



AES SUL - DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A.

Companhia Aberta - CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Rua Dona Laura, 320 - 14º andar

Porto Alegre, RS

PROSPECTO DE OFERTA PÚBLICA DE DEBÊNTURES SIMPLES, DA ESPÉCIE SEM PREFERÊNCIA, COM CAUÇÃO DE DIREITOS CREDITÓRIOS DA EMISSORA

1ª EMISSÃO

R\$ 250.000.000,00

Classificação de Risco Moody's: A1.br

Classificação de Risco Standard & Poor's: brA

A presente Oferta foi aprovada e registrada na CVM sob os nº: 1ª Série: CVM/SRE/DEB/2001/007 em 05.03.2001 e 2ª Série: CVM/SRE/DEB/2001/008 em 05.03.2001

“O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, em garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da Companhia emissora, bem como sobre as debêntures a serem distribuídas.”

As Debêntures da presente distribuição estão inscritas na Bolsa de Valores de São Paulo sob o ISIN nº BRAESLDBS016 para a 1ª série e BRAESLDBS024 para a 2ª série, e registradas na CVM sob os nºs CVM/SRE/DEB-2001/007 e CVM/SRE/DEB-2001/008, para a 1ª e 2ª Séries, respectivamente.

“Este Prospecto foi preparado com base em informações prestadas pela Companhia emissora, visando ao atendimento dos padrões mínimos de informação estabelecidos para colocação e distribuição pública de títulos e valores mobiliários definidos pelo Código de Auto-Regulação ANBID para as Operações de Colocação e Distribuição Pública de Títulos e Valores Mobiliários no Brasil, o que não implica, por parte da ANBID, garantia de veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da Companhia emissora, das instituições participantes e/ou dos títulos e valores mobiliários objeto da distribuição.”

Coordenadores



Coordenadores Contratados



O Coordenador Líder da Oferta é o BankBoston Banco Múltiplo S.A.

A data deste Prospecto é 05 de março de 2001



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

Informações Referentes ao Anexo I da Instrução CVM nº13/80	1
Sumário da Oferta.....	19
Fatores de Risco	24
Capitalização da Companhia.....	35
Destinação dos Recursos	37
Informações Financeiras Seleccionadas.....	38
Análise e Discussão da Administração	39
O Setor de Energia Elétrica no Brasil.....	54
Negócios da Companhia.....	69
Administração.....	120
Principais Acionistas.....	127
Operações com Partes Relacionadas	131
Informações sobre os Valores Mobiliários em Circulação Emitidos pela Companhia	132

ANEXOS

ANEXO I	IAN - Informações Anuais.....	135
ANEXO II	ITR - Informações Trimestrais.....	193
ANEXO III	DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas	221
ANEXO IV	Ata da AGE de 27 de novembro de 2000	263
ANEXO V	Ata de RCA de 12 de fevereiro de 2001	271
ANEXO VI	Ata de RCA de 19 de fevereiro de 2001	277
ANEXO VII	Escritura da 1ª Emissão Pública de Debêntures Simples e seu Aditamento	281
ANEXO VIII	Contrato de Caução de Direitos Creditórios e Outras Avenças	337
ANEXO IX	Estatuto Social.....	363
ANEXO X	Análise de Rating da AES SUL preparada pela Moody's	379
ANEXO XI	Análise de Rating da AES Sul preparada pela Standard & Poors	385

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INFORMAÇÕES REFERENTES AO ANEXO I DA INSTRUÇÃO CVM Nº13/80

AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A.

Companhia Aberta
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Rua Dona Laura, 320 – 14º andar
Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul

R\$ 250.000.000,00

Emissão pública de 500 (quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, de emissão da AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (a “Companhia”, “Emissora” ou “AES Sul”), todas nominativas, escriturais, da espécie sem preferência, com caução de direitos creditórios da Emissora (as “Debêntures”), com valor nominal unitário na data de emissão de R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais), perfazendo o montante de R\$ 250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais) (doravante denominada a “Oferta”), divididas em duas séries, a primeira no montante de R\$150.000.000,00 (cento cinquenta milhões de reais) (a “1ª Série”) e a segunda no montante de R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais) (a “2ª Série”), todas com data de emissão em 01 de dezembro de 2000 e vencimento em 01 de dezembro de 2003.


A emissão das Debêntures foi aprovada conforme deliberação da Assembléia Geral Extraordinária (“AGE”) da Emissora, realizada em 27 de novembro de 2000, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul sob o nº 2003322, em 26 de dezembro de 2000 e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, no Jornal do Comércio e na Gazeta Mercantil em 06 de dezembro de 2000; da Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de fevereiro de 2001, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul sob o nº 2016114, em 15 de fevereiro de 2001 e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, no Jornal do Comércio e na Gazeta Mercantil em 16 de fevereiro de 2001; e da Reunião do Conselho de Administração realizada em 19 de fevereiro de 2001, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul sob o nº 2018293, em 22 de fevereiro de 2001 e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul no dia 21 de fevereiro de 2001, no Jornal do Comércio e na Gazeta Mercantil em 20 de fevereiro de 2001.

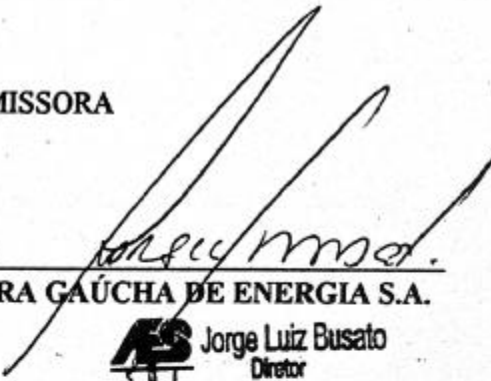

A Oferta foi registrada junto à Comissão de Valores Mobiliários – CVM em 05/03/2001, sob o nº CVM/SRE/DEB-2001/007, para a 1ª Série e sob o nº CVM/SER/DEB-2001/008, para a 2ª Série.

Data do Início da Distribuição Pública: 07 de março de 2001.


“O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, em garantia da veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da Companhia Emissora, bem como sobre as debêntures a serem distribuídas.”


EMISSORA


AES SUL – DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A.
Fernanda Esteves
Coord. de Contabilidade
e Finanças
AES Sul

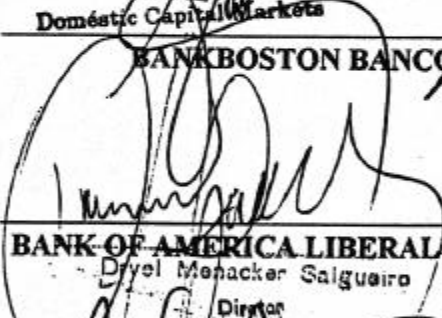

 Jorge Luiz Busato
Diretor

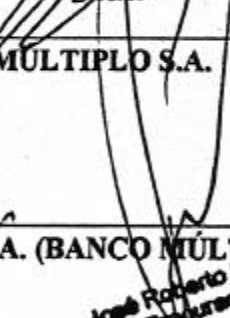
COORDENADORES



Roberto Roma
Director
Domestic Capital Markets



Ricardo Calástra
Director

BANKBOSTON BANCO MÚLTIPLO S.A.


BANK OF AMERICA LIBERAL S.A. (BANCO MÚLTIPLO)
Dnyel Mesacker Salgueiro
Director


José Roberto Bonifácio
Procurador



Maria Cecília Pereira Junior


GILSON MANETTI

UNIBANCO - UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.


EURODIST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A.

Walder F. P. Bastos


ANTONIO BANHETI
CPF. 683.404.948-72

I. COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

O capital social da Companhia é de R\$463.253.499,57 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e cinquenta e três mil, quatrocentos e noventa e nove reais e cinquenta e sete centavos), sendo representado conforme abaixo descrito.

<i>Espécie e Classe das Ações ^(1 e 2)</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Valor (R\$)</i>
<i>Ordinárias</i>	276.941.307	238.836.097,28
<i>Preferenciais</i>	260.222.175	224.417.402,29
TOTAL	537.163.482	463.253.499,57

⁽¹⁾ Posição na data de 31 de dezembro de 1999;

⁽²⁾ Ações sem valor nominal

II. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO LANÇAMENTO

Emissão pública de 500 (quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas escriturais, da espécie sem preferência, com caução de direitos creditórios da Emissora, nos termos do Instrumento Particular de Contrato de Caução de Direitos Creditórios e Outras Avenças (o “Contrato de Caução”), com valor nominal unitário na data de emissão de R\$500.000,00 (quinhentos mil reais), perfazendo o montante de R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), divididas em duas séries, a primeira no montante de R\$150.000.000,00 (cento cinquenta milhões de reais) (a “1ª Série”) e a segunda no montante de R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais) (a “2ª Série”), ambas com data de emissão em 01 de dezembro de 2000 e vencimento em 01 de dezembro de 2003.

A tabela a seguir especifica a receita líquida para a Emissora.

<i>Série</i>	<i>Quantidade de Debêntures</i>	<i>Preço de Emissão (R\$)</i>	<i>Montante (R\$)</i>
1ª Série	300	R\$500.000,00	R\$150.000.000,00
2ª Série	200	R\$500.000,00	R\$100.000.000,00
		Custo da Distribuição ^(1 e 2)	R\$4.936.110,00
		Líquido para a Emissora	R\$245.063.890,00

(1) Com base no valor da Debênture na Data de Emissão.

(2) Deve ser acrescida a comissão variável abaixo descrita e custo de registro junto a CVM.

III. DEMONSTRATIVO DE CUSTO DA DISTRIBUIÇÃO

1. Comissionamento:

(a) Comissão de Estruturação: Será devida pela Emissora ao Coordenador Líder pelos serviços prestados na estruturação e elaboração da emissão das Debêntures, uma comissão de 0,4% (quarenta centésimos por cento), a ser calculada sobre o volume total da emissão atualizado pela Remuneração constante do item 9 deste Anexo I, respeitada a proporcionalidade de cada Série. Esta comissão será devida na data da publicação do segundo Anúncio de Distribuição Pública de Debêntures.

(b) Comissão de Coordenação: A Emissora pagará aos Coordenadores pelos serviços de coordenação e assessoria referentes aos assuntos relacionados com a Emissão, por ocasião das prestações de contas, uma comissão de coordenação à razão total de 0,475% (quatrocentos e setenta e cinco milésimos por cento), sendo esta dividida em 25% para o Coordenador Líder, 25% (vinte e cinco por cento) para o Unibanco, 25% (vinte e cinco por cento) para o Bank of America, e 25% (vinte e cinco por cento) para a Eurodist (West LB), calculadas sobre o preço de subscrição e integralização do valor total da Emissão.

(c) Comissão de Colocação: Sobre as Debêntures efetivamente colocadas junto ao público, a Emissora pagará aos Coordenadores, por ocasião das prestações de contas, uma comissão de colocação à razão total de 0,4% (quarenta centésimos por cento), sendo esta dividida em 25% (vinte e cinco por cento) para o Coordenador Líder, 25% (vinte e cinco por cento) para o Bank of America, 25% (vinte e cinco por cento) para o Unibanco, e 25% (vinte e cinco por cento) para a Eurodist (West LB), calculadas sobre o preço de subscrição das Debêntures efetivamente colocadas junto ao público.

(d) Comissão de Garantia Firme: A Emissora pagará aos Coordenadores, em razão da garantia firme prestada, uma comissão de garantia firme à razão total de 0,6% (sessenta centésimos por cento), dividida em 25% (vinte e cinco por cento) para o Coordenador Líder, 25% (vinte e cinco por cento) para o Bank of America, 25% (vinte e cinco por cento) para o Unibanco e 25% (vinte e cinco por cento) para a Eurodist (West LB), calculada sobre o valor da garantia prestada, atualizada pela Remuneração constante do item 9 deste Anexo I, respeitada a proporcionalidade de cada série. Esta comissão será devida na data de subscrição e integralização das Debêntures.

