lo, assegurando-se um excedente contato sólidogás. Também por sua operação em temperaturas mais baixas do que a temperatura dos gaseificadores de leito fixo, reduz significativamente os teores de enxofre e de material particulado, além de diminuir a formação de óxidos de nitrogênio. Sua principal vantagem reside no fato do fácil controle da temperatura do leito pela variação na alimentação de ar e de combustível, como também na maior flexibilidade quanto ao tipo de combustível a ser empregado desde que este possua baixa densidade (Trindade e Cencig, 1996) apud (Lora, 1994).

Segundo sua pressão de operação, os gaseificadores de leito fluidizado podem ser classificados em atmosférico e pressurizado. Considerando as aplicações em turbinas a gás, no gaseificador atmosférico, o combustível gaseificado é comprimido e injetado na câmara de combustão, enquanto que no gaseificador pressurizado o ar é comprimido no compressor da turbina a gás e uma fração do ar é extraída para o gaseificador, sendo em seguida, injetado diretamente na câmara de combustão (Trindade e Cencig, 1996) apud (Nogueira et alli, 1995). Discute-se muito sobre a conveniência de se utilizar gaseificadores pressurizados nos sistemas BIG-GT. Especialistas suecos recomendam a utilização de gaseificadores pressurizados somente para instalações com capacidades instaladas superiores a 150-200 MW, onde seriam economicamente vantajosos. Os gaseificadores atmosféricos, apesar de possuírem sistemas simples de alimentação de biomassa, requerem o resfriamento do gás e sua posterior compressão, o que provoca perdas no ciclo. Com a utilização de gaseificadores pressurizados é esperada uma elevação de 1 a 2% na eficiência térmica global do sistema e a possibilidade de operação de unidades de maior capacidade, em relação aos atmosféricos (Trindade e Cencig, 1996) apud (Lora e Sanchez, 1994).

II.3.1.2 O Estado da Arte da Tecnologia BIG/GT 30

A tecnologia BIG/GT está em fase de demonstração em vários países, e inclusive no Brasil. As atuais unidades de demonstração têm uma escala de conversão da ordem de 10 ton/dia de biomassa. Para que se atinja uma escala comercial a conversão deve alcançar em torno de 100 ton/dia, com uma operação eficiente e confiável. Além da necessidade de se aumentar a escala dos gaseificadores, as principais barreiras atuais desta tecnologia estão no sistema de limpeza do gás e na adequação das turbinas para queimar gases de baixo poder calorífico (Walter et alli, 1999b).

Em Coelho (1999) são citados trabalhos que identificam 37 diferentes iniciativas de desenvolvimento de sistemas de gaseificação de biomassa nos últimos anos, envolvendo diferentes processos e organizações de 15 países. Considera-se que cerca de 20 desses projetos alcançarão um estágio de desenvolvimento tal que permitiria considerar, ou até mesmo acoplar, turbinas ou motores aptos a gerar pelo menos 5 MW de potência elétrica.

Informações resumidas sobre os projetos de desenvolvimento de sistemas de gaseificação de biomassa para a produção de energia elétrica podem ser vistas em Coelho (1999). As informações referentes aos projetos que utilizam bagaço-de-cana como combustível são descritas a seguir.

Hawai Biomass Gasification Demonstration Project (Coelho, 1999)

O objetivo desse projeto era a elevação da escala do gaseificador desenvolvido pelo IGT (IGT RENUGAS), de 2 MW de potência térmica, para 20 MW. Essa unidade de demonstração deveria operar sendo alimentada com bagaço de cana e madeira. O gaseificador foi projetado para operar tanto com injeção de ar quanto oxigênio, a pressões de até 2,07 MPa e com temperaturas dos gases à saída na faixa de 850 a 900°C.

Esse projeto era único entre os projetos de desenvolvimento de maior porte a estudar a gaseificação do bagaço de cana³¹. A unidade está construída em Paia, na ilha de Maui, no Hawai, em uma fábrica de açúcar da Hawaiian Commercial and Sugar

³⁰ BIG/GT: Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine.

³¹ Em 1997, como descrito a seguir, a Copersucar iniciou um projeto de gaseificação de bagaço de cana e resíduos.

Company. Em 1999 o projeto encontrava-se definitivamente paralisado, em função de dificuldades técnicas principalmente relativas à alimentação do bagaço de cana e limpeza dos gases³².

Projeto Copersucar para Geração de Energia por Biomassa, Bagaço-de-Cana e Resíduos³³ (Coelho, 1999)

Em julho de 1997 a Copersucar e o Programa das Nações Unidas para Desenvolvimento (PNUD) assinaram o contrato referente ao projeto, com o objetivo de avaliar e desenvolver tecnologia para o ciclo de produção de eletricidade em sistemas de gaseificação/turbina a gás a partir da biomassa de cana-de-açúcar.

O projeto é coordenado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia, com recursos do GEF no valor de US\$ 3,75 milhões, sendo a contrapartida da Copersucar de US\$ 3,64 milhões. O desenvolvimento do projeto e a execução da maioria das atividades estão a cargo do Centro de Tecnologia Copersucar (CTC).

A tecnologia de gaseificação do bagaço e da palha (resíduos) foi desenvolvida pela TPS (Termiska Processer AB), a partir do trabalho desenvolvido para o projeto SIGAME³⁴. O plano geral do projeto inclui a avaliação da disponibilidade e do custo da palha da cana, das rotas agronômicas para colheita de cana crua, testes do processo de gaseificação atmosférica com bagaço e palha, integração do processo BIG/GT com uma usina típica e avaliação dos impactos ambientais, incluindo os impactos sociais no nível de emprego. Dois modos de operação estão sendo considerados: termelétrica independente (ciclo combinado) ou cogeração. O projeto parte da utilização de uma planta BIG/GT utilizando a turbina GE LM-2500 da General Electric. Segundo a avaliação efetuada pela TPS para termelétrica em ciclo combinado, a potência estimada é de 33 MW (caldeira de recuperação de 60 bar, 500°C)³⁵.

Estima-se que o bagaço poderá ser alimentado na granulometria com que sai da moenda, porém serão efetuados testes pela TPS para confirmar este aspecto; também a palha alimentada deverá ter a mesma granulometria, uma vez que o equipamento irá

³² Conforme "Comunicação pessoal" citada em Coelho (1999).

³³ (Coelho, 1999) apud (Copersucar, 1997, 1998, 1999).

³⁴ Projeto SIGAME (Sistema de Gaseificação Integrado de Madeira para Geração de Eletricidade – Brazilian Demonstration Project).

³⁵ (Coelho, 1999) apud Informativo CTC n° 4, Setembro de 1998.

trabalhar com as duas opções, indistintamente. Em termos de teor de umidade, a biomassa alimentada no secador deve antes passar por um processo de secagem, através de um secador tipo "flash drier" de fluxo paralelo³⁶, reduzindo a umidade do bagaço de cana de 50% para 10%, conforme a necessidade do gaseificador, segundo determinação da TPS.

Os testes de gaseificação contratados são os seguintes:

- Testes para caracterização do bagaço e da palha como combustíveis, indicando os seguintes valores para poder calorífico do bagaço e da palha (Tabela II.13);
- Testes de gaseificação em bancada: potência térmica nominal de 20 kW, tipo leito fluidizado borbulhante injetado a ar;
- Testes em planta piloto: gaseificação de leito fluidizado circulante atmosférico de 2
 MW térmico (de combustível).

Tabela II.13 – Resultados obtidos experimentalmente para umidade e poderes caloríficos superior e inferior do bagaço e da palha.

Poder calorífico MJ/kg base seca	Bagaço peletizado	Palha da esta	Palha enfardada	
		I	II	
 Superior 	18,3	14,31	15,12	17,4
Inferior	17,1	13,33	14,12	16,1
Umidade (%)	8,7	7,6		9,6

Fonte: (Copersucar, 1999)

Em Cortez et alli (1997) (Capítulo VII – Gaseificação) é apresentada uma tabela com um resumo de dados encontrados na literatura sobre gaseificadores de biomassa em leito fluidizado, onde se observa que a biomassa mais pesquisada é a madeira, existindo pouca informação sobre gaseificação do bagaço-de-cana in natura. Os dados referentes ao bagaço-de-cana foram transcritos e são apresentados a seguir:

³⁶ Este tipo de secador tem sido utilizado com sucesso em várias usinas para secar bagaço com os gases de exaustão das caldeiras; por este motivo, a Copersucar escolheu este processo de secagem, com menor investimento e integração mais fácil. O projeto de engenharia deste sistema está sendo executado para se levantar informações de custos e desempenho que serão necessários para as avaliações técnico-econômicas do sistema de geração como um todo (Copersucar, 1998).

Tabela II.14 - Dados sobre parâmetros construtivos e de operação de gaseificadores de

leito fluidizado para biomassa.

Tipo de Biomassa	Diâmetro do reator mm	Temperatura do leito °C	Fator de ar	Poder calorífico MJ/Nm ³	Composição do gás		do gás		Eficiência %	Referência
					CO	H ₂	CH ₄			
Bagaço em Pelets	480	655 a 850	-	6,4 (PCS)	19,2	4,7	5,0	55 a frio	0	
Bagaço in natura	-	850	-	12,6 °	26,1	18,3	17,3	65	0	

Fontes: Cortez et alli, 1997 apud IPT, 1986.

A Universidade de Campinas (UNICAMP) também tem desenvolvido pesquisas na área de combustão e gaseificação da biomassa, já por vários anos. Na Tabela II.15 adiante, são apresentados os resultados da determinação da análise imediata e do poder calorífico da biomassa no estado em que foi alimentada ao gaseificador.

Tabela II.15 – Análise imediata e poder calorífico superior da biomassa utilizada nos testes.

		PCS			
Biomassa	Carbono fixo, % base seca	Voláteis, % base seca	Cinzas, % base seca	Umidade, % base seca	MJ/kg Base seca
Casca de arroz	12,0	72,2	15,8	10,0	15,6
BAGAÇO	9,2	86,4	4,4	6,4	16,7
Serragem	15,2	84,2	0,6	12,9	18,0
Borra de café	13,9	83,5	2,6	5,7	21,8

Fonte: Cortez et alli, 1997.

Os estudos apresentados em Cortez et alli (1997) (Capítulo VII – Gaseificação)³⁷ chegaram a algumas conclusões, tais como:

a) A operação com biomassa de granulometria fina (como o bagaço) conduz a valores baixos da eficiência do gaseificador devido a elutriação³⁸ intensa. Este problema pode ser atenuado mediante operação com altura do leito maior.

Cortez et alli, 1997 apud Overend et alli, 1994.

Gaseificadores Atmosféricos. A composição do gás, o PCS e a eficiência a frio correspondem a uma relação ar/combustível (A/C) de 1,25.

⁶ Gaseificadores Pressurizados. Como agente de gaseificação é utilizado oxigênio em uma relação 0,28 kg O_2 /kg de bagaço seco.

Parâmetro não definido. No caso do poder calorífico o autor não esclarece se trata-se do PCS ou do PCI, e no caso da eficiência se é a frio ou a quente.

³⁷ Os autores desse capítulo são: Sanchez, C.G.; Lora, E.S. e Gómez, E.O.

³⁸ Elutriação: Processo por meio do qual se separa uma mistura de partículas de diferentes tamanhos em frações mais ou menos homogêneas mediante a sedimentação numa corrente de fluído.

b) A falta de confiabilidade, constância da vazão e capacidade do alimentador de biomassa fibrosa são problemas a serem resolvidos para a aplicação da gaseificação do bagaço de cana em escala industrial.

II.3.2 Potencial de Cogeração para as Tecnologias "BIG/GT"

A seguir serão apresentados dados de algumas fontes bibliográficas, onde são apontados os potenciais de geração de energia em relação as tecnologias BIG/GT, lembrando que estes potenciais são futuros, já que a tecnologia de gaseificação para resíduos da cana-de-açúcar (bagaço, pontas e folhas) ainda não está comercialmente disponível na escala necessária para esse tipo de projeto³⁹.

Em Walter (1996), o sistema BIG/STIG considera uma turbina a gás GE LM2500, adaptada para a queima de gás gaseificado da biomassa como a "máquina de topo" de um ciclo combinado no qual o sistema a vapor convencional de baixa pressão (2,1 MPa), característico da média das usinas atuais, seja a "máquina de baixa". O gaseificador considerado foi de leito fluidizado, com pressão operacional bem próxima a da atmosférica.

Os parâmetros operacionais do sistema são:

■ Demanda de vapor de processo (kg/TC): 300

Eletricidade produzida (kWh/TC): 255,53

■ Eletricidade excedente (kWh/TC): 246,03

A Tabela II.16 adiante, mostra o potencial de geração de energia elétrica excedente para a tecnologia BIG/STIG:

³⁹ A gaseificação da biomassa é dominada para sistemas de capacidade até aproximadamente 5,5 MW térmicos (na forma de gás combustível). No entanto, sistemas como o esquematizado na Figura II.11 podem demandar vazões de gás combustível até 20 vezes superior (Cortez et alli, 1997).

Tabela II.16 – Potencial de produção de energia elétrica excedente a partir de subprodutos da cana:

		10 pr 0 d d t	OB the other.					
Sistema	Tamanho da Usina (TC/h)	Cana Moída (%)	Número de Usinas Consideradas	Cenário 1 (MW médio)				
				TD	TE	TD	TE	
BIG/STIG	135,0	79,12	155	13.326,3	10.543,8	9,960,5	7.880,7	55,2 a 93,4

Fonte: (Walter, 1996)

TD: Potencial Termodinâmico TE: Potencial Técnico-econômico

Para TD nenhuma restrição é considerada, logo esse potencial representa o máximo valor para um dado nível de produção de cana-de-açúcar. Para TE, no que tange a tecnologia BIG/STIG, foi considerada uma recuperação de 50% das pontas e folhas disponíveis no campo (o que afeta o potencial desta tecnologia).

Em Walter et alli (1994), foi feita uma simulação para um sistema BIG/STIG como o da Figura II.11 considerando diferentes capacidades, correspondendo a 3 modelos de turbinas aeroderivadas: LM1600 PB, LM2500 PH e LM5000 PD da General Eletric (GE)⁴⁰. Os principais resultados da simulação se encontram na Tabela II.17 adiante.

Tabela II.17 – Potencial simulado para a tecnologia BIG/STIG.

Tecnologia BIG/STIG	Capacidade Instalada	Exce (M		Bion (mil to	nda de nassa n/ano)	Eletricidade Produzida ⁰	Índice de Excedente elétrico [©]	Investi- mento	Custo de Insta- lação
Turbinas	(MW)	Safra	E.S.*	Safra	E.S.*	kWh/TC		Mil US\$	US\$/kW
LM1600	18,1	5,68	16,66	207,81	68,78	95,43	6,09	30,384	1,679
LM2500	28,3	14,23	26,28	229,63	108,10	156,47	11,14	41,769	1,476
LM5000	52,3	30,59	47,46	293,14	224,88	285,00	21,53	66,026	1,262

Fonte: (Walter et alli, 1994)

^{*}Entressafra

 $^{^{}f o}$ Esse índice considera a totalidade da energia elétrica gerada (consumo próprio mais excedentes).

Proporção entre a energia elétrica produzida (total) e a energia elétrica consumida internamente no processo.

processo.

No Capítulo IV (Tabela IV.3), o custo de instalação para a tecnologia BIG/STIG está referenciado em 2400 US\$/kW (toda planta já incluindo os impostos, inclusive de importação). Provavelmente os valores aqui apresentados dizem respeito apenas às turbinas, porém esse detalhamento não foi fornecido pela Fonte).

⁴⁰ Os modelos LM2500 e LM5000, correspondem as turbinas consideradas em quase todos os estudos publicados sobre a tecnologia BIG/STIG.

Em Trinkenreich et alli (1993) foi considerado um ciclo STIG associado a um gaseificador, tendo como combustível bagaço, folhas e pontas peletizados com 15% de umidade, semelhante a Figura II.9.

A tecnologia STIG para aplicação na indústria sucroalcooleira, atualmente em pesquisa, irá requerer uma economia substancial no vapor de processo: dos cerca de 480 kgv/TC atuais (valor médio) para cerca de 280 kgv/TC (ou menos). Isso porque parte do vapor produzido na caldeira de recuperação (cerca de 30%), deverá ser destinado ao processo de gaseificação do bagaço, restando cerca de 70% para o processo industrial e injeção na turbina a gás.

A disponibilidade líquida para geração de energia elétrica com tecnologia STIG foi calculada para um PCI de 3272 kcal/kg (bagaço peletizado com teor de umidade 15%). Foram analisadas 3 hipóteses para a eficiência do gaseificador e do ciclo STIG, conforme Tabela II.18 adiante.

Tabela II.18 – Índice de geração de energia elétrica excedente para tecnologia STIG.

Hipótese	Eficiência Gaseificador	Eficiência Ciclo STIG	Eficiência Global	Tipo de Instalação Industrial ⁰	Disponibilidade Líquida (kWh/TC)	Média Ponderada (kWh/TC)
STIG (1)	0,80	0,36	0,288	U	135	
				U+D	140	139,8
				D	142	
STIG (2)	0,80	0,45	0,36	U	188	
			-	U+D	193	192,8
				D	195	
STIG (3)	0,98	0,41	0,40	U	214	
` ,		-	-	U+D	219	218,8
				D	221	

Fonte: (Trinkenreich et alli, 1993)

A utilização de pontas e folhas peletizadas para a produção somente de eletricidade na entressafra foi estimada considerando-se o mesmo teor de umidade (15%) e PCI do bagaço (3272 kcal/kg). Os índices⁴¹ de geração de energia elétrica para a utilização das pontas e folhas, de acordo com a eficiência global da Tabela II.18 são:

STIG (1): 142 kWh/TC

U: Usina de Açúcar; U+D: Usina com destilaria anexa; D: Destilaria autônoma.

⁴¹ A demanda do peletizador (15 kWh/TC) foi contabilizada para o cálculo dos índices, sendo os mesmos índices líquidos de geração.

STIG (2): 186 kWh/TC

STIG (3): 209 kWh/TC

Foi considerada uma recuperação de 147 kg de pontas e folhas/TC.

O potencial teórico de produção de energia elétrica em cogeração a partir dos resíduos (bagaço, folhas e pontas), foi estimado com base na safra de cana-de-açúcar de 1986/87 (246,3 milhões de toneladas) e nos "índices de geração" dos resíduos, sendo consideradas as seguintes participações da indústria sucroalcooleira: usina de açúcar (U) de 10%; usina com destilaria anexa (U+D) de 75% e destilaria autônoma (D) de 15%. Os resultados estão apresentados na Tabela II.19 adiante.

Tabela II.19 – Disponibilidade líquida de cogeração (GWh) para a tecnologia STIG considerando a safra de 1986/87^{42 e 43}.

Hipótese	Eficiência Global	Disponibilida	Disponibilidade Líquida (GWh)				
		Bagaço ⁰	Pontas e Folhas [©]				
STIG (1)	0,288	34,433	34.975	69,408			
STIG (2)	0,36	47.487	45.812	93.299			
STIG (3)	0,40	53.890	51.477	105,367			

Fonte: (Trinkenreich et alli, 1993)

O valor máximo do potencial, considerando o ciclo STIG, a utilização de pontas e folhas, e a safra 1986/87 seria de 105.367 GWh. Trata-se naturalmente de um valor teórico que considera a participação de 100% da tecnologia STIG, o que exigiria investimentos de elevada ordem (Trinkenreich et alli, 1993).

Em Ogden et alli (1990) foram estimados potenciais para sistemas de cogeração e termelétrica (produção de potência elétrica somente) para biomassa da cana-de-açúcar. Foram consideradas as tecnologias BIG/STIG, BIG/ISTIG e CEST (que poderá ser comparada com as outras fontes bibliográfica apresentadas no item II.2.1). Os valores estimados se encontram na Tabela II.20 adiante, para a qual foram feitas algumas considerações: para o sistema CEST de cogeração ocorre uma extração de vapor para o processo entre 1,5 e 2,0 MPa, considerando ainda que cerca de 50 a 100 kWh/TC de

Bagaço peletizado com teor de umidade 15%.

 $^{^{}f e}O$ potencial (GWh) das pontas e folhas é relativo ao período de entressafra.

⁴² Já descontado o consumo interno da indústria.

⁴³ Como o potencial foi calculado com base na produção da safra de 1986/87, pode-se dizer que, sob esse aspecto, o mesmo hoje se encontra sub-avaliado, conforme já mencionado em nota da Tabela II.12.

eletricidade excedente pode ser produzida durante o período de safra; para o sistema BIG/STIG de cogeração, considera-se que cerca de 240 kWh/TC de eletricidade excedente é produzida durante o período de safra; e para o sistema BIG/ISTIG, considera-se que a produção de energia elétrica excedente durante a safra pode chegar a 285 kWh/TC.

Tabela II.20 – Potencial estimado para sistemas de cogeração e térmica usando a biomassa⁴⁴ da cana-de-açúcar.

			Co	geração				Termel	étrica	
	Elet	ricidade	7	/apor	Comb	Cana	Elet	ricidade	Comb	Cana
	(MW)	% comb	ton/h	%comb [€]	ton/h	ton/h	MW	% comb	ton/h	ton/h
CEST ⁰										
genérico	17,5	13,0	65,6	35,9	50,8	169	27,0	20,3	50,2	167
genérico	6,1	11,4	26,4	36,4	20,2	67	10,0	17,8	21,2	71
genérico	1,8	10,1	9,0	37,2	6,73	22	3,0	15,7	7,22	24
BIG/STIG [®]										
LM5000	38,8	31,3	47,7	30,0	27,6	157	53,0	35,6	33,0	188
LM1600	15,0	29,8	21,8	33,8	11,2	65	20,0	33,0	13,2	75
GE-38	4,0	29,1	5,7	32,4	3,06	17	5,4	33,1	3,63	21
BIG/ISTIG [€]										
LM8000	97	37,9	76,2	25,4	57,7	328	111,2	42,9	57,3	325

Fonte: (Ogden et alli, 1990)

Ogden et alli (1990) também estimou, para a tecnologia BIG/ISTIG usando cana-de-açúcar, um potencial de processo de energia elétrica para o ano de 2027 como se segue:

Produção de cana (milhões ton/ano) 1987^a: 273,86 2027^b: 944,79

Produção de eletricidade (TWh/ano) 1987^d: 202,29 2027^c: 836.14

a – (Ogden et alli, 1990) apud (Food and Agriculture Organization, FAO Production Yearbook, FAO Statistical Series n° 82, vol. 21, 1987).

[©]Para 6,3 MPa e 482°C como condições do vapor na entrada da turbìna.

Assume-se para BIG/STIG e BIG/ISTIG o uso de biomassa em briquetes (15% de umidade), com um PCS de 16.166 KJ/kg. Para CEST, assume-se bagaço com 50% de umidade com PCS de 9530 KJ/kg. Também é assumida uma produção de 300 kg bagaço/TC (50% umidade). Se for requerida briquetagem, a quantidade correspondente é 176 kg (15% umidade).

[©]Saída, em unidade energética, como um percentual do PCS do combustível (entrada).

⁴⁴ A eficiência para o gaseificador de biomassa foi assumida como sendo a mesma para gaseificação de carvão.

- b Assumindo uma taxa de crescimento da safra de cana-de-açúcar no Brasil de 3,1% ao ano.
- c Considerando uma safra de 133 dias/ano nas usinas de açúcar e/ou álcool, com uma geração de eletricidade a 286 kWh/TC durante a safra mais 599 kWh/TC na entressafra (com uso de pontas e folhas), com unidades BIG/ISTIG.
- d (Ogden et alli, 1990) apud (J.R. Escay, IENED, "Summary Data Sheet of 1987 Power and Commercial Energy Statistics for 100 Developing Countries", Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper n° 23, World Bank, March 1990).

Conforme já mencionado anteriormente, o uso das tecnologias que envolvem gaseificação da biomassa (BIG/STIG e BIG/ISTIG) só será possível diante de uma prévia redução do consumo interno de vapor nas usinas de açúcar e álcool. A Figura II.12 adiante mostra a produção de vapor e eletricidade para as tecnologias de cogeração CEST, BIG/STIG e BIG/ISTIG operando com combustível da biomassa. Para cada tecnologia é possível uma faixa de valores para operação, dependendo de quanto vapor é produzido no processo. Quando a demanda de vapor do processo é nula (entressafra), a produção de eletricidade é maximizada. Na Figura II.12, a máxima produção de vapor possível considerada para cada tecnologia é dada pelo "ponto final" a direita, em cada linha. Também são mostradas as demandas de vapor e eletricidade para "usinas típicas" de açúcar e/ou álcool.

Os sistemas de cogeração com turbinas a gás, cuja eficiência elétrica é maior, possuem uma produção de vapor inferior a tecnologia CEST, (existindo ainda o fato de que parte do vapor produzido é usado no sistema de gaseificação dos resíduos da cana). De acordo com a Figura II.12, para a tecnologia BIG/STIG, a capacidade de produção de vapor está em torno de 300 kgv/TC (para 2,0 MPa e 316°C); e para a tecnologia BIG/ISTIG, esta capacidade é de aproximadamente 230 kgv/TC. Considerando que as "usinas típicas" existentes de açúcar e álcool consomem cerca de 350 a 500 kgv/TC em seus processos de fabricação, fica clara a necessidade de uma considerável redução desse consumo interno antes da instalação de sistemas de cogeração com turbina a gás (BIG/STIG e BIG/ISTIG).

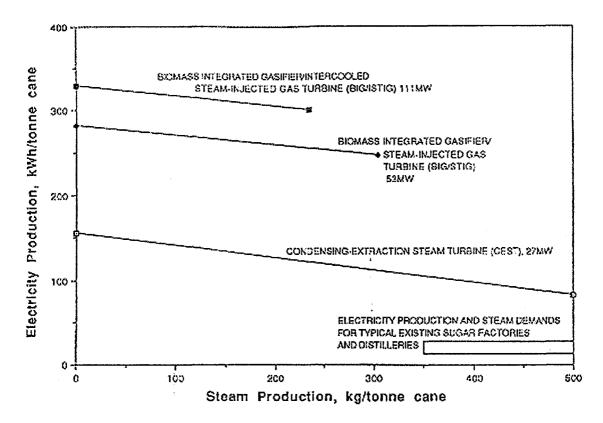


Figura II.12 – Produção estimada de eletricidade e vapor para sistemas de cogeração com bagaço de cana⁴⁵.

Fonte: Ogden et alli, 1990.

II.4 Tecnologia para o Aproveitamento do Bagaço-de-Cana Associado ao Gás Natural

Neste item iremos abordar a possibilidade da produção de energia elétrica em sistemas *Cofiring*⁴⁶, associando gás natural e resíduos da cana-de-açúcar.

Essa opção pode se tornar bastante interessante, na medida em que temos o gasoduto Brasil-Bolívia atravessando (ou passando muito próximo) de regiões nos Estados de Mato Grosso e São Paulo, onde há grande disponibilidade de resíduos da cana-de-açúcar (bagaço, folhas e pontas).

O uso combinado complementar, ou a substituição entre gás natural e biomassa poderiam conferir grande flexibilidade à operação de Centrais Termelétricas ou de

⁴⁵ Performances estimadas para as tecnologias CEST, BIG/STIG e BIG/ISTIG operando em usinas de açúcar e álcool durante o período de safra. Produção de vapor em (kgv/TC); produção de eletricidade em (kWh/TC).

⁴⁶ O termo *Cofiring* tem sido empregado para designar a queima conjunta ou complementar de um combustível fóssil e biomassa, geralmente em sistemas de geração de energia elétrica.

cogeração, possibilitando inclusive, a redução dos riscos e dos custos desses empreendimentos (Walter et alli, 1999b).

Nos últimos anos, alguns trabalhos foram feitos no intuito de se avaliar a viabilidade de sistemas Cofiring (Gás Natural + Biomassa). Em Walter et alli (1999b) apud (Walter et alli, 1998a), foi analisada a viabilidade da substituição de gás natural por gás de biomassa (proveniente de gaseificação), em Centrais Térmicas construídas originalmente para consumo de gás natural. Um segundo trabalho, analisou a viabilidade da substituição parcial de gás natural por gás proveniente da gaseificação de resíduos da cana (Walter et alli, 1999b) apud (Walter et alli, 1999a). Ambos os trabalhos chegaram a conclusão de que existirá viabilidade técnica para as opções descritas, na medida em que a tecnologia BIG-GT (Biomass Integrated Gasifier-Gas Turbine) se torne comercialmente disponível, e que possivelmente haverá viabilidade econômica, considerando-se um contexto de priorização, dos esforços de minimização dos impactos ambientais, e pressão para que a demanda de gás natural seja deslocada da geração em Termelétricas, para o atendimento de mercados mais rentáveis (Walter et alli, 1999b). Além disso, devemos considerar que o deslocamento do gás natural de Centrais Termelétricas (nos moldes propostos pelo governo brasileiro para ampliar a geração), privilegiando o uso desse combustível em empreendimentos de cogeração comercial e industrial (incluindo aqui as usinas de açúcar e álcool em sistemas Cofiring), irá proporcionar um uso mais racional do mesmo, tendo em vista que a eficiência global nos sistemas de cogeração, é notadamente superior a das térmicas em ciclo combinado.

Uma simulação mais recente (Walter et alli, 1999b), cujos resultados apresentaremos adiante, considerou o emprego de gás natural apenas no período de entressafra. Foi considerado um sistema BIG-CC operando no modo cogeração durante a safra, e como termelétrica na entressafra da cana (Figura II.13).

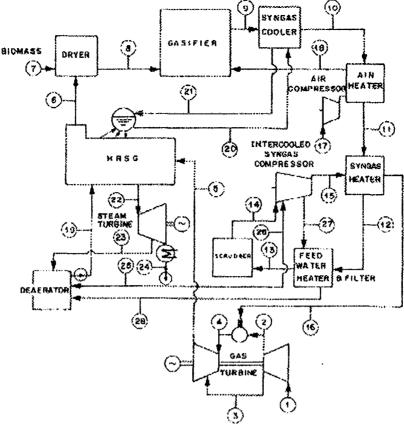


Figura II.13 – Esquema do sistema BIG-CC com gaseificação atmosférica simulado. Fonte: Walter et alli, 1999b.

À entrada do sistema a biomassa passa por um processo de secagem até que sua umidade absoluta seja corrigida para 15%; para tal finalidade são utilizados os gases de exaustão da caldeira de recuperação. A gaseificação ocorre com injeção de ar e o gás deixa o craqueador de alcatrão (acoplado ao gaseificador) a 900°C.

No sistema de limpeza do gás, a frio, as partículas são removidas por um filtro, enquanto os demais contaminantes são eliminados com a lavagem do gás. Antes da limpeza propriamente dita, o gás é resfriado em uma série de trocadores de calor e a energia recuperada é utilizada seqüencialmente para auxiliar na geração de calor, para pré-aquecer o ar injetado no gaseificador, pré-aquecer o gás limpo antes de sua alimentação na turbina a gás, e para pré aquecer a água de alimentação da caldeira de recuperação. Além de melhorar a eficiência do ciclo, no caso do pré aquecimento do combustível este é também importante para o aumento da estabilidade da combustão (devido ao baixo poder calorífico do gás).

A turbina a gás opera com queima do gás de gaseificação e os gases de escape da turbina são utilizados na geração de vapor em uma caldeira de recuperação. O vapor gerado alimenta uma turbina de extração-condensação (CEST), com extração a 2,5 bar

durante a safra (modo cogeração) para atendimento da demanda de vapor do processo industrial (omitida na Figura) e condensação do fluxo remanescente. Fora do período da safra, não há extração e todo o vapor é condensado⁴⁷.

Considerou-se um fator de capacidade igual a 80%, tanto para o período de safra quanto para a entressafra. Foram simulados 3 sistemas BIG-CC baseados na turbina LM2500, operando apenas com gás de resíduos da cana na safra; e na entressafra, 2 sistemas seguem operando com gás de biomassa (no limite de disponibilidade do bagaço próprio, armazenado no período de safra), enquanto o terceiro passa a operar apenas com gás natural. As demandas de vapor e energia elétrica são atendidas durante a safra (cogeração), havendo também excedentes de energia elétrica sendo fornecidos à rede durante todo o ano. Os principais resultados da simulação se encontram na Tabela II.21.

Tabela II.21 – Resultados da simulação – turbina a gás, ciclo a vapor e conjunto da instalação.

Parâmetro	Gás natural (ISO/referencia)	Gás de biomassa	Gás natural sem injeção vapor	Gás natural com injeção vapor
Turbina a gás	LM2500	LM2500 STIG	LM2500 STIG	LM2500 STIG
Potência [MW]	22,02	24,45	19,76	22,99
Razão de compressão	18,93	19,30	16,67	18,19
Temperatura de queima [°C]	1258	1137	1258	1188,8
Consumo de biomassa [kg/s]		5,05		
Consumo gás combustível [kg/s]	1,31	11,42	1,20	1,27
Eficiência térmica	0,35	0,41 ⁰	0,33	0,38
Ciclo a vapor				
Potência [MW]	9,5	6,26	8,00	2,59
Extração de vapor [bar / kg/s]		[2,5 / 7,55]		[29 / 6,30]
Ciclo combinado/STIG				
Potência líquida		23,63	27,27	25,04
Eficiência líquida		0,36	0,46	0,42

Fonte: (Walter et alli, 1999b)

Os números em "Eficiência líquida" na tabela correspondem apenas à geração de energia elétrica. A geração de energia térmica (vapor para processo) não foi incluída nesses números.

 $^{^{}f 0}$ A eficiência da turbina é maior quando opera com o gás de biomassa devido, fundamentalmente, ao aumento do fluxo de massa.

Ainda que mais potência seja produzida na turbina que queima gás de biomassa, a potência líquida do sistema é mais baixa quando este é queimado. Isto ocorre devido a alta potência requerida pelos equipamentos auxiliares (principalmente o compressor de gás pobre).

⁴⁷ Para a simulação foi considerada uma usina hipotética cujo detalhamento de dados pode ser visto em Walter et alli (1999b).

A afirmação anterior pode ser confirmada pelos cálculos a seguir em relação as colunas "Gás de biomassa" e "Gás natural com injeção de vapor":

Gás de biomassa:

PCI do bagaço seco = 17,1 MJ/kg; (Copersucar, 2000)

17,1
$$\frac{MJ}{kg}$$
 x 5,05 $\frac{kg}{s}$ = 86,355 MW

Considerando apenas as potências elétricas (MW) para esse caso: (24,45 + 6,26), temos:

 $\frac{30,71MW}{86,355MW}$ \cong 36%: (valor apresentado na tabela como sendo a eficiência líquida,

destacando que o fluxo de vapor de 7,55 kg/s a 2,5 bar não foi incluído nos cálculos dessa eficiência).

Gás natural com injeção de vapor:

Poder calorífico do gás natural: 8000 a 12000 kcal/kg (dependendo da sua composição); (BNDES, 1997).

Considerando o poder calorífico = 12000 kcal/kg,

$$12000 \frac{kcal}{kg} \times 1,27 \frac{kg}{s} \times \frac{4,186J}{1cal} \times \frac{1MW}{1000kw} \cong 63,79 MW$$
[kW]

Considerando apenas as potências elétricas para esse caso (22,99 + 2,59), temos:

$$\frac{25,58MW}{63,79MW} \cong 40,1\%.$$

O fluxo de vapor de 6,30 kg/s a 29 bar não foi incluído nos cálculos acima. Por uma questão de bom senso, pode-se afirmar que esse fluxo de vapor (energia térmica) não pode corresponder a apenas 1,9% da eficiência global logo, podemos concluir que o mesmo não faz parte da eficiência apresentada na Tabela II.21, e que o poder calorífico que adotamos nos cálculos, está acima do poder calorífico usado na simulação.

O poder calorífico usado para o gás natural na simulação foi de 11.456,4 $\frac{kcal}{kg}$

Finalmente, podemos concluir com razoável precisão, que a eficiência de 42% apresentada na Tabela II.21 para o caso da queima de gás natural com injeção de vapor, corresponde apenas a geração de energia elétrica.

A simulação também contemplou uma Análise de Viabilidade Econômica, para a qual foram considerados os seguintes pontos:

- Custo equivalente de um sistema de 72 MW_e (potência elétrica superior a do sistema simulado);
- O custo de O&M (exceto combustível) para o sistema BIG-CC foi estimado em US\$
 8,0/MWh;
- Custo médio da biomassa estimado: US\$ 8,0/t;
- Preço do gás natural: R\$ 0,15/m³; valor considerado para a geração térmica no Estado de São Paulo (Walter et alli, 1999b) apud (CSPE, 1999);
- A tarifa de venda da eletricidade excedente foi estimada na faixa de 70 a 90
 R\$/MWh.