2. Despesas decorrentes do Registro junto a CVM:

<i>Custo</i>	<i>R\$</i>
<i>Série I</i>	82.870,00
<i>Série II</i>	82.870,00
<i>Total</i>	248.610,00¹

3. Custo unitário do lançamento:

<i>Preço por debênture</i>	<i>Custo por debênture</i>	<i>Montante líquido por debênture</i>
R\$500.000,00	R\$9.872,22	R\$490.127,78

IV. CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES

Emissora

AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.

Coordenador Líder da Distribuição

BankBoston Banco Múltiplo S.A.

Coordenadores:

Bank of America Liberal S.A. (Banco Múltiplo)

Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.

Eurodist Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.

Nos termos do “CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO - EM REGIME DE GARANTIA FIRME - DE DEBÊNTURES DA 1ª EMISSÃO DA AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A.”, firmado em 30 de janeiro de 2001 entre a Emissora e os Coordenadores, e seu primeiro aditivo, datado de 19 de fevereiro de 2001, estes últimos prestaram garantia firme de colocação das 500 (quinhentas) Debêntures da presente Emissão, conforme tabela abaixo.

¹ A despesa total correspondeu ao registro perante a CVM de três séries das Debêntures, sendo que a terceira série foi excluída por força da deliberação da Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de fevereiro de 2001.

Instituição	Debêntures da 1ª Série	Debêntures da 2ª Série	Valor das Debêntures
BankBoston	156	104	R\$ 130.000.000
Bank of America	48	32	R\$ 40.000.000
Unibanco	48	32	R\$ 40.000.000
Eurodist (West LB)	48	32	R\$ 40.000.000
TOTAL	300	200	R\$ 250.000.000

Poderão participar da colocação das Debêntures, mediante adesão aos termos do contrato acima referido, outras instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais, que possam fazer parte da colocação pública das Debêntures como Coordenadores Contratados ou Participantes Especiais.

V. CONDIÇÕES E PRAZO DE SUBSCRIÇÃO E INTEGRALIZAÇÃO

Prazos e Condições:

a. Da Distribuição Junto ao Público

A colocação e/ou subscrição das Debêntures somente terá início após a data da expedição do Registro de Distribuição pela CVM e da publicação do 2º (segundo) Anúncio de Início de Distribuição Pública, conforme Artigo 26 da Instrução CVM nº 13/80.

As Debêntures serão objeto de distribuição pública com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para negociação em mercado de balcão organizado, utilizando-se o procedimento diferenciado de distribuição previsto no artigo 33 da Instrução CVM nº 13/80 e Parecer de Orientação CVM nº 09/81, no que couber, sendo, portanto, atendidos preferencialmente em igualdade de condições, os clientes dos Coordenadores da distribuição e de eventuais instituições financeiras subcontratadas, não havendo reservas antecipadas, nem fixação de lotes máximos ou mínimos.

b. Prazo para Distribuição dos Títulos

Os Coordenadores terão o prazo máximo de até 6 (seis) meses, para promover a colocação das Debêntures no mercado de balcão organizado, contados a partir da data da expedição do Registro de Distribuição pela CVM. Observado este prazo e em atendimento ao disposto na parte final do §3º do artigo 59 da Lei 6404/76, os Coordenadores somente poderão promover colocação de nova série desta emissão depois de colocada a totalidade das Debêntures da série imediatamente anterior.

Se ao final do prazo supra mencionado, as Debêntures objeto de garantia firme, não forem integralmente colocadas, os Coordenadores obrigam-se a subscrever o eventual saldo remanescente, na proporção da garantia firme prestada, procedendo-se, então, à publicação do Anúncio de Encerramento de Distribuição Pública das Debêntures.

c. Do Preço de Subscrição e da Integralização

As Debêntures serão integralizadas à vista, em moeda corrente nacional, pelo seu valor nominal unitário, acrescido da remuneração apurada através de processo de *book building* e calculada na forma do item 9, da seção VI abaixo, desde a data de emissão até a data de subscrição, calculados exponencialmente *pro rata temporis*.

VI. CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

A Emissão foi aprovada pela Assembléia Geral Extraordinária de 27 de novembro de 2000 e pelas Reuniões do Conselho de Administração da Emissora, realizadas respectivamente em 12 de fevereiro de 2001 e 19 de fevereiro de 2001. Apresenta as seguintes características:

1. Quantidade de Títulos

Serão emitidas 500 (quinhentas) Debêntures, sendo 300 (trezentas) da 1ª Série e 200 (duzentas) da 2ª.

2. Data de Emissão

A data de emissão será o dia 01 de dezembro de 2000.

3. Valor Nominal

O valor nominal das Debêntures será de R\$500.000,00 (quinhentos mil reais), na Data de Emissão.

4. Valor da Emissão

O valor total da presente Emissão é de R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), dividido em duas séries, a primeira no montante de R\$150.000.000,00 (cento cinquenta milhões de reais) e a segunda no montante de R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais), na Data de Emissão.

5. Séries

As Debêntures serão emitidas em duas séries, sendo a 1ª Série constituída por 300 (trezentas) Debêntures no montante de R\$150.000.000,00 (cento e cinquenta milhões de reais) na data de emissão e a 2ª Série constituída por 200 (duzentas) Debêntures no montante de R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais) na data de emissão.

6. Classe e Forma

As Debêntures serão simples, não conversíveis em ações, nominativas escriturais.

7. Espécie

As Debêntures serão da espécie sem preferência, com caução de direitos creditórios da Emissora.

8. Amortização do Principal e Vencimento Final

O pagamento do principal das Debêntures será efetuado em quatro parcelas semestrais e sucessivas, iniciando-se a primeira 18 (dezoito) meses após a Data de Emissão. O prazo final das Debêntures é de 3 (três) anos, contados da Data de Emissão, de modo que a data de vencimento final será em 01 de dezembro de 2003.

9. Remuneração

9.1. As Debêntures da 1ª Série farão jus à seguinte Remuneração:

Juros Remuneratórios

As Debêntures da 1ª Série farão jus ao pagamento de Juros Remuneratórios equivalentes a, no máximo, 100% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, denominada Taxa DI, “over extra grupo”, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP, doravante denominada “Taxa DI”, acrescida de *spread* de 1% a.a. (CDI + 1% a.a.), conforme deliberado na Reunião do Conselho de Administração de 19 de fevereiro de 2001. As taxas serão calculadas de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures desde a Data de Emissão, ou data de vencimento dos Juros Remuneratórios imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, de acordo com a seguinte fórmula:

$$JR = VN \times \{[(f1 \times f2 \dots \times fj) \times S] - 1\}$$

onde,

JR = valor dos Juros Remuneratórios a ser pago nas datas dos seus respectivos vencimentos;

VN = Valor Nominal Unitário da Debênture no início do “Período de Capitalização” (conforme definido abaixo);

(f1 x f2...x fj) = fator de variação acumulado da Taxa DI, acrescido do spread, entre a data de início e a data final do “Período de Capitalização” dos juros, calculado conforme fórmula abaixo.

Os termos f1, f2, fj serão obtidos de acordo com a seguinte fórmula:

$$f_j = \left[\left(1 + \frac{\text{Taxa DI}_j}{100} \right)^{\frac{1}{252}} \right]$$

onde,

fj = fator da Taxa DI referente ao dia “j”;

Taxa DIj = Taxa DI, em percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP, referente ao dia “j”;

S = fator de *spread* final ao ano, base 360 dias, calculado conforme fórmula abaixo.

$$S = \left\{ \left[\left(1 + \frac{b}{100} \right)^{\frac{dc}{360}} \right] \right\}$$

onde:

b = 1, para 1% a.a.; e

dc = número de dias corridos do Período de Capitalização.

Os Juros Remuneratórios serão devidos semestralmente, nos dias 01 de junho e 01 de dezembro dos anos de 2001, 2002 e 2003.

Na hipótese de a Taxa DI aplicável não ser de conhecimento público, será utilizada a última Taxa DI divulgada para o período que encerrará na data de pagamento da próxima parcela de Juros Remuneratórios. Persistindo a ausência de divulgação da Taxa DI, por um período superior a 30 (trinta) dias, ou caso a Taxa DI não mais possa ser utilizada para referenciar a remuneração das debêntures, pela superveniência de norma legal ou regulamentar, o Agente Fiduciário convocará os debenturistas para, reunidos em Assembléia de Debenturistas, deliberarem, em conjunto com a Companhia, a respeito do novo critério de remuneração a ser utilizado como “Taxa Substituta da Taxa DI”, observada a Decisão Conjunta BACEN/CVM nº 7/99 e/ou a regulamentação aplicável, sendo facultado à Companhia, caso discorde da deliberação da Assembléia de Debenturistas, e desde que comunique sua decisão ao Agente Fiduciário, no prazo de 10 (dez) dias contados a partir da data de realização da Assembléia de Debenturistas, resgatar a totalidade das Debêntures em circulação em cronograma estipulado pela Companhia, o qual não excederá o prazo de vencimento das debêntures, vigendo até o resgate o critério de remuneração deliberado pela referida Assembléia de Debenturistas, exceto com relação às debêntures que vierem a ser resgatadas em um prazo de até 10 (dez) dias seguintes à data de realização da Assembléia de Debenturistas, para as quais prevalecerá, se assim preferir a Companhia, a mesma taxa vigente no período imediatamente anterior.

9.2. As Debêntures da 2ª Série farão jus à seguinte Remuneração:

(a) Atualização

As Debêntures da 2ª Série terão seu Valor Nominal Unitário atualizado a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado, apurado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas, segundo a seguinte fórmula:

$$VNa = VNe \times \left\{ \left[1 + \frac{IGPM_1}{100} \right]^{\frac{d_1}{D1}} \times \left[1 + \frac{IGPM_2}{100} \right]^{\frac{d_2}{D2}} \times \dots \times \left[1 + \frac{IGPM_n}{100} \right]^{\frac{d_n}{Dn}} \right\}$$

onde:

VNa = Valor Nominal Unitário atualizado;

VNe = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso;

IGPMn = índice do IGP-M na forma percentual, relativo ao mês "n";

d n = número de dias corridos do 1º dia do mês da atualização, até a data de atualização;

Dn = número de dias do mês “n” corrente.

O IGP-M deverá ser utilizado considerando-se idêntico número de casas decimais daquele divulgado pelo órgão responsável por seu cálculo.

A aplicação do IGP-M incidirá anualmente, ou no menor período permitido pela legislação em vigor, nesse caso sem necessidade de ajuste à Escritura ou qualquer outra formalidade.

Caso o IGP-M não esteja disponível quando do pagamento de qualquer obrigação prevista nesta Escritura, será utilizada, em sua substituição, o último IGP-M divulgado, calculado *pro rata temporis* por dias corridos, não cabendo porém quaisquer compensações financeiras tanto por parte da Emissora quanto pelos debenturistas com relação a esse fato.

Na ausência de apuração e/ou divulgação do IGP-M por período superior a 30 (trinta), contados da data regular de sua divulgação, ou de extinção do índice, ou ainda de impossibilidade de aplicação por imposição legal, caberá ao Agente Fiduciário convocar uma Assembléia Geral de Debenturistas para definir, de comum acordo com a Emissora, o parâmetro a ser aplicado. Até o momento de definição deste novo parâmetro, o último IGP-M divulgado será utilizado para a atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures.