A Tabela II.22 adiante apresenta os resultados da análise de viabilidade em função das taxas internas de retorno de cada alternativa.

 $^{^{48}}$ Para se chegar a uma eficiência elétrica de 42% (na Tabela II.21), o poder calorífico (P.C.) do gás natural adotado vai ser: 25,58 MW/X = 0,42 => X \cong 60,90 MW.

 $^{1,27 \}text{ kg/s x P.C.}$ (kcal/kg) x 4,186J/1 cal x 1MW/1000 kW = 60,90 MW => P.C. \approx 11.456,4 kcal/kg.

Tabela II.22 – Resultados da análise de viabilidade e sensibilidade.

Valor do MWh vendido (R\$)	70	80	90
TIR (%) caso referência	9,3	12,1	14,8
TIR (%) biomassa + 20%	8,8	10,6	14,3
TIR (%) biomassa – 20%	9,8	12,6	15,3
TIR (%) gás natural + 20%	9,0	11,8	14,5
TIR (%) gás natural – 20%	9,6	12,4	15,1

Fonte: (Walter et alli, 1999b)

Na Tabela II.22 foi feita uma análise de sensibilidade, onde se pode observar que um aumento no custo da biomassa (que poderia ser provocado, por exemplo, por um aumento de procura para manter elevado o fator de capacidade do sistema), seria mais prejudicial do que um aumento do preço do gás natural nas mesmas proporções. Isso indica que a complementação com gás natural seria mais interessante do que a compra de biomassa de terceiros. Para melhorar a viabilidade econômica, poderiam ser considerados no contexto o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), bem como a possibilidade de, a medida que a tecnologia BIG-CC se torne comercial, ocorra uma redução no seu custo de capital além do que hoje se imagina (Walter et alli, 1999b).

A quantidade de cana moída no Estado de São Paulo na safra de 1997/98 foi estimada em aproximadamente 180 milhões de toneladas, o que segundo os autores, poderia disponibilizar cerca de 53 milhões de toneladas de biomassa para queima. Para as avaliações feitas quanto ao desempenho do sistema BIG-CC, essa biomassa poderia gerar 9,8 GW, sendo 1,46 GW relativos apenas a palha (Walter et alli, 1999b).

Com base nessas informações e considerando um fator de capacidade de 80% ao ano, essa potência seria capaz de produzir aproximadamente 68,6784 TWh anuais, o que equivale a cerca de 6,14% da energia elétrica consumida no Brasil em 1998 (1.118,18 TWh) – (BEN, 1999), lembrando que não estamos considerando aqui a cana moída no restante do país.

Uma outra opção (semelhante ao "segundo trabalho" citado anteriormente), que também poderia ser simulada⁴⁹ no intuito de se averiguar as suas viabilidades técnica e econômica, compreenderia um sistema onde o gás proveniente da gaseificação de resíduos da cana seria o principal combustível, havendo uma complementação com gás natural. Os dois combustíveis seriam queimados concomitantemente, objetivando a

⁴⁹ Esta opção fica como sugestão para futuras simulações de viabilidade de sistemas *Cofiring*.

máxima utilização do gás proveniente da biomassa, e ao mesmo tempo garantindo (com auxílio do gás natural), uma geração de potência elétrica não somente no período de safra da cana-de-açúcar (quando há maior disponibilidade de bagaço), mas durante aproximadamente 11 meses ao ano, (considerando 1 mês de parada para manutenção). Com essa opção, o gás natural, que seria consumido de forma regular durante os 11 meses citados, estaria sendo utilizado para regular o estoque de bagaço, garantindo assim que o mesmo não faltasse nos períodos de entressafra. Uma outra vantagem dessa opção poderia ser uma certa facilidade na contratação de compra de gás natural, já que o mesmo seria consumido de forma regular durante o ano.

II.5 Novas Estimativas para o Potencial de Geração de Energia Elétrica para as Tecnologias Apresentadas

A seguir, faremos novas estimativas para os potenciais de geração das tecnologias vistas. Essas estimativas serão baseadas nas informações das diversas fontes bibliográficas apresentadas, sendo que procuraremos mesclar essas informações de forma a obter um potencial teórico otimista, para cada uma das tecnologias de cogeração com bagaço de cana⁵⁰.

É preciso destacar, no entanto, que essas novas estimativas de potenciais de geração provêem de pressupostos diferentes na medida em que utilizam-se, para cada uma das tecnologias, de fontes bibliográficas diferentes de autores diversos. À exceção do potencial da tecnologia BIG/STIG (configuração 1), para todos os potenciais foi usada mais de uma fonte bibliográfica, cujas datas de publicação além de serem diferentes, por vezes também se apresentam bem destacadas (no tempo) uma da(s) outra(s); sendo ainda que, como poderemos notar adiante, a maioria dessas publicações são de datas relativamente antigas. Um outro ponto que deve ser destacado diz respeito aos pressupostos das fontes utilizadas, que muitas vezes não são bem caracterizados, na medida em que deixam de informar aspectos importantes tais como pressão e temperatura de trabalho do vapor etc (conforme destacado na Tabela II.28 mais adiante); sendo ainda que, por estarmos nos utilizando de fontes bibliográficas

⁵⁰ Esses potenciais teóricos consideram que todas as Usinas de Açúcar e Álcool do país estariam operando com cada uma das tecnologias em questão.

diferenciadas, ainda teremos que conviver com pontos de partida diferentes utilizados pelas mesmas, que muitas vezes estarão sendo utilizados nas estimativas de potencial de uma mesma tecnologia. Em outras palavras: apesar desses "novos potenciais" estimados estarem balizados inclusive por fontes bibliográficas mais recentes, conforme veremos no item II.6 e na Tabela II.28, é preciso ter uma certa cautela, tendo-se em vista os fatores expostos acima.

II.5.1 Potencial Teórico de Cogeração com uso de Turbinas a Vapor de Contrapressão

Considerando as condições apresentadas no item II.1.1, na "Categoria IV" de Azola et alli (1999), modificando apenas a quantidade produzida de cana-de-açúcar (adotando os dados da safra de 1998, retirados da Tabela II.1), teremos:

$$345.254.972 \ TC \times 56 \ kWh/TC = 19,48 \ TWh.$$

A energia calculada é excedente e gerada apenas no período de safra (neste caso, não estaríamos gerando nenhuma energia elétrica no período fora de safra).

Se formos considerar além do bagaço, o uso das pontas e folhas, deveremos fazer algumas considerações quanto a recuperação das mesmas, tais como:

- necessidade da colheita mecanizada;
- índice de geração de energia elétrica igual ao do bagaço⁵¹: 56 kWh/TC;
- em Trinkenreich et alli (1993), conforme já mencionado no item Π.2.1, foi estimada uma recuperação de 180 kg de pontas/TC.
- os números acima nos permitem estimar, considerando a safra de cana de 1998, uma massa de pontas e folhas equivalente a:

$$345.254.972 \text{ TC} \times 0.18 \text{ T (pontas e folhas)} \cong$$
TC
$$\cong 62.145.895 \text{ ton (pontas e folhas) recuperadas.}$$

⁵¹ Em Trinkenreich et alli (1993), para as alternativas de turbinas de contrapressão e extração/condensação, os índices de geração para as pontas e folhas considerados, chegam a ser superiores aos do bagaço.

Com isso teríamos a seguinte energia disponibilizada pelas pontas e folhas (em uma colheita mecanizada):

62.145.895 ton PF x 56 kWh/ton PF \cong 3,51 TWh, o que iria totalizar aproximadamente 22,99 TWh de energia excedente no período de safra.

A Tabela II.23 abaixo, resume o potencial teórico para a tecnologia de contrapressão.

Tabela II.23 – Potencial teórico para tecnologia de turbinas a vapor de contrapressão.

Energia Excedente (TWh)						
Contrapressão	Safra	Entressafra	Total Anual			
Bagaço	19,48	0	19,48			
Bagaço + folhas e pontas	22,99	0	22,99			

Fonte: Elaboração própria com base nas considerações e bibliografia citadas no presente item.

II.5.2 Potencial Teórico de Cogeração com uso de Tecnologia CEST

Considerando um sistema CEST de simples extração, conforme o da Figura II.7(a) com os valores de pressão apresentados na mesma⁵², sendo o índice de geração dado por Walter et alli (1994) na Tabela II.7, e considerando ainda um consumo interno de energia elétrica na safra de 14 kWh/TC (Azola et alli, 1999), e a safra de 1998 (Tabela II.1), teremos:

Índice aproximado de geração total : 152 kWh/TC; (Walter et alli, 1994)

Índice de geração excedente : 152 - 14 = 138 kWh/TC.

345.254.972 TC x 138 kWh/TC \cong 47,75 TWh excedente na safra.

Considerando além do bagaço o uso de pontas e folhas, e adotando-se as mesmas considerações feitas no item II.5.1, sendo o índice de geração 138 kWh/TC e a massa das pontas e folhas de 62.145.895 ton, teríamos:

62.145.895 ton PF x 138 kWh/ton PF \cong 8,59 TWh, o que totalizaria aproximadamente 56,34 TWh de energia excedente no período de safra.

Opcionalmente poderíamos também administrar a biomassa (bagaço, folhas e pontas) de forma a possibilitar a geração de eletricidade durante todo o ano. Adotandose um fator de capacidade (FC) de 85% (Azola et alli, 1999), tanto para a safra quanto

⁵² Pressão de 8,0 MPa na caldeira, sendo a única extração a 0,25 MPa (para o processo).

para a entressafra, poderíamos ter uma geração de aproximadamente 5,52 TWh/mês durante todo o ano, o que resultaria numa geração de 37,56 TWh na safra e 18,78 TWh na entressafra.

Essa "administração" da biomassa para gerar durante todo o ano pode ser interessante sob o ponto de vista do empreendedor, que dessa forma poderia contar com um retorno do seu investimento (proveniente da venda da energia elétrica) durante todo o ano, ao invés de 7 a 8 meses ao ano. Contudo, para o sistema elétrico como um todo, a opção de gerar mais energia apenas durante o período de safra tende a gerar um beneficio maior, visto que a necessidade dessa energia nesse período, que coincide com o período seco da geração hidrelétrica, é também maior.

A Tabela II.24 abaixo resume o potencial teórico para a tecnologia CEST de simples extração.

Tabela II.24 – Potencial teórico para tecnologia CEST com simples extração

	Energia Excedente (TWh)				
CEST – "opção 1"	Safra	Entressafra	Total Anual		
Bagaço	47,75	0	47,75		
Bagaço + folhas e pontas	56,34	0	56,34		
CEST – "opção 2"					
Bagaço •	31,83	15,92	47,75		
Bagaço + folhas e pontas	37,56	18,78	56,34		

Fonte: Elaboração própria com base nas considerações e bibliografias citadas no presente item.

II.5.3 Potencial Teórico de Cogeração com uso da Tecnologia BIG/STIG

Considerando um sistema BIG/STIG como o descrito por Trinkenreich et alli (1993) como "STIG(3)" no item II.3.2, adotando uma "eficiência global" de 40%⁵³ com uma disponibilidade líquida de 219 kWh/TC⁵⁴, e ainda uma recuperação de 147 kg de

⁶Equivalente a geração de aproximadamente 4,68 TWh/mês durante10,2 meses (85% de 12 meses), distribuídos durante todo o ano.

Equivalente a geração de aproximadamente 5,52 TWh/mês durante10,2 meses (85% de 12 meses), distribuídos durante todo o ano.

⁵³ Eficiência relativa apenas a geração elétrica.

⁵⁴ Média ponderada entre os índices de geração líquida para usinas de açúcar, usinas com destilaria anexa e destilaria autônoma, considerando participações de 10%, 75% e 15%, respectivamente.

pontas e folhas/TC⁵⁵ (Trinkenreich et alli, 1993-Anexo 2), teremos o seguinte potencial de geração para uma safra como a de 1998 (Tabela II.1):

Safra

:345.254.972 TC x 219 kWh/TC \cong 75,54 TWh

Entressafra

 $:345.254.972 \text{ TC} \times 209 \text{kWh/TC} \cong 72.16 \text{ TWh}.$

Uma outra configuração possível seria a considerada por Walter et alli (1994) conforme a Figura II.11, onde para turbinas aeroderivadas LM5000, tem-se um índice de geração (para consumo próprio mais excedente) de 285 kWh/TC, sendo que a proporção entre a energia elétrica produzida (total) e a consumida internamente no processo, dada pelo "índice de excedente elétrico" na Tabela II.17, nos leva a um consumo interno aproximado de 13 kWh/TC, e por conseqüência ao índice de geração de energia elétrica excedente: 272 kWh/TC.

Walter et alli (1994) não considera o uso de pontas e folhas, contudo se considerarmos aqui a recuperação das mesmas para geração somente na entressafra, e nas mesmas condições citadas anteriormente por Trinkenreich et alli (1993), chegaremos aos seguintes potenciais de geração para safra e entressafra.

Safra

 $:345.254.972 \text{ TC x } 272 \text{ kWh/TC} \cong 93.83 \text{ TWh}$

Entressafra (conforme calculado anteriormente): 72,16 TWh.

A Tabela II.25 abaixo, resume o potencial teórico para a tecnologia BIG/STIG nas configurações descritas.

Tabela Π.25 – Potencial teórico para tecnologia BIG/STIG

Energia Excedente (TWh)					
	Safra	Entressafra	Total Anual		
BIG/STIG (configuração 1)	75,54 ⁰	72,16 ⁰	147,70		
BIG/STIG (configuração 2)	93,83 [®]	72,16 ⁰	165,99		

Fonte: Elaboração própria com base nas considerações e bibliografias citadas no presente item.

⁰Baseado em Trinkenreich et alli (1993)

Baseado em Walter et alli (1994)

⁵⁵ De acordo com Trinkenreich et alli - Anexo 2 (1993), essa recuperação de pontas e folhas a serem usadas nas condições descritas no item II.3.2, correspondem a um índice de geração líquida de 209 kWh/TC.

II.5.4 Potencial Teórico de Cogeração com uso da Tecnologia BIG/ISTIG

O índice de 285 kWh/TC excedente na safra (Ogden et alli, 1990) geraria, considerando uma safra de 345.254.972 TC (Tabela II.1) aproximadamente 98,40 TWh (somente na safra). Como em Ogden et alli (1990) não foram fornecidos dados com relação a geração de eletricidade na entressafra e ao uso de folhas e pontas, iremos considerar o cálculo do índice fornecido por Trinkenreich et alli (1993) para a entressafra com uso de pontas e folhas, alterando apenas o valor do rendimento elétrico de 40% (tecnologia STIG) para 50% (tecnologia ISTIG) (Koblitz, 1997); o que nos dá um índice de geração para entressafra de aproximadamente 264 KWh/TC (excedente).

Considerando a safra de cana de 1998 (Tabela II.1) teríamos, com os índices descritos acima, os seguintes valores para geração de eletricidade.

Tabela II.26 – Potencial teórico para tecnologia BIG/ISTIG

Energia Excedente (TWh)					
Safra	Entressafra	Total Anual			
98,40	91,15	189,55			

Fonte: Elaboração própria com base nas bibliografias e considerações citadas no presente item.

II.5.5 Potencial Teórico de Cogeração de Sistemas BIG/GT Associado ao Gás Natural (GN)

Na simulação feita em Walter et alli (1999b) para sistema BIG/GT associado ao Gás Natural, foi considerado o emprego de GN apenas no período de entressafra da cana, usando-se toda a biomassa (bagaço, folhas e pontas) no período de safra. Foi considerado um sistema BIG/STIG operando no modo cogeração na safra, e como termelétrica na entressafra.

Se considerarmos então a simulação feita para a tecnologia BIG/STIG, com base nos dados de Trinkenreich et alli (1993), teríamos os 147,70 TWh de energia elétrica sendo gerados na safra, e conforme mencionado anteriormente, a geração na entressafra ficaria por conta do GN.

Na mesma linha de raciocínio, também poderíamos considerar a tecnologia BIG/ISTIG (com os resultados simulados em II.5.4) operando como cogeração na safra, onde então teríamos os 189,55 TWh, e como termelétrica na entressafra, queimando GN.

Tabela II.27 – Potencial teórico na safra para tecnologias BIG/GT associadas ao GN

Energia Excedente (TWh) – (Safra)					
Tecnologia BIG/STIG	147,70				
Tecnologia BIG/ISTIG	189,55				

Fonte: Elaboração própria com base nas bibliografias e considerações citadas no presente item.

II.6 Síntese das Estimativas para o Potencial de Geração de Energia Elétrica das tecnologias Apresentadas

Conforme já mencionado, as estimativas para os potenciais das tecnologias apresentadas provêem de diversas fontes bibliográficas, sendo que algumas delas relativamente antigas. Contudo este fato não prejudica a validade dos números apresentados, já que comparando-os com outros dados de fontes bibliográficas mais recentes, percebemos que não existem discrepâncias, visto que os mesmos se encontram dentro das faixas propostas nessas novas fontes: em Macedo et alli (2001), para as tecnologias BIG/GT, a faixa apresentada para o índice de geração excedente é de 150 a 300 kWh/TC (considerando-se um consumo de vapor de processo menor que 340 kg vapor/TC). Nos itens II.5.3 (potencial para tecnologia BIG/STIG) e II.5.4 (tecnologia BIG/ISTIG), os índices de geração excedente utilizados foram respectivamente de 219 e 285 kWh/TC (para safra).

Com relação à tecnologia CEST, em Neto (2001) a faixa apresentada para o índice de geração excedente é de 90 a 150 kWh/TC (considerando-se uma pressão de trabalho de 8,5 MPa). No item II.5.2 (tecnologia CEST) referenciado no presente trabalho, o índice de geração excedente utilizado foi de 138 kWh/TC (considerando uma pressão de trabalho de 8,0 MPa).

Já com relação à tecnologia de geração com turbinas de contrapressão, a bibliografia utilizada no item II.5.1 do presente trabalho é relativamente recente (ano de 1999). (Essa mesma bibliografia também foi utilizada por Neto (2001), para os potenciais da tecnologia de contrapressão).

Temos portanto, baseado no que foi exposto acima, que os índices utilizados no presente trabalho, para o cálculo dos potenciais de geração de energia elétrica excedente com biomassa da cana-de-açúcar, apresentam coerência com relação as fontes bibliográficas mais recentes. A Tabela II.28 adiante, sintetiza os potenciais estimados, bem como as condições de trabalho consideradas para os mesmos.

Tabela II.28 — Síntese para os potenciais estimados para cogeração com biomassa da cana-de-açúcar, conforme tecnologia utilizada⁵⁶

		ar, conforme tecnolog		
Tecnologia	Potenciais de geração excedente (kWh/TC)	Condições de operação [©]	Faixas de potenciais recentemente propostas (excedentes) (kWh/TC)	Condições citadas para as faixas de potenciais recente-mente propostas
Contrapressão	56 (para bagaço e pontas e folhas)	 Pressão/temperatura: 85 bar/525°C; Turbinas de contrapressão com extração a 21 bar/280°C para os turboacionadores das moendas (conforme Fig. II.6); FC ≅ 56,7% (anual); Consumo interno de vapor ≅ 500 kg vapor/TC. 	(A bibliografia usada para estimar o potencial dessa tecnologia é recente).	
CEST	138 (para bagaço e pontas e folhas)	 Pressão 8,0 MPa; Ciclo de simples extração a 0,25 MPa 	• 90 a 150 (Neto, 2001)	Pressão: 8,5 MPa
	pontus e romas)	(conforme Fig. II.7 (a)); • FC = 85% (para safra e entressafra) OBS.: As condições de temperatura do	• 129 a 180 (Larson et alli, 2001)	Pressão: 82 bar FC = 87% Configuração com extração a 22 bar
		vapor gerado e consumo interno de vapor não foram fornecidas.	• 80 a 100 (Macedo et alli, 2001)	Pressão/temperatura: 82 bar/480°C Consumo interno de vapor = 340 kg Vapor/TC
BIG/STIG	219 (bagaço) 209	Eficiências do gaseificador, do ciclo STIG e Global (elétrica) iguais a 98%, 41% e	• 150 a 300 (Macedo et alli, 2001)	Consumo interno de vapor: < 340 kg vapor/TC; (para BIG/GT)
	(pontas e folhas)	40%, respectivamente. • Consumo interno de vapor ≅ 280 kg vapor/TC • FC ≅ 70% • Bagaço peletizado com 15% de umidade (PCI = 3272 kcal/kg) • Universo de usinas consideradas • CU → 10% U+D → 75% D → 15% OBS.: Pressão/temperatura do vapor → não fornecidos.	• Cerca de 291 (Larson et alli, 2001)	FC = 87% Consumo interno de vapor: 280 kg vapor/TC Considera uma mistura uniforme de bagaço mais folhas e pontas como sendo o combustível para todo o ano. Pressão de vapor: 82 bar Considera turbinas de condensação e extração a 82 bar, com a extração a 22 bar para turbinas de contrapressão que acionam moendas, e que por sua vez, descarregam a 2,5 bar para o processo; (BIG/GT em ciclo combinado).

 $^{^{56}}$ Os potenciais calculados no item II,5.5 do presente trabalho, consideram os mesmos índices e condições de operação descritos na Tabela II.28 para as tecnologias BIG/STIG e BIG/ISTIG (no que se refere ao uso da biomassa).

DICHOMA	295		Idom golung	Idam columa
BIG/ISTIG	285 (bagaço) 264 (pontas e folhas)	 Consumo interno de vapor: < 230 kg vapor/TC. Bagaço em briquetes com 15% umidade (PCS = 16.166 kJ/kg) Configuração semelhante a da Figura II.10 Eficiência elétrica de 50%. OBS.: Pressão/temperatura 	Idem coluna acima	Idem coluna acima
		do vapor e FC → não fornecidos.		

Fonte: Elaboração própria

As condições de operação aqui descritas foram as mesmas citadas pelas bibliografias para cada tecnologia no item II.5.

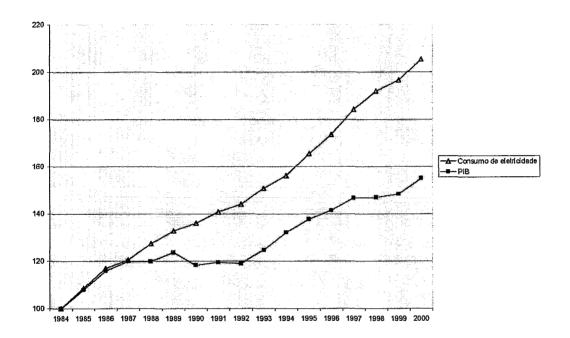
U = Usina de açúcar; U + D = Usina com destilaria anexa; D = Destilaria autônoma.

III A FRAGILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

III.1 O Crescimento do Consumo e o Déficit de Energia

Dentro de uma perspectiva histórica recente, a análise da evolução do consumo de energia elétrica no Brasil permite observar que o consumo de energia elétrica cresce a taxas permanentemente superiores às de evolução da economia (Eletrobrás, 2000), como pode ser observado pelo Gráfico III.1 adiante.

Gráfico III.1 - Evolução do PIB x Consumo de eletricidade no Brasil - 1984 a 2000 _ (1984 = 100).



Fontes:

Dados de 1984 a 1999 : (BEN, 2000) ;

Dados do ano 2000: PIB (IBGE, 2001 b); Consumo de eletricidade: (SIESE, 2000).

De um lado, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica (relação entre o crescimento do consumo de eletricidade e o crescimento do PIB) tem decrescido nos últimos anos, mas por outro lado, um componente inercial da dinâmica do mercado de eletricidade explica seu maior crescimento relativo (Eletrobrás, 2000).

No período 1970/1980, com a expansão da economia, houve aumento da renda "per capita" e do consumo "per capita" de energia elétrica, que passou de 430 para 1025

kWh/hab-ano, elevando a participação da eletricidade no balanço energético de 17 para 28%. A elasticidade-renda média nessa década foi de 1,37 (Eletrobrás, 2000).

Na década de 80, a economia nacional apresentou um comportamento instável, com um crescimento positivo (na média), porém inferior ao da população, fazendo com que a renda "per capita" de 1990 ficasse abaixo da de 1980. O consumo de energia elétrica no entanto, impulsionado pela maturação dos projetos industriais implantados a partir do final dos anos 70, e pela constante queda do nível tarifário, seguiu expandindose a taxas elevadas. O consumo "per capita" cresceu, atingindo 1531 kWh/hab-ano em 1990. A participação da energia elétrica no balanço energético nacional também aumentou, chegando a 37%, e a elasticidade-renda no período foi de 3,75⁵⁷ (Eletrobrás, 2000).

No período de 1990 a 1994, o crescimento médio anual do consumo total de energia elétrica foi de 3,3% (acima do crescimento do PIB, de 2,3% ao ano). Já no período de 1994 a 1997, sob os efeitos econômicos do Plano Real e da abertura da economia iniciada nos primeiros anos da década, o consumo cresceu 5,5% ao ano (acima do crescimento do PIB de 3,6% ao ano) (Eletrobrás, 2000).

Em 1998 a atividade econômica do país decaiu sofrendo as medidas do ajuste econômico do governo para enfrentar as Crises da Ásia e da Rússia, impactando o mercado de energia elétrica, cuja taxa de crescimento foi de 4,1% naquele ano (Eletrobrás, 2000). Em 1999, o crescimento do mercado em relação a 1998 foi de 2,2%, e a participação da eletricidade no balanço energético nacional ficou em torno de 38%. A elasticidade-renda no período de 1990 a 1999 caiu para 1,74 (Eletrobrás, 2000).

No ano 2000 o crescimento do PIB em relação a 1999 foi de 4,46%⁵⁸ (IBGE, 2001-b). Nesse ano, no entanto, o crescimento do consumo de energia elétrica foi de 4,4% (SIESE, 2000), apenas acompanhando (e não superando como de costume), o crescimento do PIB.

Esta breve análise confirma a indicação de que existe um componente inercial da dinâmica do mercado de energia elétrica que induz seu crescimento mesmo com a economia em crise. Trata-se de uma demanda reprimida, que ocorre principalmente nas regiões Norte, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil (vide Tabela III.1 adiante). A

58 Resultado preliminar calculado a partir das Contas Nacionais Trimestrais.

⁵⁷ Se esse número está correto, provavelmente significa que a economia informal cresceu muito, impactando no consumo de energia, mas não no PIB formal.

evolução do mercado nas últimas décadas demonstra que essas regiões menos desenvolvidas (em relação à Região Sudeste) têm apresentado taxas de crescimento maiores do consumo de energia elétrica. Apesar disso, as disparidades entre as regiões são ainda muito elevadas, o que sugere a existência de um mercado potencial suficiente para sustentar, dentro do horizonte do Plano Decenal 2000-2009 da Eletrobrás, taxas de expansão relativamente altas (Eletrobrás, 2000). A demanda reprimida no Brasil é de tal ordem, que apesar de sermos o 47º PIB "per capita" do mundo (FMI, 2001), somos apenas o 82º país do mundo em consumo de energia elétrica "per capita" (ficando abaixo da média mundial) (Ilumina, 2001).

Tabela III.1 - Taxas médias de crescimento do consumo total de energia elétrica no Brasil (% ao ano).

				the state of the s	the state of the s	
Anos	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	C. Oeste	Brasil
1970/1980	16,9	16,4	11,0	14,6	18,9	12,2
1980/1990	16,6	8,3	4,4	7,2	9,5	5,8
1990/1998	6,3	4,9	3,7	5,6	7,2	4,5
1998/1999	2,9	2,4	0,8	5,7	6,1	2,2

Fonte: Plano Decenal 2000-2009 (Eletrobrás, 2000)

Apesar do crescimento do consumo de energia elétrica que o Brasil vem apresentando nas últimas décadas, não se pode dizer o mesmo em relação ao volume de investimentos aplicados no setor elétrico, que caiu de uma média anual equivalente a 1,77% do PIB no período 1981/1989, para 0,78% de 1990 a 1994, e para 0,49% de 1995 a 1999 (Jornal do Commércio, 2001).

Conforme reconhece a Eletrobrás já em seu Plano Decenal 1996/2005, "as restrições econômico-financeiras que limitam os investimentos do setor elétrico têm conduzido à postergação de inúmeras obras..." (Coelho, 1999) apud (Eletrobrás, 1996). Em 1998, por exemplo, foi realizado um investimento de R\$ 6 bilhões no setor elétrico (Eletrobrás, 1999), enquanto que havia sido indicado no Plano Decenal anterior um investimento de R\$ 9,4 bilhões para aquele ano (Eletrobrás, 1998).

Conforme sugere a Tabela III.2 adiante, os investimentos necessários ao setor elétrico vêm sendo postergados ano a ano, o que pode ser melhor notado para os anos de 2001 e 2002, onde cada Plano Decenal prevê um volume maior de investimentos

⁵⁹ O consumo "per capita" de energia elétrica no Brasil em 1999 (incorporando as parcelas relativas a autoprodução e energia interruptível), foi de 1893 kWh/hab (Eletrobrás, 2000).

necessários do que o Plano que o antecede, possivelmente devido as postergações ocorridas.

Tabela III. 2 – Previsão de investimentos totais no setor elétrico (R\$ bilhões).

Anos	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Plano Decenal 1998/2007	9,4	8,5	7,2	7,2	7,2	-	-
Plano Decenal 1999/2008	-	8,6	9,4	8,5	7,8	8,1	-
Plano Decenal 2000/2009	-	-	8,6	10,7	10,1	7,0	6,1

Fontes: Planos Decenais indicados; (Eletrobrás, 1998; 1999; 2000).

Se antes os investimentos determinados pelos Planos Decenais estavam sendo postergados, agora ainda temos mais um agravante: o Plano Decenal (edição 2000/2009) não é mais determinativo. Ele agora apenas indica a sequência de projetos necessários para sustentar o crescimento da demanda, mas não define os agentes responsáveis pela sua implementação (Tautz, 2000).

Somado a isso, temos o fato de que embora o Estado mantenha sob controle cerca de 80% da geração e 30% da distribuição, a equipe econômica do atual governo proibiu as estatais de energia de fazer investimentos, e como o processo de privatização não exigiu que as concessionárias gerassem energia nova, tivemos como consequência o aumento da defasagem entre o consumo e a geração de energia elétrica.

Na tentativa de diminuir essa defasagem, algumas concessionárias vêm já durante algum tempo investindo em um programa de repotenciação que visa, através da reforma de turbinas e geradores, modernizando equipamentos e sistemas antigos ou obsoletos, proporcionar um aumento da oferta de energia ao sistema elétrico entre 3 e 7 GW. Esse esforço, que sem dúvida alguma é de grande importância para o sistema elétrico, possui um custo que chega a ser entre 25 a 40 % inferior ao da construção de uma usina nova com capacidade de geração equivalente. No entanto, é preciso lembrar que, em períodos de seca, este tende a ser um investimento "falho" em termos estratégicos, já que nesse tipo de situação, o maior problema não seria a quantidade de potência instalada, e sim a falta de água para fazer girar as turbinas (Gazeta Mercantil, 2000), o que fatalmente nos leva à percepção da necessidade de outra(s) fonte(s) de geração de energia elétrica.

Mesmo tendo em vista o exemplo exposto acima, é fato que o setor privado não está investindo na expansão na medida necessária, apesar de todas as vantagens concedidas pelo governo, como no caso das usinas térmicas do Programa Prioritário do

Governo Federal, onde temos, por exemplo, usinas sendo privilegiadas com rapidez na análise de financiamento por parte do BNDES⁶⁰, assinatura de contratos de compra em última instância com a Eletrobrás e empenho do governo para conseguir licenças ambientais mais rapidamente (Tautz, 2000b).

A falta de novas usinas geradoras obrigou as empresas a operarem com riscos elevados, muito além do recomendável. Os reservatórios, projetados para ciclos de seca de 5 anos, estiveram sendo operados como se esse ciclo fosse de 1 ano, e a consequência desse conjunto de fatos é o racionamento (leia-se déficit de energia elétrica) (Resende, 2000).

Nota-se, através da exposição desses fatos, que a falta de chuvas, na qual o Brasil⁶¹ se encontra nesse momento histórico, não pode ser apontada como "a causa responsável pelo déficit de energia". A falta de investimentos e de um planejamento adequado, procurando também uma diversificação do parque gerador brasileiro, é que podem, por sua vez, serem considerados como as principais causas do déficit energético no qual o país se encontra.

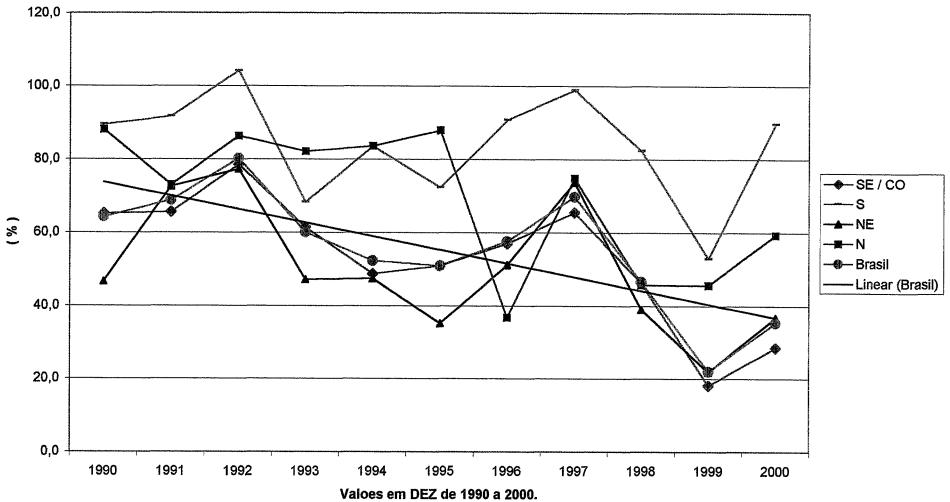
A citada forma de operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país vem provocando uma queda sistemática nos níveis de energia armazenada dos mesmos. Esse fato pode ser melhor visualizado com o auxílio do Gráfico III.2, que apresenta a evolução anual do percentual dos armazenamentos máximos equivalentes das regiões e do Brasil (dando-se uma atenção especial à linha de tendência que representa a evolução da energia armazenada⁶² equivalente do Brasil).

Dentre as consequências do déficit (racionamento) de energia elétrica, podemos citar a quebra do "círculo virtuoso" de crescimento da economia que começava a ganhar consistência. (Em setembro de 2000, por exemplo, foram divulgados dados sobre o aumento do nível de atividade industrial, que obteve alta de 2,9%, surpreendendo técnicos da FIESP que esperavam 2,6%; no mesmo período, a reativação do nível de emprego registrou aumento de 0,34%, constituindo o melhor resultado desde o início de 1996) (Gazeta Mercantil, 2000).

⁶⁰ Todos os projetos indicados pelo Ministério das Minas e Energia (MME) terão automaticamente ultrapassado a primeira fase do processo de financiamento, no qual o projeto precisa ganhar o "sinal verde" do Comitê de Crédito, que verifica quesitos básicos, como a identificação legal (Tautz, 2000b).
⁶¹ A atual situação de seca está ocorrendo nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

⁶² Energia armazenada é o mesmo que percentual de Armazenamento Máximo (que é dado em MW médio).

Gráfico III.2 - Evolução Anual do Percentual do Armazenamento Máximo - Regiões e Brasil - (%)



Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pelo CNOS (2000 e 2001).

Segundo estudos da Fundação Getúlio Vargas (FGV), um corte de 20% da energia durante seis meses (tempo e percentual de racionamento mínimos previstos), será capaz de reduzir em 1% o crescimento do PIB em 2001; provocar um déficit adicional de 1,6 bilhão de dólares na balança comercial; evitar que mais de 850.000 empregos sejam criados; provocar uma perda de cerca de 7 bilhões de reais em arrecadação de impostos (Garcia, 2001).

Uma outra consequência que também pode ser apontada é o aumento recorde do custo da energia no atacado (MAE - Mercado Atacadista de Energia). A Tabela III.3 adiante mostra como o custo do déficit de energia elétrica se comporta a medida que o mercado se torna deficitário.

Tabela III. 3 – Custos do déficit de energia elétrica

(%) do Mercado em Déficit	Custo do Déficit (US\$/MWh)			
0 a 5	221			
5 a 10	477			
10 a 20	997			
> 20	1133			

Fonte: Plano Decenal 2000/2009

Como se pode observar mesmo intuitivamente, os prejuízos causados pela ausência de um planejamento adequado são bem superiores aos investimentos que seriam necessários para manter o sistema equilibrado entre oferta e demanda por energia elétrica.

III.2 O Panorama dos Últimos 11 Anos do Sistema Elétrico Brasileiro e a Fragilidade do Período Seco

O presente item foi baseado nos potenciais para as tecnologias de cogeração com biomassa da cana (calculados no Capítulo II); nos dados de intercâmbio de energia, armazenamento máximo (AM) e energia armazenada (EA)⁶³ do Centro Nacional de

⁶³ A (EA) de um sistema equivalente, de uma Região, é o somatório da energia armazenada nos reservatórios desta Região. A (EA) em um reservatório é a energia associada ao volume de água armazenada em cada reservatório, valorizado pela produtividade da usina correspondente a este reservatório e pela produtividade das demais usinas a jusante desta. A produtividade é obtida pelo produto da altura de queda liquida de cada usina pela respectiva produtividade específica, sendo a queda obtida da diferença entre a cota de montante do reservatório e a cota média do canal de fuga. Sendo assim, o cálculo da energia armazenada considera a produtividade correspondente ao nível em que se encontra o reservatório (CNOS, 2001b).

Operação do Sistema (CNOS); e nos dados de energia gerada e consumida do Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica (SIESE) da Eletrobrás.

Com relação aos dados fornecidos pelo SIESE e pelo CNOS, é necessário notar que essas duas fontes aplicam alguns conceitos diferentes, principalmente no que se refere ao tratamento da usina hidrelétrica de Itaipu (localizada fisicamente na Região Sul, no Estado do Paraná, na fronteira com o Paraguai).

O SIESE trata Itaipu como se fosse uma região a parte, contabilizando a energia gerada pela mesma de forma independente das outras regiões do país, como pode ser notado com o auxílio do Gráfico III.3 adiante.

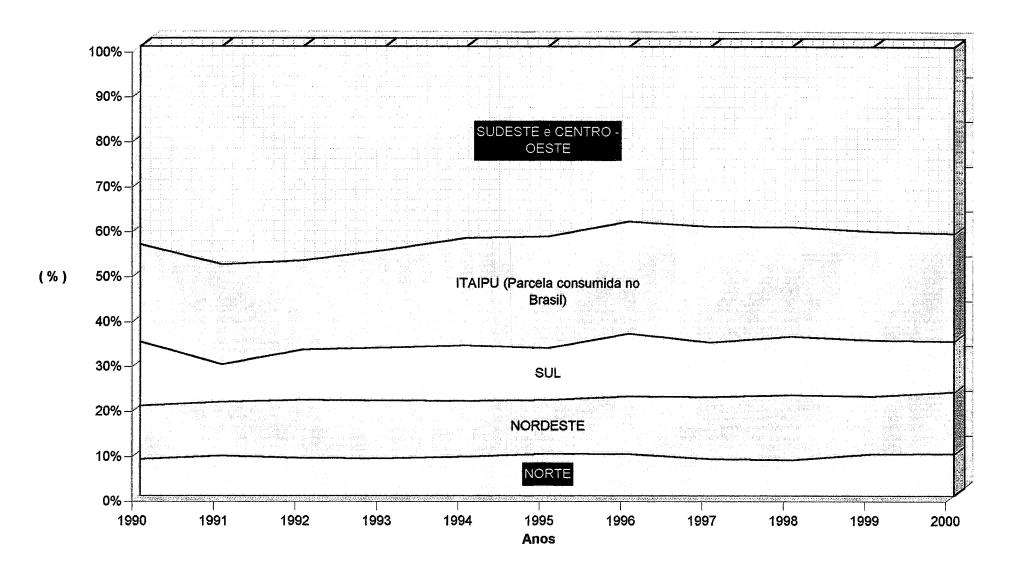
O CNOS, no entanto, contabiliza a geração de Itaipu na Região Sudeste. A justificativa para tal procedimento pode ser bem visualizada com o auxílio da Figura III.1 adiante, onde percebe-se claramente que a maior parte da energia gerada em Itaipu é consumida na Região Sudeste.

A Figura III.1 é um "retrato" da programação mensal de operação do mês de outubro de 1999⁶⁴, onde podemos notar claramente que da energia gerada em Itaipu (localizada fisicamente no "Sistema Interligado Sul"), cerca de 93,3%⁶⁵ é transmitida ao "Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste", ficando na Região Sul cerca de 6,7%⁶⁶ dessa energia.

⁶⁴ Apesar da Figura mostrar um "retrato" de um mês específico, a ordem de grandeza no que se refere à quantidade de energia transferida para cada Região pode ser considerada válida também para os outros meses do ano. De fato, no que se refere aos valores contratuais, 80,75% da geração de Itaipu pertence à Região Sudeste, e 19,25% à Região Sul. Porém a Região Sul, por possuir outras fontes geradoras, que praticamente cobrem toda sua demanda, geralmente não precisa da totalidade de sua parcela contratual, cedendo então parte dessa parcela à Região Sudeste (Nunes, 2001).

Esses valores não consideram a energia gerada por Itaipu que foi transferida ao Paraguai.
 Esses valores não consideram a energia gerada por Itaipu que foi transferida ao Paraguai.

Gráfico III.3 - Participação das Regiões na Geração Total de Energia Elétrica no Brasil - 1990 a 2000 · (%)



SISTEMA INTERLIGADO - INTERLIGAÇÕES REGIONAIS

METAS DE INTERCÂMBIOS DIÁRIOS - ENERGIA PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO DO MÊS DE OUTUBRO

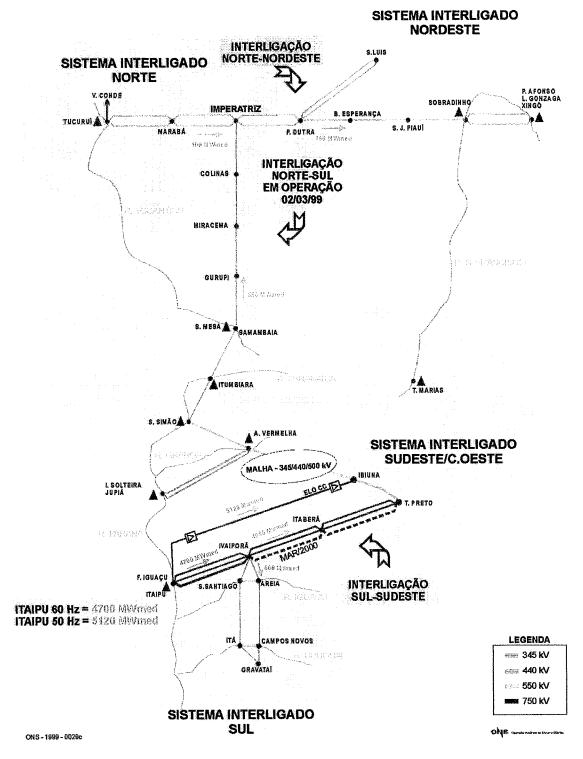


Figura III.1 - Metas de Intercâmbios Diários de Energia - Programação mensal de operação (outubro/1999).

Fonte: ONS, 1999.

Além do fato descrito anteriormente, existe um outro importante detalhe que deve ser notado sempre que estivermos tratando da Região Sudeste⁶⁷: a usina de Itaipu é considerada a "fio d'água", ou seja, considera-se que o seu lago não tem capacidade de acumulação⁶⁸. Tendo em vista esse conceito, teríamos que o armazenamento máximo (AM) e a energia armazenada (EA) de Itaipu seriam iguais a zero; no entanto, o CNOS contabiliza tanto o AM quanto a EA de Itaipu na Região Sudeste.

O cálculo desses parâmetros é feito de seguinte forma: considerando-se todos os reservatórios das usinas que estão à montante de Itaipu⁶⁹, a (EA) de Itaipu seria então a energia associada ao volume de água de todos esses reservatórios, valorizada pela produtividade da mesma. (Por esse conceito adotado pelo CNOS, o (AM) de Itaipu, que considera 100% do volume útil de todos os reservatórios a montante da mesma, seria de 40.851,98 MW mês⁷⁰).

Considerando-se o porte da usina de Itaipu, fica clara que essa diferença no tratamento da mesma pelas fontes citadas (CNOS e SIESE), por vezes leva a incompatibilidade entre os dados dessas duas fontes no que diz respeito à Região Sudeste⁷¹.

Podemos notar, com o auxílio do Gráfico III.3 (baseado em dados do SIESE), que a Região Sudeste/Centro-Oeste corresponde a cerca de 44% da capacidade de geração do país. No entanto, de acordo com os dados de armazenamento máximo (AM) constantes na Tabela III.4 (fornecidos pelo CNOS), a Região Sudeste/Centro-Oeste representa cerca de 68% da capacidade de AM do Brasil (no ano 2000). Apesar das referidas fontes estarem tratando de dados diferentes (o SIESE considera a energia gerada, enquanto o CNOS trata de AM), percebe-se que existe uma diferença de

⁶⁷ Sempre que estivermos tratando da Região Sudeste, a não ser que dito ao contrário, a Região Centro-Oeste estará implícita (é o que se chama de "Região geo-elétrica" Sudeste/Centro-Oeste).

⁶⁸ O motivo (conceitual) para Itaipu ser considerada uma usina a "fio d'água" é: se o lago da usina ficasse com uma afluência "zero" de água, com uma geração a 10.000 MW (24 horas ao dia), o nível do reservatório decresceria cerca de 83 cm/dia. Como a máxima variação de nível desse reservatório (teórica) é de 23 metros, na situação descrita de afluência zero, o mesmo iria esvaziar em aproximadamente 27,7 dias. Observa-se ainda que a perda de produtividade de Itaipu é de 8 MW médio por metro (que decresce). (A usina de Itaipu trabalha, em condições normais, com uma variação de 1 a 1,40 metros) (Barbosa, 2001).

⁶⁹ As usinas que estão a montante de Itaipu localizam-se nos Rios: Corumbá, Paranaíba, Araguari, Grande, Corrente, Prado, Tietê, Guarapiranga, Paranapanema e Paraná (onde se localiza também a usina de Itaipu) (ONS, 1999).

⁷⁰ Os dados fornecidos pelo CNOS de (AM) e (EA) foram calculados com base nessa metodologia.

⁷¹ A referida diferença no tratamento dos dados de Itaipu não implica em dizer que uma das fontes está certa e a outra errada, trata-se apenas de uma diferença conceitual entre as fontes.

percentuais considerável, que não pode ser atribuída somente ao fato dessas fontes estarem se valendo de unidades distintas. Contudo, observando mais uma vez o Gráfico III.3, se somarmos as parcelas do Sudeste/Centro-Oeste e de Itaipu, veremos que estas juntas correspondem a cerca de 68% da participação na geração total da energia do Brasil. Nota-se, portanto, que Itaipu corresponde à diferença de percentuais citada anteriormente.

Tabela III.4 - Participação de cada região no Armazenamento Máximo do Brasil (%):

Anos	Sudeste / Centro Oeste	Sul	Nordeste	Norte	
1990	72,0	6,3	18,0	3,7	
1991	71,7	6,4	18,2	3,7	
1992	71,7	6,4	18,2	3,7	
1993	71,2	7,4	18,1	3,3	
1994	71,2	7,4	18,1	3,3	
1995	73,9	6,7	16,3	3,2	
1996	73,6	6,7	16,5	3,3	
1997	66,8	6,0	24,2	3,0	
1998	68,4	5,4	21,7	4,6	
1999	68,4	5,4	21,7	4,6	
2000	68,1	6,1	21,3	4,5	

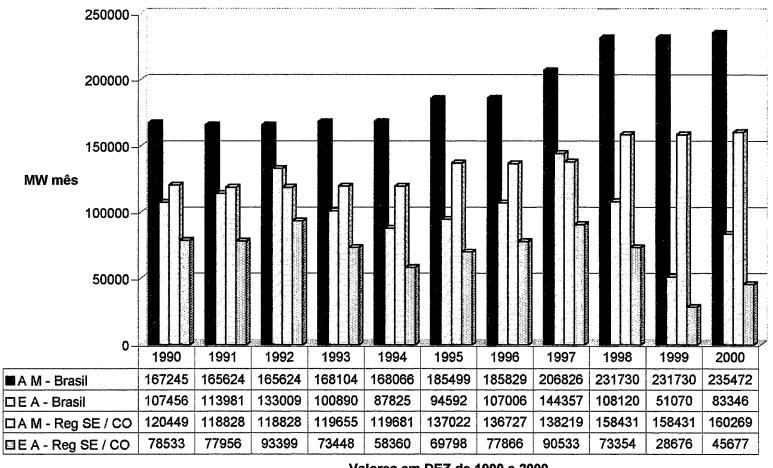
Fonte: CNOS, 2000 e 2001.

Devido ao exposto acima, quando consideramos ao dados do CNOS, é natural que a Região Sudeste exerça uma forte influência nos resultados das análises feitas em relação ao Brasil. Dois exemplos desse fato podem ser constatados nos Gráficos III.4 adiante e III.2.

No Gráfico III.4, pode-se notar como as evoluções tanto do armazenamento máximo (AM) quanto da energia armazenada (EA) se desenvolvem de forma semelhante através dos anos, quando comparamos os valores do Brasil com os respectivos da Região Sudeste/Centro-Oeste.

Já no Gráfico III.2, pode-se notar como é intima a relação entre as curvas de percentual do AM do Brasil e da Região Sudeste/Centro-Oeste, destacando mais uma vez a forte influência que esta região exerce sobre os resultados do Brasil (principalmente quando consideramos os dados do CNOS).

Gráfico III.4 - Evolução Anual do Armazenamento Máximo e Energia Armazenada - Brasil e Região Sudeste / Centro - Oeste - (MW mês)



Valores em DEZ de 1990 a 2000

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pelo CNOS (2000 e 2001).

Na Região Sudeste, o período seco vai de maio a novembro. A influência desse período sobre o nível dos reservatórios pode ser entendida pela evolução da energia armazenada. Considerando a já mencionada influência desta região sobre o país no que concerne a evolução da energia armazenada, podemos notar pelo Gráfico III.5 que o comportamento deste parâmetro no Brasil como um todo acaba seguindo a tendência observada na Região Sudeste/Centro-Oeste (Gráfico III.6), onde temos uma depreciação do nível dos reservatórios ocorrendo de forma bem nítida entre os meses de maio a novembro⁷².

A depreciação dos reservatórios no período seco é natural, e sendo assim é esperado que a mesma ocorra todos os anos. Contudo, conforme já descrito no item III.1, os reservatórios vêm sendo utilizados de forma "predatória" nos últimos anos (como forma de compensar a falta da entrada de "energia nova" no Sistema), e isso vem provocando uma sistemática queda nos níveis dos mesmos ano a ano, o que pode ser observado tanto nos Gráficos III.5 e III.6 (principalmente quando comparamos as curvas dos anos de 1999 e 2000 com os outros anos), quanto no Gráfico III.2, onde percebe-se nitidamente a tendência de queda do nível dos reservatórios equivalentes das regiões (exceto a Região Sul) no transcorrer dos últimos 11 anos. Da mesma forma, também é possível notar a tendência de queda do nível do armazenamento máximo do Brasil, sinalizada pela linha de tendência plotada⁷³.

⁷² A evolução da EA entre os anos de 1990 e 2000 das Regiões Sul, Norte e Nordeste pode ser observada nos Anexos.

⁷³ No Gráfico III.8 mais adiante, nota-se com clareza que a tendência da curva referente ao Brasil (em MW médio) é a mesma da apresentada no Gráfico III.2 (em percentual).

Gráfico III.5 - Evolução da Energia Armazenada - Brasil - 1990 a 2000 - (%)

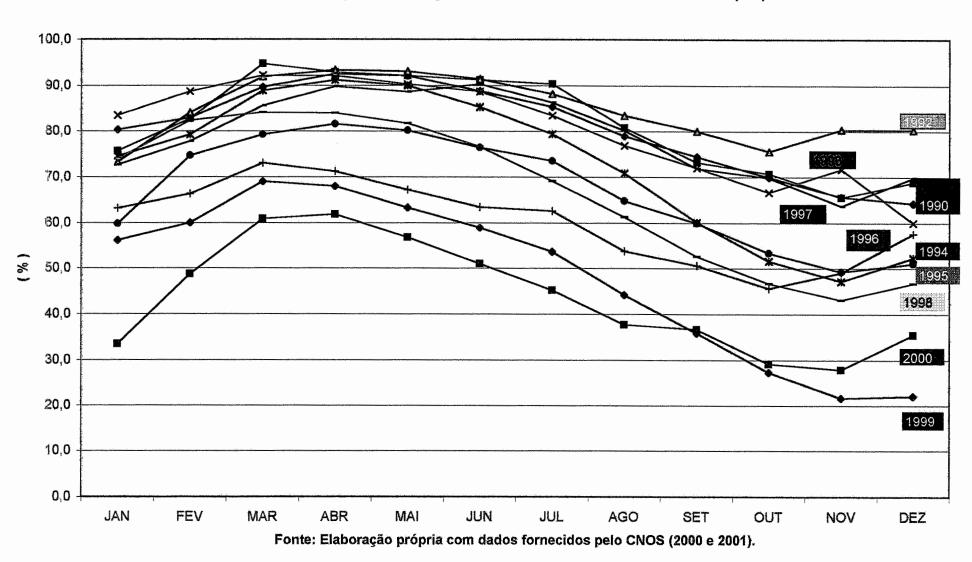
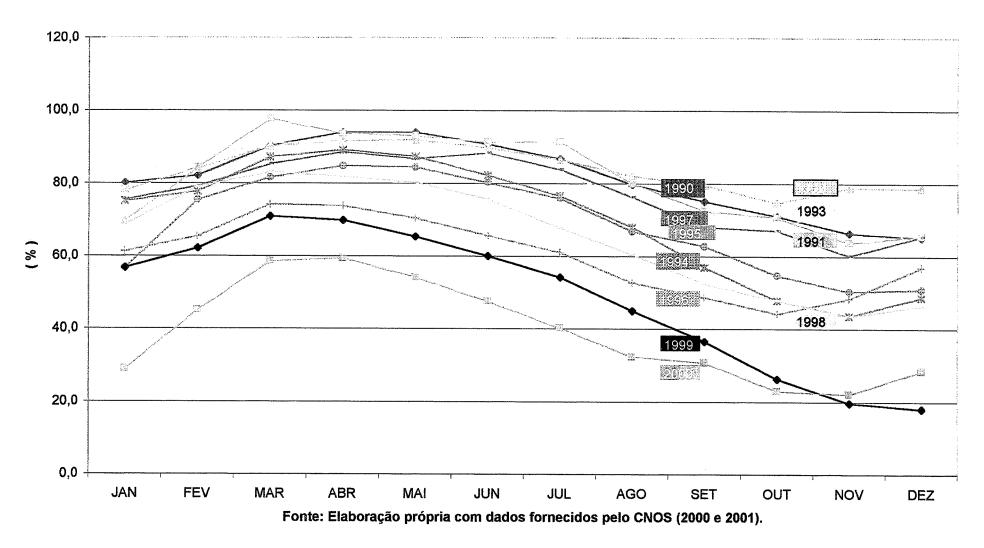


Gráfico III.6 - Evolução da Energia Armazenada - Região Sudeste / Centro - Oeste - 1990 a 2000 - (%)



Ocorre no entanto, que a base para o cálculo desses percentuais (que é o Armazenamento Máximo de cada região) variou nesses últimos 11 anos, o que nos leva à necessidade de verificar, em termos de MW médio, como se comportam as curvas de Energia Armazenada das regiões nesses últimos anos.

Nos Gráficos III.7 (Regiões Sul, Norte e Nordeste) e III.8 (Região Sudeste/Centro-Oeste e Brasil) pode-se acompanhar a evolução anual da energia armazenada de 1990 a 2000 (em MW médio).

Quando comparamos o ano de 2000 em relação ao de 1990, para as Regiões Norte e Nordeste observamos um aumento na quantidade de energia armazenada, lembrando no entanto que os percentuais de ocupação dos reservatórios equivalentes dessas Regiões decaiu nesse mesmo período, o que talvez possa ser explicado, pelo menos em parte, pelos índices de energias afluentes não favoráveis nos últimos anos (principalmente na Região Nordeste), como pode ser observado pelo Gráfico III.9^{74 e 75}.

Dois outros dados importantes podem ser considerados nessa breve análise: o crescimento do consumo e da capacidade nominal instalada. A Tabela III.5 adiante apresenta esses dados para as regiões do Brasil.

Tabela III.5 - Comparação entre os crescimentos do consumo e da capacidade nominal instalada entre os anos de 1990 e 2000 para as regiões do Brasil - (%).

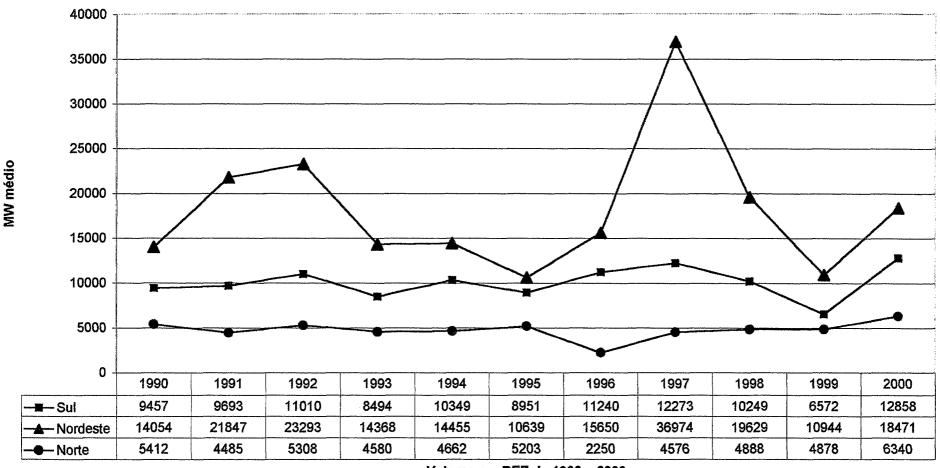
	Regiões					
	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste (SE)	Centro-Oeste (CO)	(SE+CO)
Consumo	81,68	57,71	72,87	36,31	89,98	39,73
Capacidade Nominal Instalada	31,53	35,98	74,43	23,43	337,14	31,90

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do SIESE (1990 a 2001).

⁷⁴ Os gráficos da variação percentual da Média de Longo Tempo (MLT) da energia afluente entre 1931 e 2000 das Regiões Norte e Nordeste podem ser vistos nos Anexos. Nesses gráficos pode-se observar uma leve tendência de queda para a Região Nordeste, enquanto que para a Região Norte pode-se dizer que praticamente não existe nenhuma tendência (nem de queda e nem de subida) dos níveis de energia afluente para o referido período.

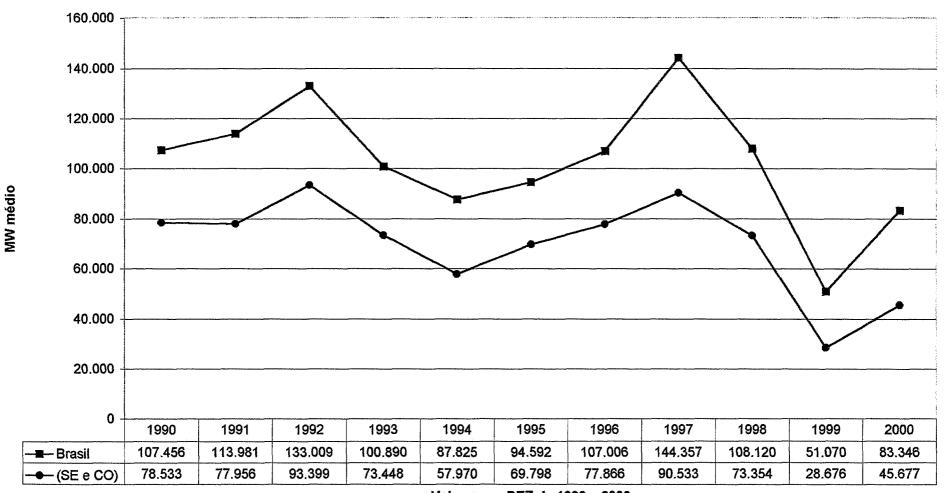
⁷⁵ O Gráfico III.9 da um "zoom" no período 1990-2000 do gráfico da MLT da energia afluente entre os anos de 1931 e 2000 para todas as Regiões.

Gráfico III.7 - Evolução da Energia Armazenada de 1990 a 2000 - Regiões Sul, Norte e Nordeste - (MW médio)



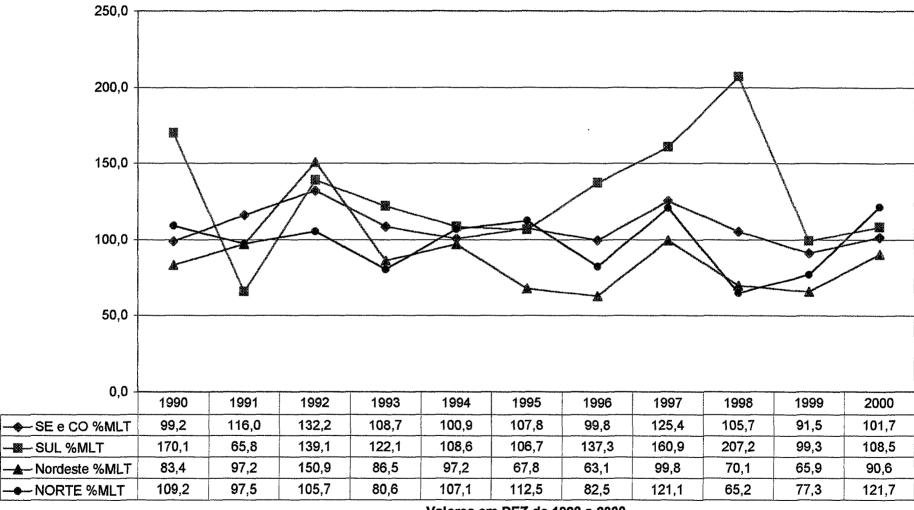
Valores em DEZ de 1990 a 2000

Gráfico III.8 - Evolução Anual da Energia Armazenada de 1990 a 2000 para o Brasil e Região Sudeste / Centro - Oeste - (MW médio)



Valores em DEZ de 1990 a 2000

Gráfico III.9 - Variação do % da MLT da energia afluente para as Regiões do Brasil - (%)



% MLT da energia afluente

Valores em DEZ de 1990 a 2000

Tanto na Região Norte quanto na Nordeste o crescimento do consumo foi superior ao da capacidade nominal instalada, sendo que para o Nordeste a totalidade da nova capacidade instalada foi de origem hidráulica tendo havido um decréscimo da capacidade termelétrica instalada no período (entre 1990 e 2000)⁷⁶. Esses números, associados ao já citado baixo índice de energia afluente nos últimos anos, podem explicar a gravidade da situação na qual a Região Nordeste se encontra atualmente⁷⁷.

Para a Região Norte, a diferença percentual entre o crescimento do consumo e da capacidade instalada foi ainda maior (vide Tabela III.5), sendo que nesse caso a participação da hidreletricidade no crescimento da capacidade instalada foi de 58,8%, ficando a termoeletricidade com uma participação de 41,2% (SIESE, 1990 e 2000).

Uma menor participação da hidreletricidade no crescimento da capacidade instalada (quando comparada à Região Nordeste) associada ao já citado índice de energia afluente desses últimos anos, que apesar de não ter sido bom (principalmente quando comparado ao das Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste) ainda assim foi melhor que o da região Nordeste (vide Gráfico III.9), e levando-se ainda em conta o fato de que no início do período analisado (1990) o nível equivalente dos reservatórios da Região Norte estava em 88,2%⁷⁸, levaram essa Região, em dezembro de 2000, a um nível equivalente desses reservatórios de 59,3%⁷⁹, decaindo para 51,51% no início de setembro de 2001 (ONS, 2001). A queda do nível dos reservatórios de 1990 aos níveis atuais provavelmente tem, como uma de suas principais causas, a grande diferença entre os crescimentos do consumo e da capacidade nominal instalada no período.

Conforme podemos observar na Tabela III.5, a Região Sul foi a única que obteve investimentos na geração compatíveis com o crescimento da sua demanda, enquanto que nas demais regiões os investimentos para a ampliação da capacidade de geração ficaram proporcionalmente abaixo do crescimento dos seus respectivos consumos⁸⁰. Um aspecto importante a ser observado com relação aos valores do crescimento percentual da capacidade nominal instalada da Tabela III.5 é que a usina de Itaipu não

⁷⁶ De acordo com os dados disponíveis nos relatórios do SIESE (1990 e 2000), no período citado a capacidade hidráulica cresceu 108%, enquanto a termelétrica decresceu 8% na Região Nordeste.

⁷⁷ Em dezembro de 2000, o nível dos reservatórios equivalentes da Região Nordeste era de 36,8% (CNOS, 2001), e no início de setembro de 2001 era de 16,57% (ONS, 2001).

⁷⁸ Conforme dados do CNOS que geraram o Gráfico III.2.

⁷⁹ Conforme dados do CNOS que geraram o Gráfico III.2.

⁸⁰ Nesse caso não estamos considerando a Região Centro-Oeste separadamente, e sim em conjunto com a Região Sudeste ("Região Geo-Elétrica Sudeste"), conforme adotado pelo setor elétrico como um todo.

foi considerada em nenhuma das regiões⁸¹. Se considerássemos Itaipu na Região Sudeste/Centro-Oeste), o crescimento percentual da capacidade nominal instalada seria de 21,10%⁸² (e não 31,90%, conforme constante na Tabela III.5).

A participação da hidroeletricidade no crescimento da capacidade instalada na Região Sul no período de 1990 a 2000 foi de 79,4%, ficando portanto a termoeletricidade com 20,6% dessa participação (SIESE, 1990 e 2000). Somado a isso, tivemos para o Sul do país um ótimo índice de energia afluente no período (vide Gráfico III.9)⁸³. O resultado desse conjunto de fatores favoráveis levou a Região Sul a chegar em dezembro de 2000 com o nível equivalente de seus reservatórios em 89,8% (tendo estado em dezembro de 1990 com 89,5%)⁸⁴ (CNOS, 2000 e 2001), ressaltando ainda que, de acordo com o Gráfico III.7, a energia armazenada (em MW médio) nesse mesmo período também cresceu.

Na Região Sudeste/Centro-Oeste, conforme já mencionado, o crescimento da capacidade nominal instalada não acompanhou o crescimento do consumo. A participação da hidroeletricidade no aumento da oferta foi de 79,8%, ficando a termoeletricidade com 20,2% de participação (SIESE, 1990 e 2000) (números bem semelhantes aos da Região Sul).

Quando observamos no Gráfico III.9 a curva referente à Região Sudeste/Centro-Oeste (SE+CO), percebemos que nesses últimos 11 anos (1990 a 2000) a energia afluente poucas vezes ficou abaixo dos 100% da MLT, ou seja, à exceção do ano de 1999 quando a afluência foi de 91,5% da MLT, a Região Sudeste/Centro-Oeste não sofreu com a falta de chuvas.

A questão do nível de afluências para a Região Sudeste/Centro-Oeste também pode ser observada com auxílio do Gráfico III.10, onde o percentual da MLT para os anos de 1931 a 2000 indica inclusive uma tendência de alta dos índices de afluência, tendo esta se iniciado no princípio da década de 70 aproximadamente. No entanto,

⁸¹ Conforme observado anteriormente, o SIESE trata Itaipu como se fosse uma região separada das demais.

⁸² Esse percentual considera que os 12600 MW de Itaipu pertenceriam à Região Sudeste. Se ao invés dos 12600 MW considerássemos os 80,75% da capacidade contratada de Itaipu para a Região Sudeste (10175 MW), o percentual de crescimento da capacidade nominal instalada seria de 22,57%.

⁸³ O gráfico da variação da MLT da energia afluente entre 1931 e 2000 da Região Sul pode ser visto nos Anexos. Nesse gráfico pode-se observar uma tendência de alta nos níveis de energia afluente para o referido período.

⁸⁴ No início de setembro de 2001, o nível equivalente dos reservatórios da Região Sul estava em 85,01% (ONS, 2001).

conforme citado anteriormente, o nível da energia armazenada na Região Sudeste/Centro-Oeste vem caindo nos últimos anos, tanto em termos de MW médio (vide Gráfico III.8) quanto em termos percentuais (vide Gráfico III.2), tendo chegado em dezembro de 2000 com o nível equivalente de seus reservatórios em 28,5% (tendo estado em dezembro de 1990 com 65,2%)⁸⁵ (CNOS, 2000 e 2001).

Considerando que os reservatórios são plurianuais⁸⁶ (além dos fatos descritos acima), pode-se concluir com razoável certeza que não foi a falta de chuvas que levou o Sudeste/Centro-Oeste à escassez de energia, e sim a falta de investimentos (leia-se carência de potência instalada).

A carência de potência instalada na Região Sudeste não é um fato recente. A região mais desenvolvida economicamente do Brasil possui o maior parque gerador dentre todas as outras regiões (como pôde ser notado com auxílio do Gráfico III.3), porém também é a região que mais consome energia no país. O Gráfico III.11 adiante mostra como vem se comportando o histórico do déficit de energia no Sudeste nos últimos 11 anos (considerando o consumo das energias firme e interruptível), e com o auxílio de uma linha de tendência percebe-se ainda que este vem crescendo nesses últimos anos.

Os dados disponíveis de intercâmbio de energia também confirmam essa característica deficitária da Região Sudeste. Pelo Gráfico III.12, por exemplo, que mostra os valores médios de intercâmbio para o período seco (anos de 1990 a 2000) entre as regiões Sul e Sudeste (S/SE), e Nordeste e Sudeste (NE/SE), pode-se notar que a medida que avança o período seco as importações de energia da Região Sudeste (representadas no gráfico pelos valores positivos dos intercâmbios) tendem a crescer.

Já o Gráfico III.13, que trata do intercâmbio internacional, mostra que as importações de energia feitas pelo Brasil (representadas pelos valores negativos do gráfico) só começam a se tornar mais significativas a partir de 1999, ganhando porém um maior destaque no ano 2000. O fato desses intercâmbios de energia terem se tornado mais necessárias nesses últimos dois anos (1999 e 2000) também pode ser explicado (como já visto nos Gráficos III.5 e III.6) pela queda a níveis alarmantes da

⁸⁵ No início de setembro de 2001, o nível equivalente dos reservatórios da Região Sudeste/Centro-Oeste estava em 23,29% (ONS, 2001).

⁸⁶ Como o "reservatório equivalente" da Região Sudeste/Centro-Oeste é plurianual, apenas um ano de baixo nível da afluência (como o de 1999) não poderia causar a escassez na qual essa região se encontra atualmente.

energia armazenada dos reservatórios equivalentes do Brasil e da Região Sudeste, o que provocou a necessidade do suprimento de energia através de outras fontes que não a hidráulica (no caso, a importação foi essa "fonte"). É importante destacar que essa energia, mesmo entrando no Brasil pela Região Sul, é consumida em sua maior parte na Região Sudeste.

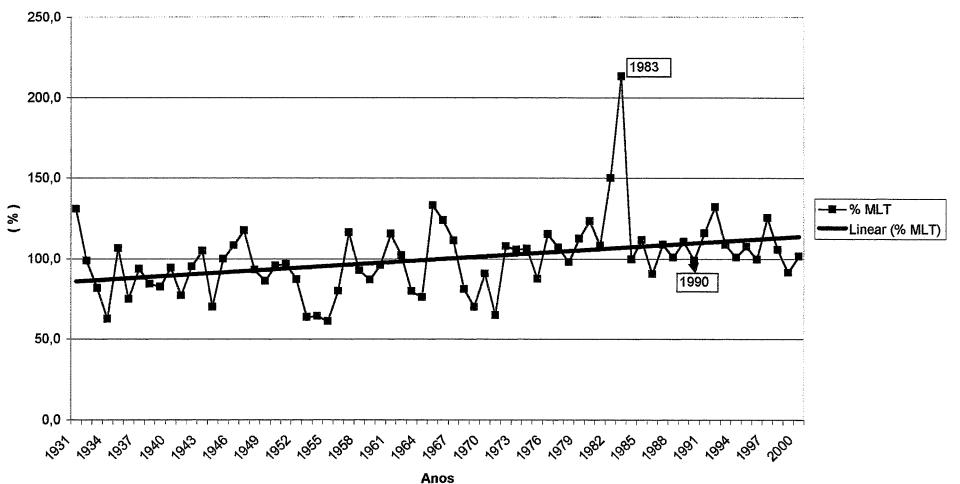
Essa carência de potência instalada da Região Sudeste, somada ao fato de que o período seco hidráulico faz crescer a vulnerabilidade desse sistema, leva essa região a uma condição deficitária durante todo o ano.