(b) Juros Remuneratórios

As Debêntures da 2ª Série farão jus ao pagamento de Juros Remuneratórios pré-fixados à taxa de 12,90% a.a., conforme deliberado na Reunião do Conselho de Administração de 19 de fevereiro de 2001, incidentes sobre o saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário atualizado, calculados exponencialmente, por dias corridos, com base em um ano de 360 (trezentos e sessenta) dias, desde a Data de Emissão até a data de pagamento dos Juros Remuneratórios devidos ao final do Período de Capitalização, conforme definido abaixo, de acordo com a seguinte fórmula:

$$J = VN_a \left\{ \left[\left(1 + \frac{b}{100} \right)^{\frac{n}{360}} \right] - 1 \right\}$$

onde:

J = Valor dos Juros Remuneratórios devidos ao final de cada Período de Capitalização;

VN_a = Saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário atualizado em reais na data início de cada Período de Capitalização;

b = taxa a ser fixada em processo de *book building*, limitada ao máximo de 12,90, para 12,90% a.a..

n = Número de dias corridos do respectivo Período de Capitalização.

A atualização e os Juros Remuneratórios serão devidos anualmente, nos dias 01 de dezembro dos anos 2001, 2002 e 2003.

9.3. Define-se Período de Capitalização como o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data do último vencimento da Remuneração das respectivas Séries, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data do próximo vencimento da Remuneração das respectiva séries. Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade.

9.4 Nas hipóteses de aquisição facultativa (item 11.2. abaixo) ou vencimento antecipado (item 12), a Emissora pagará a Remuneração devida no dia do evento, calculada na forma descrita neste item 4.3, desde a Data de Emissão ou do último pagamento da Remuneração até o dia do evento, conforme o caso.

10. Das Obrigações Adicionais da Emissora

10.1 A Emissora está obrigada a:

- (a) caucionar em caráter irrevogável e irretratável nos termos dos artigos 271 a 279 do Código Comercial Brasileiro, e 768 e seguintes do Código Civil Brasileiro, aos debenturistas titulares das Debêntures da presente emissão, representados pelo Agente Fiduciário, para o fim de garantir todas e quaisquer obrigações assumidas pela Emissora na Escritura, a partir da Data de Início da distribuição das Debêntures e até a sua liquidação final, direitos creditórios decorrentes de fornecimento de energia elétrica da Emissora junto a suas unidades consumidoras, assim consideradas todas aquelas unidades contra as quais a Emissora fatura mensalmente, limitado a 30% (trinta por cento) do somatório total do faturamento bruto mensal da Emissora, devendo a Emissora mensalmente encaminhar ao Agente Fiduciário, para conferência e acompanhamento do nível de garantia, informações sobre seu faturamento bruto mensal durante o mês imediatamente anterior e o extrato da Conta Centralizadora;
- (b) celebrar o Contrato de Caução, o qual fará parte integrante e inseparável da Escritura como ANEXO I, produzindo efeitos como se estivesse ali transcrito e devendo ser registrado em Cartório de Títulos e Documentos da Capital do Estado do Rio Grande do Sul, sendo que o Contrato de Caução, não poderá ser alterado sem a aprovação prévia dos debenturistas, reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas, que representem no mínimo 2/3 das Debêntures em circulação; e
- (c) manter inalterada a sistemática de cobrança vigente junto às Unidades Consumidoras, a partir da Data de Início de distribuição das Debêntures e até a sua liquidação final, realizando esta cobrança através de agentes arrecadadores autorizados pela Emissora e de depósitos na conta do Banco Centralizador, especificada no Contrato de Caução.

De acordo com o Contrato de Caução, o Banco Centralizador autorizado pela Emissora obriga-se a (i) acatar as ordens dadas pelo Agente Fiduciário com relação a retenção dos recursos na Conta Centralizadora e (ii) não transferir a terceiros sua função como agente centralizador, sem a notificação ao Agente Fiduciário. Adicionalmente, o Agente Fiduciário e o Banco Mandatário obrigaram-se a fornecer as informações e tomar as medidas necessárias pelo bom e completo cumprimento do Contrato de Caução.

O Banco Centralizador, o Agente Fiduciário e o Banco Mandatário obrigam-se ainda a indenizar os Debenturistas pelo descumprimento de quaisquer de suas obrigações estabelecidas no Contrato de Caução, conforme apurado judicialmente.

11. Resgate Antecipado e Aquisição Facultativa

11.1 A Emissora reserva-se o direito de proceder, a qualquer tempo, ao resgate total ou parcial das Debêntures em circulação, a partir do décimo segundo mês de vigência da emissão, exclusive, contado a partir da Data de Emissão, pelo valor calculado de acordo com o saldo não amortizado de seu Valor Nominal Unitário, acrescido de eventual Remuneração devida na forma do item 9 acima e de um prêmio de reembolso de 0,30% (três décimos por cento), calculado sobre o saldo do Valor Nominal Unitário e da Remuneração calculada *pro rata temporis*.

Caso a Emissora proceda a um resgate parcial, este deverá ser realizado mediante sorteio com a presença do Agente Fiduciário. O resgate deverá ser precedido da publicação de “Aviso aos Debenturistas”. As Debêntures, que vierem a ser resgatadas, deverão ser obrigatoriamente canceladas.

11.2 A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures desta emissão em circulação, por preço não superior ao saldo não amortizado de seu valor nominal atualizado e acrescido da remuneração, observado o disposto no parágrafo segundo do artigo 55 da Lei nº 6.404/76. As Debêntures objeto deste procedimento, poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora, ou ser colocadas novamente no mercado.

12. Vencimento Antecipado

12.1 Sujeito ao disposto no item 12.2 abaixo, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes da Escritura de Emissão e exigir o imediato pagamento pela Emissora do valor do saldo devedor das Debêntures em circulação, acrescido de juros e demais encargos apurados na forma constante da Escritura até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial, na ocorrência dos seguintes fatos:

- (a) não pagamento do principal ou juros devidos em razão das Debêntures nas respectivas datas de vencimento;
- (b) descumprimento das obrigações assumidas no item 10 acima;
- (c) vencimento antecipado de qualquer dívida da EMISSORA e/ou de sua controladora direta e/ou da controladora direta desta, de valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais);
- (d) pedido de concordata preventiva formulado pela Emissora ou por suas controladas;
- (e) liquidação ou decretação de falência da Emissora ou de suas controladas;
- (f) a Emissora perder a qualidade de concessionária pública de fornecimento de energia elétrica;
- (g) descumprimento pela Emissora das obrigações assumidas nas Cláusulas 2 e 3.1 (i) a (v) do Contrato de Caução;
- (h) não cumprimento pela Emissora de qualquer outra obrigação prevista na Escritura ou no Contrato de Caução, não sanada em 30 (trinta) dias, contados do aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário; e
- (i) transferência do controle acionário da EMISSORA, direta ou indiretamente, pelo atual controlador.

12.2 Com exceção das hipóteses previstas nos subitens (a) e (e) acima, o Agente Fiduciário deverá previamente convocar uma Assembléia Geral de Debenturistas para informá-los do ocorrido, e as Debêntures serão consideradas antecipadamente vencidas caso os debenturistas representando no mínimo 2/3 das Debêntures em circulação (computadas conforme previsto na Cláusula IX da Escritura) deliberem neste sentido.

13. Local de Pagamento

Todos e quaisquer pagamentos oriundos das Debêntures serão efetuados por intermédio do Sistema Nacional de Debêntures administrado pela Associação Nacional das Instituições de Mercado Aberto – ANDIMA, e operacionalizado pela Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos - CETIP, ou no Banco Mandatário para os debenturistas não vinculados a este sistema.

14. Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação por quaisquer das partes, inclusive pelos debenturistas, no que se refere ao pagamento do preço de subscrição, até o 1º (primeiro) dia útil subsequente, se o vencimento coincidir com dia em que não houver expediente comercial ou bancário em Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, sem nenhum acréscimo aos valores a serem pagos.

15. Encargos Moratórios

Ocorrendo impontualidade por parte da Emissora no pagamento de qualquer quantia devida aos debenturistas, os débitos em atraso, vencidos e não pagos pela Emissora, ficarão sujeitos a multa convencional, irredutível e não compensatória, de 2% (dois por cento), além de juros e sobretaxa remuneratória, calculados exponencialmente *pro rata temporis*, e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, desde a data de inadimplência até a data do efetivo pagamento.

16. Decadência dos Direitos aos Acréscimos

O não comparecimento do debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora, nas datas previstas na Escritura, ou em comunicado por ela publicado, não lhe dará direito ao recebimento de remuneração pelo período relativo ao atraso, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

17. Negociação

As Debêntures terão registro para negociação no mercado secundário por meio do SND – Sistema Nacional de Debêntures, administrado pela ANDIMA – Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto e operacionalizado pela CETIP – Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos.

18. Publicidade

Todos os atos e decisões a serem tomados decorrentes desta emissão que, de qualquer forma vierem a envolver interesses dos debenturistas, deverão ser obrigatoriamente comunicados na forma de avisos, na Gazeta Mercantil – edição nacional, no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul e no Jornal do Comércio, sempre com a antecedência mínima de 10 dias úteis, devendo a Emissora avisar o Agente Fiduciário, tempestivamente, da realização de qualquer publicação.

VII. DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos da presente Emissão serão utilizados para o pagamento do serviço da dívida relativo a operações contratadas pela Emissora no mercado internacional.

<i>Tabela de Usos e Fontes</i>	<i>R\$ (mil)</i>
Usos	
Serviço de dívida em atraso referente ao FRN – US\$ 730,000,000 *	161.770,00
Serviço de dívida referente ao período de 01/10/00 a 24/01/01, relativo ao FRN de US\$ 730,000,000**	75.257,00
	4.936,00
Comissão referente a 1º emissão de Debêntures Simples	8.037,00
Amortização de empréstimos de curto prazo na forma de capital de giro	
Fontes	
1ª Série das Debêntures	150.000,00
2ª Série das Debêntures	100.000,00

* Referente a dívida em atraso relativa ao Floating Rate Notes (FRN) no montante de US\$ 730,000,000.00 (Setecentos e trinta milhões de dólares norte americanos) contraído pela Emissora, conforme descrito no Capítulo Negócios da Companhia, Seção Contratos Relevantes – item III Contratos Financeiros.

** Referente a juros do FRN, mencionado acima, a serem pagos em 24 de janeiro de 2001 (conforme Certificado de Registro nº 441/00425 emitido pelo Banco Central do Brasil);

VIII. BANCO MANDATÁRIO E DEPOSITÁRIO DAS DEBÊNTURES

A Emissora contratou para atuar como Banco Mandatário e Depositário das Debêntures da presente emissão o Banco Itaú S.A., instituição financeira autorizada pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, com sede na Rua Boa Vista, 176, São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob o nº 60.701.190/0001-04.

IX. AGENTE FIDUCIÁRIO

A Emissora constituiu e nomeou Agente Fiduciário da presente emissão a Planner Corretora de Valores S.A., instituição financeira autorizada pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, com sede na Av. Paulista, 2.439, 11º andar, São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob o nº 00.806.535/0001-54.

X. RELAÇÕES DA EMISSORA COM O LÍDER DA DISTRIBUIÇÃO

O Coordenador Líder possui relacionamento comercial com a Emissora, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro, mantendo contas correntes e investimentos relacionados ao curso normal de seus negócios. O Coordenador Líder atua também como centralizador da arrecadação da Emissora, inclusive para os fins da caução constituída nessa Emissão. Em 30 de setembro de 2000, o Coordenador Líder não possuía nenhum crédito contra a empresa Emissora, decorrente de empréstimos ou outras operações de financiamento.

XI. RELAÇÕES DA EMISSORA COM OS DEMAIS COORDENADORES

Em 30 de setembro de 2000, a Emissora possuía um empréstimo de BNDES com o Unibanco, no montante de R\$ 1.480.512,55 (hum milhão, quatrocentos e oitenta mil, quinhentos e doze reais e cinquenta e cinco centavos), indexado à TJLP+4,5% ao ano, com vencimento de principal em abril de 2005.

Em 30 de setembro de 2000, a Emissora não possuía nenhum relacionamento comercial com os demais Coordenadores desta emissão.

XII. CONTRATO DE GARANTIA DE LIQUIDEZ

Não há e nem será constituído fundo de manutenção de liquidez para as Debêntures.

XIII. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

Quaisquer outras informações complementares sobre a Emissora e a distribuição em questão bem como o exemplar do Prospecto, poderão ser obtidos junto à Emissora, aos Coordenadores da operação ou à Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

SUMÁRIO DA OFERTA

Emissora:	AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
Agente Fiduciário:	Planner Corretora de Valores S.A.
Valor Total da Emissão:	R\$250.000.000,00 (duzentos e cinquenta milhões de reais), dividido em duas séries, a primeira no montante de R\$150.000.000,00 (cento cinquenta milhões de reais) e a segunda no montante de R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais), na Data de Emissão.
Debêntures Emitidas:	500 (quinhentas) Debêntures, sendo 300 (trezentas) para a 1ª Série e 200 (duzentas) para a 2ª Série.
Utilização dos Recursos:	Pagamento do serviço da dívida relativo a operações contratadas pela Emissora no mercado internacional.
Remuneração:	<p>As Debêntures da 1ª Série farão jus ao pagamento de Juros Remuneratórios equivalentes a, no máximo, 100% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, denominada Taxa DI, “over extra grupo”, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP, doravante denominada “Taxa DI”, acrescida de um <i>spread</i> máximo de 1% a.a. (CDI + 1% a.a.), conforme deliberado na Reunião do Conselho de Administração de 19 de fevereiro de 2001. As taxas serão calculadas de forma exponencial e cumulativa <i>pro rata temporis</i> por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal das Debêntures desde a Data de Emissão, ou data de vencimento dos juros imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento.</p> <p>As debêntures da 2ª Série terão seu Valor Nominal Unitário atualizado, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado, apurado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.</p> <p>As Debêntures da 2ª Série farão jus ao pagamento de Juros Remuneratórios pré-fixados à taxa de 12,90% a.a., conforme deliberado na Reunião do Conselho de Administração de 19 de fevereiro de 2001, incidentes sobre o saldo não amortizado do Valor Nominal Unitário atualizado, calculados exponencialmente, por dias corridos, com base em um ano de 360 (trezentos e sessenta) dias, desde a Data de Emissão até a data de pagamento.</p>

Número de Séries:	As Debêntures serão emitidas em duas séries, a primeira no montante de R\$150.000.000,00 (cento e cinquenta milhões de reais) (a “1ª Série”) e a segunda no montante de R\$100.000.000,00 (cem milhões de reais) (a “2ª Série”), na Data de Emissão.
Valor Nominal Unitário:	R\$500.000,00 (quinhentos mil reais), na Data de Emissão.
Classe e Forma:	Simple, não conversíveis em ações, nominativas escriturais.
Preço de Subscrição e Forma de Integralização:	O preço de subscrição das debêntures será o seu Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada na forma da Escritura e acumulada desde a Data de Emissão até a data da efetiva integralização, que será à vista, em moeda corrente nacional, no ato da subscrição.
Espécie:	Sem preferência, com caução de direitos creditórios da Emissora.
Vencimento:	As Debêntures vencerão em 01 de dezembro de 2003.
Vencimento Antecipado:	<p>(a) não pagamento do principal ou juros devidos em razão das Debêntures nas respectivas datas de vencimento;</p> <p>(b) descumprimento das obrigações adicionais da Emissora;</p> <p>(c) vencimento antecipado de qualquer dívida da EMISSORA e/ou de sua controladora direta e/ou da controladora direta desta, de valor superior a R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais);</p> <p>(d) pedido de concordata preventiva formulado pela Emissora ou por suas controladas;</p> <p>(e) liquidação ou decretação de falência da Emissora ou de suas controladas;</p> <p>(f) a Emissora perder a Qualidade de concessionária pública de fornecimento de energia elétrica;</p> <p>(g) descumprimento pela Emissora das obrigações assumidas nas Cláusulas 2 e 3.1 (i) a (v) do Contrato de Caução;</p>

(h) não cumprimento pela Emissora de qualquer outra obrigação prevista na Escritura ou no Contrato de Caução, não sanada em 30 (trinta) dias contados do aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário; e

(i) transferência do controle acionário da EMISSORA, direta ou indiretamente, pelo atual controlador.

Obrigações Adicionais: A Emissora está ainda obrigada a:

(i) caucionar em caráter irrevogável e irretroatável, nos termos dos artigos 271 a 279 do Código Comercial Brasileiro e 768 e seguintes do Código Civil Brasileiro, aos debenturistas titulares das Debêntures da presente emissão, representados pelo Agente Fiduciário, para o fim de garantir todas e quaisquer obrigações assumidas pela Emissora na Escritura, a partir da Data de Início da distribuição das Debêntures e até a sua liquidação final, direitos creditórios decorrentes de fornecimento de energia elétrica da Emissora junto a suas unidades consumidoras, assim consideradas todas aquelas unidades contra as quais a Emissora fatura mensalmente, limitado a 30% (trinta por cento) do somatório total do faturamento bruto mensal da Emissora, devendo a Emissora mensalmente encaminhar ao Agente Fiduciário, para conferência e acompanhamento do nível de garantia, informações sobre seu faturamento bruto mensal durante o mês imediatamente anterior e o extrato da Conta Centralizadora;

(ii) celebrar o Contrato de Caução relativo a caução dos direitos creditórios, o qual será parte integrante e inseparável da Escritura como Anexo I, produzindo efeitos como se estivesse ali transcrito e devendo ser registrado em Cartório de Títulos e Documentos da Capital do Estado do Rio Grande do Sul, sendo que o Contrato de Caução não poderá ser alterado sem a aprovação prévia dos debenturistas que representem no mínimo 2/3 das Debêntures em circulação, reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas; e

(iii) manter inalterada a sistemática de cobrança vigente junto às Unidades Consumidoras, a partir da Data de Início de distribuição das Debêntures e até a sua liquidação final, realizando esta cobrança através de agentes arrecadadores autorizados pela Emissora e de depósitos no Banco Centralizador, nas contas especificadas no Contrato de Caução.

Amortização:	O pagamento do principal das Debêntures será efetuado em quatro parcelas semestrais e sucessivas, iniciando-se a primeira 18 (dezoito) meses após a Data de Emissão e vencendo-se a última na data de vencimento final das Debêntures.
Colocação e Procedimento de Distribuição:	<p>As Debêntures serão objeto de distribuição pública com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para negociação em mercado de balcão organizado, utilizando-se o procedimento diferenciado de distribuição previsto no artigo 33 da Instrução CVM nº 13/80 e Parecer de Orientação CVM nº 09/81, no que couber, sendo, portanto, atendidos preferencialmente os clientes do Coordenador, não havendo reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos.</p> <p>Os Coordenadores terão o prazo máximo de até 6 (seis) meses para promover a colocação das Debêntures no mercado de balcão organizado, contados a partir da data da expedição do Registro de Distribuição pela CVM. Observado este prazo e em atendimento ao disposto na parte final do §3º do artigo 59 da Lei 6404/76, os Coordenadores somente poderão promover colocação da 2ª Série desta emissão depois de colocada a totalidade das Debêntures da 1ª Série .</p> <p>Se ao final do prazo supra mencionado, as Debêntures objeto de garantia firme, não forem integralmente colocadas, os Coordenadores obrigam-se a subscrever o eventual saldo remanescente, na proporção da garantia firma prestada, procedendo-se, então, à publicação do Anúncio de Encerramento de Distribuição Pública das Debêntures.</p>
Negociação:	A emissão será registrada para negociação no mercado secundário através do Sistema Nacional de Debêntures – SND, administrado pela Associação Nacional das Instituições de Mercado Aberto – ANDIMA, e operacionalizado pela Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP.

Local de Pagamento:	Todos e quaisquer pagamentos oriundos das Debêntures serão efetuados por intermédio do Sistema Nacional de Debêntures administrado pela Associação Nacional das Instituições de Mercado Aberto – ANDIMA, e operacionalizado pela Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP, ou no Banco Mandatário para os debenturistas não vinculados a este sistema.
----------------------------	---

Os termos acima são apresentados neste Prospecto apenas como um sumário dos termos e condições da Emissão, e devem ser lidos em conjunto com as informações detalhadas sobre as características desta Emissão. Vide Capítulo “Informações Referentes ao Anexo I da Instrução CVM nº 13/80” e Anexo VII “Escritura da 1ª Emissão Pública de Debêntures Simples e seu Aditamento” para informações detalhadas sobre as características da Emissão.

FATORES DE RISCO

Antes de tomar qualquer decisão de investimento, os investidores em potencial deverão considerar cuidadosamente todas as informações contidas neste Prospecto. Caso qualquer dos riscos e incertezas aqui descritos efetivamente ocorra, os negócios, situação financeira, ou resultados operacionais da Emissora poderão ser afetados de forma adversa.

Considerações Relativas à Companhia

Impacto da Inflação

A inflação e algumas medidas governamentais destinadas a combatê-la geraram, no passado, significativos efeitos sobre a economia do país. O Plano Real, introduzido em 1994, resultou na redução sustentada do nível de inflação no país até o fim de 1998. Entretanto, a crise nos mercados internacionais acabou por levar o governo brasileiro a promover, no início de 1999, uma mudança na política cambial vigente desde a introdução do Plano Real, o que acarretou forte desvalorização da moeda brasileira e trouxe novas incertezas quanto à manutenção dos baixos níveis de inflação verificados desde a adoção do Plano Real. Um aumento nas despesas operacionais da Companhia, por conta de efeitos inflacionários, quando não acompanhado de um reajuste correspondente das tarifas, pode afetar negativamente os negócios da Emissora, sua condição financeira e seus resultados operacionais.

Efeitos da Taxa de Câmbio

O risco de desvalorização do real frente ao dólar norte-americano recai sobre a energia adquirida pela Emissora de Itaipu e Uruguaiana, que representou um total de aproximadamente R\$126 milhões e R\$10 milhões respectivamente, correspondendo a 29,0% e 2,3% respectivamente, do total do custo de energia adquirida pela Emissora nos primeiros nove meses de 2000. Em 2001, estima-se que Uruguaiana representará um volume similar ao de Itaipu.

A Emissora é obrigada a comprar uma quantidade de energia elétrica de Itaipu determinada pela Lei 5.899/73 e regulamentações posteriores do DNAEE, hoje ANEEL. O faturamento desta energia é calculado com base na capacidade instalada colocada à disposição da Companhia, no percentual de 2,868% do total de potência disponibilizada, sobre a qual é aplicada uma tarifa que leva em consideração a variação da cotação do dólar comercial até o dia do pagamento.

Além de Itaipu, a Emissora tem obrigações com dois contratos de suprimento de energia elétrica com a Usina Termelétrica de Uruguaiiana, Produtor Independente de Energia. Um destes contratos é advindo ainda da privatização da estatal Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE (da qual a Emissora se originou), envolvendo um volume anual aproximado de 1.500 GWh, e outro contrato foi firmado, já pela Emissora, em outubro de 1998, envolvendo um volume anual de 550 GWh . Os dois contratos contêm na sua formulação de reajuste tarifário anual, parcelas com dependência na variação da cotação do dólar comercial.

Além do fornecimento de energia elétrica de Itaipu e Uruguaiiana, em 30 de setembro de 2000 a Emissora possuía dívidas em moeda estrangeira no valor total de R\$1.345,9milhões (aproximadamente US\$732 milhões).

Uma desvalorização significativa da moeda brasileira frente ao dólar norte-americano poderá acarretar um aumento correspondente no custo de fornecimento de energia e um aumento da dívida em reais da Companhia, afetando negativamente sua condição financeira e seus resultados operacionais.