O período seco hidráulico, no entanto, coincide com o período de safra da canade-açúcar, o que nos leva a uma grande oportunidade estratégica de complementariedade entre essas duas fontes de geração de energia: a energia proveniente da queima da biomassa da cana nas usinas de açúcar e álcool, gerada no período seco hidráulico principalmente, ajudaria a regular o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, (e na condição de racionamento na qual nos encontramos atualmente, dependendo do potencial e da tecnologia empregada, poderia até contribuir na recuperação desses níveis para a condição de operação normal dos mesmos), contribuindo posteriormente também para a diminuição do nível do déficit de energia elétrica dessa região, principalmente no período seco⁸⁷.

Além dos fatores citados acima, outras questões poderão contribuir para um agravamento em relação à situação já precária dos reservatórios: estudos concluídos em 2001 apontam perspectivas de baixas vazões para a próxima década (2000-2010) (Dias, 2001), e, além disso, a sociedade brasileira já começa a cobrar decisões a respeito do uso da água, cuja função não pode ser apenas a de geração de energia.

⁸⁷ Mais adiante veremos, numa simulação, como poderiam estar os reservatórios no final do ano 2000, caso as tecnologias para cogeração com biomassa da cana estivessem sendo utilizadas desde 1990.

Gráfico III.10 - Percentual da MLT (Média de Longo Tempo) da energia afluente - Região Sudeste / Centro - Oeste _ 1931 a 2000 _ (%)

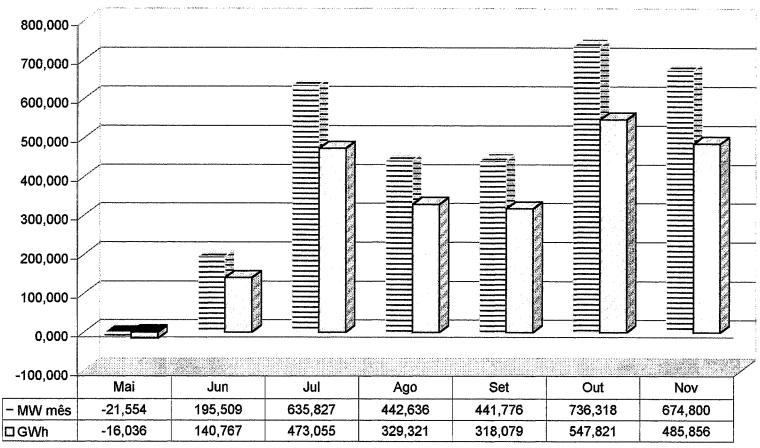


Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pelo ONS (2001 b).

Anos

86

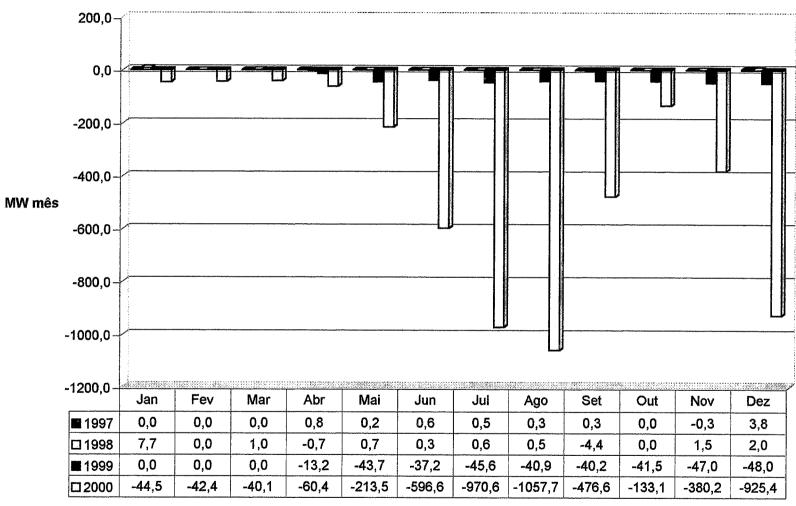
Gráfico III.12 - Intercâmbios - S / SE e NE / SE- Médias do Período seco - Anos de 1990 a 2000 - Potência (MW mês) e Energia (GWh)



Nota: Os valores positivos significam energia sendo importada pela Região SE.

Nota: A energia importada do NE corresponde a 13.0 e 50.1 MW mês para OUT e NOV, respectivamente. (Valores já incluídos no gráfico).

Gráfico III.13 - Intercâmbio Internacional - 1997 a 2000 - Potência (MW mês)



Nota: Os valores negativos significam energia importada pelo Brasíl.

Nós levamos cerca de cinco anos para esvaziar os nossos reservatórios, e a questão que se coloca agora é: quanto tempo vamos levar para reenchê-los? - (o que não seria fácil nem rápido em condições normais), ainda mais com a questão do uso múltiplo das águas, do crescimento da demanda e da possibilidade de seca para essa década (Araújo, 2001).

Todos esses aspectos apontam para a necessidade de outra(s) fonte(s) de geração de energia, sendo que a opção pela cogeração com biomassa da cana (principalmente quando comparada à opção das termelétricas convencionais) é a que apresenta essa característica da complementariedade com as hidrelétricas, o que por questões estratégicas óbvias⁸⁸ faz com que ela seja (ou pelo menos deveria ser) a opção prioritária (do ponto de vista da racionalidade energética).

Resta-nos agora saber quanto (e como) cada tecnologia (tanto as já disponíveis quanto as ainda em desenvolvimento) poderia suprir do déficit e do consumo de energia para o Brasil e, principalmente, para a Região Sudeste (onde se encontra a maior parte da quantidade de cana-de-açúcar produzida no país).

III.2.1 O Potencial de Complementariedade da Energia da Biomassa da Cana-de-Açúcar para o Brasil.

Neste item procuraremos fazer uma comparação entre o consumo de energia elétrica no Brasil nos últimos anos e os potenciais de geração das tecnologias (disponíveis e em desenvolvimento) de cogeração com biomassa da cana.

Os potenciais apresentados na Tabela III.6 adiante foram calculados com base nos potenciais de geração excedente apresentados no Capítulo II (resumidos na Tabela II.28) para as respectivas tecnologias, bem como nos dados referentes à quantidade produzida de cana-de-açúcar entre os anos de 1990 a 2000 (retirados da Tabela II.1).

⁸⁸ Conforme mencionado anteriormente neste trabalho, devido ao fato de que as termelétricas irão operar num regime "take or pay" com um fator de carga mínimo de 70%, numa situação onde os níveis dos reservatórios já estariam recuperados poderíamos ter inclusive que verter água no período úmido (mesmo sendo o custo marginal de uma usina que verte água igual a zero), pois não poderíamos parar a operação das termelétricas, o que seria uma irracionalidade energética e econômica. Uma solução para esse problema também poderia ser um "mercado secundário de gás", onde indústrias que podem queimar tanto GN quanto outro combustível fariam um contrato favorável (sob o aspecto econômico) para consumir esse GN somente no período úmido (enquanto as termelétricas estariam paradas). Note-se no entanto, que as dificuldades relativas ao "arranjo econômico" bem como ao "casamento de demandas" para o GN tornam essa possibilidade muito remota.

Os cálculos foram feitos de forma idêntica à apresentada no item II.5, onde para a safra de cana do ano de 1998, nos itens II.5.1 a II.5.5, foram apresentados os potenciais para as tecnologias tratadas.

Tabela III.6 — Potenciais considerando o uso de pontas e folhas (PF) para o período de safra da energia excedente para as tecnologias de cogeração com biomassa de cana — (TWh).

	Potenciais das Tecnologias ⁰							
Anos	P1	P2	P3	P4	P5	P6		
1990	17,488	42,864	57,473	74,862	112,372	144,208		
1991	17,369	42,572	57,082	74,353	111,608	143,227		
1992	18,074	44,300	59,399	77,370	116,137	149,040		
1993	16,280	39,903	53,503	69,691	104,610	134,247		
1994	19,447	47,666	63,912	83,249	124,961	160,364		
1995	20,219	49,558	66,449	86,554	129,923	166,731		
1996	21,112	51,746	69,383	90,375	135,658	174,091		
1997	22,077	54,113	72,557	94,510	141,864	182,055		
1998	22,986	56,340	75,542	98,398	147,700	189,545		
1999	22,191	54,391	72,929	94,995	142,592	182,990		
2000	21,145	51,827	69,491	90,516	135,870	174,363		

Fonte: Geração própria (2001)

A comparação entre os patamares de consumo de energia elétrica e os potenciais das tecnologias de cogeração com biomassa da cana é apresentada adiante. Os Gráficos III.14, III.15 e III.16 apresentam os dados para os anos de 1990 a 1993, 1994 a 1997 e 1998 a 2000, respectivamente.

Nesse ponto é útil lembrar que cada um desses potenciais considera que toda a biomassa produzida na safra estaria sendo utilizada em cada uma das respectivas tecnologias.

Graficamente podemos visualizar que não há grandes variações quando comparamos ano após ano os potenciais para cada uma das tecnologias, o que pode ser caracterizado como uma certa previsibilidade com relação ao que essas tecnologias podem suprir. Essa previsibilidade tende a ser bastante útil quando se deseja fazer um planejamento.

Os potenciais "P1" a "P6" correspondem as seguintes tecnologias:

P1 Contrapressão

P2 CEST

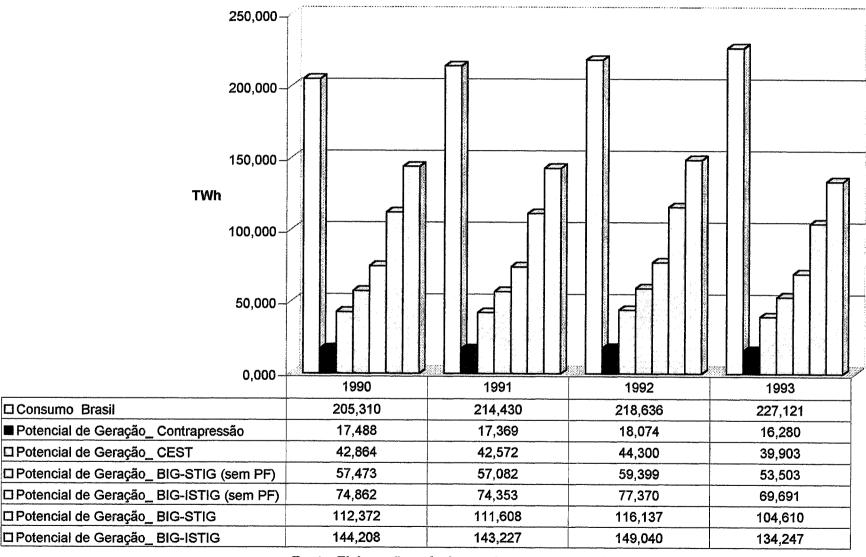
P3 BIG/STIG (sem PF)

P4 BIG/ISTIG (sem PF)

P5 BIG/STIG

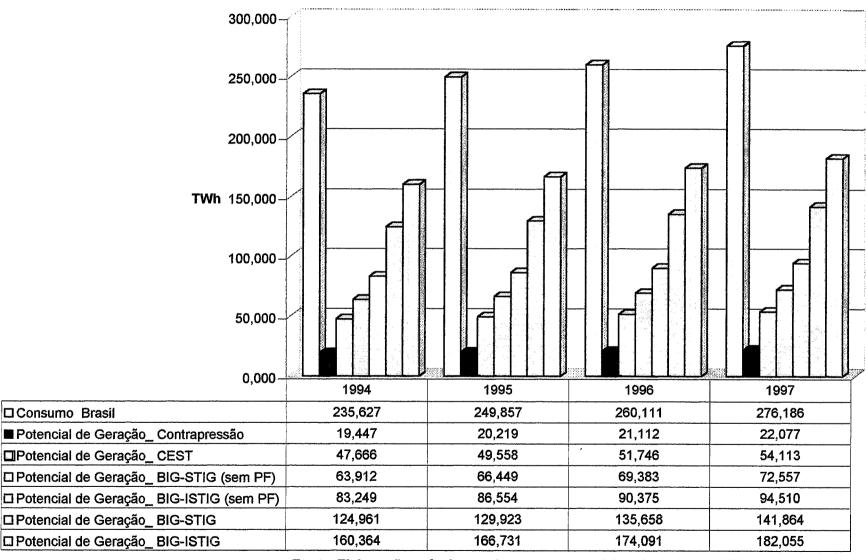
P6 BIG/ISTIG

Gráfico III.14 - Comparação entre os Consumos Anuais de Energia Eletrica no Brasil em relação aos Potenciais das Tecnologias de Cogeração com Biomassa da Cana - 1990 a 1993 - (TWh)



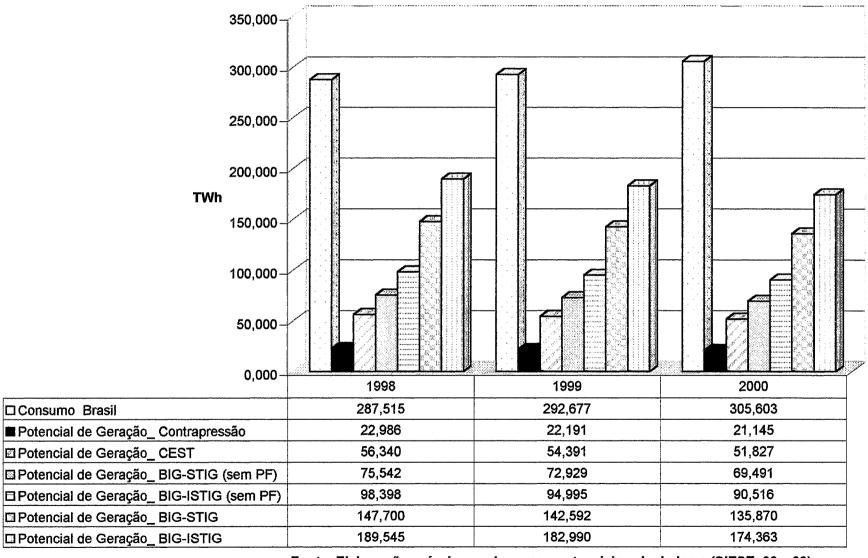
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados e (SIESE, 90 a 93) para os valores de consumo.

Gráfico III.15 - Comparação entre os Consumos Anuais de Energia Eletrica no Brasil em relação aos Potenciais das Tecnologias de Cogeração com Biomassa da Cana - 1994 a 1997 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados e (SIESE, 94 a 97) para os valores de consumo.

Gráfico III.16 - Comparação entre os Consumos Anuais de Energia Eletrica no Brasil em relação aos Potenciais das Tecnologias de Cogeração com Biomassa da Cana - 1998 a 2000 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados e (SIESE, 98 a 00) para os valores de consumo.

Outro ponto que chama a atenção é o grande potencial das tecnologias em relação ao consumo total do Brasil. O potencial da tecnologia de contrapressão, por exemplo, com base na safra de cana de 1990, representa 8,52% da energia elétrica consumida no país naquele ano, enquanto que a tecnologia CEST representa 20,88% para o mesmo ano. Quando observamos os números das tecnologias ainda em desenvolvimento, essa representatividade da totalidade do consumo chega a alcançar valores como 54,73% (tecnologia STIG com uso de pontas e folhas) e 70,24% (tecnologia ISTIG com uso de pontas e folhas).

Através dos anos (partindo de 1990 até chegarmos ao ano 2000), os percentuais referentes às parcelas da energia consumida no país oscilam de acordo com as variações do próprio nível de consumo, bem como das safras obtidas nos respectivos anos. Contudo, essas oscilações não são violentas, principalmente quando observadas ano após ano (conforme já citado). Essa característica nos permite inclusive observar alguns números, os quais podem ser encarados como uma "ordem de grandeza", referenciando os valores médios no período considerado para cada tecnologia, como se segue: para contrapressão, CEST, BIG/STIG sem pontas e folhas (PF), BIG/ISTIG sem PF, BIG/STIG e BIG/ISTIG, os potenciais relativos à energia elétrica consumida no país alcançam valores em cerca de 8%, 19%, 25%, 33%, 49% e 63%, respectivamente⁹³.

III.2.2 O Potencial de Complementariedade da Energia da Biomassa da Cana-de-Açúcar para a Região Sudeste/Centro-Oeste

No item III.2.1, os potenciais apresentados na Tabela III.6 foram calculados com base na totalidade das safras de cana-de-açúcar de cada ano, já que estávamos comparando os mesmos com a energia consumida no Brasil.

Para o presente item, por estarmos tratando apenas da Região Sudeste/Centro-Oeste, deveremos recalcular os potenciais de geração para todas as tecnologias, baseando-nos na parcela da safra de cana correspondente.

⁸⁹ Para a safra e o consumo do ano 2000 essa representatividade foi de 6,92%.

⁹⁰ Para a safra e o consumo do ano 2000 essa representatividade foi de 16,96%.

⁹¹ Para a safra e o consumo do ano 2000 essa representatividade foi de 44,46%.

⁹² Para a safra e o consumo do ano 2000 essa representatividade foi de 57,06%.

⁹³ Tanto esses valores quanto os apresentados no parágrafo acima foram calculados com base nos valores da Tabela III.6.

As justificativas (algumas já citadas) para darmos um destaque à Região Sudeste são várias: trata-se da região economicamente mais desenvolvida do país; apesar de ser a região com a maior potência nominal instalada, é também a que mais consome energia, apresentando como uma de suas características um constante déficit energético, déficit este que vem sendo coberto por intercâmbios de energia de outras regiões e, nos anos mais recentes, por intercâmbios internacionais; trata-se da região que possui a maior participação na quantidade produzida de cana-de-açúcar do país (sendo também a que apresenta o melhor rendimento médio por produção). Resumindo, é na Região Sudeste que se encontra a maior parte do potencial de cogeração com biomassa de cana, e, ao mesmo tempo, trata-se de uma região que possui uma grande necessidade de "energia nova".

Apesar de o destaque ser dado à região Sudeste, devemos nos lembrar que, à medida que evitamos o intercâmbio de energia de outras regiões, evitamos também (ao menos em parte) as perdas técnicas nas linhas de transmissão, e evitamos (ou adiamos) novos investimentos em novas linhas de transmissão; ou seja, à medida que privilegiamos a geração distribuída (em detrimento da centralizada), geramos um benefício para todo o país.

A Tabela III.7 adiante mostra as participações das regiões na quantidade produzida de cana-de-açúcar do país, destacando em termos percentuais a participação da Região Sudeste (em conjunto com a Centro-Oeste).

Tabela III.7 – Participação das regiões na produção de cana-de-açúcar do Brasil.

	Quantidade Produzida de Cana - de - Açúcar (ton)							
Ano	Centro- Oeste (CO)	Nordeste	Norte	Sudeste (SE)	Sul	Total- Brasil	(SE e CO)	Percentual (SE e CO) relativo ao Brasil
1999	26.636.481	53.395.858	581.194	224.606.958	28.627.229	333.847.720	251.243.439	75,26%
1998	26.455.728	63.286.467	795.818	226.642.135	28.074.824	345.254.972	253.097.863	73,31%
1997	23.805.691	61.373.531	597.909	220.029.186	25.806.370	331.612.687	243.834.877	73,53%
1996	22.565.100	53.778.920	472.591	215.644.015	24.645.355	317.105.981	238.209.115	75,12%
1995	19.576.648	60.658.799	724.865	201.051.837	21.687.348	303.699.497	220.628.485	72,65%
1994	16.891.473	57.326.731	841.779	199.281.436	17.760.416	292.101.835	216.172.909	74,01%
1993	15.404.209	39.609.113	771.408	173.174.785	15.571.193	244.530.708	188.578.994	77,12%
1992	14.902.683	68.723.345	583.031	171.797.689	15.468.127	271.474.875	186.700.372	68,77%
1991	14.180.164	68.729.790	656.845	163.508.498	13.812.596	260.887.893	177.688.662	68,11%
1990	14.126.298	71.689.378	784.048	162.444.052	13.630.374	262.674.150	176.570.350	67,22%

Fonte: www.sidra.ibge.gov.br (06/2001).

Como pôde ser visto na Tabela III.7, o valor da participação das Regiões Sudeste e Centro-Oeste ainda não se encontra disponível para a ano 2000, e sendo assim, tomando como base os valores de 1990 a 1999 apresentados, iremos estimá-lo em 73%.

Os valores apresentados para os anos de 1990 a 1999, bem como o valor estimado para o ano 2000, serão utilizados nos respectivos anos da Tabela III.6 para podermos então calcular os potenciais de geração das tecnologias de cogeração com biomassa da cana, considerando apenas a parcela das safras que foi produzida na Região Sudeste/Centro-Oeste.

Nos Gráficos III.17 a III.27, correspondentes aos anos de 1990 a 2000, respectivamente, podemos comparar os potenciais de cogeração em relação ao déficit, ao consumo total de energia, e a energia natural afluente (E.N.A.) da Região Sudeste/Centro-Oeste. Mais adiante, iremos fazer algumas considerações através de uma observação mais detalhada dos mesmos. Essas considerações, que serão baseadas no histórico (de déficit, consumo e E.N.A.) de 11 anos apresentado nos gráficos, visam nos fornecer uma noção aproximada de quanto e como os potenciais de cogeração com biomassa da cana das tecnologias aqui apresentadas podem vir a ser úteis para o sistema elétrico interligado da Região Sudeste/Centro-Oeste (e indiretamente para o sistema elétrico brasileiro).

Nesse tipo de gráfico, estamos considerando que todas as tecnologias estariam operando somente no período da safra da cana (que coincide com o período seco no Sudeste). Esta provavelmente seria a forma de operação mais interessante⁹⁴ para o sistema elétrico como um todo, já que por ser justamente esse período o de maior fragilidade (devido à queda dos índices pluviométricos na região) é de se esperar que seja também o de maior necessidade de outras fontes de geração. Note-se que é justamente nesse aspecto que se encaixa o conceito de complementariedade, que nesse caso é estrategicamente "perfeito", pois a fonte de energia secundária (no caso a biomassa da cana) pode agir como instrumento regulador da fonte principal (hidráulica). Note-se ainda que, sob esse ponto de vista, aquele que é tido como um dos maiores problemas da geração com biomassa da cana: uma restrição (para algumas tecnologias) para operar durante todo o ano, acaba se tornando um fator secundário, pois nesse caso o que o sistema elétrico interligado mais precisa, estrategicamente falando, é justamente

⁹⁴ Mas não obrigatoriamente a forma mais econômica sob as óticas privada e/ou pública.

uma fonte de geração que tenha condições de operar no período seco.

O sistema elétrico interligado brasileiro (e contido nele o sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste) foi concebido para operar sem necessidade de racionamentos, mesmo quando o país (ou algumas regiões) atravessam períodos de seca⁹⁵. Isso é possível graças à característica de acumulação plurianual de nossos reservatórios.

Se imaginarmos uma situação de operação normal do nosso sistema elétrico, ou seja, uma situação onde a potência instalada no sistema esteja compatível com os níveis de consumo (sem crise energética), teríamos que a energia proveniente da biomassa da cana, na medida em que entra justamente no período seco, poderia contribuir inclusive para um "alongamento" do período de seca projetado para os reservatórios/sistema, já que estaria economizando parte da água que é usada nesse período. Por um outro lado, essa "energia sazonal" também estaria possibilitando uma folga para conclusão de obras de geração necessárias ao acompanhamento do constante crescimento da demanda.

Devemos lembrar que a citada restrição de operação das plantas de cogeração com biomassa da cana para todo o ano existe basicamente em função de dois aspectos. Primeiro, a própria quantidade de biomassa (disponível para geração de excedentes), que depende da safra colhida e do nível de eficiência das usinas de açúcar e álcool (consumo interno de eletricidade e vapor)⁹⁶; e segundo, pela eficiência inerente ao próprio modo de operação da planta. Uma usina será mais eficiente com relação à energia primária que está entrando (biomassa da cana) quando estiver operando no período de safra (que coincide com o período seco hidráulico), já que nesse período haverá demanda para o vapor (energia térmica) gerado. Fora da safra, esse vapor (ao menos parte dele) deverá ser condensado (em um condensador) antes de retornar à caldeira, baixando então a eficiência global desse sistema, primeiro pelo próprio ato de não se utilizar (no processo) uma energia térmica que já foi produzida, e segundo pelo gasto adicional de energia necessária ao processo de condensação desse vapor⁹⁷.

Apesar de uma maior eficiência global ser obtida quando a planta é operada apenas no período de safra, também é possível uma operação durante todo o ano. Na

⁹⁵ A atual situação de crise energética (racionamento) foi causada (conforme já mencionado) pelo uso indevido desses reservatórios, que foram tratados como se os ciclos de seca, para o qual foram projetados, fossem de apenas um ano, e não de cinco anos aproximadamente, como seria o correto.

⁹⁶ Os "consumos internos" de eletricidade, vapor, e da própria biomassa em cada usina variam em função da tecnologia, níveis de pressão, umidade do bagaço etc praticados nas mesmas.

⁹⁷ Na operação durante a safra, o próprio processo de fabricação (de açúcar e álcool) faz com que o vapor se condense naturalmente.

Tabela II.24 que apresenta os potenciais para a tecnologia CEST considerando a safra de 1998, por exemplo, são apresentadas duas opções de operação: a "opção 1", para operação somente na safra, e a "opção 2", para operação nos períodos de safra e entressafra. A quantidade total de energia elétrica gerada em ambas opções é assumida como sendo a mesma⁹⁸, porém a forma como esses potenciais são distribuídos entre os períodos de safra e entressafra difere⁹⁹. Tendo-se mais de uma opção de operação, deve-se avaliar qual delas será melhor para o sistema elétrico como um todo, ou ainda qual delas proporcionaria um retorno mais rápido ao investimento realizado.

Observando os Gráficos III.17 a III.27, percebe-se que para a tecnologia de cogeração com turbinas de contrapressão não faz nenhum sentido para o sistema elétrico uma operação fora do período de safra, pois, como se pode notar, a linha que representa a geração de energia elétrica com essa tecnologia, salvo raras exceções relativas a alguns meses de alguns anos, fica sempre abaixo da curva que representa o déficit da Região Sudeste/Centro-Oeste. Em outras palavras, se esse potencial não é suficiente para cobrir o déficit do período seco (que é o mais crítico), não há nenhum motivo para gerar por mais tempo uma quantidade menor de energia a cada mês, sendo que para isso ainda teríamos como fator negativo uma menor eficiência na geração (por conta da energia térmica que seria desperdiçada no período de entressafra, já que não haveria consumo de processo para absorver a mesma).

Apesar da tecnologia de contrapressão não ter apresentado potencial suficiente para cobrir o déficit da Região Sudeste/Centro-Oeste nos anos plotados nos Gráficos III.17 a III.27, devemos notar que, ainda assim, o mesmo é significativo, na medida em que seria capaz de contribuir para uma considerável economia de água dos reservatórios dessa região, atuando portanto como um "agente regulador" do nível dos mesmos, nível esse que tende a cair devido a queda da E.N.A. no período seco, conforme pode ser observado pelas curvas correspondentes em cada um dos gráficos.

Quando observamos o potencial da tecnologia CEST no decorrer dos anos de 1990 e 2000 (Gráficos III.17 a III.27), vemos que esta tem sido capaz de cobrir o déficit da Região Sudeste/Centro-Oeste, e geralmente com alguma sobra. Sob esse aspecto,

⁹⁸ Os potenciais apresentados na Tabela II.24 correspondem à totalidade da safra de 1998. O valor corresponde à Região Sudeste/Centro-Oeste é de 73,31% do apresentado na Tabela II.24 nesse ano. (vide Tabela III.7 para 1998).

⁹⁹ Nesse caso considera-se que parte do bagaço estaria sendo estocado para posterior utilização na entressafra.

portanto, talvez possa fazer algum sentido prático para o sistema elétrico uma "distribuição" desse potencial de geração também para o período de entressafra (que seria caracterizado pela "opção 2" da Tabela II.24), lembrando, no entanto, que essa opção se daria às custas de perda de eficiência com relação a energia térmica que deixaria de ser aproveitada durante a operação na entressafra.

Apesar de conseguir cobrir a curva de déficit com relativa folga, a tecnologia CEST com operação somente no período de safra ainda fica bem aquém do nível de consumo da Região Sudeste/Centro-Oeste (que também pode ser observado com auxílio das curvas plotadas nos Gráficos III.17 a III.27). Tendo isso em vista, e levando também em conta a questão da eficiência, para o sistema elétrico a operação desta tecnologia somente na safra parece ser mais interessante, principalmente quando lembramos que dessa forma (considerando o histórico apresentado nos gráficos) o sistema estaria evitando as perdas técnicas relativas à importação (intercâmbio) de energia de outras regiões para a Região Sudeste/Centro-Oeste. De qualquer forma, nos Gráficos III.28 a III.38 a tecnologia CEST, bem como as tecnologias BIG/STIG e BIG/ISTIG, ambas com uso das pontas e folhas no período de entressafra, podem ter os seus potenciais observados para configurações que operem durante todo o ano 100.

No caso da tecnologia CEST, quando simulamos a sua operação para os períodos de safra e entressafra comparando com as curvas de déficit da Região Sudeste/Centro-Oeste, percebemos que para o período tratado (1990 a 2000) existe uma grande semelhança na forma em que as "curvas" referentes ao potencial de geração se relacionam com as curvas de déficit, ano após ano. A cada ano, a curva de déficit permanece sempre bem próxima ao potencial de geração, intercalando meses em que é superada por ele com outros em que o supera, o que nos passa uma impressão de equilíbrio entre as curvas de déficit e os potenciais dos respectivos anos, atentando no entanto para o fato de que, nessa opção de operação, a julgar pelas simulações, estaríamos convivendo permanentemente com os intercâmbios de energia.

Os potenciais para as tecnologias ainda em desenvolvimento (envolvendo processos de gaseificação da biomassa) também são apresentados nos dois grupos de Gráficos III.17 a III.27 (1º grupo), onde as tecnologias BIG/STIG e BIG/ISTIG são apresentadas com e sem o uso de pontas e folhas, e sempre para geração somente na

Conforme já mencionado, não faz sentido termos a tecnologia de contrapressão operando nos períodos de safra e entressafra.

safra; e III.28 a III.38 (2º grupo), onde as mesmas são apresentadas com o uso de pontas e folhas (somente no período de entressafra), sendo que na safra só o bagaço é queimado.

No primeiro grupo de gráficos, as tecnologias "BIG/STIG (sem PF)" e "BIG/ISTIG (sem PF)" representam potenciais apenas do bagaço aplicado somente no período de safra. Esses mesmos valores também se encontram no segundo grupo de gráficos para as tecnologias BIG/STIG e BIG/ISTIG durante o período de safra, sendo que para a entressafra o potencial apresentado foi obtido para o uso de pontas e folhas (PF) somente. De volta ao primeiro grupo de gráficos, os potenciais das tecnologias "BIG/STIG" e "BIG/ISTIG" foram baseados no uso do bagaço e das pontas e folhas (potencial total) aplicados integralmente no período de safra.

No segundo grupo de gráficos, o potencial das tecnologias BIG/GT durante o período de entressafra é aparentemente superior ao do período de safra, mas na realidade o que ocorre é que para o período de entressafra o potencial (referente as pontas e folhas) é dividido por 5 (meses) na simulação, enquanto que o potencial da safra (referente ao bagaço) é dividido por 7 (meses). Logicamente, dependendo das necessidades, o estoque de biomassa pode ser administrado de forma a se gerar mais energia nos períodos de maior necessidade¹⁰¹.

Nos gráficos III.17 a III.27, as tecnologias BIG/GT (sem o uso de pontas e folhas), em todos os anos da simulação, seriam capazes de cobrir o déficit com folga, sendo que com a tecnologia BIG/STIG cerca de 50% do consumo da região é coberto; já com a BIG/ISTIG, esse percentual sobe para cerca de 65%. Passando a considerar em conjunto as folhas e pontas para as tecnologias BIG/GT (nos mesmos gráficos), pode-se observar que no caso BIG/STIG na maioria dos 11 anos cujos dados de consumo da Região Sudeste/Centro-Oeste estão disponíveis ocorre um certo "equilíbrio" entre o potencial fornecido por essa tecnologia e o consumo dessa região durante o período seco hidráulico (período de safra da cana); e quando o potencial observado é o da tecnologia BIG/ISTIG, é notável como o seu potencial supera o citado consumo (do período de safra) em todos os anos analisados. Conforme já citado, os Gráficos III.28 a III.38 apresentam a simulação para essas duas últimas tecnologias citadas usando as pontas e folhas na entressafra (e o bagaço na safra); modo de operação

Guardar parte do estoque para a ano seguinte também pode ser uma outra opção, conforme a necessidade, sendo que nesse caso haverá custos de estocagem.

que talvez possa ser mais interessante para o sistema elétrico da região (e do país), principalmente em se tratando da tecnologia BIG/ISTIG, pois dessa forma a energia que sobraria no período de safra, e que provavelmente seria exportada para outra região (penalizando o sistema com as perdas técnicas nas linhas de transmissão), poderia, ao invés disso, ser consumida na própria Região Sudeste/Centro-Oeste no período da entressafra¹⁰².

Sabemos que o crescimento da produção de cana-de-açúcar está vinculado (além das influências do clima), basicamente, às necessidades de açúcar e álcool do mercado (não tendo portanto nenhuma ligação com uma pretensa geração de energia elétrica). Porém, mesmo assim, como se pode notar pelos Gráficos III.17 a III.38, os potenciais de cada tecnologia, inclusive em modos de operação diferenciada, tendem a apresentar um comportamento semelhante com relação às curvas de déficit e consumo da Região Sudeste/Centro-Oeste a cada ano. Conforme já citado, esse fato confere uma característica de relativa previsibilidade, e portanto de capacidade de planejamento, com relação à energia da biomassa da cana-de-açúcar.

Ainda com relação aos Gráficos III.17 a III.38, pode-se notar, através da comparação das "curvas" que representam os potenciais das tecnologias de cogeração com a curva que representa a energia natural afluente (E.N.A.), a ocorrência do potencial técnico / estratégico da complementariedade entre as mesmas (principalmente para os Gráficos III.17 a III.27, com operação somente na safra). O potencial de complementariedade de cada tecnologia pode ser observado somando-se mês a mês os valores de cada tecnologia no período seco com os respectivos valores da curva de E.N.A.; (o que não foi feito para não comprometer a qualidade dos gráficos). A citada comparação nos permite observar tanto o fenômeno de variação das hidraulicidades através de cada ano nos períodos úmido e seco, quanto a oportunidade de complementação térmica com a energia proveniente da biomassa da cana no período seco.

É importante destacar que a curva que representa a E.N.A. em cada gráfico é a única referenciada na escala secundária (lado direito) do gráfico. Essa forma de apresentação foi adotada pois se essa curva fosse colocada na mesma escala dos

Logicamente, seria necessária uma análise aprofundada dessa questão para termos certeza de qual opção seria a mais vantajosa para o sistema e/ou para o retorno do investimento dos projetos: se a das perdas técnicas referentes à transmissão, ou a já citada perda de eficiência da operação na entressafra (devido a não utilização e condensação de parte da energia térmica não utilizada).

potenciais de cogeração e das curvas de déficit e consumo, a visualização gráfica seria prejudicada, já que a curva de E.N.A. iria "achatar" as demais em cada um dos gráficos (tendo em vista que seus valores são bem mais expressivos).

Um outro aspecto importante que deve ser lembrado é que nos valores que geram a curva de E.N.A. está contida a parcela referente a Itaipu (lembrando que o CNOS contabiliza a energia armazenada de Itaipu na Região Sudeste / Centro — Oeste). Se fizermos um somatório de todos os meses para cada ano dos valores que compõem a curva de E.N.A. e compararmos com o somatório dos valores referentes a curva de consumo (dados do SIESE ¹⁰³) para cada ano, iremos notar que os valores anuais relativos aos dados da E.N.A. são sempre maiores que os respectivos referentes ao consumo, o que num primeiro momento poderia nos levar a crer que a E.N.A. tem sido suficiente para, a cada ano, dar conta dos níveis de consumo na região ¹⁰⁴, porém devemos notar que na realidade não é isso que ocorre. Além disso, se fosse dessa forma, não teríamos a constante curva de déficit na região.

Devemos lembrar que todos os potenciais apresentados nos Gráficos III.17 a III.38 consideram que a respectiva safra obtida para cada ano (vide Tabela II.1) estaria sendo utilizada em sua totalidade para cada uma das tecnologias simuladas. Sendo assim, quando consideramos, por exemplo, a tecnologia CEST, teríamos que ter todas as usinas de açúcar e álcool da região considerada operando com essa tecnologia para obter o potencial identificado.