Tarifas e Efeitos nos Resultados Operacionais

A Companhia está sujeita a uma extensa regulamentação sobre suas tarifas. As tarifas cobradas pela Companhia pela venda de energia elétrica aos consumidores finais e as tarifas pagas pela Companhia pela compra de energia elétrica em razão dos Contratos Iniciais (vide seção “*Setor de Energia no Brasil*”) são atualmente fixadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (“ANEEL”), o órgão regulador do governo para o setor de energia elétrica. No passado, o governo restringiu a frequência e o volume de aumento das tarifas e, por vezes, fixou as taxas cobradas pelas companhias de serviços públicos (incluindo a Companhia) em patamares desfavoráveis a fim de controlar a inflação, dentre outras razões. Por vezes e freqüentemente nos últimos anos, as margens operacionais da Companhia foram prejudicadas pela imposição e manutenção destas baixas taxas.

Os termos do Contrato de Concessão que a Emissora e o Governo Federal (o “Poder Concedente”) firmaram em 6 de novembro de 1997, como parte do processo de privatização (o “Contrato de Concessão”), incluem uma fórmula para ajuste de tarifa que prevê o repasse dos custos exógenos, ou seja, custos intrasetoriais, tais como, Reserva Global de Reversão e Conta Consumo de Combustível e despesas com compra e transporte de energia, para a tarifa de venda aos consumidores da Companhia. Outros custos endógenos que estão refletidos no valor das tarifas, também em conformidade com o Contrato de Concessão, são reajustados pela inflação, tendo o IGP-M como índice. Os repasses relativos aos encargos setoriais são feitos na data de reajuste anual, no mês de abril, ou através de revisões extraordinárias esta última a critério do Poder Concedente.

A partir de abril de 2003, o índice de inflação que reajusta os custos endógenos será ajustado por um índice chamado fator X. O Fator X permite ao Poder Concedente ajustar as tarifas de forma que os consumidores se beneficiem do aumento de eficiência e economias a serem alcançadas pela Empresa. A revisão tarifária e o estabelecimento do Fator X tem por base critérios a serem definidos pelo Poder Concedente, que atualmente está em processo de audiência pública. O Poder Concedente ainda não esclareceu como pretende aplicar os elementos do Fator X, nem informou qual o percentual, se houver, ou quais ganhos de eficiência poderão ser retidos pela Emissora ou, ainda, quais percentuais poderão ser repassados aos consumidores. Quando o Fator X começar a ser aplicado sobre as tarifas da Emissora, a margem de lucro da Companhia dependerá de sua capacidade de atingir eficiência em sua estrutura de custos equivalente aos ajustes impostos pelo Fator X.

A Companhia apresentou à ANEEL, em março de 1998, nos termos do Contrato de Concessão, o primeiro pedido de reajuste após a sua privatização. A ANEEL atendeu ao pedido de reajuste de tarifas feito pela Companhia, tendo concedido um reajuste de 4,33% sobre as tarifas vigentes até abril de 1998. Em abril de 1999, a ANEEL aprovou um reajuste médio nas tarifas de 10,33%, e em junho houve uma revisão tarifária de 2,44%. Em abril de 2000, a ANEEL aprovou um reajuste médio nas tarifas da Companhia de 10,67%, que vigorará até Abril de 2001, sendo 9,58% devido ao reajuste anual e 1,0% de revisão em função do aumento da alíquota do COFINS. Não há como assegurar que a ANEEL aprovará novos reajustes das tarifas da Emissora após abril de 2001.

Concorrência, Privatização e Desregulamentação do Setor Brasileiro de Energia Elétrica

Apesar de ser a única concessionária de distribuição de eletricidade em sua área de concessão, a Emissora não detém mais a exclusividade para a distribuição dentro dessa área, possuindo potenciais concorrentes. Como consequência de alterações legislativas, outros fornecedores podem ofertar eletricidade a grandes consumidores da Emissora, inclusive a preços mais baixos do que aqueles atualmente cobrados pela Companhia. Conforme previsto nas Resoluções ANEEL nºs 286/99, 282/99 e 286/99, as empresas de distribuição e transmissão estão ainda obrigadas a permitir o uso de suas linhas e instalações para a transmissão e distribuição de eletricidade a terceiros, mediante o pagamento de uma tarifa. Como consequência, os grandes clientes industriais existentes (aqueles cuja demanda é igual ou superior a 3MW com suprimento de tensão igual ou superior a 69kV) e os novos grandes consumidores (aqueles cuja demanda é igual ou superior a 3MW, supridos a qualquer tensão), possuem atualmente alternativas de fonte de suprimento de energia, incluindo-se as opções de auto-geração ou co-geração. A Emissora possui 24 consumidores (unidades consumidoras) com demanda superior a 3MW supridos a uma tensão igual ou superior a 69kV. Tais consumidores representaram aproximadamente 25% do volume total de vendas de energia elétrica da Emissora e 13% do faturamento médio, durante o ano de 2000.

Padrão dos Serviços

O Contrato de Concessão determina os indicadores técnicos relativos a padrões de serviços e atendimento – tais como o TAC, DEC e FEC - que devem ser observados pela Companhia, objeto de constante aperfeiçoamento, nos períodos de adaptação, transição e finalmente aplicação desses indicadores. A ANEEL, por meio da Resolução nº 24/2000, estabeleceu novos valores de indicadores, que foram constituídos com base no histórico do período compreendido entre 1999 e 2000, em conjunto com a Emissora. A partir do início do ano de 2001, será iniciado o controle dos padrões de serviços de acordo com estes novos indicadores, para cada conjunto representativo de consumidores. Caso a Companhia não atenda aos padrões estabelecidos, estará sujeita a penalidades que vão desde advertência, multa pecuniária ou ressarcimento direto aos consumidores proporcionalmente ao consumo até caducidade do Contrato de Concessão, nos casos de reincidência continuada no descumprimento dos indicadores.

Aquisição de Energia Elétrica no Mercado Atacadista

A Emissora pode recorrer ao Mercado Atacadista de Energia (“MAE”) para adquirir a energia não contratada que seja necessária para atender a demanda de seus consumidores. Os preços de energia no MAE são voláteis, dependendo das condições de mercado no momento da aquisição, e podem chegar a níveis que impeçam o seu repasse integral para as tarifas cobradas dos consumidores. Essa situação pode afetar negativamente a capacidade financeira da Emissora, acarretando reduções em suas margens operacionais (para obter maiores detalhes sobre o funcionamento do MAE, vide a seção “*Setor de Energia Elétrica no Brasil*”).

Questões fiscais e ações judiciais

Em 30 de setembro de 2000, o saldo das Provisões para Litígios e Contingências era de R\$139,7 milhões, sendo R\$25,3 milhões relacionados às contingências de curto prazo e R\$114,4 milhões às contingências de longo prazo.

Deste total, a Companhia está questionando judicialmente o pagamento de tributos e contribuições sociais, dentre os quais PIS e COFINS que totalizam R\$29,9 milhões registrados como contingências de longo prazo.

Há provisões para contingências trabalhistas oriundas da CEEE, no montante de R\$25,8 milhões, além de provisões para complementação temporária de proventos e para plano de aposentadoria incentivada (em decorrência de acordo coletivo de trabalho), no montante de R\$40,80 milhões, provisão para Fundo de Pensão, que tem como objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários dos participantes, no valor R\$32,9 milhões, em setembro 2000 e provisão para contingências fiscais, relativas ao percentual de participação da Emissora, em processo de natureza tributária da Fundação Eletroceee, no valor de R\$3,7 milhões. Finalmente, há provisão para perdas contratuais, no montante de R\$5,72 milhões, além de outras provisões no montante de R\$757 mil.

Inadimplência

O grau de inadimplência dos consumidores em relação à Companhia tem sido historicamente alto, especialmente no que se refere às contas devidas pelo setor público. A administração da Companhia vem implementando gestões junto aos consumidores para redução do saldo de contas a receber vencidas, em especial com o setor público, nas suas diversas esferas.

A partir de 2000, foi negociado com órgãos do Governo do Estado (Corsan, Secretaria da Justiça, Secretaria da Educação) aproximadamente R\$930.000,00 em débitos atrasados. Com várias Prefeituras, aproximadamente R\$19.700.000,00, sendo que para aquelas Prefeituras que permanecem inadimplentes está sendo negado qualquer aumento de carga, de modo a não aumentar essa dívida. Quando esgotado todo tipo de negociação amigável com os órgãos públicos (especialmente as prefeituras), a Emissora passa a executar judicialmente seus créditos. Em sua maioria, as cobranças judiciais referem-se a fornecimentos da Iluminação Pública, que hoje monta em R\$10.957.033,77. Os fornecimentos relativos a imóveis próprios das prefeituras estão sendo pagos em dia.

As condições pactuadas, para pagamento dos montantes devidos até a data do contrato, estão sendo negociadas para pagamento em prazos variáveis, no mais das vezes em prazos inferiores a 36 meses, atualizadas pelo IGP-M. Em casos excepcionais, o prazo poderá ser estendido um pouco mais, desde que vinculado a garantias e encargos adicionais.

Mudança de Controle Acionário devido a Regras de Desconcentração

A ANEEL, por meio da Resolução nº 278/2000, estabeleceu certos limites para as participações cruzadas entre agentes de geração e agentes de distribuição (vide Seção “O Setor de Energia Elétrica no Brasil – Regras de Desconcentração” deste Prospecto). Consequentemente, a Companhia e seus acionistas controladores têm a obrigação de observar tais limites. Caso a

Emissora e/ou empresas vinculadas – assim entendidas as empresas coligadas, controladas ou controladoras, que possuem em comum um ou mais acionistas que detêm, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, participação igual ou superior a 10% (dez por cento) do capital votante, ou, no caso de sociedades limitadas, do capital social – excedam os referidos limites, estas ficarão impedidas de adquirir novas participações em controles societários e ativos de empresas do setor de energia elétrica, dos quais resultem ampliações de seus percentuais de participação no segmento considerado.

Disponibilidade de Financiamento para o Programa de Investimentos

O Orçamento de Investimento anual aprovado para o ano 2000 foi de R\$53,9 milhões.

Dos R\$53,9 milhões aprovados, 79% já se realizou nos primeiros nove meses de 2000, sendo R\$28,4milhões em distribuição, R\$6,8milhões em subestações, R\$2,2milhões em linhas de transmissão, R\$4,2milhões em sistemas de informação e gerenciamento do sistema elétrico e R\$0,4mil em veículos. A execução deste programa de investimentos depende de uma série de fatores e circunstâncias, compreendendo o potencial de retorno do investimento previsto para quaisquer desses dispêndios, a capacidade da Companhia de manter níveis tarifários adequados, a taxa de crescimento do consumo de eletricidade na área de concessão da Companhia e evoluções na estrutura e regulamentação do mercado de eletricidade no Brasil. A Companhia basicamente financiou o seu programa de investimentos através de recursos próprios.

Escassez de Eletricidade

O Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás para a Região Sul prevê a instalação adicional de significativa capacidade de geração. Esse plano também contempla a expectativa de que uma parcela significativa da referida capacidade seja financiada e detida pelo setor privado. O plano tem por base diversas previsões de crescimento e demanda na Região. Por tratar-se de um plano que tem caráter apenas indicativo, não há como assegurar, porém, que seja cumprido, que a União Federal consiga investir suficientemente em nova capacidade e atrair investimentos do setor privado para atender à demanda prevista, nem que tais previsões se revelem corretas e, conseqüentemente, que não ocorra escassez ou racionamento de energia. A escassez e o racionamento de energia podem produzir um efeito adverso relevante sobre a Companhia.