Na atual crise energética em que a Região Sudeste/Centro-Oeste (e o país) se encontram, e considerando ainda os potenciais apresentados, uma questão com relação ao comportamento da energia armazenada para o período analisado se destaca: como teria sido a evolução ano a ano (de 1990 a 2000) da energia armazenada na Região Sudeste/Centro-Oeste caso os potenciais levantados para a tecnologia CEST ou de contrapressão tivessem sido utilizados de forma a contribuir para a economia de água dos reservatórios da região? O Gráfico III.39 adiante tenta responder essa questão.

¹⁰³ Lembrando que o SIESE contabiliza Itaipu como se fosse uma região a parte.

¹⁰⁴ Essa impressão é causada pela forma de contabilização da energia armazenada de Itaipu na Região Sudeste / Centro-Oeste adotada pelo CNOS.

¹⁰⁵ Nessa questão não estamos considerando as tecnologias BIG/GT, pelo fato das mesmas ainda não se encontrarem comercialmente maduras nem nos dias de hoje.

No Gráfico III.39, a curva "EA - (SE/CO) real" representa o que de fato ocorreu nesses últimos 11 anos com a energia armazenada (EA) na Região Sudeste/Centro-Oeste. Esta curva é a mesma (original) que foi plotada no Gráfico III.2 (SE/CO).

As curvas "EA mais Pot. Contrapr." e "EA mais Pot. CEST" representam, respectivamente para as tecnologias de contrapressão e CEST, um somatório das "energias armazenadas" em MW médio da curva original com o potencial de cada uma das tecnologias citadas (também em MW médio). Cada um desses somatórios, ano a ano, dividido pelo armazenamento máximo (MW médio), de cada ano, nos dá um novo valor percentual (simulado) para esse ano, montando assim as duas referidas curvas.

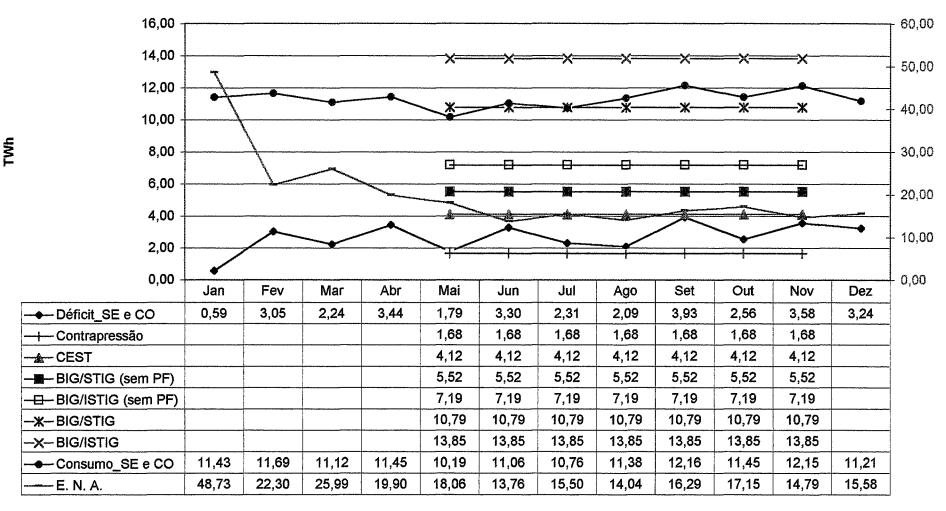
Comparando-se os primeiros anos da simulação, já se pode notar algumas pequenas inversões de tendências em relação à curva original. Note-se, por exemplo, que quando comparamos os anos de 1993 e 1991, para a curva original e para a referente à tecnologia de contrapressão, a energia armazenada no ano de 1993 é inferior à de 1991 (sendo menor a diferença para a curva que representa a tecnologia de contrapressão); porém, se fizermos a mesma comparação para a curva referente à tecnologia CEST, notamos que a tendência já se inverte, sendo a energia armazenada no ano de 1993 superior à de 1991. Quando fazemos o mesmo tipo de comparação entre os anos de 1992 e 1997, essas tendências voltam a ocorrer. Esses resultados, bem como os evidenciados no último ano da simulação, demonstram como a energia da biomassa da cana pode contribuir na regulação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas da região.

Conforme podemos observar com relação aos valores do ano 2000, o ganho da curva que simula a tecnologia de contrapressão em relação a curva original é de pouco mais de 10%, enquanto o da tecnologia CEST mais do que dobra esse ganho, chegando em dezembro de 2000 com 56,2% do armazenamento máximo da Região Sudeste/Centro-Oeste, percentual que provavelmente teria sido suficiente para evitar a atual crise, evitando também as suas conseqüências, tais como racionamento, perda de crescimento econômico etc.

A tecnologia de contrapressão, conforme os resultados simulados, provavelmente não evitaria a instalação da crise energética, mas aliviaria as suas consequências (com um racionamento em menores proporções provavelmente), minimizando também os impactos econômicos.

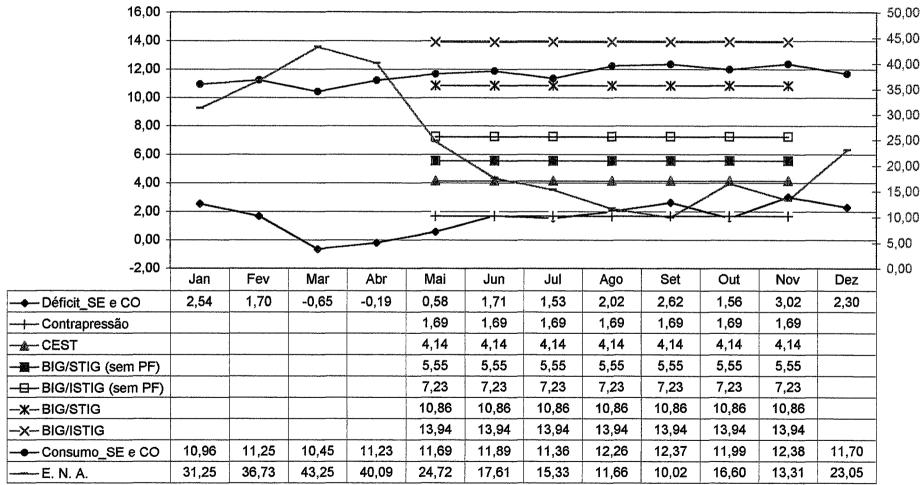
Podemos concluir, portanto, que a energia proveniente da biomassa da cana, mesmo com as tecnologias de menor potencial (que são as disponíveis para implementação), poderia ser muito útil ao nosso sistema elétrico, gerando benefícios não só para a Região Sudeste/Centro-Oeste mas também para o país como um todo, o que comprova o potencial técnico / estratégico desse vetor energético com relação a complementariedade da geração hidráulica para o período seco. Com relação ao potencial econômico, resta-nos agora saber os custos necessários a essas implementações (assunto que será tratado no capítulo seguinte de forma comparativa à opção das termelétricas a GN operando em ciclo combinado).

Gráfico III.17 - Potenciais de Cogeração no Período de Safra em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1990 - (TWh)



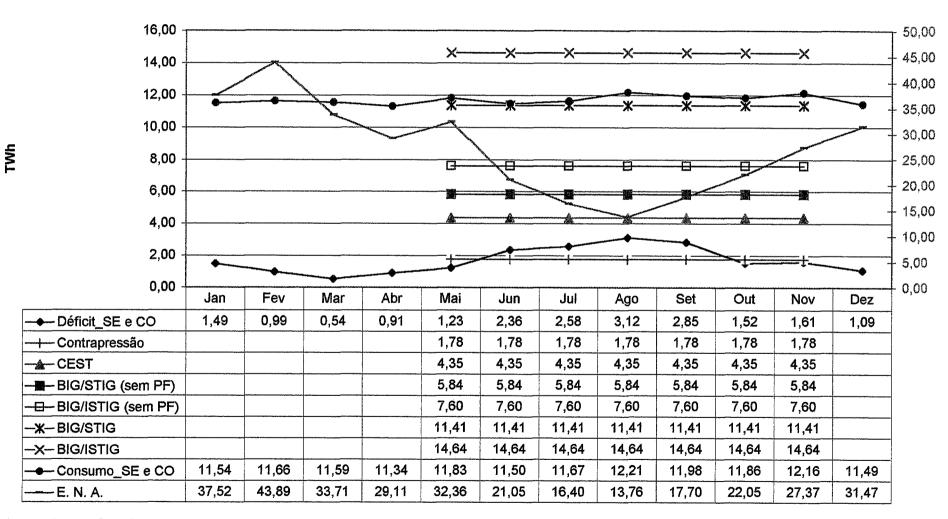
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1990) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.18 - Potenciais de Cogeração no Período de Safra em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1991 - (TWh)

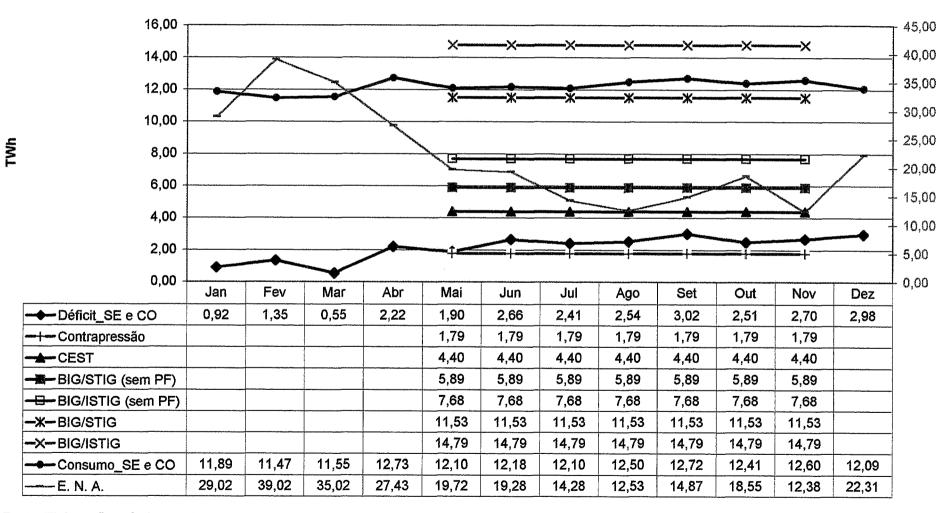


Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1991) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.19 - Potenciais de Cogeração no Período de Safra em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1992 - (TWh)



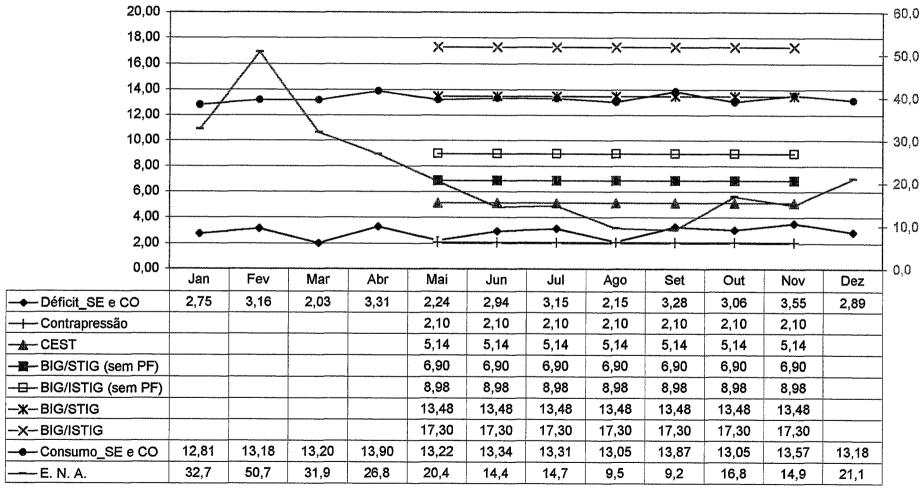
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1992) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.



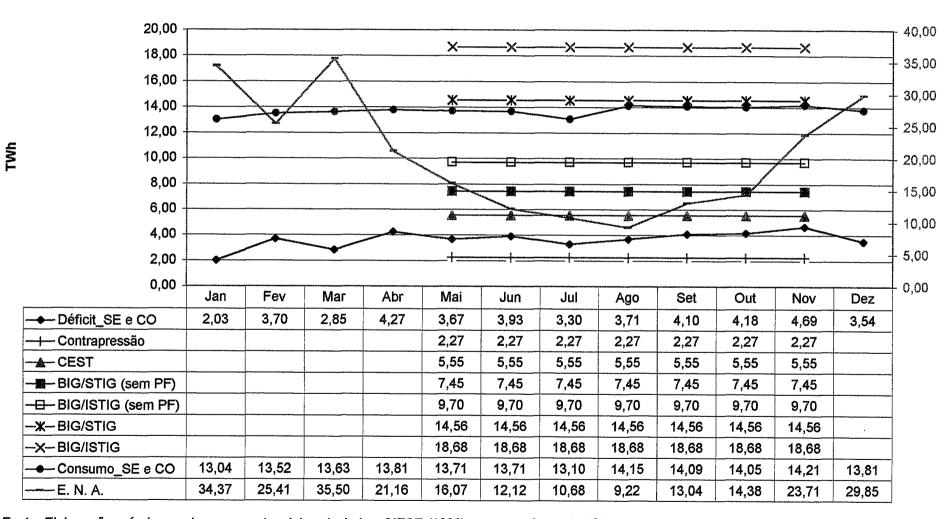
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1993) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1994) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

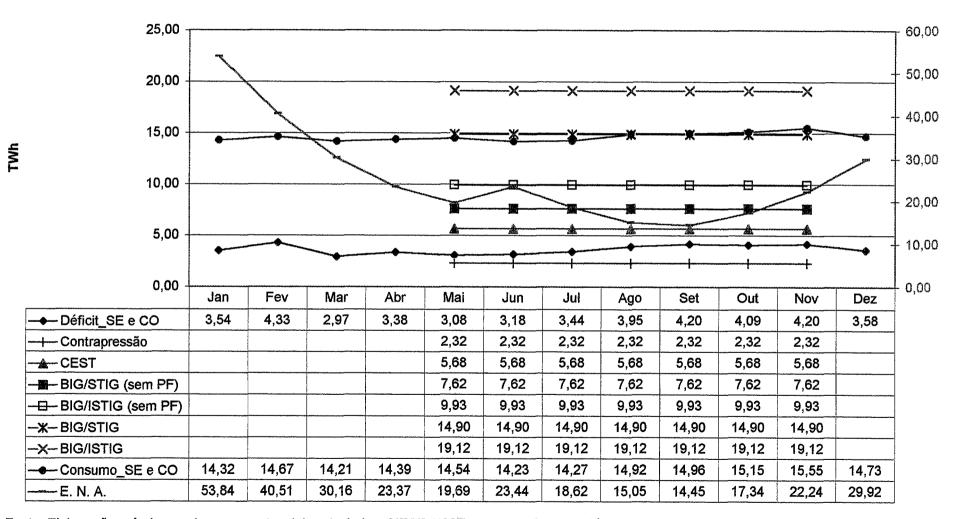
Gráfico III.22- Potenciais de Cogeração no Período de Safra em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1995 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1995) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

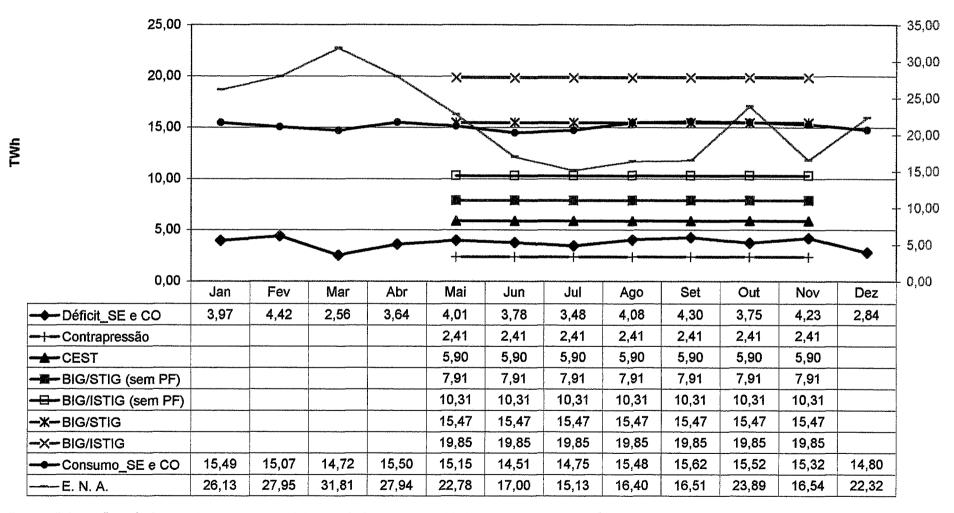


Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1996) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.



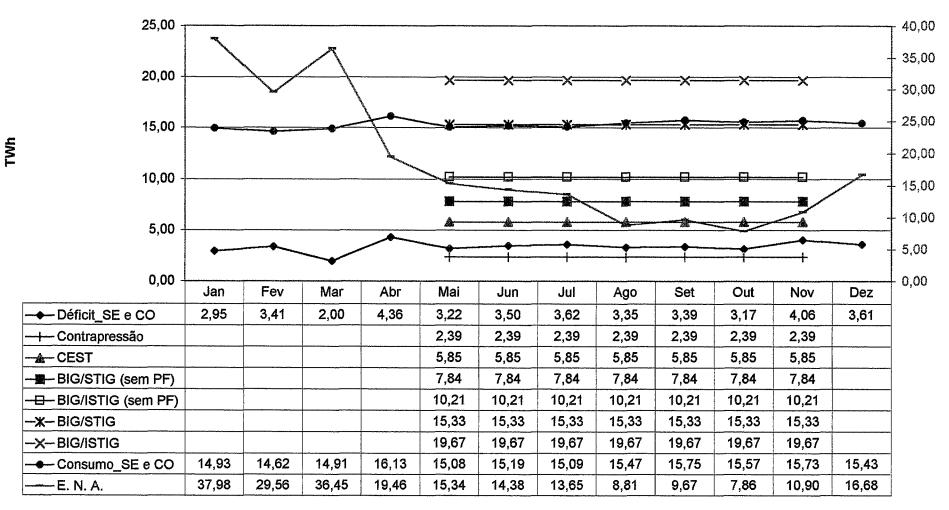
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1997) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.25 - Potenciais de Cogeração no Período de Safra em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1998 - (TWh)



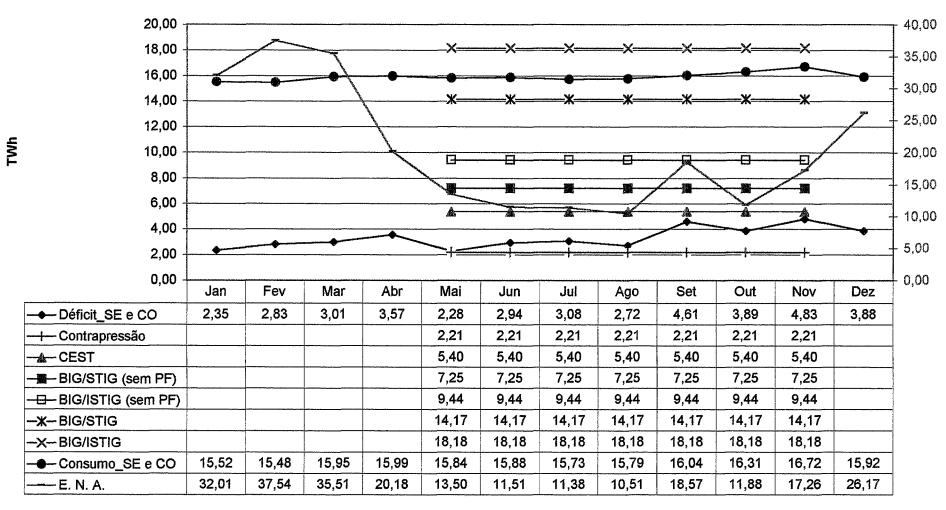
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1998) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.26- Potenciais de Cogeração no Período de Safra em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1999 - (TWh)



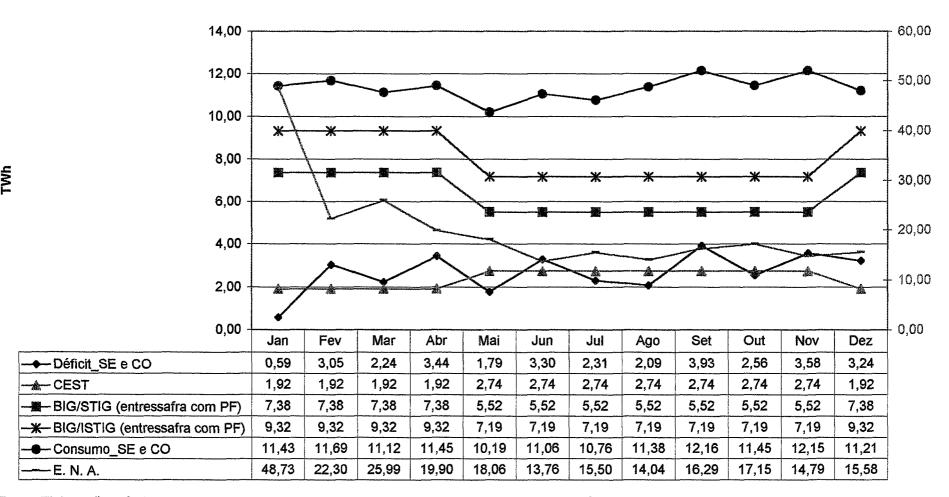
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1999) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.27 - Potenciais de Cogeração no Período de Safra em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano 2000 - (TWh)

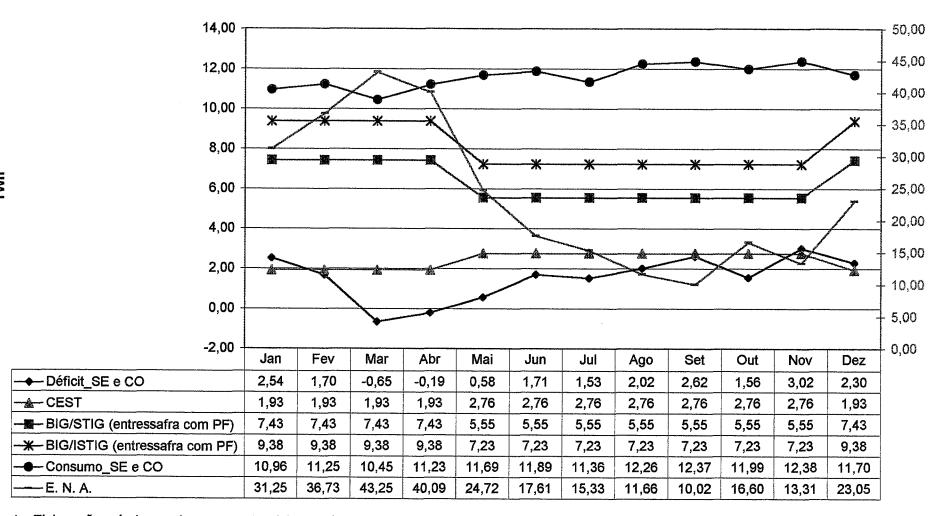


Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (2000) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.28 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1990 - (TWh)



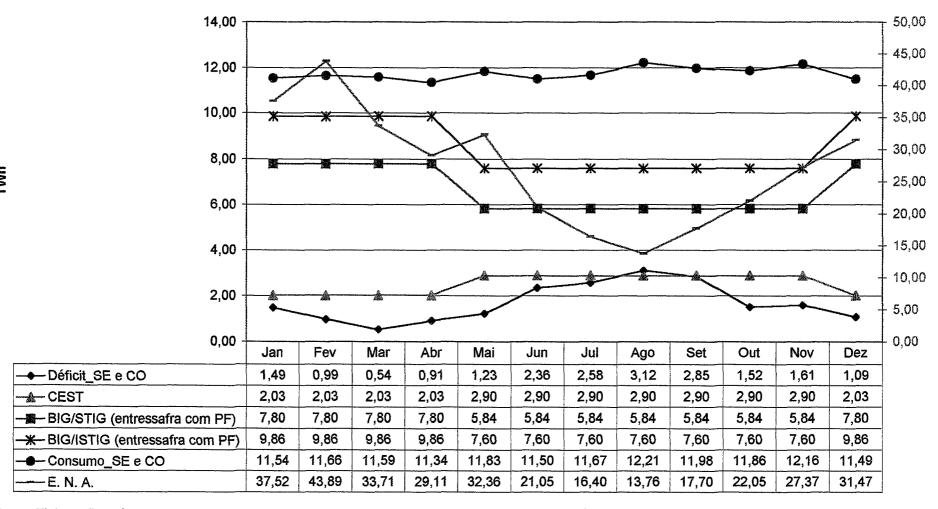
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1990) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1991) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

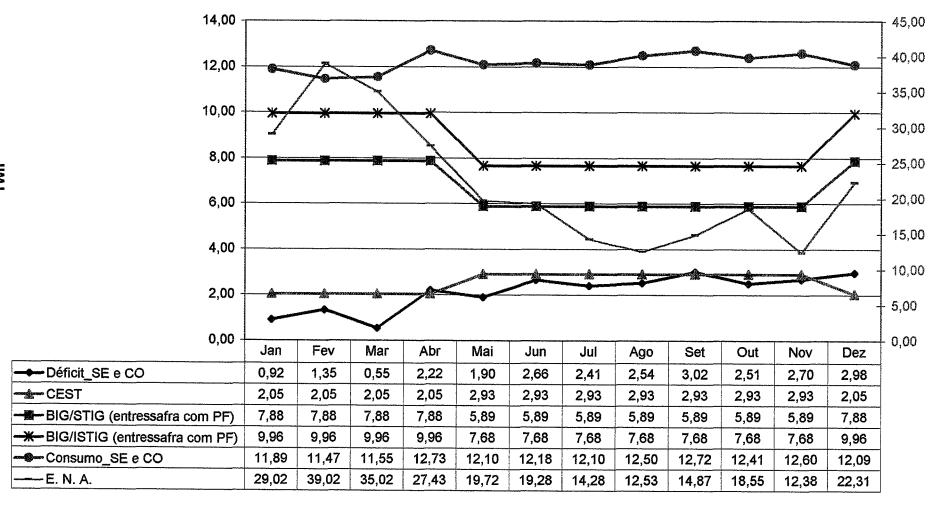
117

Gráfico III.30 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1992 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1992) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

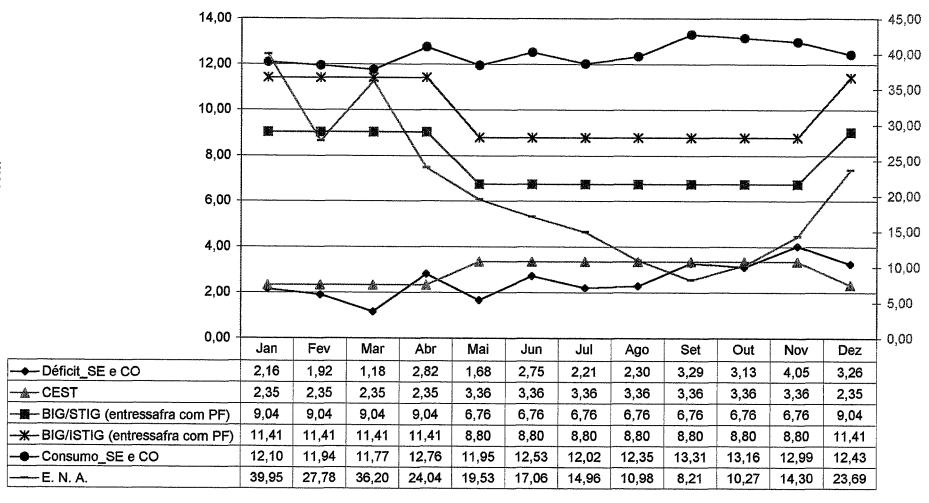
Gráfico III.31 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1993 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1993) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

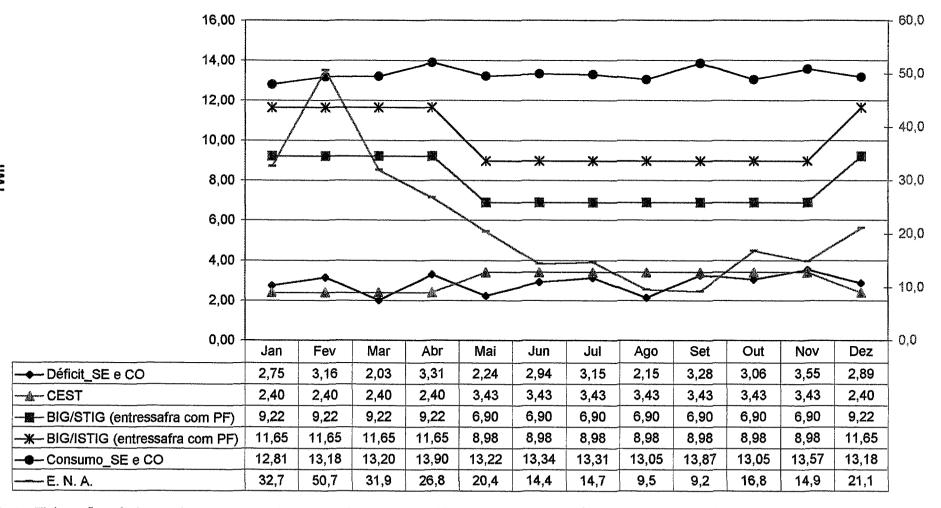
TWh

Gráfico III.32 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1994 - (TWh)



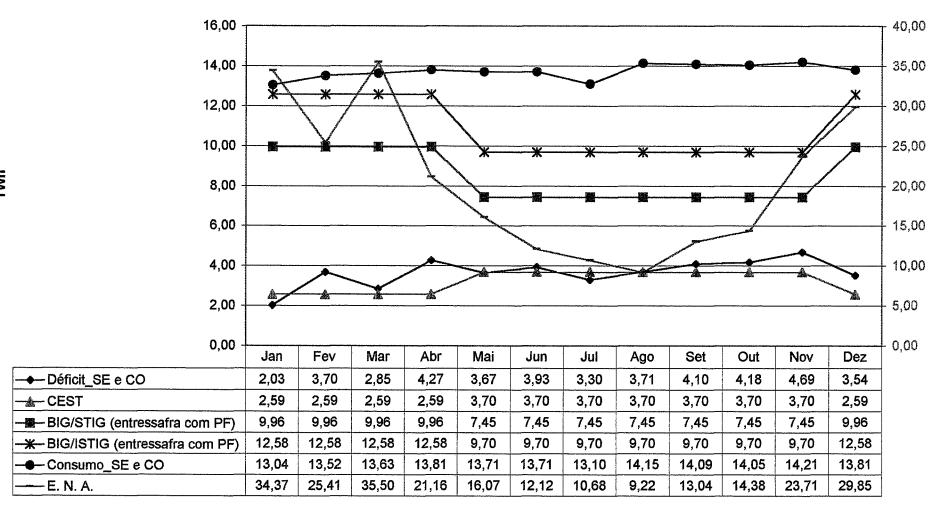
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1994) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.33 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1995 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1995) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

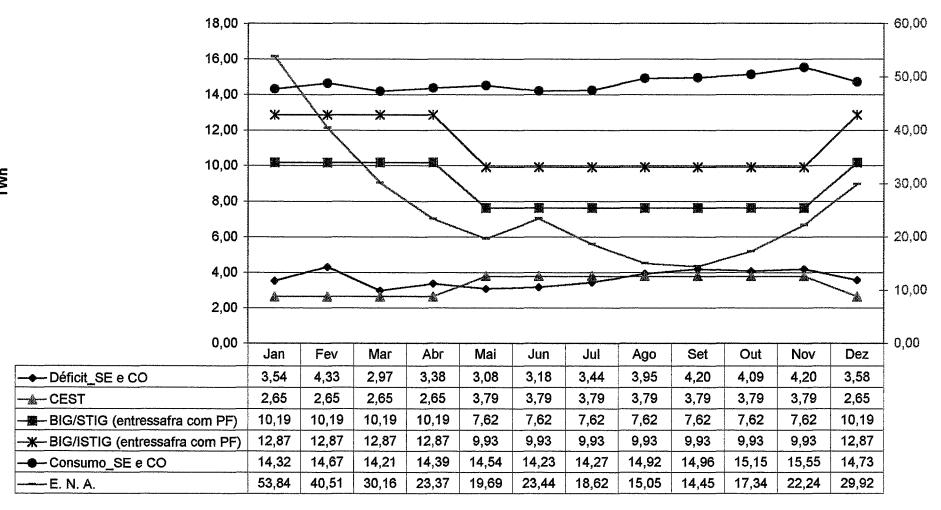
Gráfico III.34 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1996 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1996) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

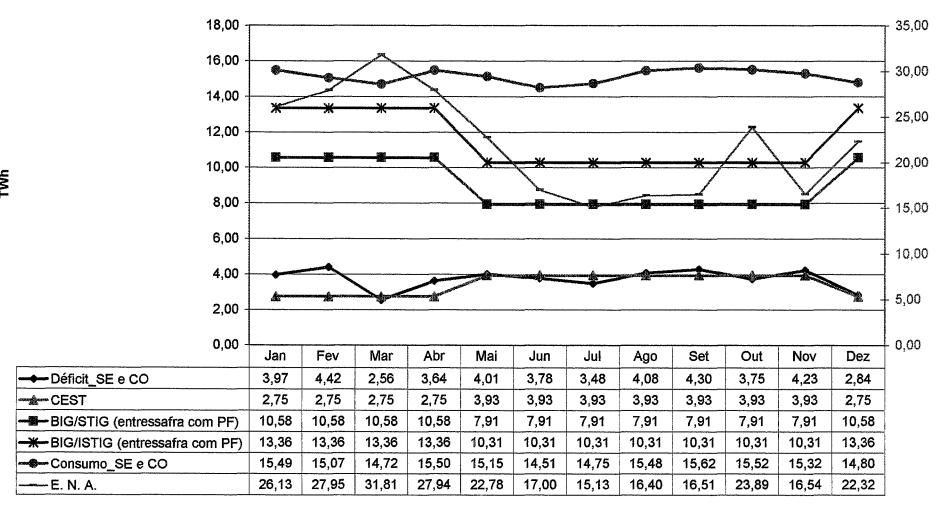
122

Gráfico III.35 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1997 - (TWh)



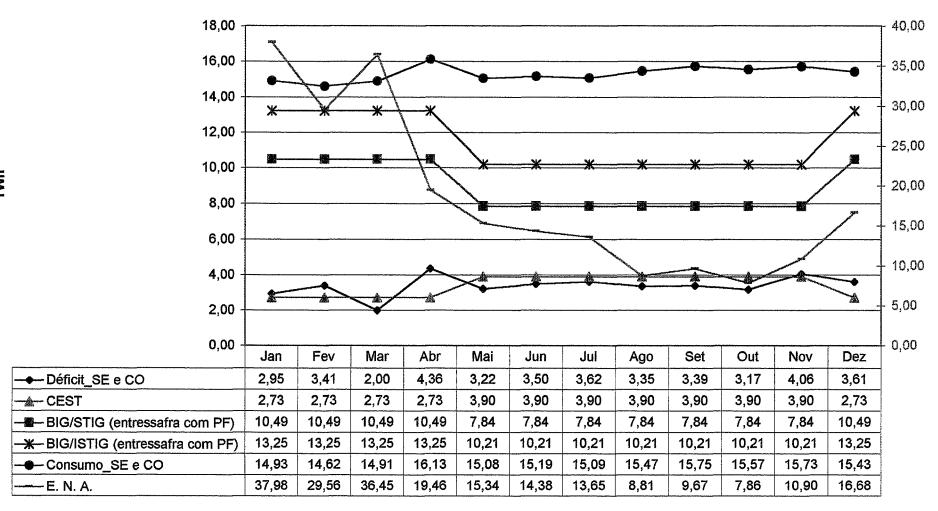
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1997) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.36 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1998 - (TWh)



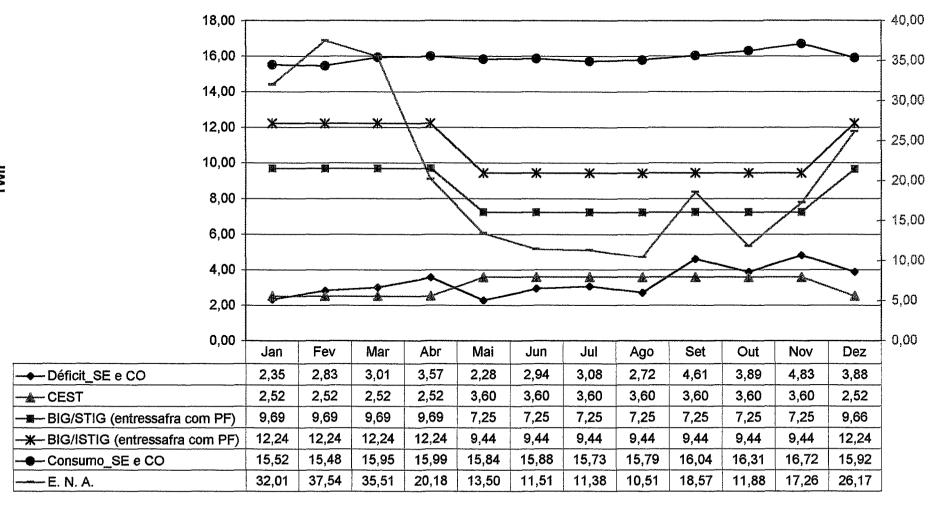
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1998) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.37 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano de 1999 - (TWh)



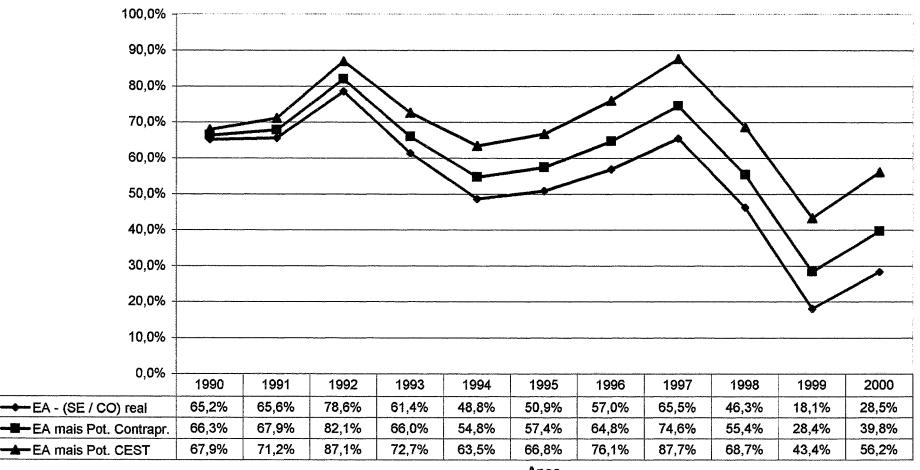
Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (1999) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Grárico III.38 - Potenciais de Cogeração para todo ano em Relação a Energia Natural Afluente (E.N.A.), ao Déficit e ao Consumo Total de Energia Elétrica da Região Sudeste / Centro - Oeste no ano 2000 - (TWh)



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados, SIESE (2000) para os valores de déficit e consumo e CNOS (2001) para os dados de E.N.A.