Não há como assegurar que a Companhia conseguirá identificar fontes adicionais de energia. Ademais, caso a escassez de energia faça com que a Companhia compre energia de outras fontes que não sejam aquelas contratadas, não é possível assegurar que ela conseguirá recuperar os aumentos de custo relacionados a estas compras. Outro risco é o estabelecimento de racionamentos, onde a Companhia poderá ser obrigada a vender menos energia e, conseqüentemente, obterá menores receitas.

Custos Potenciais da Observância da Legislação Ambiental

As instalações da Companhia estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento, atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente, sendo que a Companhia tem realizado e continuará a realizar os dispêndios necessários a fim de dar cumprimento a essas disposições. A Companhia acredita que suas instalações atendem atualmente às leis e regulamentos em questão. Entretanto, eventuais dispêndios pela Companhia que sejam necessários à observância de tais regulamentos no futuro poderão causar um efeito prejudicial relevante sobre seus resultados operacionais ou sobre sua situação financeira.

Perdas de Energia

A Emissora atualmente está dentro dos limites considerados aceitáveis com relação a perdas técnicas e não técnicas, em função das características de seu Sistema Elétrico, conforme trabalho técnico elaborado pela ABRADDEE – Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica.

Com relação às perdas técnicas, fazem parte do programa de redução de perda: obras de reconduzimento de alimentadores de distribuição, instalações de bancos de capacitores, reguladores de tensão e obras de melhorias e ampliações no sistema de transmissão. Com relação às perdas não-técnicas, a Emissora vem desenvolvendo ao longo do ano 2000 um programa de fiscalização e substituição de medidores avariados e/ou obsoletos. Apesar dos resultados significativos obtidos até o momento, não há garantia de que as perdas permanecerão nos níveis atuais, serão reduzidas, ou mesmo não aumentarão no futuro.

Informações Acerca do Futuro da Emissora

Este Prospecto contém informações acerca das perspectivas do futuro da Emissora que refletem as opiniões da Companhia em relação a desenvolvimentos futuros e que, como em qualquer atividade econômica, envolvem riscos e incertezas. Embora a Companhia acredite que as informações acerca das perspectivas do seu futuro sejam baseadas em convicções e expectativas

razoáveis, não há garantia de que o desempenho futuro seja consistente com essas informações. Os eventos futuros poderão diferir sensivelmente das tendências aqui indicadas, dependendo de vários fatores discutidos na seção “*Fatores de Risco*” e em outras seções deste Prospecto. Os potenciais investidores são advertidos a examinar com toda a cautela e diligência as informações acerca do futuro da Companhia e não tomar decisões de investimento unicamente baseados em previsões futuras ou expectativas. A Emissora não assume nenhuma obrigação de atualizar ou revisar qualquer informação acerca das perspectivas de seu futuro.

Considerações Referentes à Caução dos Direitos Creditórios

Descrição da Caução

As Debêntures têm como garantia a caução, nos termos dos artigos 271 a 279 do Código Comercial Brasileiro e 768 e seguintes do Código Civil Brasileiro, de parte dos créditos, presentes e futuros, da Emissora decorrentes da venda de energia elétrica a seus consumidores, representando uma parcela do seu faturamento bruto diário, de acordo com os termos e condições do Contrato de Caução.

Os créditos oriundos da venda de energia elétrica aos consumidores da Emissora são recebidos através de uma rede de arrecadação (a “Rede Arrecadadora”) que, nos termos do Contrato de Caução, foi instruída a direcionar os recursos arrecadados para contas centralizadoras (a “Contas Centralizadoras”) mantidas pela Emissora junto ao Banco do Estado do Rio Grande do Sul S.A., Banco do Brasil S.A., Banco Bradesco S.A. e BankBoston Banco Múltiplo S.A. (“Bancos Centralizadores”). Nos termos do Contrato de Caução, a totalidade do faturamento da Emissora deverá transitar pelas Contas Centralizadoras, contas essas que o Agente Fiduciário poderá acessar, até o montante caucionado, na eventualidade de uma inadimplência da Emissora.

A caução é limitada ao volume diário correspondente a 30% do Faturamento Bruto Médio Diário da Emissora do mês imediatamente anterior ao mês de referência, entendendo-se como “Faturamento Bruto Médio Diário”, no primeiro mês de vigência do Contrato de Caução, R\$4.531.000,00 (quatro milhões, quinhentos e trinta e um mil reais) e para os meses subsequentes, o faturamento bruto mensal da Emissora conforme informado ao Agente Fiduciário de acordo com as disposições do Contrato de Caução dividido pelo número de dias úteis do mês correspondente.

O quadro a seguir apresenta o Faturamento Bruto Médio Diário da Emissora durante os últimos 12 meses e a parcela correspondente a 30% deste faturamento:

		Faturamento Bruto Mensal (R\$)	Dias Úteis	Faturamento Bruto Médio Diário (R\$)	Parcela de 30% correspondente à Caução (R\$)
Novembro	1999	72.332.264	20	3.616.613	1.084.984
Dezembro	1999	73.029.649	21	3.477.602	1.043.281
Janeiro	2000	77.364.291	20	3.868.215	1.160.464
Fevereiro	2000	81.619.521	21	3.886.644	1.165.993
Março	2000	84.643.174	21	4.030.627	1.209.188
Abril	2000	81.451.532	19	4.286.923	1.286.077
Mai	2000	88.811.085	22	4.036.868	1.211.060
Junho	2000	86.526.990	21	4.120.333	1.236.100
Julho	2000	87.021.338	21	4.143.873	1.243.162
Agosto	2000	92.489.834	23	4.021.297	1.206.389
Setembro	2000	82.357.366	20	4.117.868	1.235.360
Outubro	2000	82.557.329	21	3.931.301	1.179.390
Novembro	2000	83.741.956	20	4.187.098	1.256.129
Dezembro	2000	89.793.802	20	4.489.690	1.346.907

Fonte: AES Sul

Nos termos do Contrato de Caução, em caso de não pagamento pela Emissora dos valores devidos nos termos da Escritura nas respectivas datas de vencimento, o Agente Fiduciário está autorizado a requerer diariamente junto ao Banco Centralizador, o bloqueio dos recursos correspondentes à caução prestada, observado o limite de 30% do Faturamento Bruto Médio Diário da Emissora, até que o volume necessário para o pagamento das obrigações vencidas seja atingido.

Riscos Associados à Caução

O Contrato de Caução não prevê o acesso aos consumidores da Emissora ou aos integrantes da Rede Arrecadadora (conforme definido acima) para cobrança dos créditos sujeitos à caução, de modo que, para operacionalizar a caução, a Emissora assumiu as seguintes obrigações contratuais:

- (i) direcionar a totalidade de seu faturamento para as Contas Centralizadoras mantidas junto aos Bancos Centralizadores, através da Rede Arrecadadora;
- (ii) somente alterar os Bancos Centralizadores, os integrantes da Rede Arrecadadora e a Conta Centralizadora nos termos do Contrato de Caução; e
- (iii) instruir, de forma irrevogável e irrevogável, a Rede Arrecadadora a depositar todos os recursos recebidos nas Contas Centralizadoras.

Os Bancos Centralizadores obrigam-se ainda a acatar ordens do Agente Fiduciário e da Emissora, estritamente de acordo com os termos do Contrato de Caução. Desta forma, a possibilidade de acesso e eventual execução dos créditos sujeitos à caução depende do cumprimento pela Emissora e pelos Bancos Centralizadores de suas respectivas obrigações assumidas no Contrato de Caução.

Adicionalmente, a Emissora obriga-se a instruir os integrantes da Rede Arrecadadora para que depositem todo e qualquer recurso decorrente da cobrança de créditos oriundos da venda de energia elétrica nas Contas Centralizadoras, de modo que o acesso e eventual execução destes créditos também estarão sujeitos a aceitação e cumprimento pelos integrantes da Rede Arrecadadora destas instruções. Na hipótese de algum dos integrantes da Rede Arrecadadora não concordar com o procedimento estabelecido no Contrato de Caução, a Emissora deverá adequar sua Rede Arrecadadora, substituindo a instituição discordante.

Riscos Relativos ao Faturamento da Emissora

Conforme descrito acima, a caução dos créditos é limitada ao volume diário correspondente a 30% do Faturamento Bruto Médio Diário da Emissora. Assim, o montante caucionado está sujeito às variações no faturamento da Emissora.

A Emissora possui contratos com as geradoras das quais adquire energia, com as transmissoras de energia elétrica e com o Operador Nacional do Sistema - ONS (celebrados anteriormente à privatização) de acordo com os quais, caso a Emissora não honre suas obrigações de pagamento previstas nos respectivos contratos, as geradoras, as transmissoras e o ONS estão autorizados a requerer a transferência automática dos recursos que transitam pela Conta Centralizadora para o pagamento dessas obrigações. O volume médio mensal das obrigações relativas a estes contratos de garantia (calculado com base nos valores previstos para o ano de 2000) corresponde a aproximadamente R\$19.000.000,00 (dezenove milhões de reais) mensais, o que representa

aproximadamente 25% do faturamento bruto mensal médio da Emissora durante o ano de 2000. Assim, em caso de redução do faturamento da Emissora, o volume de recursos que transita pela Conta Centralizadora poderá não ser suficiente para dar cumprimento às obrigações previstas no Contrato de Caução e às obrigações sujeitas ao mecanismo de garantia.

Os contratos celebrados pela Emissora com as geradoras das quais adquire energia e com as transmissoras de energia elétrica prevêm a aplicação do mecanismo de transferência automática acima descrito apenas com relação à Conta Centralizadora mantida junto ao BankBoston Banco Múltiplo S.A. No entanto, caso este mecanismo não seja suficiente para assegurar o pagamento das obrigações devidas no prazo de 5 (cinco) dias, as geradoras e as transmissoras poderão exigir a aplicação deste mecanismo a outras contas da Emissora. Caso este mecanismo seja aplicado a qualquer outra conta da Emissora, que não à Conta Centralizadora, uma parcela do faturamento da Emissora não será depositada na Conta Centralizadora, conforme exigido pelo Contrato de Caução.

CAPITALIZAÇÃO DA COMPANHIA

A tabela abaixo demonstra a dívida de curto e de longo prazo, bem como o patrimônio líquido da Emissora, em 30 de setembro de 2000.

<i>Capitalização</i>	<i>R\$ mil</i>
<i>Dívidas a Curto Prazo</i>	
<i><u>Moeda Nacional</u></i>	
<i>Fundação ELETROCEEE</i>	1.953
<i>Leasing</i>	1.275
<i>Consumidores</i>	6.796
<i>Eletróbrás</i>	333
<i>Capital de giro</i>	22.737
<i>Subtotal</i>	33.094
<i><u>Moeda Estrangeira</u></i>	
<i>Fixed Rate Notes</i>	-
<i>Leasing</i>	1.463
<i>Subtotal</i>	1.463
<i>Total Dívidas a Curto Prazo</i>	34.557
<i>Dívidas a Longo Prazo</i>	
<i><u>Moeda Nacional</u></i>	
<i>Fundação ELETROCEEE</i>	21.160
<i>Leasing</i>	71
<i>Consumidores</i>	350
<i>Eletróbrás</i>	759
<i>BNDES</i>	1.481
<i>Subtotal</i>	23.821
<i><u>Moeda Estrangeira</u></i>	
<i>Fixed Rate Notes</i>	1.344.490
<i>Leasing</i>	2
<i>Subtotal</i>	1.344.492
<i>Total Dívidas a Longo Prazo</i>	1.368.313
<i>Total de Dívidas</i>	1.402.870
<i>Caixa e Investimentos a curto prazo</i>	6.984
<i>Patrimônio Líquido</i>	
<i>Capital</i>	463.254
<i>Reserva de Capital</i>	177.209
<i>Reserva de Reavaliação</i>	- 0 -
<i>Reserva de Lucros</i>	- 0 -
<i>Lucro/Prejuízo Acumulado</i>	(490.491)
<i>Total do Patrimônio Líquido</i>	149.972
<i>Capitalização Total</i>	1.559.826

As dívidas de curto prazo incluem também a atual porção da dívida de longo prazo bem como os juros acumulados e não vencidos das dívidas de curto e longo prazo. A capitalização total inclui a dívida total de curto prazo.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos da presente Emissão serão utilizados para o pagamento do serviço da dívida relativo operações contratadas pela Emissora no mercado internacional, conforme demonstrativo abaixo:

Demonstrativo de Fontes e Usos

<u>Fonte</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Volume</u>	<u>Moeda</u>
1ª Emissão.....	01/12/2003 (1ª e 2ªséries)	R\$250.000.000,00	Reais
<u>Uso</u>		<u>Volume</u>	
Pagamento do Serviço da Dívida em atraso*		R\$ 161.770,00	R\$ mil
Pagamento do Serviço da Dívida referente ao período (01/10/00 a 24/01/01)**		R\$ 75.257,00	R\$ mil
Comissão referente a 1º emissão de Debêntures Simples		R\$ 4.936,00	R\$ mil
Amortização de empréstimos de curto prazo, na forma de Capital de giro		R\$ 8.037,00	R\$ mil

* Referente a dívida em atraso relativa ao Floating Rate Notes (FRN) no montante de US\$ 730,000,000.00 (Setecentos e trinta milhões de dólares norte americanos) contraído pela Emissora, conforme descrito no Capítulo Negócios da Companhia, Seção Contratos Relevantes – item III Contratos Financeiros.

** Referente a juros do FRN, mencionado acima, a serem pagos em 24 de janeiro de 2001 (conforme Certificado de Registro nº 441/00425 emitido pelo Banco Central do Brasil);

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

Informações contábeis auditadas, para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 1999, 31 de dezembro de 1998, 30 de setembro de 2000 e 30 de setembro de 1999.

Valores em R\$ Mil	Período de nove meses encerrado em 30		Exercício encerrado em 31 de Dezembro	
	de Setembro de		de	
	2000	1999	1999	1998
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Fornecimento de energia elétrica	761,387	634,882	850,729	729,395
Outras	10,158	11,764	15,093	16,557
	771,545	646,646	865,822	745,952
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
Quota para reserva global de reversão	(10,204)	(6,550)	(16,363)	(10,230)
Impostos e contribuições sobre a receita	(178,995)	(150,094)	(211,035)	(173,824)
	(189,199)	(156,644)	(227,398)	(184,054)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	582,346	490,002	638,424	561,898
RECEITA (DESPESA) OPERACIONAL				
Pessoal	(22,153)	(50,047)	(61,231)	(20,318)
Material	(2,995)	(2,982)	(3,893)	(4,209)
Serviço de terceiros	(34,568)	(28,712)	(40,093)	(33,894)
Energia elétrica comprada para revenda	(312,276)	(224,866)	(313,288)	(268,178)
Transporte de potência elétrica	(36,785)	(33,276)	(47,880)	(36,518)
Depreciação e amortização	(66,185)	(61,729)	(57,130)	(31,477)
Quota para a conta consumo combustível	(25,791)	(17,481)	(22,796)	(17,049)
Operador Técnico (AES Corp.)	(17,470)	(14,795)	(19,248)	(16,341)
Outras despesas	(209)	11,512	8,501	(58,268)
	(518,432)	(422,376)	(557,058)	(486,252)
RESULTADO DO SERVIÇO	63,914	67,626	81,366	75,646
RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA				
Renda de aplicações financeiras	341	4,746	5,882	7,452
Variações monetária e cambial - líquidas	(43,070)	(523,511)	(417,423)	(44,301)
Encargos de dívidas	(173,849)	(133,596)	(194,271)	(52,862)
Outras	1,242	3,992	(5,938)	(1,917)
	(215,336)	(648,369)	(611,750)	(91,628)
RESULTADO OPERACIONAL	(151,422)	(580,743)	(530,384)	(15,982)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL				
Receita não operacional	672	5,307	5,043	8,038
Despesa não operacional	(1,214)	(1,665)	(2,269)	(5,707)
	(542)	3,642	2,774	2,331
PREJUÍZO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(151,964)	(577,101)	(527,610)	(13,651)
Provisão para contribuição social			(19)	(66)
Contribuição social diferida	12,063	45,423	42,151	1,157
Provisão para imposto renda			(58)	(4,348)
Imposto de renda diferido	37,661	141,823	131,579	7,420
	49,724	187,246	173,653	4,163
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(102,240)	(389,855)	(353,957)	(9,488)
	Saldos Levantados em	Saldos Levantados em		
	em 30 de Setembro de	31 de Dezembro de		
	2000	1999	1999	1998
ATIVO:				
Ativo Circulante	162,006	157,941	130,220	154,594
Ativo Realizável a Longo Prazo	354,919	304,706	303,109	95,712
Ativo Permanente	1,566,407	1,586,087	1,585,970	1,610,486
Ativo Total	2,083,332	2,048,734	2,019,299	1,860,792
PASSIVO:				
Passivo Circulante	345,389	231,131	228,309	135,017
Passivo Exigível a Longo Prazo	1,587,971	1,601,492	1,538,773	1,118,837
Patrimônio Líquido	149,972	215,111	252,217	606,938

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E OS RESULTADOS OPERACIONAIS

A presente análise deve ser lida juntamente com as Demonstrações Financeiras da Companhia, que fazem parte integrante do presente Prospecto. As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com a legislação brasileira aplicável.

Considerações Gerais

A AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., sociedade anônima de capital aberto, é uma concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo sido constituída em 28 de julho de 1997 com capital inicial de R\$10 mil, sob a denominação de Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica, como subsidiária integral da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE. A Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 11 de agosto de 1997, aprovou um aumento de capital no montante de R\$536,3 milhões, correspondendo a bens e obrigações da sua controladora. Em 21 de outubro de 1997, a Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica foi privatizada e, em 18 de dezembro de 1997, sua razão social foi alterada para AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.

As Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao período de 28 de julho (data de constituição) a 31 de dezembro de 1997, contendo cinco meses de operações, foram omitidas deste Prospecto, uma vez que não permitem a comparação de forma ideal, pois na maior parte daquele período as operações da Companhia ainda estavam integradas à CEEE, que era controlada pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul.

A Companhia é atualmente auditada pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

Demonstrações de Resultado consolidadas e auditadas, para os exercícios de 1998, encerrado em 31 de dezembro de 1998, e de 1999, encerrado em 31 de dezembro de 1999.

Valores em R\$ Mil	Exercício encerrado em 31 de Dezembro de	
	1999	1998
RECEITA OPERACIONAL BRUTA		
Fornecimento de energia elétrica	850,729	729,395
Outras	15,093	16,557
	865,822	745,952
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
Quota para reserva global de reversão	(16,363)	(10,230)
Impostos e contribuições sobre a receita	(211,035)	(173,824)
	(227,398)	(184,054)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	638,424	561,898
RECEITA (DESPESA) OPERACIONAL		
Pessoal	(61,231)	(20,318)
Material	(3,893)	(4,209)
Serviço de terceiros	(40,093)	(33,894)
Energia elétrica comprada para revenda	(313,288)	(268,178)
Transporte de potência elétrica	(47,880)	(36,518)
Depreciação e amortização	(85,137)	(54,259)
Quota para a conta consumo combustível	(22,796)	(17,049)
Operador Técnico (AES Corp.)	(19,248)	(16,341)
Outras despesas	36,508	(35,486)
	(557,058)	(486,252)
RESULTADO DO SERVIÇO	81,366	75,646
RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA		
Renda de aplicações financeiras	5,882	7,452
Variações monetária e cambial - líquidas	(417,423)	(44,301)
Encargos de dívidas	(194,271)	(52,862)
Outras	(5,938)	(1,917)
	(611,750)	(91,628)
RESULTADO OPERACIONAL	(530,384)	(15,982)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL		
Receita não operacional	5,043	8,038
Despesa não operacional	(2,269)	(5,707)
	2,774	2,331
PREJUÍZO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		
	(527,610)	(13,651)
Provisão para contribuição social	(19)	(66)
Contribuição social diferida	42,151	1,157
Provisão para imposto renda	(58)	(4,348)
Imposto de renda diferido	131,579	7,420
	173,653	4,163
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(353,957)	(9,488)
Geração Operacional de Caixa (EBITDA)*	166,503	129,905

* Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização. A geração operacional de caixa ou EBITDA (earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) é uma medida de aproximação do fluxo de caixa operacional da Companhia. A inclusão desta informação tem por objetivo apresentar uma medida da capacidade da Companhia de gerar caixa a partir de suas atividades operacionais.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 1999 comparado com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 1998.

Receita Operacional

A Receita Operacional de vendas ao consumidor sofreu uma variação positiva de 16,1% em 1999, passando de R\$745,9 milhões em 1998 para R\$865,8 milhões em 1999. Esse crescimento deve-se, principalmente, à combinação de dois fatores: reajuste tarifário médio de 10,33% no mês de abril de 1999 e revisão tarifária de 2,44% no mês de junho de 1999; e crescimento de 9,2% no volume de energia vendida, de 6.267 GWh em 1998 para 6.842 GWh em 1999.

A tarifa média de fornecimento em 1999, sem ICMS, foi de R\$99,01/MWh, representando um aumento de 9,5% em relação à tarifa média de R\$90,45/MWh no ano de 1998. O crescimento da tarifa média de fornecimento foi inferior a soma do reajuste e revisão obtidos no ano, combinados com o aumento no volume de energia vendida no mesmo período, devido ao maior aumento do fornecimento para clientes com tarifas mais baixas. Na classe rural, o crescimento foi de 20,0% e na classe industrial foi de 7,9%, em comparação ao fornecimento à classe residencial, de apenas 5,5%.

Outras receitas operacionais reduziram aproximadamente 8,8%, passando de R\$16,5 milhões em 1998 para R\$15,1 milhões no exercício encerrado em 1999.

Tributos

As despesas com impostos e tributos cresceram aproximadamente 21,4% em 1999, passando de R\$173,8 milhões em 1998 para R\$211,0 milhões em 1999, devido principalmente à mudança de alíquota do COFINS de 2% (dois por cento) para 3% (três por cento), bem como ao incremento da receita operacional no mesmo período.

Receita Operacional Líquida

A receita líquida com a venda de energia elétrica e serviços aumentou 13,6% no exercício de 1999, passando de R\$561,9 milhões em 1998 para R\$638,4 milhões em 1999 devido aos motivos supra mencionados.

Despesas Operacionais

Os custos dos serviços vendidos atingiram R\$557,1 milhões no exercício de 1999 (87,3% da receita líquida), representando um aumento de aproximadamente 14,6% sobre os R\$486,3 milhões gastos no exercício de 1998 (86,5% da receita líquida). Este acréscimo deve-se basicamente ao custo adicional representado pelo PDV – Programa de Demissão Voluntária, ocorrido em junho de 1999, bem como em função do aumento de 16,8% em relação a 1998, na energia elétrica comprada para revenda. Esse aumento tem como razões principais o efeito da desvalorização cambial sobre a energia comprada em dólares, outros reajustes no preço da energia, e o aumento nos custos de transporte de potência elétrica.

A variação positiva na conta de outras despesas deve-se principalmente à reversão de algumas provisões ocorridas no ano 1999. As principais variações nas provisões ocorreram da seguinte forma: R\$20,3 milhões na provisão para contingências trabalhistas, devido principalmente ao redimensionamento das estimativas de risco sugeridas pelos advogados da Companhia, bem como a prescrição de alguns itens provisionados anteriormente; R\$17,1 milhões na provisão para contribuição adicional ao fundo de pensão, devido a saída de diversos participantes no PDV ocorrido no mês de junho de 1999; R\$11,1 milhões na provisão para perdas contratuais, devido principalmente à nova situação projetada para vendas no mercado de curto prazo nos próximos anos e R\$4,2 milhões na provisão para contingências fiscais, uma vez que essa contingência passou a ser reconhecida diretamente nas demonstrações da Fundação Eletroceee.