Gráfico III.39 - Simulação do Comportamento da Energia Armazenada (EA) da Região Sudeste / Centro - Oeste considerando os potenciais para as Tecnologias de Contrapressão e CEST _ Comparação com a Curva Original da EA - (%).



Anos

IV O ASPECTO ECONÔMICO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR COMPARADO À OPÇÃO DE GERAÇÃO COM TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL OPERANDO EM CICLO COMBINADO

Neste capítulo procuraremos, a partir de dados projetados para 2010 do consumo de energia elétrica e safra da cana-de-açúcar, fazer uma comparação entre as tecnologias de cogeração com uso da biomassa da cana e a termoeletricidade com uso de gás natural (GN) em ciclo combinado.

Segundo o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), que está elaborando o Plano Decenal 2001/2010, o crescimento do mercado brasileiro de energia elétrica deverá ocorrer a taxas anuais médias de 5,9% entre 2000 e 2010¹⁰⁶ (CCPE, 2001), o que nos levaria a 2010 com uma carga própria de 73.137 MW médios¹⁰⁷ (CCPE, 2001), com um consumo aproximado de 589,6 TWh (CCPE, 2001).

Em CCPE (2001), foram apresentadas taxas de crescimento do consumo de energia elétrica distintas para as regiões do Brasil, bem como uma projeção do consumo das mesmas para o ano 2010. Para a Região Sudeste/Centro-Oeste, o consumo indicado é de 346,0 TWh (com uma taxa de crescimento anual de 5,3%). Observamos, no entanto, que o Estado do Mato Grosso do Sul, que pertence à Região Centro-Oeste, não foi incluído nesse conjunto, e está figurando na Região Sul (onde a taxa de crescimento anual foi estimada em 6,3%). De acordo com SIESE (2001), o consumo do Mato Grosso do Sul no ano 2000 foi de 2,962 TWh. Aplicando a referida taxa de crescimento de 6,3% ao ano para esse consumo, chegaríamos em 2010 com um consumo de aproximadamente 5,5 TWh para o Mato Grosso do Sul, valor que somado aos 346,0 TWh do restante da Região Sudeste/Centro-Oeste resulta em 351,5 TWh. Esse será o valor que iremos considerar como consumo projetado da Região Sudeste/Centro-Oeste para 2010.

¹⁰⁶ Segundo o CCPE, o PIB brasileiro deverá crescer a taxas anuais médias de 4,7% no mesmo período, e o crescimento do mercado elétrico estaria portanto ocorrendo em um ritmo mais acelerado que o da economia (CCPE, 2001). Esta aliás, vem sendo a característica do nosso sistema elétrico.

Quanto à safra da cana-de-açúcar, no período de 1990 a 1998 a taxa equivalente anual de crescimento da mesma foi de aproximadamente 3,48%, sendo que para o período de 1990 a 2000 essa taxa foi de 1,92% (devido à ocorrência de duas quebras de safra consecutivas justamente nos últimos dois anos do período analisado). Em Ogden et alli (1990) foi estimada uma taxa de crescimento anual para a safra de cana de 3,1% (até 2027). No histórico da quantidade produzida de cana-de-açúcar entre 1990 e 2000 (Tabela II.1), à exceção dos anos onde ocorrem "quebras de safra" devido a condições climáticas adversas, as taxas de crescimento ano a ano situam-se geralmente acima de 4% (vide Tabela IV.1 adiante)¹¹⁰. Considerando esses dados como referencia, estimaremos uma taxa de crescimento anual de 3% para a safra da cana entre os anos de 2000 e 2010. Tomando-se então como base a safra obtida no ano 2000 de 317.601.477 toneladas (vide Tabela II.1), chegaríamos em 2010 com uma safra de cana de aproximadamente 426.829.827 toneladas.

Tabela IV.1 – Taxas de crescimento da safra de cana-de-acúcar no período 1990-2000 -(%).

Anos	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00
Taxa(%)	-0,68	+4,06	-9,93	+19,45	+3,97	+4,41	+4,58	+4,11	-3,46	-4,71

Fonte: Elaboração própria

Para a Região Sudeste/Centro-Oeste iremos adotar o mesmo índice estimado para a sua participação na safra do ano 2000: 73%¹¹¹. Sendo assim, a parcela da safra de cana considerada para esta região no ano 2010 fica estimada em aproximadamente 311.585.774 toneladas.

Com o valor estimado da safra de cana em 2010 para a Região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), iremos agora apresentar, de acordo com os potenciais descritos para cada tecnologia (cujos índices de geração de energia elétrica se encontram sintetizados na Tabela II.28)¹¹², quanta eletricidade pode ser gerada para cada uma dessas tecnologias. A Tabela IV.2 adiante apresenta esses valores, bem como os correspondentes volumes de gás natural (GN) que seriam necessários para se gerar a

¹⁰⁸ A ocorrência de duas quebras de safra consecutivas só ocorreu uma vez no período analisado.

¹⁰⁹ Uma simples média aritmética entre essas duas taxas resulta em aproximadamente 2,7%.

¹¹⁰ A taxa de crescimento da safra de 2000 para 2001 foi estimada em 4,53% (IBGE, 2001).

¹¹¹ Esse índice foi estimado com base nos dados da tabela III.7.

A forma de cálculo do potencial de geração de eletricidade é a mesma adotada no item II.5 para cada uma das tecnologias de cogeração, modificando-se apenas o valor da safra (TC). O uso de pontas e folhas é considerado para todas as tecnologias. Destacamos ainda que para a tecnologia BIG/STIG, os índices adotados (vide Tabela II.28) correspondem à "configuração 1" da Tabela II.25 (no sub-item II.5.3), que é a mais "conservadora".

mesma quantidade de energia elétrica, se ao invés de cada uma dessas tecnologias de cogeração nós fôssemos utilizar usinas termelétricas operando em ciclo combinado.

Para o cálculo dos correspondentes volumes de GN, usaremos a equação IV.1 adiante:

Equação IV.1: $V \times PC(GNseco) \times \eta \times (fatores de conversão) = E$

Onde: V: volume de GN seco a ser consumido anualmente; (m³/ano).

PC(GNseco): poder calorífico do GN seco (que corresponde ao poder calorífico inferior): 9256 kcal/m³ (BEN, 2000).

η: rendimento médio considerado para as usinas termelétricas em ciclo combinado: 50%.

E: energia elétrica (TWh/ano).

Os valores da energia elétrica (E) correspondentes ao potencial de cada tecnologia de cogeração, e usados nos cálculos abaixo dos volumes de GN para geração em termelétricas equivalentes, são os apresentados na Tabela IV.2.

• Volume (V1) de GN relativo à tecnologia de contrapressão:

V1 (m³/ano) x 9256 (kcal/m³) x 50% x
$$\frac{1kWh}{860 \, kcal}$$
 x $\frac{1TWh}{10^9 \, kWh}$ = 20,744 (TWh/ano)

V1 x 9256 x
$$\frac{1}{2}$$
 x $\frac{1}{860}$ x $\frac{1}{10^9}$ = 20,744
5,38140 x 10⁻⁹ (TWh/m³)

V1 =
$$\frac{20,744}{5,38140 \times 10^{-9}}$$
 :: V1 \(\times 3.854.762.316 \) m³/ano (GN)

• Volume (V2) de GN relativo à tecnologia CEST:

$$V2 \times 5,38140 \times 10^{-9} = 50,845 \text{ (TWh/ano)}$$

$$V2 \cong 9.448.292.999 \text{ m}^3/\text{ano (GN)}$$

• Volume (V3) de GN relativo à tecnologia BIG/STIG:

$$V3 \times 5,38140 \times 10^{-9} = 133,296 \text{ (TWh/ano)}$$

 $V3 \cong 24.769.783.924 \text{ m}^3/\text{ano (GN)}$

Volume (V4) de GN relativo à tecnologia BIG/ISTIG:

$$V4 \times 5,38140 \times 10^{-9} = 171,061 \text{ (TWh/ano)}$$

 $V4 \cong 31.787.480.553 \text{ m}^3/\text{ano (GN)}$

Se considerarmos um FC = 85% para operação das termelétricas referenciadas na Tabela IV.2, teremos que os volumes calculados de GN (ao ano) corresponderão a volumes diários (m³) da ordem de 12 milhões; 30 milhões; 80 milhões e 102 milhões, respectivamente, para os potenciais das tecnologias de contrapressão, CEST, BIG/STIG e BIG/ISTIG.

Tabela IV.2 — Potenciais de geração das tecnologias de cogeração com biomassa da cana e volumes de GN correspondentes para geração em termelétricas a ciclo combinado.

Tecnologias	Potencial [©] (TWh/ano)	Volume necessário de GN para gerar a mesma energia elétrica dos potenciais, em termelétricas a ciclo combinado; (η = 50%)				
		(m³/ano)	(m³/dia) para FC=85%			
Contrapressão	20,744	3.854.762.316	12.424.697			
CEST	50,845	9.448.292.999	30.453.805			
BIG/STIG	133,296	24.769,783,924	79.838,143			
BIG/ISTIG	171,061	31.787.480.553	102,457.633			

Fonte: Elaboração própria

Considerando o potencial (TWh/ano) apresentado na Tabela IV.2, bem como os respectivos fatores de carga (FC) apresentados na Tabela II.28 para as tecnologias de contrapressão, CEST e BIG/STIG, (observando ainda que, como para a tecnologia BIG/ISTIG não foi fornecido o FC, iremos adotar para ela o mesmo valor apresentado para BIG/STIG); podemos calcular a potência necessária a ser instalada nas usinas sucroalcooleiras da Região Sudeste/Centro-Oeste para que seja possível, para cada uma das tecnologias, a geração elétrica excedente (potencial) apresentada na Tabela IV.2. Devemos lembrar, no entanto, que os cálculos adiante representam a potência instalada excedente, já que nos baseamos nos índices de geração excedente constante na Tabela

[•] Potencial excedente. Foi baseado nos indices de geração excedentes da Tabela II.28.

II.28. Fazendo dessa forma, poderemos estimar o custo de instalação do potencial que seria fornecido ao sistema elétrico, (não contabilizando portanto, o potencial dedicado ao atendimento/consumo interno das usinas sucroalcooleiras). Essa forma de cálculo será útil na medida em que pretendemos comparar os custos das opções de cogeração com biomassa da cana com a opção de geração termelétrica a GN em ciclo combinado, pois, como toda a eletricidade gerada nas termelétricas seria direcionada ao sistema elétrico, achamos que uma comparação apenas com os excedentes das tecnologias de cogeração será interessante, já que somente esses excedentes seriam também direcionados ao sistema.

A equação IV.2 adiante nos permite calcular a potência e ser instalada para cada tecnologia, considerando os parâmetros mencionados no parágrafo anterior.

Equação IV.2:
$$P \times (FC) \times (fatores de conversão) = E$$

FC: fator de carga correspondente a cada tecnologia, constantes na Tabela II.28 (%);

E: energia elétrica (potencial constante na Tabela IV.2) (TWh/ano).

• Potência instalada necessária (P1) relativa à tecnologia de contrapressão:

P1 (MW) x 56,7(%) x
$$\frac{8760 h}{ano}$$
 x $\frac{1TW}{10^6 MW}$ = 20,744 (TWh/ano)

• Potência instalada necessária (P2) relativa à tecnologia CEST:

P2 (MW) x 85(%) x
$$\frac{8760 h}{ano}$$
 x $\frac{1TW}{10^6 MW}$ = 50,845 (TWh/ano)

$$P2 \cong 6.828 \text{ MW}$$

Potência instalada necessária (P3) relativa à tecnologia BIG/STIG:

P3 (MW) x 70(%) x
$$\frac{8760 h}{ano}$$
 x $\frac{1TW}{10^6 MW}$ = 133,296 (TWh/ano)

P3 ≅ 21.738 MW

Potência instalada necessária (P4) relativa à tecnologia BIG/ISTIG:

P4 (MW) x 70(%) x
$$\frac{8760 h}{ano}$$
 x $\frac{1TW}{10^6 MW}$ = 171,061 (TWh/ano)

 $P4 \cong 27.896 \text{ MW}.$

As potências calculadas acima para as tecnologias de cogeração com biomassa da cana estão sintetizadas na Tabela IV.3 adiante, sendo que para efeito da comparação de custos com a opção da termeletricidade a GN em ciclo combinado calculou-se também, para um FC de 85%, as potências necessárias a serem instaladas para essa opção, de forma correspondente às tecnologias de cogeração (vide Tabela IV.3).

Considerando os custos de 2,50 US\$/GJ para o gás natural (GN)¹¹³ e uma faixa de 0 a 4,50 US\$/ton¹¹⁴ para o bagaço de cana¹¹⁵ (Schaeffer et alli, 2000), podemos calcular os gastos anuais com combustível para cada uma das opções (sintetizados na Tabela IV.3).

Os custos de combustível são parte integrante dos custos totais de geração que serão calculados mais adiante, sendo que para o caso da biomassa da cana iremos apresentar os resultados com relação aos dois valores extremos da faixa, demonstrando como os mesmos exercem influência sobre o resultado final. É importante destacar, no entanto, que o mais lógico é se considerar custo zero para o bagaço, já que este é de propriedade das usinas que o utilizam, (como será detalhado após os cálculos dos custos totais de geração).

¹¹³ Pelo contrato "take or pay" do gasoduto Brasil-Bolívia (Schaeffer et alli, 2000).

Em Schaeffer et alli (2000), dos 4 cenários considerados, apenas um (cenário da eliminação do carbono, que assume que o Brasil só instalaria tecnologias de geração que não emitissem CO₂) considera custo para o bagaço. Nesse caso, o custo apresentado foi de 7 US\$/ton (referenciado pela cotação 1,80 R\$ = 1 US\$). Como para os níveis atuais (outubro / 2001) a cotação está em aproximadamente 2,80 R\$ = 1 US\$, lembrando ainda que o bagaço é custeado em reais, recalculamos o custo máximo (em dólar) para o bagaço: 7 x (1,80 / 2,80) = 4,50 US\$/ton.

Essa faixa do bagaço será considerada também para as pontas e folhas (PF).

Para as opções de cogeração com biomassa, o custo anual com combustível será o mesmo, já que será baseado em uma única safra (estimada) para o ano 2010 de 311.585.774 toneladas (para a Região Sudeste/Centro-Oeste).

Considerando o bagaço com 50% de umidade e teor de fibras médio de 13%, chega-se a uma produção aproximada de 270 kg bagaço/TC (Azola et alli, 1999). Sendo assim, o custo anual máximo estimado com combustível para as tecnologias de cogeração será:

 $311.585.774 \text{ ton } \times 27\% \times 4.50 \text{ (US\$ / ton)} \cong \text{US\$ } 378.576.715.$

Com relação à opção das termelétricas, na Tabela IV.2 se encontram os volumes necessários de GN para gerar a mesma energia elétrica correspondente a cada um dos potenciais (tecnologias) de cogeração com biomassa e, de acordo com esses volumes, teríamos os seguintes custos anuais:

• Relativo à tecnologia de contrapressão (C1):

3.854.762.316
$$\frac{m^3}{ano} \times 2.5 \frac{US\$}{GJ} \times 9256 \frac{kcal}{m^3} \times \frac{1J}{0,2389 \, cal} \times \frac{1G}{10^6 \, K}$$

$$0.09686 \, \text{US\$/m}^3$$

 $C1 \cong US$ 373.374.634$

• Relativo à tecnologia CEST (C2):

9.448.292.999 m³/ano x 0,09686 US\$/m³

 $C2 \cong US\$ 915.167.434$

• Relativo à tecnologia BIG/STIG (C3):

24.769.783.924 m³/ano x 0,09686 US\$/m³

 $C3 \cong US$ \$ 2.399.216.409

Relativo à tecnologia BIG/ISTIG (C4):

31.787.480.553 m³/ano x 0,09686 US\$/m³

 $C4 \cong US$ \$ 3.078.954.793

Os custos de instalação e operação e manutenção (O&M) para termelétricas a GN em ciclo combinado são respectivamente 495 US\$/kW¹¹⁶ e 7 US\$/MWh (Schaeffer et alli, 2000). Ao custo de instalação, no entanto, deve-se adicionar os custos relativos a todos os impostos que incidem sobre esses equipamentos, que devem ser importados. Em Szklo (2001) foi proposta uma faixa¹¹⁷ para um fator de multiplicação sobre o preço F.O.B. cuja média aritmética aproximada é 1,67. Esse fator utilizado para corrigir o custo de instalação da opção das termelétricas em ciclo combinado nos leva ao valor aproximado de 827 US\$/kW para a mesma. Os custos totais relativos as potências a serem instaladas de forma a manter uma correspondência com os potenciais de cada uma das tecnologias de cogeração estão apresentados na Tabela IV.3, juntamente com os custos de O&M.

Com relação aos custos de instalação da opção das termelétricas a GN, devemos destacar que neles não estão incluídos os custos correspondentes à construção (e manutenção) de gasoduto, sendo que este aspecto toma um maior destaque quando observamos os dados da Tabela IV.2 relativos aos consumos de GN para as instalações correspondentes as tecnologias CEST, BIG/STIG e BIG/ISTIG, cujos volumes (m³) de GN diário estimados já ultrapassam a capacidade de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (30 milhões de m³/dia) (Alencar, 2000), lembrando ainda que o custo do mesmo ficou em torno de US\$ 2 bilhões (Vigliano, 2001).

A tecnologia de cogeração com turbinas de contrapressão possui um custo de instalação de 667 US\$/kW (Neto, 2001), e de O&M no valor de 8 US\$/MWh (Trinkenreich, 1993). Já as tecnologias CEST e BIG/STIG, segundo Schaeffer et alli (2000), têm custos de instalação e O&M respectivamente iguais a (1.100 US\$/kW e 10 US\$/MWh) e (2.400 US\$/kW e 12 US\$/MWh). Para BIG/ISTIG os custos de instalação e O&M foram estimados com os mesmos valores da tecnologia BIG/STIG: 2.400 US\$/kW (instalação) e 12 US\$/MWh (O&M)¹¹⁸. Esses valores, bem como os custos calculados US\$ e US\$/ano para instalação e O&M dessas tecnologias, também podem ser encontrados na Tabela IV.3.

^{116 &}quot;Preço F.O.B."

Fator de multiplicação sobre o preço F.O.B. (com imposto de importação): de 1,62 a 1,71 (Szklo, 2001).

¹¹⁸ Infelizmente não foi possível encontrar dados recentes com relação a tecnologia BIG/ISTIG.

Tabela IV.3 – Comparativo dos custos de instalação, O&M e combustível das tecnologias de cogeração com biomassa da cana em relação aos custos de termelétricas a GN em ciclo combinado para potências correspondentes [US\$ de 2000].

Tecnologias	Potência Instalada (MW)		ısto le ılação	C O	Custo de Combustível ⁰	
		US\$/kW	10 ⁶ US\$	US\$/MWh	106 US\$/ano	106 US\$/ano
Contrapressão	4,176	667	2.785,392	8	165,952	378,577
Termelétrica	2,786	827	2.304,022	7	145,208	373,375
CEST	6.828	1.100	7.510,800	10	508,450	378,577
Termelétrica	6,828	827	5,646,756	7	355,915	915,167
BIG/STIG	21.738	2.400	52.171,200	12	1.599,552	378,577
Termelétrica	17.902	827	14.804,954	7	933,072	2.399,216
BIG/ISTIG	27,896	2,400	66.950,400	12	2.052,732	378,577
Termelétrica	22,974	827	18.999,498	7	1.197,427	3.078,955

Fonte: Elaboração própria.

Tendo em vista as opções apresentadas na Tabela IV.3, iremos agora proceder a uma comparação dos custos de geração de energia elétrica, que são compostos pelos custos de instalação, combustível e O&M. Os custos de instalação apresentados na Tabela IV.3 (em US\$/kW) serão anualizados e convertidos para (US\$/MWh) pela equação IV.3 adiante; os custos de O&M (US\$/MWh) serão retirados direto da Tabela IV.3; e os custos de combustível serão recalculados (em US\$/MWh).

Equação IV.3; (custo de instalação 119 expresso em custo unitário de energia):

CU (US\$/MWh) =
$$\frac{CI (US$/kW) x (FRC) x 1000}{8.760 x FC}$$

Sendo:

CI: Custo de instalação;

CU: Custo unitário de energia;

FC: Fator da capacidade anual (retirada da Tabela II.28)¹²⁰;

FRC: Fator de recuperação de capital.

FRC =
$$\frac{i \cdot (i+1)^n}{(i+1)^n - 1}$$
;

[•] Combustível das tecnologias das termelétricas: gás natural (GN); das de cogeração: biomassa da cana (sendo que o apresentado aqui corresponde ao valor máximo da faixa anteriormente citada).

¹¹⁹ Mesmo que custo de investimento.

¹²⁰ Para BIG/ISTIG consideramos o mesmo FC de BIG/STIG, e para a termelétrica o FC = 85%.

sendo: i = taxa de desconto anual

n = vida útil em anos do projeto.

Observamos que iremos considerar i = 15% e n = 20 anos para todas as tecnologias constantes na Tabela IV.3.

Cálculo do FRC:

FRC =
$$\frac{i(i+1)^n}{(i+1)^n-1} = \frac{0.15(0.15+1)^{20}}{(0.15+1)^{20}-1} \approx 0.15976.$$

Cálculo dos custos unitários de energia (US\$/MWh) das tecnologias de cogeração e termelétricas a GN em ciclo combinado constantes na Tabela IV.3; (pela equação IV.3):

Contrapressão:
$$CU = \frac{667 \times 0,15976 \times 1000}{8760 \times 0,567} \cong 21,45 \text{ US}/\text{MWh}.$$

CEST:
$$CU = \frac{1100 \times 0,15976 \times 1000}{8760 \times 0,85} \cong 23,60 \text{ US\$/MWh.}$$

BIG/STIG e BIG/ISTIG:
$$CU = \frac{2400 \times 0,15976 \times 1000}{8760 \times 0,70} \cong 62,53 \text{ US}/MWh.$$

Termelétrica:
$$CU = \frac{827 \times 0,15976 \times 1000}{8760 \times 0.85} \cong 17,74 \text{ US$/MWh.}$$

Cálculo do custo de combustível (US\$/MWh) para a opção da termelétrica a GN em ciclo combinado:

Termelétrica (GN); $(\eta_{\text{termelétrica}} = 50\%)$:

$$\frac{2,5US\$}{10^9 J} \times \frac{1}{\eta_{Tormelátrica}} \times \frac{3,60 \times 10^6 J}{1 \text{kWh}} \times \frac{10^3 \text{kWh}}{1 \text{MWh}} = 18 \text{ US\$/MWh}.$$

Considerações a respeito do cálculo do custo do combustível para as tecnologias de cogeração:

- Bagaço: custo máximo de 4,50 US\$/ton (para todas as 4 tecnologias de cogeração);
- PCI do bagaço (50% umidade e teor de fibras médio de 13%) de 1760 kcal/kg
 (Azola et alli, 1999), considerado para as tecnologias CEST e de contrapressão;
- PCI do bagaço (peletizado com 15% de umidade) de 3272 kcal/kg, (conforme indicado na Tabela II.28) para as tecnologias BIG/STIG e BIG/ISTIG¹²¹;
- O rendimento (η) apresentado nos cálculos adiante é elétrico, sendo que para as tecnologias BIG/STIG e BIG/ISTIG eles são de 40% e 50% respectivamente (conforme Tabela II.28);
- Para a tecnologia de contrapressão, o rendimento (η) elétrico considerado é de 18%
 (Nogueira e Martins, 2000);
- Para a tecnologia CEST, o rendimento (η) elétrico estimado é de 24%¹²².

Cálculo dos custos máximos de combustível (US\$/MWh) para as tecnologias de cogeração:

• Contrapressão:

4,50 (US\$/ton) = 4,50 (US\$ /
$$10^3$$
 kg) x (kg / 1760 kcal) = = 4,50 (US\$ / 1760 Mcal) x (1 / η) x (860 Mcal / 1 MWh) = 2,20 / 0,18 = $\approx 12,22$ US\$/MWh.

• CEST:

4,50 (US\$ / 1760 Mcal) x (1 / η) x (860 Mcal / 1 MWh) = 2,20 / 0,24 = \approx 9,16 US\$/MWh.

Para a tecnologia BIG/ISTIG, conforme indicado na Tabela II.28, o PCS = 16.166 KJ/kg = 3862 kcal/kg. Como o PCI não foi indicado, iremos considerar o mesmo PCI da tecnologia BIG/STIG.
 Para turbinas de condensação sem extração o rendimento pode chegar a 36% (Nogueira e Martins, 2000). No nosso caso existe uma extração (para alimentar o processo) a 0,25 MPa, sendo a pressão de trabalho de 8,0 MPa (conforme Tabela II.28 e Figura II.7(a)). Considerando uma temperatura de

trabalho de 8,0 MPa (conforme Tabela 11.28 e Figura 11.7(a)). Considerando uma temperatura de trabalho de 500°C (e a pressão citada) chega-se aos valores da entalpia (h1) de 3398 KJ/kg e da entropia (s) de 6724 kJ/kg.K. Considerando a turbina isoentrópica e a pressão de extração citada (0,25 MPa), chega-se a entalpia da descarga: 2585 KJ/kg, que juntamente com (h1) torna possível o cálculo do rendimento da turbina. Os cálculos termodinâmicos foram feitos com auxílio de Wylen e Sonntag (1998).

• BIG/STIG:

4,50 (US\$ / 3272 Mcal) x (1 / η) x (860 Mcal / 1 MWh) = 1,18 / 0,40 = \approx 2,96 US\$/MWh.

BIG/ISTIG:

4,50 (US\$ / 3272 Mcal) x (1 / η) x (860 Mcal / 1 MWh) = 1,18 / 0,50 = \approx 2,37 US\$/MWh.

A Tabela IV.4 adiante apresenta os custos (totais) de geração de energia elétrica das tecnologias (constantes na Tabela IV.3).

Tabela IV.4 – Custos de geração de energia elétrica (US\$/MWh) •:

			Custos		
Tecnologia	Instalação	O&M	Combustível	Total 1	Total 2
Termelétrica a GN em ciclo combinado	17,74	7	18,00	42,74	42,74
Contrapressão	21,45	8	12,22	41,67	29,45
CEST	23,60	10	9,16	42,76	33,60
BIG/STIG	62,53	12	2,96	77,49	74,53
BIG/ISTIG	62,53	12	2,37	76,90	74,53

Fonte: Elaboração própria.

Conforme podemos notar pela Tabela IV.4, mesmo quando consideramos o custo máximo para o bagaço na coluna "Total 1" o custo total de geração da tecnologia de contrapressão já se apresenta cerca de 2,5 % inferior ao custo total de geração da opção das termelétricas, conferindo portanto uma pequena vantagem de ordem econômica à tecnologia de cogeração. Já com relação à tecnologia CEST, os custos de geração da mesma e da opção das termelétricas apresentam-se praticamente iguais.

Contudo, conforme já mencionado, um outro aspecto deve ser considerado com relação ao custo do combustível (bagaço) para as opções de cogeração, (sendo que a sua influência se faz mais marcante justamente para as tecnologias CEST e de Contrapressão). Devemos nos lembrar que, de uma forma geral, as usinas

[•] A coluna "Total 1" considera o valor máximo (da faixa citada anteriormente) para o custo do bagaço, e a coluna "Total 2" considera o custo do bagaço como zero; (tecnologias de cogeração).

sucroalcooleiras são proprietárias das plantações de cana-de-açúcar de que fazem uso, (e portanto proprietárias do bagaço e das pontas e folhas que utilizam como combustível). Sendo assim, o custo do combustível para uma situação onde as usinas só consumissem o próprio bagaço seria na realidade um "custo de oportunidade", não gerando portanto desembolsos, conforme certamente ocorreria com relação ao GN para as termelétricas. Tendo esse aspecto em foco, poderíamos dizer que o custo (desembolso) com combustível para as opções de cogeração com biomassa da cana tenderia a zero¹²³, e sendo assim os custos totais de geração de energia elétrica constantes na Tabela IV.4 para as tecnologias de contrapressão, CEST, BIG/STIG e BIG/ISTIG ficariam conforme apresentados na coluna "Total 2"da mesma. Note-se que, nesse caso, os custos totais das tecnologias CEST e de Contrapressão já se tornam bem inferiores (21,4 % e 31,1 % respectivamente) com relação ao custo total da opção das termelétricas, evidenciando o "peso" que este componente do custo total representa para estas tecnologias de geração.

Ao observarmos os resultados da Tabela IV.4, percebemos que a opção das termelétricas é a única que apresenta o custo de combustível (US\$/MWh) superior ao custo da própria implementação desse tipo de projeto. Esse fato demonstra como é grande a dependência econômica (no que diz respeito ao retorno do capital empregado) em relação às variações de preço do combustível, que flutuam basicamente em função do mercado internacional (com todos os riscos e "imprevisibilidades" inerentes ao mesmo). Além disso, fica também evidente que a medida em que o número de anos de vida útil considerada (ou obtida) desse tipo de projeto cresce, tende a decrescer as suas vantagens econômicas (no que tange aos custos de instalação principalmente) em relação a outras opções de geração de energia elétrica cuja "participação econômica" do combustível não seja tão proporcionalmente alta¹²⁴ como a observada para as termelétricas.

Ainda com relação à questão do GN, devemos nos lembrar que, conforme dados apresentados na Tabela IV.2 relativos à quantidade necessária desse combustível para gerar a mesma energia elétrica dos potenciais de cogeração com biomassa, temos que para a capacidade de transporte (importação) de GN associada ao gasoduto Brasil-

Ou até mesmo nulas, conforme estamos considerando para as opções de cogeração com biomassa da cana.

¹²³ Conforme já mencionado em Schaeffer et alli (2000), dos 4 cenários considerados, apenas um (cenário da eliminação do carbono, que assume que o Brasil só instalaria tecnologias de geração que não emitissem CO₂) considera custo para o bagaço.

Bolívia (30 milhões de m³/dia) (Alencar, 2000), apenas para o volume relativo à tecnologia de contrapressão não seriam necessárias novas obras (gasodutos) para o atendimento das respectivas demandas projetadas, sendo que nesse caso o aporte de capital necessário para o atendimento das necessidades de GN das termelétricas deveria ser adicionado (mesmo que indiretamente) ao custo de investimento dos mesmos, o que certamente iria influenciar os resultados obtidos na Tabela IV.4.

Para as tecnologias que se utilizam da gaseificação da biomassa (BIG/STIG e BIG/ISTIG), justamente pelo fato desse processo ainda não estar tecnologicamente maduro, temos que a parcela mais significativa dos seus respectivos custos de geração de eletricidade é, sem dúvida alguma, a referente a instalação. Note-se porém que existem dois pontos a serem observados: primeiramente, pelo próprio fato da tecnologia ainda se encontrar em fase de pesquisa, tem-se que os custos de instalação (e também de O&M) são estimados; e em segundo lugar, espera-se que com o passar dos anos e o amadurecimento dessa tecnologia os seus custos de instalação se mostrem menores do

Um outro aspecto a ser considerado diz respeito ao modo de operação para o qual a unidade de cogeração irá ser destinada. Conforme já mencionado neste trabalho, uma operação somente no período de safra possibilita um melhor aproveitamento da energia primária (biomassa), na medida em que a usina fará uso da energia térmica produzida em seus processos de fabricação de açúcar e álcool. Como se sabe, a grande vantagem com relação a qualquer unidade cogeradora é justamente o aproveitamento da energia térmica. O custo total de geração apresentado para as tecnologias de cogeração na Tabela IV.4 só considera as eficiências elétricas das mesmas. No entanto a eficiência

A expectativa do DOE (Departamento de Energia dos Estados Unidos), é de que o advento de novas tecnologias, como o acoplamento de sistemas de gaseificação às turbinas a gás, possa reduzir o custo de capital para 770 a 990 US\$/kW, levando a custos de geração de 40 a 50 US\$/MWh (Cortez et alli, 1997 apud Mutanen, 1993).

Além disso, se levarmos em conta a grande dificuldade que o Governo Federal vem tendo para alavancar os projetos do Programa de geração baseado nas termelétricas, veremos que a possibilidade de continuarmos em déficit é considerável, e sob esse aspecto uma opção baseada (para o futuro) em tecnologias que utilizam a gaseificação da biomassa poderia vir a ser uma solução economicamente vantajosa, já que o déficit custaria muito mais à economia do país (conforme podemos notar pelos números que foram apresentados na Tabela III.3). Na atual condição de racionamento que a Região Sudeste / Centro - Oeste (SE/CO) está vivenciando, com o consumo para o período seco do ano 2001 balizado em 80 % do consumo do ano 2000, temos na realidade um déficit que vai custar ao (SE/CO) um valor entre US\$ 23,8 bilhões e US\$ 27 bilhões, (como se segue): de acordo com o SIESE, o consumo da Região SE/CO em 2000 foi de 191,15 TWh. Se considerarmos o constante aumento do consumo ano a ano (em condições normais de mercado), teríamos para 2001um crescimento do consumo realizado em 2000. Em CCPE (2001) foi estimada uma taxa média de crescimento anual de consumo para a Região SE/CO na década 2000 - 2010 de 5,3 %); considerando, por exemplo, que se não houvesse crise energética o consumo cresceria 5 % de 2000 para 2001, estaríamos consumindo em 2001 cerca de 200,7 TWh, mas como o consumo foi balizado em 191,15 TWh x 80 % = 152,92 TWh, temos (200,7-152,92)TWh = 47,79 TWh. Esse valor dividido por 2 (considerando que o racionamento será por 6 meses e considerando ainda que o consumo, e portanto a diferença encontrada se dê em partes iguais para os períodos seco e úmido), nos dá o valor aproximado de 23,9 TWh como sendo o déficit da Região SE/CO para o período de racionamento em 2001. O valor já citado de 200,7 TWh do consumo projetado para 2001 na Região SE/CO dividido por 2 (6 meses do ano) nos dá 100,35 TWh. Temos então que 23,9 TWh (déficit) representa cerca de 23,8 % dessa energia que poderia estar sendo consumida nos 6 meses de racionamento. Esse percentual de déficit nos leva à última faixa da Tabela III.3, porém como estamos muito próximos da faixa anterior dessa Tabela (10 a 20 % do mercado em déficit), iremos considerar uma faixa correspondente para o custo do déficit, ou seja, custo entre 997 e 1133 US\$/MWh. Logo, levando em conta as considerações feitas acima, o déficit (23,9 TWh) estaria custando à Região SE/CO um valor entre US\$ 23,8 bilhões e US\$ 27 bilhões nesses 6 meses de racionamento. Considerando, por exemplo, o custo de instalação das tecnologias de gaseificação (2400 US\$/kW; vide Tabela IV.3), esse montante seria capaz de financiar a instalação de uma potência na faixa de 9.917 a 11.250 MW em usinas sucroalcooleiras, que operando com um FC = 70 % seria capaz de gerar entre 60,8 e 69 TWh / ano aproximadamente; ou ainda, para gerar os 23,9 TWh (déficit) com a tecnologia BIG/STIG, por exemplo, teríamos que instalar cerca de 3898 MW de potência dessa tecnologia em usinas sucroalcooleiras (para o mesmo FC citado acima), o que custaria aproximadamente US\$ 9,36 bilhões (instalação) mais US\$ 286,8 milhões em O&M no 1º ano de operação, totalizando cerca de US\$ 9,64 bilhões, valor anual que representaria de 40,5 % a 35,7 % do valor do déficit (semestral), lembrando ainda que o custo de instalação (investimento) citado, desembolsado em cerca de 1 ano, estaria gerando energia por cerca de 20 anos (vida útil considerada). Como se vê, entre as opções de investir em tecnologias que envolvem gaseificação de biomassa da cana (no futuro quando estas estiverem comercialmente disponíveis), ou correr o risco de ficar sem energia para consumo, seria mais vantajoso investir nas tecnologias citadas.

térmica dessas tecnologias (que não está sendo contabilizada) é justamente a maior parcela da energia total (elétrica e/ou mecânica mais térmica) que está sendo extraída da biomassa¹²⁷. Em outras palavras: apesar dessa energia (térmica) não estar sendo contabilizada na Tabela IV.4, ela tem o seu valor econômico para as usinas sucroalcooleiras, valor esse que mesmo não sendo de interesse do sistema elétrico como um todo deve ser considerado nos fluxos de caixa dos projetos de unidades cogeradoras, melhorando assim a atratividade econômica dos mesmos.

A Tabela IV.5 adiante reapresenta os custos totais de geração (US\$/MWh) das tecnologias de cogeração bem como das termelétricas a GN em ciclo combinado, fornecendo também o percentual do consumo da Região Sudeste / Centro-Oeste projetado para o ano de 2010 a ser coberto pelos potenciais de geração das tecnologias de cogeração.

Tabela IV.5 – Custo total de geração (US\$/MWh) e participação percentual dos potenciais das tecnologias de cogeração no atendimento do consumo da Região Sudeste / Centro-Oeste projetado para o ano de 2010.

Tecnologias	Custo total de geração ⁰ (US\$/MWh)	Percentual do consumo estimado para 2010 da Região Sudeste / Centro-Oeste a ser coberto pelos potenciais das tecnologias de cogeração; (%)
Termelétrica a GN em ciclo combinado	42,74	
Contrapressão	29,45	5,9
CEST	33,60	14,5
BIG/STIG	74,53	37,9
BIG/ISTIG	74,53	48,7

Fonte: Elaboração própria

Tendo em vista os valores obtidos para os custos totais de geração elétrica das opções constantes na Tabela IV.5, bem como todas as considerações feitas nos parágrafos anteriores, fica claro que as opções de cogeração com biomassa da cana correspondentes às tecnologias já maduras (contrapressão e CEST), além de serem mais vantajosas sob o ponto de vista estratégico (no que diz respeito à complementariedade da geração hidráulica no período seco), também apresentam vantagens econômicas com relação a opção das termelétricas a GN em ciclo combinado, destacando-se ainda que

[•] Considerando custo zero para o bagaço (combustível das tecnologias de cogeração).

¹²⁷ Essa afirmação é particularmente notada para as tecnologias de Contrapressão e CEST. Para as tecnologias que envolvem gaseificação, a geração elétrica tende a crescer, levando a relação (E/C) das mesmas a valores bem superiores a das tecnologias CEST e de Contrapressão, (haja vista as eficiências elétricas de 40 e 50% consideradas para as tecnologias BIG/STIG e BIG/ISTIG, respectivamente).

mesmo sem considerar de forma quantitativa a questão da energia térmica (e ainda as energias elétrica e / ou mecânica) que produzidas nas unidades cogeradoras são consumidas nos processos de fabricação das usinas sucroalcooleiras (no período de safra), as citadas tecnologias de cogeração já apresentam maior atratividade econômica quando comparadas à opção das termelétricas a GN.

Quanto as tecnologias ainda em desenvolvimento (BIG/STIG e BIG/ISTIG), estas apresentam custos de geração superiores ao da opção das termelétricas a GN. Contudo, conforme já citado, estes são ainda estimados, havendo a possibilidade de se tornarem mais atraentes na medida que as pesquisas em andamento venham a se concluir. Além disso, é notável o potencial estimado para essas tecnologias, que como pode ser visto na Tabela IV.5 têm capacidade para cobrir índices consideráveis do consumo da Região Sudeste / Centro-Oeste (projetado para o ano de 2010). Em outras palavras, são tecnologias de considerável potencial promissor.

CONCLUSÃO

Considerando o objetivo deste trabalho (citado na Introdução): avaliar a viabilidade técnica com relação a oportunidade da complementariedade do sistema de geração hidráulica com a energia proveniente da biomassa da cana em sistemas de cogeração nas usinas sucroalcooleiras, provendo também algumas indicações de ordem econômica a respeito deste potencial, foi possível se chegar as seguintes conclusões:

Quanto à viabilidade técnica da complementariedade do sistema hidrelétrico no período seco, foi comprovado através dos ensaios feitos no capítulo III, com auxílio dos potenciais de geração elétrica das tecnologias de cogeração, bem como os dados históricos (de 1990 a 2000) de consumo, déficit de energia elétrica e energia natural afluente da Região Sudeste/Centro-Oeste, que esta viabilidade existe e é estrategicamente benéfica ao sistema, na medida em que possibilita uma regulação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, justamente no período que é o mais frágil para o sistema. Uma grande vantagem deste vetor energético em relação a opções por termelétricas a GN em ciclo combinado é que quando termina o período seco e se inicia o úmido, as tecnologias de cogeração com biomassa da cana não competem com a geração hidráulica (ou pelo menos não existe essa "necessidade" conforme ocorre com as termelétricas que tem de operar em regime "take or pay" com FC mínimo de 70%, o que futuramente, conforme já mencionado neste trabalho, poderá gerar prejuízos ao sistema, quando os reservatórios retornarem aos níveis normais). Tendo isso em vista, também podemos concluir que o fato das unidades cogeradoras (com biomassa da cana) terem como estigma a possibilidade de operar somente no período de safra 128 (coincidente com o período seco hidráulico), encarado como uma barreira, não procede. Uma vez que o vetor energético da cana pode entrar somente no período seco, não competindo com a hidreletricidade no período úmido, esse fato pode se revelar como uma solução de complementariedade adequada (e não como barreira). Além disso, se a Eletrobrás pode garantir a compra da energia gerada pelas termelétricas a GN (Tautz, 2001), por que não garantir a compra da energia proveniente da cana no período seco, quando a necessidade do sistema por outras fontes geradoras é bem maior?

¹²⁸ Nas simulações feitas, bem como nas bibliografias consultadas, fica clara a possibilidade de se operar também na entressafra, apesar dos melhores níveis de eficiência serem conseguidos para a operação somente na safra.

Com relação à viabilidade econômica, pode-se observar que as tecnologias de cogeração com biomassa da cana já maduras (Contrapressão e CEST), principalmente quando consideradas encarando-se o custo do combustível (biomassa) apenas como "custo de oportunidade" ¹²⁹, apresentam custos de geração de energia elétrica inferiores ao da opção das termelétricas a GN em ciclo combinado, (como pode ser notado com o auxílio da Tabela V.1 adiante). Em outras palavras, podemos concluir que hoje já existem tecnologias de cogeração com biomassa da cana economicamente viáveis, sendo que o potencial para complementariedade da geração hidráulica das mesmas é bastante significativo, como pôde ser comprovado através de simulações feitas no Capítulo III, destacando-se àquela que demonstrou que o nível dos reservatórios (energia armazenada) da Região Sudeste/Centro-Oeste poderia ter chegado ao final ao ano 2000 em condições mais favoráveis do que realmente chegou, caso a cogeração com biomassa da cana estivesse sendo utilizada desde 1990, proporcionando economia de água dos reservatórios através desses anos. Os resultados dessa simulação são apresentados no Gráfico V.1 adiante, onde a curva real (original) que representa o histórico da energia armazenada na Região Sudeste / Centro - Oeste é comparada com outras 2 curvas simuladas que representam os potenciais das tecnologias de contrapressão e CEST somados ano a ano com os valores originais da energia armazenada. Na simulação podemos perceber já para os primeiros anos modificações interessantes com relação à curva original : de 1990 para 1991, por exemplo, já se percebe uma leve subida no nível do reservatório equivalente da região; para o ano de 1997 (comparado ao de 1992), com a tecnologia CEST o reservatório já estaria em um nível superior (em 1997), o que é uma inversão de tendência em relação à curva original, sendo que para a tecnologia de contrapressão, nesse caso, a tendência não chega a se inverter, mas a diferença já se torna menor ; com relação ao potencial da tecnologia CEST a atual crise energética poderia ter sido evitada, enquanto que para a tecnologia de contrapressão, a crise (e suas consequências econômicas) poderiam ter sido abrandadas. Somado a isso, temos que um incentivo / direcionamento que leve a uma operação somente na safra (com a Eletrobrás/Governo Federal comprando os excedentes elétricos, conforme sugestionado anteriormente) ainda traria outra vantagem econômica relativa ao aproveitamento da energia térmica, maximizando portanto o aproveitamento da energia primária (biomassa).

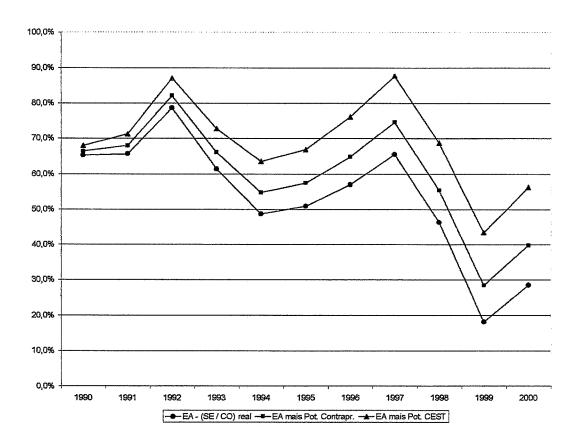
¹²⁹ Conforme já visto é o mais lógico, já que a cana (e portanto também o bagaço) são de propriedade das usinas que o utilizam.

Tabela V.1 – Custo total de geração das tecnologias maduras de cogeração com biomassa da cana em comparação com a opção das termelétricas a GN em ciclo combinado - (US\$/MWh).

Tecnologias	Custo total de geração ^o (US\$/MWh)
Termelétrica a GN em ciclo combinado	42,74
Contrapressão	29,45
CEST	33,60

Fonte: Elaboração própria

Gráfico V.1 – Simulação do Comportamento da Energia Armazenada (EA) da Região Sudeste / Centro – Oeste considerando os potenciais para as Tecnologias de Contrapressão e CEST – Comparação com a Curva Original da EA – (%).



Fonte: Elaboração própria com base nos potenciais calculados e nos dados fornecidos pelo CNOS (2000 e 2001).

Considerando custo zero para o bagaço (combustível das tecnologias de cogeração).

Quanto às tecnologias ainda em desenvolvimento (BIG/STIG e BIG/ISTIG), vimos também, através de um ensaio simples, que essas tecnologias apesar de apresentarem custos de geração elevados (superiores ao da opção pelas termelétricas a GN), ainda assim seriam bem mais vantajosas (inclusive sob o aspecto econômico) do que a falta de energia, tendo em vista os altos custos de déficit e outros prejuízos de ordem estratégica e econômica que a "ausência de oferta" traz à sociedade e ao país como um todo, destacando-se ainda (conforme observado na Tabela IV.5 e nas simulações do Capítulo III) como são expressivos os seus potenciais ; dados que reunidos conferem às tecnologias que envolvem gaseificação da biomassa da cana possibilidades promissoras para o futuro¹³⁰.

Um outro aspecto que também pôde ser observado durante a realização deste trabalho diz respeito à importância do planejamento energético antecipado para o país (e suas regiões): sem dúvida alguma a energia hidráulica se caracteriza como uma grande vocação energética desse país, contudo podemos perceber que por questões estratégicas e de segurança do sistema, faz-se necessária a coexistência dessa fonte de geração com outras que possam complementá-la. Esta tese investigou a viabilidade técnica da complementariedade da hidreletricidade com energia proveniente da biomassa da cana, enfatizando-se a Região Sudeste/Centro-Oeste (pelos motivos já citados no corpo do trabalho). Sabemos no entanto, que este potencial que é notável para esta região do Brasil, não o é para as demais¹³¹. Apesar disso, outras fontes podem ser pensadas como potenciais para complementar a hidreletricidade em outras regiões: no Nordeste por exemplo, tem-se uma capacidade de complementariedade com a energia eólica, cujas maiores médias de velocidade dos ventos coincidem com o período seco na região (Dutra, 2001). Tendo esses fatos em vista, é possível perceber que o planejamento energético no Brasil deve ser repensado, encarando-se a geração distribuída como uma

¹³⁰ Temos no processo de gaseificação da biomassa e no gaseificador a maioria das questões ainda em estudo (Neto, 2001), sendo que existe uma expectativa com relação a uma diminuição dos seus custos estimados quando esta vier a amadurecer (Cortez et alli, 1997 apud Mutanen, 1993). Em Neto (2001), considera-se que a viabilidade econômica desta tecnologia dependerá da internalização de benefícios ambientais e da utilização de mecanismos de incentivo.

Além da Região Sudeste, a Nordeste também apresenta um potencial considerável para a geração com bagaço, porém bem inferior ao da primeira.

opção estrategicamente benéfica de complementação do sistema¹³², ao invés do tradicional planejamento focando-se exclusivamente grandes blocos de energia que deve ser transmitida a grandes distâncias até os centros de consumo (geração centralizada). E dentro dessa filosofia de planejamento, percebemos também que o mais lógico seria não encarar o Brasil como um todo, mas como um conjunto de regiões geográficas, cada uma com as suas particularidades de consumo, clima, etc, que tendem a apontar diferentes direções em termos de oportunidades e planejamento energético.

__

la Além da geração distribuída, um planejamento energético integrado também poderia gerar grandes benefícios, tais como (exemplo): Essa tese procurou abordar a questão da complementariedade da geração hidráulica com a energia (elétrica) proveniente da cogeração com biomassa da cana em usinas sucroalcooleiras. Contudo, um outro aspecto não abordado no presente trabalho poderia gerar oportunidades de complementariedade interessantes também para o setor petrolífero. Na medida em que o álcool como combustível desloca consumo da gasolina, um projeto governamental que viesse a revitalizar o "Pró - álcool" poderia agir nas duas "frentes energéticas", de forma a considerar tanto a questão da complementariedade da geração elétrica (conforme visto nesse trabalho), quanto a do consumo de "combustíveis líquidos" no setor de transportes, sendo ainda que essa revitalização do "Pró - álcool", que certamente alavancaria a produção da cana – de – açúcar, por conseqüência também iria incrementar os potenciais (TWh) da geração elétrica aqui tratados. Teríamos dessa forma um programa energético integrado que poderia trazer grandes benefícios econômicos ao país. (Um estudo detalhado dessa sugestão seria necessário para avaliarmos de forma quantitativa os seus potenciais e benefícios, ficando o mesmo como sugestão para trabalhos num futuro (próximo)).

Bibliografia

ALENCAR, P. Com licença quero importar gás. *Revista Brasil Energia*, [S.l.], n. 230, p. 46-97, jan. 2000.

ARAÚJO, R. *A hidrologia e a crise energética*. In: SEMINÁRIO, 2001. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.

AZOLA, E. P.; ANDRADE, J. F.M.; RIBEIRO, R. H. C. Identificação dos potenciais econômicos e de mercado de cogeração no setor sucroalcooleiro: para inclusão no plano decenal de expansão da Eletrobrás. ELETRONUCLEAR. Rio de Janeiro, set. 1999.

AZOLA, E. P.; RIBEIRO, R.H.C. O potencial de cogeração de energia elétrica a partir do bagaço de cana e a viabilização de novos projetos. ELETRONUCLEAR. Rio de Janeiro, set. 1999.

BARBOSA. Itaipu. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida em 09 maio 2001.

BEESP 2000: ano base 1999. São Paulo: Governo do Estado de São Paulo; Secretaria de Estado de Energia, 2000.

BEN 1999: ano base 1998. Brasília: MME, 1999.

BEN 2000: ano base 1999. Brasília: MME, 2000.

BNDES. Caderno de infraestrutura do gás natural (nº 4). Rio de Janeiro: BNDES, set. 1997.

BRÉSCIA, C. E. F. Acordo define distribuição de gás. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, abr. 2000.

BROWN, M. Ações para o desenvolvimento da geração distribuída: cogeração e geração com resíduos. In: Palestra: *O desenvolvimento da cogeração na atualidade*. Campinas: INEE, maio 2000.

CCPE. AZEVEDO, J. B. L. de. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE)/Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM). In: REUNIÃO DO CCPE, jun. 2001. Brasília: CCPE / CTEM, 2001.

CCPE. DOMINGUES, P. C. M. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE)/Comitê Técnico para Desenvolvimento da Oferta (CTDO). In: *Programa indicativo de geração do sistema interligado brasileiro 2000-2010*. Brasília: CCPE / CTDO, jun. 2001 b.

CNOS. Considerações sobre a produtividade no cálculo da energia armazenada e nos estudos de avaliação energética [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <rragoes@eletrobras.gov.br> em 16 jul. 2001 b. 7 p.

CNOS. Histórico das energias armazenadas nos sistemas: dados de energia armazenada e armazenamentos máximos das regiões do Brasil nos anos 1990-1999 [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por rragoes@eletrobras.gov.br> em 21 jun. 2000. 2 p.

CNOS. Histórico das energias armazenadas nos sistemas: dados de energia armazenada e armazenamentos máximos das regiões do Brasil no ano de 2000 [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <<u>rragoes@eletrobras.gov.br</u>> em 9 mar. 2001. 1 p.

COELHO, S. T. Avaliação da cogeração de eletricidade a partir de bagaço de cana-deaçúcar em sistemas de gaseificador/turbinas a gás. São Paulo, 1992. Dissertação de Mestrado; Universidade de São Paulo, 1992. COELHO, S.T. . Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o estado de São Paulo. São Paulo, 1999. Tese de Doutorado; Universidade de São Paulo, 1999.

COPERSUCAR. [Fax] 21 jan. 2000, São Paulo [para] Roberto Ricardo de Araujo Góes, Rio de Janeiro. 2 p. Solicita informação sobre bagaço de cana-de-açúcar.

COPERSUCAR. Geração de energia por biomassa - bagaço de cana-de-açúcar e resíduos. *Informativo do Centro de Tecnologia da Copersucar*: Projeto BRA/96/G31, n.4, set. 1998.

COPERSUCAR. Geração de energia por biomassa - bagaço de cana-de-açúcar e resíduos. *Informativo do Centro de Tecnologia da Copersucar*: Projeto BRA/96/G31, n.5, jan. 1999.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S. 1997. *Tecnologia de conversão energética da biomassa*. Série Sistemas Energéticos, n. 2. Editora Manaus EDUA/EFEI, 1997, 527p.

COSTA, C. Revista Brasil Energia, n. 234, p. 84-86, maio 2000.

DIAS, P. L. S. A hidrologia e a crise energética. In: SEMINÁRIO, 2001. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.

DUTRA, R. M. Engenheiro do CEPEL com mestrado pelo COPPE/UFRJ, especialista em energia cólica (informação verbal), Rio de Janeiro, out. 2001.

ELETROBRÁS. Plano decenal de expansão 1998/2007. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro, 1998.

ELETROBRÁS. Plano decenal de expansão 1999/2008. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro, 1999.

ELETROBRÁS. Plano decenal de expansão 2000/2009. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro, 2000.

FMI. Real Gross Domestic Product – All Countries. (PIB "per capita"). Disponível em : http://www.imf.org. Acesso em 23 out. 2001.

GARCIA, F. Estudo sobre o racionamento do consumo de energia elétrica (ainda não publicado) – Comunicação pessoal com CRUZ, Lígia Alves (Bibliotecária da Fundação Getúlio Vargas) em 22 out. 2001.

GAZETA MERCANTIL. É hora de otimizar as fontes de energia. São Paulo, 11 out. 2000, p. A2.

GELLER, H.S.; TOLMASQUIM, M.T.; SCHAEFFER, R. O uso eficiente da eletricidade: uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil. Rio de Janeiro: 1991. 226p.

GÓES, R. R. A. Cogeração de energia: aplicação na Indústria. Trabalho de Curso - Mestrado em Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 1999.

HECK, J. Cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar. Apresentação de projeto de cogeração da Cia. Açucareira Vale do Rosário, 2000.

HOLLANDA, J. B. Ações para o desenvolvimento da geração distribuída, cogeração e geração com resíduos. In: *Palestra: É hora de gerar eletricidade a partir da cana-de-açúcar*. Campinas: INEE, maio 2000.

HOLLANDA, J. B. Empresas querem utilizar cotas de gás das centrais termelétricas. In: *Fórum de cogeração*. Rio de Janeiro: INEE, junho 2000 b.

IBGE. Lavourada cana-de-açúcar. Disponível em: http://www.sidra.ibge.gov.br>. Acesso em: 20 dez. 2000.

IBGE. Levantamento sistemático da produção agrícola (LSPA). Disponível em: http://www.ibge.gov.br. Acesso em: 10 jan. 2001.

IBGE. *Produto interno bruto e deflator implicito* – 1995-2000. Disponível em: http://www.ibge.gov.br. Acesso em jun. 2001 b.

IBGE. Quantidade produzida de cana-de-açúcar por região geográfica. Sistemas IBGE de recuperação automática - SIDRA. Disponível em: http://www.sidra.ibge.gov.br. Acesso em jun. 2001 c.

ILUMINA. Disponível em: http://www.ilumina.org.br. Acesso em maio 2001.

JORNAL do Commércio. BRAGA, J. A simples equação da crise. Rio de Janeiro, 21 maio 2001.

JORNAL do Commércio. Cana Brava, 24 nov. 2000.

KOBLITIZ, L. O. Ações para o desenvolvimento da geração distribuída, cogeração e geração com resíduos. In: *Palestra: cogeração em indústrias*. Campinas: INEE, maio 2000.

KOBLITZ, L. O. Turbinas a gás. [S.l.]: abril 1997. 14p.

LARSON, E. D; WILLIAMS, R. H.; LEAL, M. R. L.V. A review of biomass integrated – gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. 23 p. 2001.

MACEDO, I.; LEAL, M. R. L.V; HASSUANI, S. J. Sugar cane residues for power generation in the sugar/ethanol mills in Brazil. Centro de Tecnologia da Copersucar, CP 162. Piracicaba, 2001. 6 p.

NETO, A. C.; FILHO, A. P. R.; SILVA, S. P. R.; LEÃO, A. C. Bagaço de cana: análise comparativa de tecnologias para geração de eletricidade no nordeste brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 6. *Anais*, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1993. p. 921-930

NETO, V. C. Análise de viabilidade de cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural. 2001. 174p. Tese de Mestrado (apresentada em mar. 2001) – Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

NOGUEIRA, L. A. H.; LORA, E. E. S.; TROSSERO, M. A.; FRISK, T. Dendroenergia: fundamentos e aplicação. Brasília: ANEEL, 2000. 144p.

NOGUEIRA, L. A. H.; MARTINS, A. R. S. Cogeração. In: Curso tecnológico de otimização energética (versão 3.0). [S.1.]: EFEI; PROCEL, 2000. p.92-128.

NUNES, M. CNOS [mensagem pessoal]. Mensagem recebida em 9 mar. 2001.

OGDEN, J. M.; WILLIAMS, R. H.; FULMER, M. E. Cogeneration applications of biomass gasifier/gas turbine tecnologies in the cane sugar and alcohol industries. In: Conference Held at the Massachusetts Institute of Technology. Massachusetts: 26-28 março 1990. p. 310-346

ONS. DANTAS, H. M. G. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <<u>rragoes@eletrobras.gov.br</u>> em 11 jul. 2001 b.

ONS. SANTOS, M. F. M. A situação atual do armazenamento de água e a manutenção regular do fornecimento de energia elétrica. In: SIMPÓSIO USO MÚLTIPLO DAS ÁGUAS, 1999, São Paulo, out. 1999. 28 p.

ONS. Situação dos principais reservatórios do SIN. Disponível em: http://www.nos.org.br/nos/reservatório/contendo.asp. Acesso em: 4 set. 2001.

OTTONI, T. C. C.; NIEMEYER, L. F.; CAMPOS, J. M. M.; VASCONCELLOS, F. A.; PERES, S.; MUNIZ, A. Estimativa do potencial de cogeração no Brasil. Rio de Janeiro: GCPS; CESG, ago. 1998. 43p.

RESENDE, F. O outro lado da moeda – racionamento. *Revista do CREA*, [S.1.], n. 29, p. 9, abr./maio 2000.

SCHAEFFER, R.; LOGAN, J.; SZKLO, A. S.; CHANDLER, W.; MARQUES, J. C. S. Developing countries & global climate change-eletric power options in Brazil.

Prepared for the Pew Center on Global Climate Change. Arlington / USA – may 2000.

SIESE. Sistema de informações empresariais do setor de energia elétrica: boletins semestrais (1990-2001). Rio de Janeiro: 2000/2001 e [mensagem pessoal]: dados de consumo. Mensagem recebida por <rragoes@eletrobras.gov.br > em 2001.

SOPRAL. LEITE, W.B; PINTO, L. A. Avaliação do bagaço da cana-de-açúcar. In: Palestra: *O valor do bagaço como combustível*. São Paulo: Sociedade de Produtores de Açúcar e Álcool, set. 1983.

SZKLO, A. S. Tendências do desenvolvimento da cogeração a gás natural no Brasil, 2001. Tese (apresentada em fev. 2001) - Universidade Federal do Rio de Janeiro; COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

TAUTZ, C. Crise e oportunidade. *Revista Brasil Energia*, [S.l.], n. 247, p. 79, jun. 2001.

TAUTZ, C. Especial balanço da geração. *Revista Brasil Energia*, [S.l.], n. 232, p. 70-90, mar. 2000 b.

TAUTZ, C. 109 mil MW até 2009. Revista Brasil Energia, [S.l.], n. 235, p. 80-82, jun. 2000.

TRINDADE, L. F. M.; CENCIG, M. O. Perspectivas da expansão da oferta de energia elétrica do Estado de São Paulo via a gaseificação do bagaço de cana-de-açúcar utilizando a tecnologia BIG/STIG. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 7. *Anais...*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1996. p.1952-1963

TRINKENREICH, J.; CARMO, M. E. M.; BRITO, R. B. S.; HOLLANDA, J. B.; GARCIA, E.; FRYDMAN, I. Projeto 4: A oferta de energia elétrica, resíduos de canade-açúcar. In: *Plano nacional de energia elétrica, 1993-2015: Plano 2015*. [Rio de Janeiro]: Eletrobrás, dez. 1993.

VIGLIANO, R. É só a ponta do iceberg. Revista Brasil Energia, [S.l.], n. 247, p. 65-67, jun. 2001.

WALTER, A. C. S. Avaliação e localização do potencial brasileiro de produção de eletricidade a partir de sub-produtos da cana-de-açúcar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 7. *Anais...*Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1996. p.571-582.

WALTER, A. C. S.; BAJAY, S. V.; NOGUEIRA, L. A. H. Power cogeneration from sugar-cane by products: on overview of the brazilian case. Campinas: 1994. 17p.

WALTER, A. C. S.; SOUZA, M. R.; FAAIJ, A. Viabilidade do uso do gás natural como combustível complementar em sistemas BIG-CC, em usinas de açúcar e álcool. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8.. *Anais*... Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1999 b. p.1172-1180.

WYLEN, G. J. V.; SOUNTAG, R. E. *Tabelas termodinâmicas*. Programa para cálculos termodinâmicos. 1998.

ZYLBERSZTAJN, D.; COELHO, S. T. Avaliação de impactos ambientais e sociais decorrentes da cogeração de eletricidade a partir de bagaço de cana-de-açúcar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 6. *Anais...*Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1993. p.41-47.

ZYLBERSZTAJN, D.; COELHO, S. T. Colheita Mecânica da Cana e Economicidade da Cogeração. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 6. *Anais...*Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1993 b. p.33-40.

ANEXOS

Anexo A1 - Histórico de (EA) e (AM) nos Sistemas - (MW médio)

1989													
SISTEMAS	Dez/88	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE(% DO MÁX)	62,3	73,5	84,3	91,9	93,7	90,9	86,9	81,3	75,5	70,3	63,8	63,1	75,2
SUL(% DO MÁX)		86,6	81,8	84,1	86,7	84,2	72,4	79,9	87,6	93,8	92,7	83,9	79,7
SUL + SUDESTE(% DO MÁX)		75	84	91	92,9	90,2	85,3	81,2	76,9	73	67,1	65,4	75.7
NORDESTE(% DO MÁX)	25,7	34,6	39,1	46,3	45,8	43,4	39,9	36,8	31,4	26,2	21,1	21,5	42,6
NORTE(% DO MAX)			· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	. !	1	- 1	1	·	·		· i		

1990													
SISTEMAS	Dez/89	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	DUT	NOV	DEZ
SUDESTE(% DO MÁX)	75,2	80,1	82,1	90,3	94	94	90,7	86,7	79,7	75,2	71,1	66,4	65,2
SUL(% DO MÁX)	79,7	89,6	90,2	88,2	90,8	92,3	90,5	91,8	90,5	93,7	95	94	89,5
SUL + SUDESTE(% DO MAX)	75,7	80,9	82,8	90,2	93,8	93,8	90,7	87,1	80,6	76,7	73	68,6	67,1
NORDESTE(% DO MÁX)	42,6	75,2	81,1	85,9	85,9	82,6	78,3	74,6	67,7	61,1	53,9	49,8	46,7
NORTE(% DO MÁX)		93,7	96,4	96,7	99,5	100	100	100	99.3	91.2	82.7	79.2	88.2

Armazenamentos Máximos

ızenada Mâxima, para cad A Energia Arma Sudeste: 120.449 Nordeste: 30.094 Sul: 10.666 6.136 Norte:

1991													
SISTEMAS	Dez/90	JAN			to the beautiful			JUL			OUT	NOV	DEZ
Sudeste		92761,1	100105,2	115976,3	111232,6	110522	108446,6	108579,5	95055	86189,9	84109	75710,7	77955,9
% Máximo	65,2	78,1	84,2	97,6	93,6	93,0	91,3	91,4	80,0	72,5	70,8	63,7	65,6
Sul		8617,9	8280,4	7838,7	7218,2	6400,6	8278,6	8461,4	8772,9	7974,2	8745,9	9037	9692,7
% Máximo	89,5	81,6	78,4	74,2	68,3	60,6	78,4	80,1	83,0	75,5	82,8	85,5	91,7
Sudeste + Sul		101379	108385,6	123814,9	118450,8	116922,7	116725,2	117040,9	103827,9	94164.2	92855,5	84747,6	87648,6
% Máximo	67,1	78,3	83,8	95,7	91,5	90,4	90,2	90,5	80,2	72,8	71,8	65,5	67,7
Nordeste		18228,7	22841,6	27032	29360,3	29565,8	28192,8	26451,6	24462,8	22387,3	20427	20285,3	21846,8
% Máximo	46,7	60,6	75,9	89,8	97,6	98,2	93,7	87,9	81,3	74,4	67,9	67,4	72,6
Norte		5645,2	5703,7	5980,9	6002	6064,6	6135,9	6135,9	5563,2	4645	3845	3444,3	4485,1
% Máximo	88,2	92,0	93,0	97,5	97,8	98,8	100,0	100,0	90,7	75,7	62,7	56,1	73,1

Armazenamentos Máximos

A Energia Armazenada Máxima, para cada Região, corresponde à: Sudeste: 118.828 Nordeste: 30 30.094 10.566 Sul: Norte: 6.136 Informe Estaístico Eletrobrás/GCOI - Dezembro de 1991

1992														
SISTEMAS	Dez/91	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI		JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE(% DO MÁX)	65,6	69,8	84,0	90,2	9	,6	91,9	89,7	86,5	82,0	79,5	74,7	78,8	78,6
SUL(% DO MÁX)	91,7	86,0	90,1	94,6	93	2,5	89,6	94,8	94,9	94,0	92,2	92,4	95,6	104,2
SUL + SUDESTE(% DO MÁX)	67,7	71,2	84,5	90,6	9	,6	91,7	90,2	94,2	93,0	80,6	76,1	80,2	80,7
NORDESTE(% DO MÁX)	72,6	80,0	79,8	96,4	99	9	97,8	95,3	90,0	82,7	76.6	73,1	79,8	77,4
NORTE(% DO MÁX)	73,1	85,0	94,7	97,5	98	3,8	99,5	100,0	100,0	96,7	85,9	76,2	86,8	86,5

Armazenamentos Máximos

A Energia Armazenada Méxima, para cada Região, corresponde à:
Sudeste: 118.828 Nordeste: 30 30.094 Sul: 10.566 Norte: 6.136

1988						110114122201420000000000000000000000000			mersar Caucon				
SISTEMAS	Dez/92	JAN				MAL	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sudeste		98500	103913	108773	109391	106948	105123	98627	91321	86629	80081	91527	73448
% Máximo	78,6	82,3	86,8	90,9	91,4	89,4	87,9	82,4	76,3	72,4	66,9	76,5	61,4
Sul		10842	11512	11359	10473	10968	11383	11603	10779	10764	11162	10712	8494
% Máximo	104,2	87,2	92,6	91,3	84,2	88,2	91,5	93,3	86,7	86,5	89,8	86,1	68,3
Sudeste + Sul		109342	115425	120132	119864	117916	116506	110230	102100	97392	91243	102239	81942
% Máximo	80,7	82,8	87,4	90,9	90,7	89,3	88,2	83,4	77,3	73,7	69,1	77,4	62,0
Nordeste		25515	28269	29554	29605	28392	26946	24426	21850	18911	16468	14483	14368
% Máximo	77,4	83,8	92,9	97,1	97,2	93,3	88,5	80,2	71,8	62,1	54,1	47,6	47,2
Norte		5311	5280	5305	5375	5471	5568	5515	5230	4668	4235	3830	4580
% Máximo	86,5	95,4	94,8	95,3	96,5	98,3	100,0	99,0	93,9	83,8	76,1	68,8	82,3

Armazenamentos Máximos

A Energia Armazenada Máxima, para ca: Sudeste: 119.656 Região, corresponde à: Nordeste: 30.444 12.437 Norte:

(354													
SISTEMAS	Dez/93	JAN	FEV	MAR	ABŘ	MAI					OUT		DEZ
Sudeste		89333	92304	103664	105987	103826	97758	91016	80939	67875	56869	51769	57970
% Máximo	61,4	75,1	77,6	87,2	89,2	87,3	82,2	76,6	68,1	57,1	47,8	43.5	48.8
Sul		10077	11670	10906	10753	11332	11557	11680	10547	9246	9601	10891	10349
% Máximo	68,3	81,4	94,3	88,1	86,9	91,6	93,4	94,4	85,2	74,7	77,6	88,0	83,6
Sudeste + Sul		99410	103974	114570	116741	115158	109315	102696	91486	77121	66470	62660	68319
% Máximo	62,0	75,7	79,2	87,3	88,9	87,7	83,3	78,2	69,7	58,8	50,6	47,7	52,1
Nordeste		19869	23156	28674	30242	29699	27686	24550	21582	18544	15730	12915	14455
% Máximo	47,2	65,3	76,1	94,2	99,3	97,6	90,9	80,6	70,9	60,9	51,7	42.4	47.5
Norte		5363	5343	5356	5452	5568	5568	5568	5446	4906	4040	3276	4662
% Máximo	82,3	96,3	96,0	96,2	97,9	100,0	100,0	100,0	97,8	88,1	72,6	58,8	83,7

*: 119681 MWmédio no final do ano, depois da entrada da Usina de Rosana. An-tes eram 118882 MW médio.

90,3	96,0	96,21	97,91	100,0
Armazenan	nentos Máxin	nos		
A Energia Arm	azenada Méxima	, para cada Reg	ião, correspo	nde à:
Sudeste:	119.681 *	No	rdeste:	30.444
Set	12.373	No	rie:	E ECR

Anexo A1 - Histórico de (EA) e (AM) nos Sistemas - (MW médio)

1996													
SISTEMAS	Dez/94	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sudeste		77765	103370	111756	116203	115655	109861	103970	91741	86115	75058	68996	69798
% Máximo	48,8	56,8	75,4	81,6	84,8	84,4	80,2	75,9	67,0	62,8	5 4,8	50,4	50,9
Sul	,	12047	11889	10825	9763	7910	7796	9832	8451	8981	10777	9865	8951
% Máximo	83,6	97,4	96,1	87,5	78,9	63,9	63,0	79,5	68,3	72,6	87,1	79,7	72,3
Sudeste + Sul	ł	89811	115259	122581	125966	123565	117657	113802	100192	95096	85835	78861	78750
% Máximo	52,1	60,1	77,2	82,1	84,3	82,7	78,8	76,2	67,1	63,7	57,5	52,8	52,7
Nordeste		15219	17455	18547	19629	19295	18153	16743	14626	12199	10185	9836	10639
% Máximo	47,5	50,4	57,8	61,4	65,0	63,9	60,1	55,5	48,4	40,4	33,7	32,6	35,2
Norte	ł	5913	5851	5913	5756	5892	5913	5913	5357	3812	2944	2720	5203
% Máximo	83,7	100,0	99,0	100,0	97,3	99,6	100,0	100,0	90,6	64,5	49,8	46,0	88,0

Armazenamentos Máximos

A Energia Armazenada Máxima, para cada Região, corresponde à:
Sudeste: 137.022 Nordeste: 30 30.191

Sul: 12.373 Norte: 5.913

1996													
SISTEMAS	Dez/96	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sudeste		83863	89386	101540	100913	96326	89860	83517	72031	66679	60425	66180	77866
% Máximo	50,9	61,3	65,4	74,3	73,8	70,5	65,7	61,1	52,7	48,8	44,2	48,4	57,0
Sul		10862	11222	10967	10470	8998	9668	10750	9717	9945	11538	11355	11240
% Máximo	72,3	87,8	90,7	88,6	84,6	72,7	78,1	86,9	78,5	80,4	93,3	91,8	90,8
Sudeste + Sul		94725	100608	112507	111383	105323	99528	94267	81748	76624	71963	77535	89107
% Máximo	52,7	63,5	67,5	75,5	74,7	70,6	66,8	63,2	54,8	51,4	48,3	52,0	59,8
Nordeste		16776	16555	17163	14844	13478	12283	16363	13613	13996	10527	11617	15650
% Máximo	35,2	54,8	54,1	56,1	48,5	44,0	40,1	53,4	44,5	45,7	34,4	37,9	51,1
Norte		5878	5920	5998	6110	6110	6110	5711	4628	3345	2208	1940	2250
% Máximo	88,0	96,2	96,9	98,2	100,0	100,0	100,0	93,5	75,8	54,8	36,1	31,8	36,8

Armazenamentos Máximos

A Energia Armazenada Máxima, para cada Região, correspo Sudeste: 136.727 Nordeste: *te à:* 30.619 Sul: 12.373 Norte: 6.110

SISTEMAS	Dez/96	JAN	FEV	MAR	ABR	IAM	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sudeste													
% Máximo	57,0	75,5	79,2	85,2	88,6	86,7	88,3	83,8	76,3	68,1	67,1	60,2	65,
Sul				` i	1	·		1	-		·		
% Máximo	90,8	89,9	89,4	82,6	67,3	60,6	76,6	79,0	88,4	80,5	94,1	96,3	99,
Sudeste + Sul		1	1	1	· [1	1	l		1		l l	
% Máximo	59,8	}					ļ	Ì					
Vordeste		Ī				1	1					}	
% Máximo	51,1	57,8	68,8	85,7	97,4	99,0	97,5	92,9	86,8	78,4	70,9	65,3	73,
Vorte		1		1					1		·		
% Máximo	36,8	93,4	96,5	97.7	98,8	103.0	103.0	101,5	96.7	84.5	71.4	61.9	74,

Armazenamentos Máximos

A Eriergia Armazenada Máxima, para ca: Sudeste: 138.219

60.100 entrada de Xingó. Sul: 12,397 Norte: 6.110

1998													
SISTEMAS	Dez/97	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sudeste				-									
% Máximo	65,5	68,8	79,0	83,1	81,8	80,2	75,7	67,8	60,5	52,5	47,8	43,5	46,3
Sul													
% Máximo	99,0	97,8	98,9	95,7	92,8	93,6	85,1	95,9	93,4	93,6	97,5	87,9	82,5
Sudeste + Sul													
% Máximo													
Nordeste	Ì												
% Máximo	73,8	79,4	85,7	81,6	84,1	78,6	72,8	63,8	55,1	44,2	34,4	33,7	39,1
Norte						· ·							
% Máximo	74.9	96,1	97,0	95.5	104,0	105,1	96.8	81.9	63.7	44.8	27.4	27.4	45.8

Armazenamentos Máximos

A Energia Armazenada Méxima, para cad Sudeste: 158.431 Região, corresponde à Nordeste: 60

50,203 Sul: 12.423 Norte: 10.673 *entrada de Serra da Mesa.

1999													
SISTEMAS	Dez/98	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	NUL	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sudeste													
% Máximo	46,3	56,8	62,2	71,0	69,9	65,4	60,1	54,2	45,0	36,7	26,4	19,7	18,1
Sui			-			- 1	-	1			-	·	
% Máximo	82,5	79,2	84,4	74,9	72,7	60,8	76,1	87,9	70,5	61,6	79,2	66,2	52,9
Sudeste + Sul				1		1						·	1
% Máximo				1									Í
Nordeste	l	i		į.	ĺ	i	ļ			İ			- 1
% Máximo	39,1	44,4	42,6	58,7	57,4	52,9	46,4	39,6	31,9	25,2	17,8	15,9	21,8
Norte		-		- 1	•								
% Máximo	45,8	74,2	80,2	81,0	83,2	83,7	81,0	71,4	58,5	43,8	28,7	24,0	45,7

Armazenamentos Máximos

A Energia Armazenada Máxima, para cada Região, corresp Sudeste: 158.431 Nordeste: 60.203 Sul: 12.423 Norte: 10.673

Anexo A1 - Histórico de (EA) e (AM) nos Sistemas - (MW médio)

- EVOLUÇÃO ANUAL D	O ARMAZ	ZENAME	-NTO		
	SE	S	SE÷S	NE	N
1980	84,3	102,2	85,9	70,4	-
1981	80,2	85,0	80,8	91,1	-
1982	87,2	96,5	88,3	63,6	- i
1983	83,1	91,2	84,0	74,5	-
1984	65,4	92,0	68,3	45,5	38,0
1985	49,5	42,8	48,7	73,0	100,5
1986	37,9	64,7	40,9	31,0	84,3
1987	68,8	85,3	70,6	23,1	92,2
1988	62,3	69,0	63,1	25,7	92,1
1989	75,2	79,7	75,7	42,6	90,2
1990	65,2	89,5	67,1	46,7	88,2
1991	65,6	91,7	67,7	72,6	73,1
1992	78,6	104,2	80,7	77,4	86,5
1998	61,4	68,3	62,0	47,2	82,3
1994	48,8	83,6	52,1	47,5	83,7
1995	50,9	72,3	52,7	35,2	88,0
1996	57,0	90,8	59,8	51,1	36,8
1997	65,5	99,0	0,0	73,8	74,9
1998	46,3	82,5	0,0	39,1	45,8
1999	18,1	52,9	0,0	21,8	45,7
2000	28,5	89,8	0,0	36,8	59,3

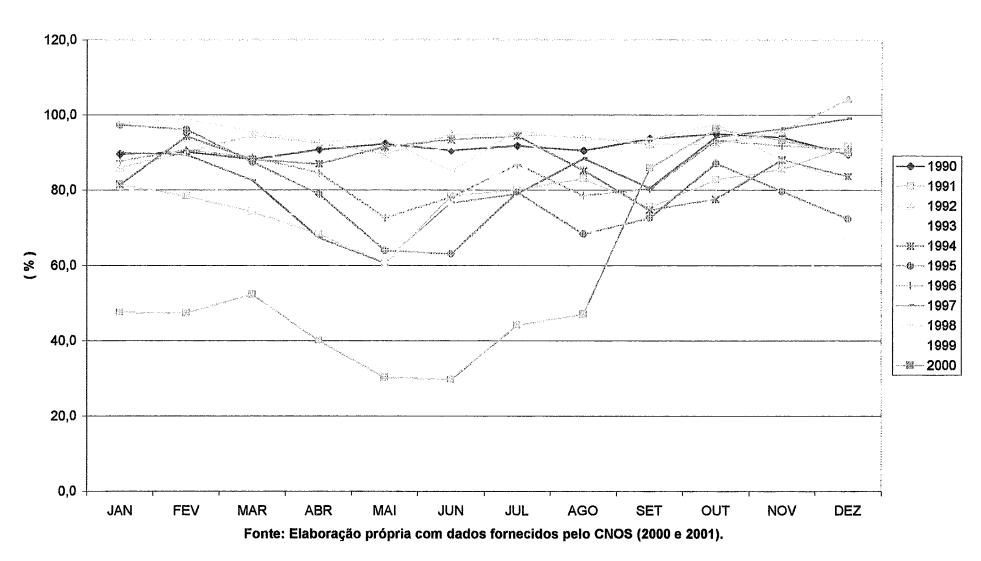
SISTEMAS	Dez/99	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	ОЦТ	NOV	DEZ
Sudeste													
% Máximo	18,1	29,0	45.0	58.5	59.4	54.1	47,5	40.2	32,4	30,8	23.0	22.1	28.5
Sul	1	1			/-	- ''-1	,-	,-,-	, .	,-	,-	, '	
% Máximo	52,9	47,5	47,3	52.3	40.0	30,2	29.6	44.1	47.0	85.8	96.2	93.2	89.8
Sudeste + Sul		1	· 1	- 1	.,			,.	,-	,-	,	,-	,-
% Máximo		Ì		- 1			1]	1	
Nordeste		Í		1	1	- 1	i					- 1	
% Máximo	21,8	34.7	54,1	66.0	71.2	67,3	61.8	54.9	46.8	39.4	28.9	27.5	36.8
Norte		1		/-	,	,-		- ,,-	,.	, .	20,0	,-	,-
% Máximo	45.7	75,7	80.7	83.3	83.7	82.1	81.1	75.5	61,5	45.4	32.1	29.1	59.3

Armazenamentos Máximos
A Energia Armazenada Máxima, para cada Região, corresponde à:
Sudeste: 160.269 Nordeste: 50.192
Sul: 14.319 Norte: 10.692

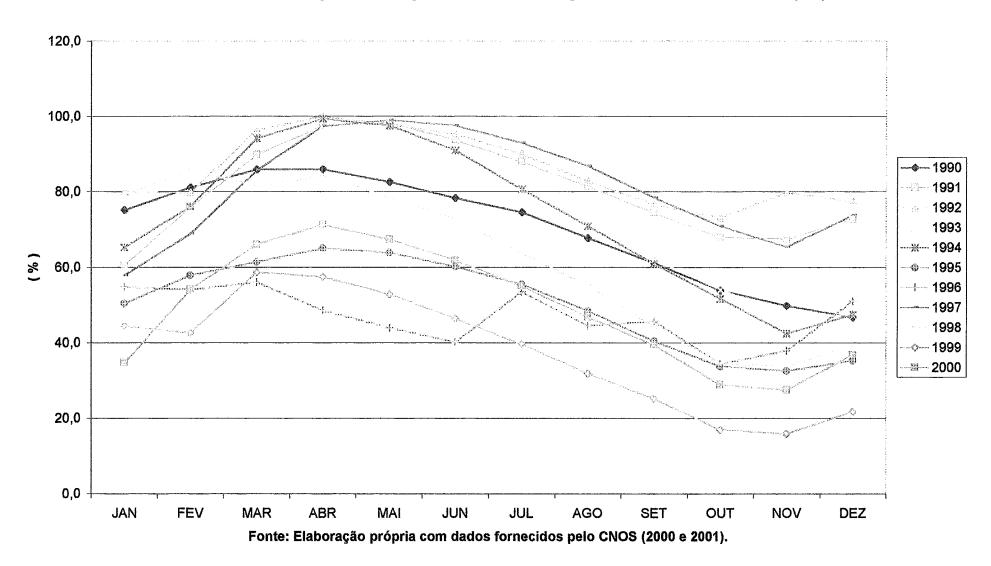
OBS: Os valores apresentados são sempre de final de mês. E os valores dos ARMAZENAMENTOS MÁXIMOS são sempre de final de ano.

OBS: Quando, de um ano para outro, o valor de ARMAZENAMENTO MÁXIMO diminui, isso pode ser devido a Usina(s) que saem de operação por determinado tempo.

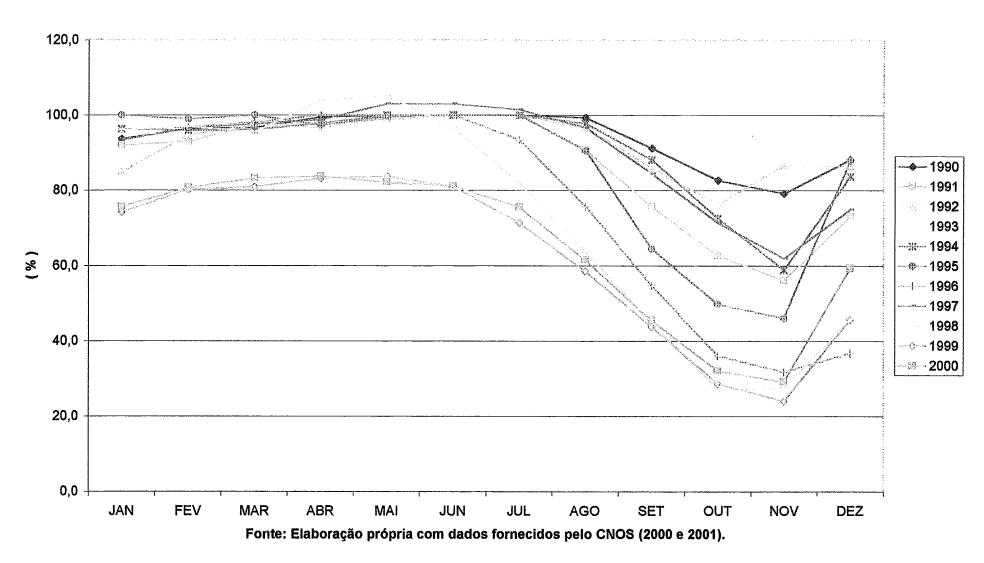
Anexo A 2.1 - Evolução da Energia Armazenada - Região Sul - 1990 a 2000 - (%)



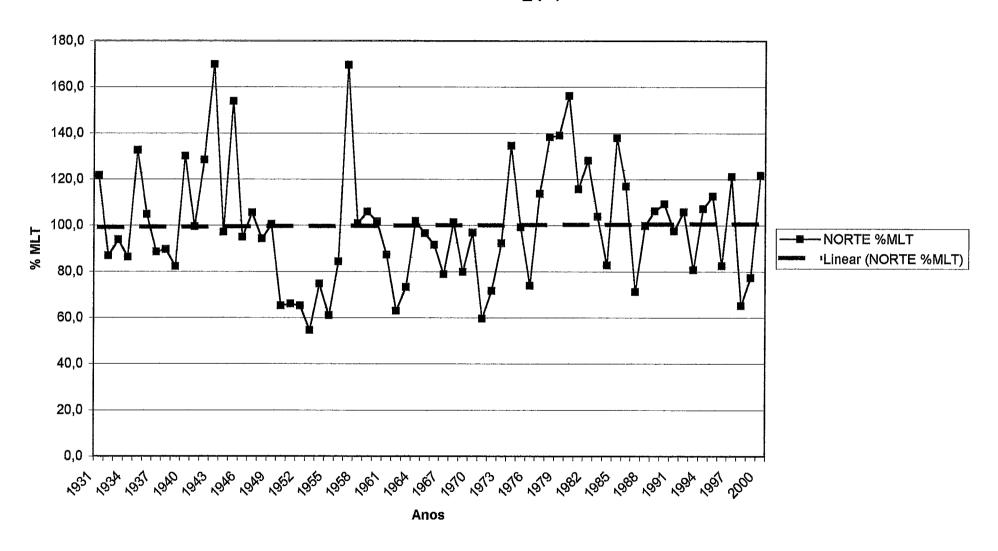
Anexo A 2.2 - Evolução da Energia Armazenada - Região Nordeste - 1990 a 2000 - (%)



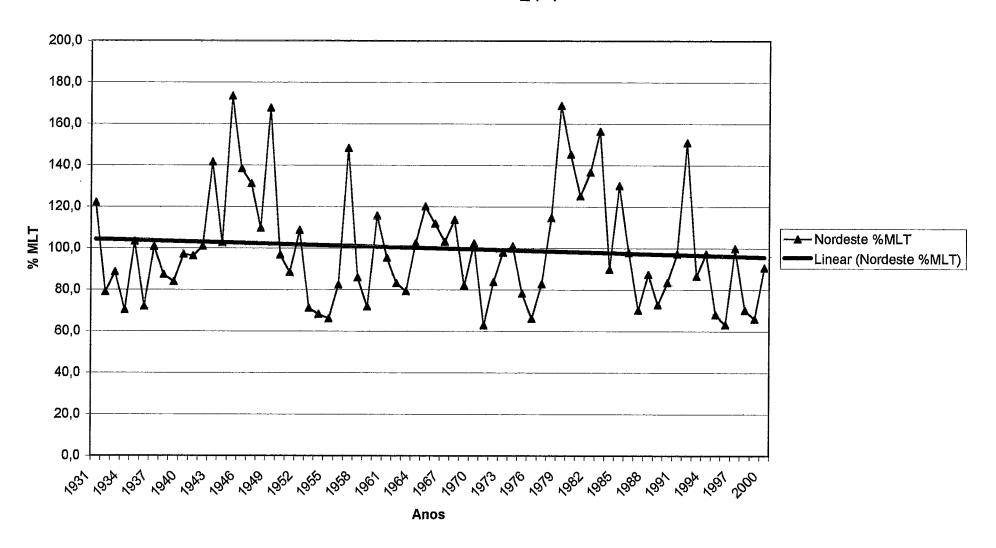
Anexo A 2.3 - Evolução da Energia Armazenada - Região Norte - 1990 a 2000 - (%)



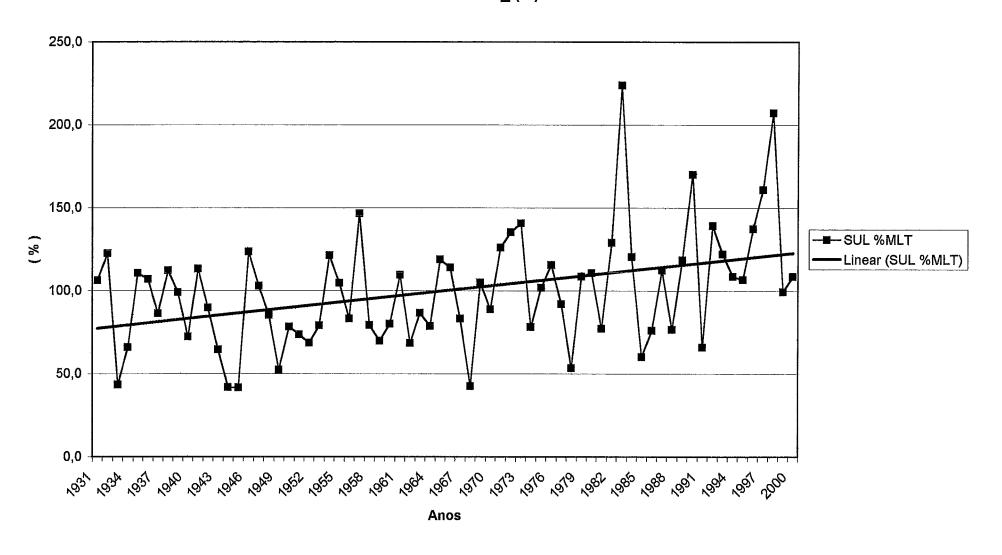
Anexo A 3.1 - Percentual da MLT (Média de Longo Tempo) da energia afluente - Região Norte _ 1931 a 2000 _ (%)



Anexo A 3.2 - Percentual da MLT (Média de Longo Tempo) da energia afluente - Região Nordeste_ 1931 a 2000 _ (%)



Anexo A 3.3 - Percentual da MLT (Média de Longo Tempo) da energia afluente - Região Sul _ 1931 a 2000 _ (%)



Anexo A 4 - Energia Natural Afluente - (MW médio) e (% MLT) - 1931 a 2000 :

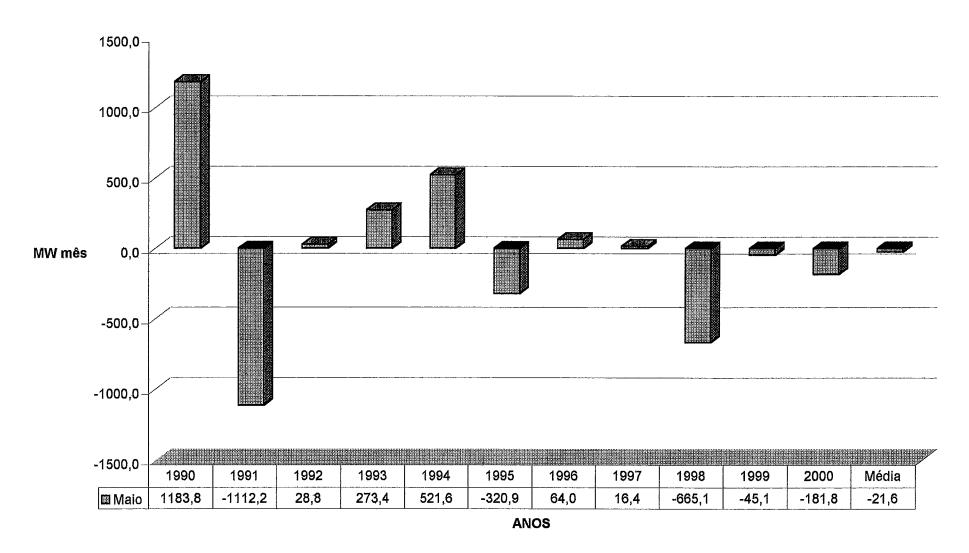
	SE+CO	SUL	Nordeste	NORTE		SE+CO	SUL	Nordeste	NORTE
		MWmed	The second secon			%MLT	%MLT	%MLT	%MLT
193	1	3	3	6 1	1931	130,9	106,2		
193	1			ł :					
193		3							
1934	1								
193		1				106,5	110,7		
1930						75,0	107,0		
1937	1			1 .	1937	- 1	86,3	100,7	
193			1		1938	84,3	112,2	87,2	89,6
1939	•					82,5			82,1
194						94,4	72,3		
194	1			5841	1941	77,1		96,2	99,5
1942	26313				1942	95,2	89,6		
194	28996	3451	11121	9970	1943	105,0	64,6	141,6	169,9
194					1944	70,0	42,0	102,6	97,1
194	27636	2229	13622	9024	1945	100,0	41,7	173,4	153,8
1940		1	10860	5572	1946	108,4	123,4		
194	32469	5498	10308	6191	1947	117,5	103,0	131,2	
194	25734	4554	8610	5528	1948	93,1	85,3	109,6	94,2
1949	23780	2793	13165	5894	1949	86,1	52,3	167,6	100,4
1950	26446	4186	7596	3824	1950	95,7	78,4	96,7	65,2
195	26775	3929	6942	3873	1951	96,9	73,6	88,4	
195	24083	3668	8543	3827	1952	87,2	68,7	108,7	65,2
195	17616	4218	5592	3204	1953	63,8	79,0	71,2	54,6
195	17792	6477	5360	4382	1954	64,4	121,3	68,2	
195	16862	5585	5183	3579	1955	61,0	104,6	66,0	61,0
195	22068	4443	6473	4948	1956	79,9	83,2	82,4	84,3
195	32140	7826	11642	9948	1957	116,3	146,5	148,2	169,5
195	3 25619	4233	6747	5921	1958	92,7	79,3	85,9	100,9
195	24042			1	1959	87,0			
196	26529	4271			1960	96,0	80,0	115,6	
196	1 31907	5846	7496			115,5	109,5	95,4	87,2
196	2 28235	3650	6525	3691	1962	102,2	68,3	83,1	62,9
196	22030			£ .	•				73,3
196	21019	4205	8035	5974	1964	76,1	78,7	102,3	101,8
196			1		1965				
196	1			1	ı	1			
196	5	1							
196			•	3	1				
196			1		H				
197		,	4	1					
197		3			2				
197		1				5			
197	1	1	1			•			
197									
197	1	1	1	1		1		1	
197					•	1			73,9
197		1	4	■	4				
197	3	1	:		1	•	<u>.</u>		
197	1			II					
198	0 34094	5912	11409	9167	1980	123,4	110,7	145,2	156,2

1981	29931	4118	9826	6792	1981	108,3	77,1	125,1	115,7
1 1				1				-	
1982	41459	6884	10737	7519	1982	150,1	128,9	136,7	128,1
1983	58874	11955	12275	6091	1983	213,1	223,9	156,2	103,8
1984	27588	6426	7051	4859	1984	99,9	120,3	89,8	82,8
1985	30863	3208	10223	8087	1985	111,7	60,1	130,1	137,8
1986	24998	4061	7689	6863	1986	90,5	76,0	97,9	116,9
1987	30107	5992	5510	4173	1987	109,0	112,2	70,1	71,1
1988	27899	4084	6855	5852	1988	101,0	76,5	87,3	99,7
1989	30601	6319	5711	6235	1989	110,8	118,3	72,7	106,2
1990	27403	9081	6550	6409	1990	99,2	170,1	83,4	109,2
1991	32056	3514	7639	5722	1991	116,0	65,8	97,2	97,5
1992	36515	7429	11853	6204	1992	132,2	139,1	150,9	105,7
1993	30044	6522	6792	4733	1993	108,7	122,1	86,5	80,6
1994	27879	5801	7635	6287	1994	100,9	108,6	97,2	107,1
1995	29787	5696	5331	6605	1995	107,8	106,7	67,8	112,5
1996	27566	7332	4958	4844	1996	99,8	137,3	63,1	82,5
1997	34635	8595	7839	7104	1997	125,4	160,9	99,8	121,1
1998	29215	11066	5509	3828	1998	105,7	207,2	70,1	65,2
1999	25283	5303	5178	4536	1999	91,5	99,3	65,9	77,3
2000	28098	5794	7114	7143	2000	101,7	108,5	90,6	121,7

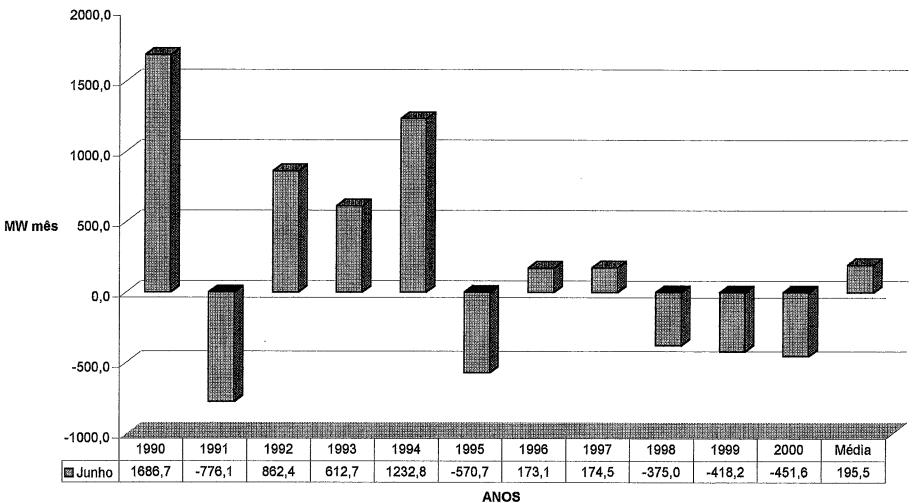
Fonte: ONS, 2001 b.

Nota: (SE + CO) = Sudeste e Centro - Oeste.

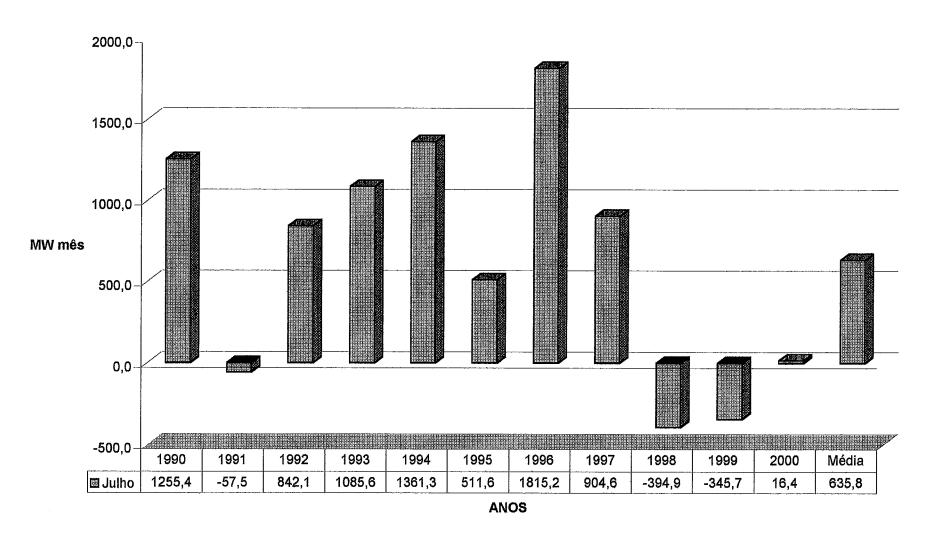
Anexo A 5.1 - Intercâmbios - Região Sudeste - 1990 a 2000 - MAIO - (MW mês)



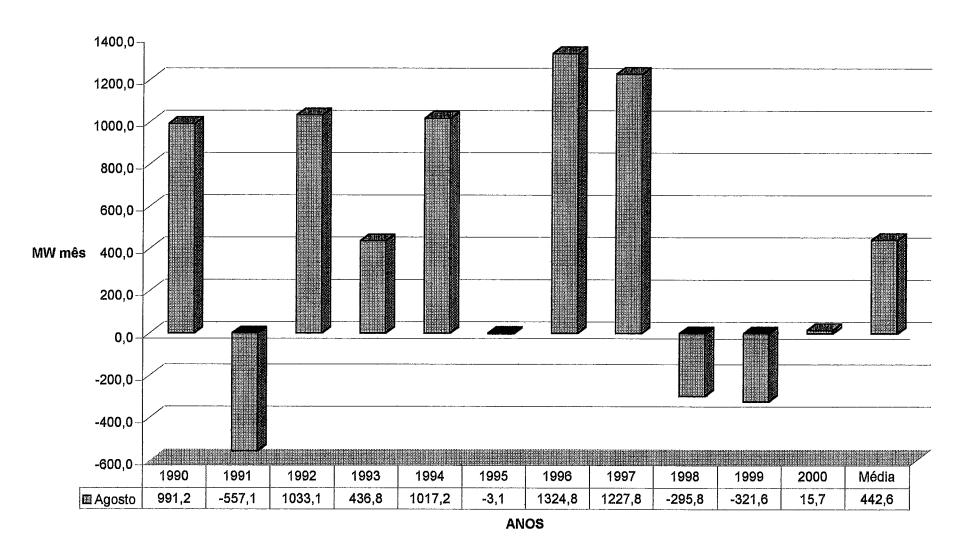
Anexo A 5.2 - Intercâmbios - Região Sudeste - 1990 a 2000 - JUNHO - (MW mês)



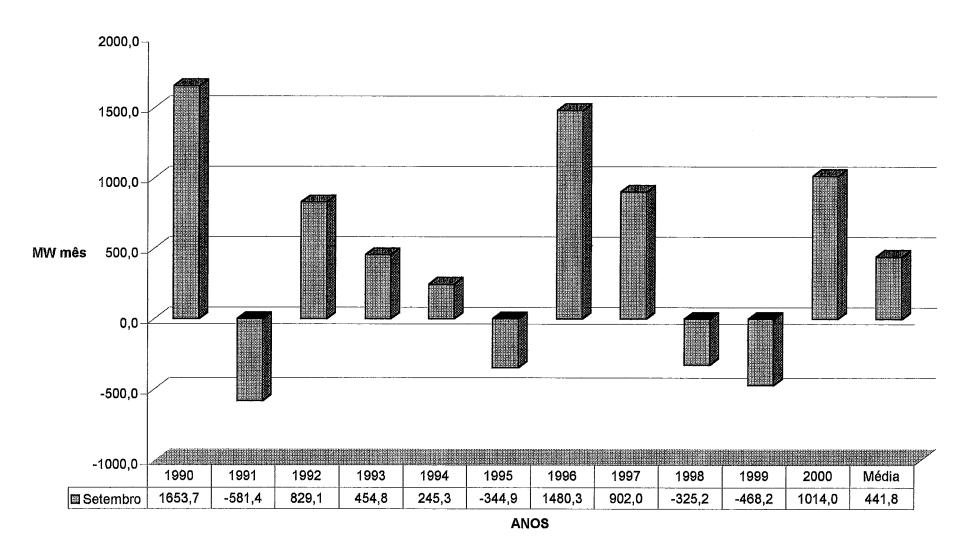
Anexo A 5.3 - Intercâmbios - Região Sudeste - 1990 a 2000 - JULHO - (MW mês)



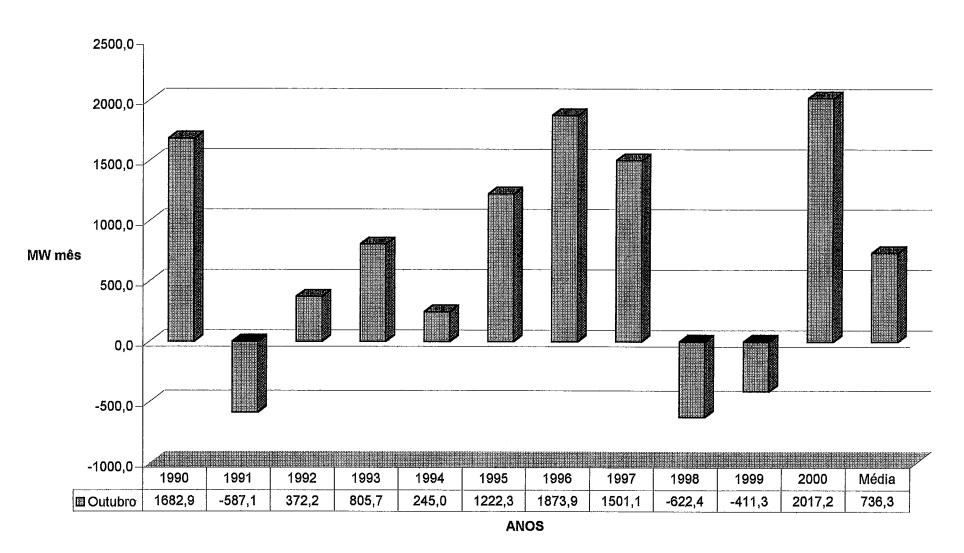
Anexo A 5.4 - Intercâmbios - Região Sudeste - 1990 a 2000 - AGOSTO - (MW mês)



Anexo A 5.5 - Intercâmbios - Região Sudeste - 1990 a 2000 - SETEMBRO - (MW mês)



Anexo A 5.6 - Intercâmbios - Região Sudeste - 1990 a 2000 - OUTUBRO - (MW mês)



Anexo A 5.7 - Intercâmbios - Região Sudeste - 1990 a 2000 - NOVEMBRO - (MW mês)