As despesas com transmissão de energia elétrica aumentaram 31,1%, passando de R\$36,5 milhões no exercício de 1998 para R\$47,9 milhões no ano de 1999, em função da introdução da ONS em junho de 1999 e da conseqüente reestruturação feita pela ANEEL, através da resolução nº 67/99, dos custos de transmissão a serem pagos pela Companhia.

Despesas com pessoal passaram de R\$20,3 milhões em 1998 para R\$61,2 milhões no exercício de 1999, representando um acréscimo de 201,4%. Este acréscimo explica-se principalmente pelos R\$30,6 milhões de custo do PDV, pela implementação na empresa da política de remuneração variável que em dezembro de 1999 totalizou R\$3,4 milhões e pela redução da capitalização de mão-de-obra para projetos em andamento, no montante de R\$2,6 milhões.

As despesas com serviços de terceiros aumentaram aproximadamente 18,29% em 1999, passando de R\$33,9 milhões em 1998 para R\$40,1 milhões em 1999. As principais explicações para este incremento são a implantação do *call center*, o aumento da terceirização devido ao PDV ocorrido em junho de 1999 e o início da atividade de fiscalização de medidores e incremento da atividade de corte dos consumidores inadimplentes.

As despesas de depreciação e amortização apresentaram um crescimento de 81%, passando de R\$31,5 milhões no ano de 1998 para R\$57,1 milhões no ano de 1999 devido à mudança nas taxas de depreciação estabelecidas pela ANEEL.

As despesas com Operador Técnico apresentaram um acréscimo de 17,8%, passando de R\$16,3 milhões em 1998 para R\$19,2 milhões em 1999, refletindo o aumento da receita operacional bruta, que é a base para o cálculo de sua remuneração.

Resultado do Serviço

A receita operacional de serviços aumentou 7,6%, passando de R\$75,6 milhões no ano de 1998 para R\$81,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 1999, em função do já exposto acima.

Receita (Despesa) Financeira

A despesa financeira líquida sofreu aumento de 567,6%, passando de R\$91,6 milhões em 1998 para R\$611,7 milhões em 1999. Esse acréscimo deve-se principalmente ao efeito da variação cambial negativa sobre a dívida e seus encargos. De abril até dezembro de 1998, a taxa do câmbio variou 5,6%, enquanto de janeiro a dezembro de 1999 variou 56,34%.

Lucro (Prejuízo) Operacional

Embora tenha havido acréscimo no resultado do serviço prestado pela Companhia, devido principalmente à desvalorização cambial ocorrida no primeiro trimestre de 1999, o resultado operacional de 1999 diminuiu em R\$514,4 milhões, totalizando um prejuízo operacional líquido de R\$530,4 milhões, contra R\$15,9 milhões de prejuízo operacional líquido apurado em 1998.

Lucro Não Operacional

O lucro não operacional teve um aumento de 19% no exercício de 1999 em relação ao de 1998, passando de R\$2,3 milhões em 1998 para R\$2,8 milhões em 1999, devido principalmente a melhores resultados na baixa de bens operacionais pela Companhia.

Despesa com Impostos

As receitas com contribuição social e imposto de renda totalizaram R\$4,1 milhões em 1998 e R\$173,6 milhões em 1999. Esta variação resultou da redução da base de cálculo dos impostos através da utilização dos créditos fiscais relativos a provisões constituídas em dezembro de 1998 e ao prejuízo fiscal constituído no exercício de 1999.

Resultado Líquido do Exercício

Como resultado do acima exposto, a Companhia apresentou um prejuízo líquido de R\$353,9 milhões no ano de 1999, comparado a um prejuízo líquido de R\$9,5 milhões em 1998. Destaca-se o impacto expressivo do efeito da desvalorização cambial sobre o principal e encargos da dívida.

Demonstrações de Resultado para os períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2000 e 30 de setembro de 1999.

Valores em R\$ Mil	Período de nove meses encerrado em 30 de Setembro de	
	2000	1999
RECEITA OPERACIONAL BRUTA		
Fornecimento de energia elétrica	761,387	634,882
Outras	10,158	11,764
	771,545	646,646
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
Quota para reserva global de reversão	(10,204)	(6,550)
Impostos e contribuições sobre a receita	(178,995)	(150,094)
	(189,199)	(156,644)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	582,346	490,002
RECEITA (DESPESA) OPERACIONAL		
Pessoal	(22,153)	(50,047)
Material	(2,995)	(2,982)
Serviço de terceiros	(34,568)	(28,712)
Energia elétrica comprada para revenda	(312,276)	(224,866)
Transporte de potência elétrica	(36,785)	(33,276)
Depreciação e amortização	(66,185)	(61,729)
Quota para a conta consumo combustível	(25,791)	(17,481)
Operador Técnico (AES Corp.)	(17,470)	(14,795)
Outras despesas	(209)	11,512
	(518,432)	(422,376)
RESULTADO DO SERVIÇO	63,914	67,626
RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA		
Renda de aplicações financeiras	341	4,746
Variações monetária e cambial - líquidas	(43,070)	(523,511)
Encargos de dívidas	(173,849)	(133,596)
Outras	1,242	3,992
	(215,336)	(648,369)
RESULTADO OPERACIONAL	(151,422)	(580,743)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL		
Receita não operacional	672	5,307
Despesa não operacional	(1,214)	(1,665)
	(542)	3,642
PREJUÍZO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(151,964)	(577,101)
Provisão para contribuição social		
Contribuição social diferida	12,063	45,423
Provisão para imposto renda		
Imposto de renda diferido	37,661	141,823
	49,724	187,246
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(102,240)	(389,855)
Geração Operacional de Caixa (EBITDA)*	130,099	129,355

* Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização. A geração operacional de caixa ou EBITDA (earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) é uma medida de aproximação do fluxo de caixa operacional da Companhia. A inclusão desta informação tem por objetivo apresentar uma medida da capacidade da Companhia de gerar caixa a partir de suas atividades operacionais.

Demonstrações de Resultado para os períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2000 e 30 de setembro 1999.

Receita Operacional

A Receita Operacional aumentou 19,3% em 2000, passando de R\$646,6 milhões em setembro de 1999 para R\$771,5 milhões em setembro de 2000. Esse crescimento deve-se, principalmente, aos aumentos no volume e tarifa média de energia vendida.

O volume total de energia vendida nos primeiros nove meses de 2000 foi de 5.636GWh, 9,33% superior ao total de 5.155GWh vendidos no mesmo período de 1999. As tarifas foram reajustadas em abril de 2000 no percentual médio de 10,67%.

Tributos

As despesas com impostos e tributos cresceram aproximadamente 19,3% em 2000, passando de R\$150,0 milhões em 1999 para R\$179,0 milhões no período findo em setembro de 2000, devido principalmente ao aumento na receita operacional e reajuste tarifário no exercício de 1999.

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida aumentou aproximadamente 18,8% em 2000, passando de R\$490,0 milhões em 1999 para R\$582,3 milhões em 2000, devido aos motivos acima mencionados.

Despesas Operacionais

As despesas com energia elétrica adquirida para revenda aumentaram aproximadamente 38,9%, passando de R\$224,9 milhões no período findo em setembro de 1999, onde representavam 45,9% da receita operacional, para R\$312,3 milhões no mesmo período de 2000, onde passaram a representar 53,6% da receita operacional. Essa variação deve-se à combinação do aumento de aproximadamente 9,7% no volume de energia comprada pela Companhia com o aumento nas tarifas praticadas pelos fornecedores de energia. Esse último fator sofre também o efeito do aumento da participação de energia adquirida no mercado de curto prazo no mix de energia comprada, devido ao volume de compras a preços muito elevados no primeiro trimestre do ano 2000.

As despesas com transmissão de energia elétrica aumentaram 10,5%, passando de R\$33,3 milhões no período findo em setembro de 1999 para R\$36,8 milhões no mesmo período de 2000, em função do aumento na quantidade de energia vendida, que passou de 5.169GWh para 5.640GWh.

As despesas de depreciação apresentaram um crescimento de 7,2%, passando de R\$61,7 milhões no final de setembro de 1999 para R\$66,2 milhões em 2000, aumento esse que resulta principalmente da entrada em operação de novos ativos da Companhia.

As despesas com pessoal sofreram uma redução de 55,7%, passando de R\$50,0 milhões no período findo em setembro de 1999, para R\$22,1 milhões no mesmo período de 2000. A variação das despesas com pessoal pode ser explicada pelo efeito negativo de aproximadamente R\$30,6 milhões decorrentes do PDV implementado pela Companhia no final do 2º trimestre de 1999. Já no ano 2000, se o efeito do PDV no período de 1999 for expurgado, será verificado que houve um aumento de 10% nas despesas com pessoal em relação a 2000, devido à revisão nos critérios de atualização das provisões para o fundo de pensão e complementação temporária de proventos e para o plano de aposentadoria incentivada - PAI.

As despesas com serviços de terceiros aumentaram 20,4%, passando de R\$28,7 milhões no período findo em setembro de 1999 para R\$34,6 milhões no igual período de 2000. As principais razões são a implementação de *call center* no atendimento comercial, que representou um incremento de R\$1,9 milhões, à terceirização do gerenciamento do ambiente de informática, que contribuiu com outros R\$1,6 milhões, bem como à intensificação dos trabalhos de fiscalização da rede, com R\$0,9 milhões. Houve também aumento nos serviços para rede de baixa tensão, devido às más condições climáticas experimentadas no ano 2000.

Receita (Despesa) Financeira

O prejuízo líquido financeiro sofreu diminuição de 66,8% em 2000, passando de R\$648,4 milhões nos três primeiros trimestres de 1999 para R\$215,3 milhões em igual período de 2000. Esta diminuição deve-se principalmente ao efeito da variação da taxa de câmbio sobre a dívida. O aumento da taxa de câmbio, que foi de 3,06% de janeiro a setembro de 2000, gerou um resultado negativo de variação cambial de R\$39,9 milhões contra R\$520,3 milhões negativos no mesmo período de 1999, considerando somente o principal da dívida em moeda estrangeira.

Lucro (Prejuízo) Operacional

O resultado operacional da Companhia passou de R\$580,7 milhões negativos em 1999 para R\$151,4 milhões negativos em 2000, representando uma melhoria de aproximadamente 73,9%. Este resultado reflete o efeito combinado das despesas operacionais em relação a receita operacional – que era 86,2% de janeiro a setembro de 1999, contra 89,02% em igual período de 2000 – originado principalmente pelo aumento dos custos da energia comprada, com a redução considerável do prejuízo financeiro em função do efeito da redução da variação da taxa de câmbio sobre a dívida.

Lucro (Prejuízo) Não Operacional

O lucro ou prejuízo não operacional está vinculado aos ganhos e perdas na alienação e desativação de ativos pela Companhia. No período findo em setembro de 2000, a Companhia apresentou prejuízo de R\$500 mil, enquanto no igual período de 1999 apresentou resultado positivo de R\$3,6 milhões.

Despesa com Impostos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos apresentaram uma redução de 73,4%, passando de R\$187,2 milhões no período findo em setembro de 1999, para R\$49,7 milhões em igual período de 2000. Esta redução é consequência imediata das variações no resultado antes dos impostos da Companhia.

Resultado Líquido do Exercício

A Companhia apresentou um prejuízo líquido de R\$102,2 milhões no período findo em setembro de 2000, contra um prejuízo líquido de R\$389,8 milhões no mesmo período de 1999.

Principais Contas do Balanço Patrimonial (Consolidado)

Disponibilidades

As disponibilidades da Companhia incluem aplicações financeiras e estão registradas ao valor original, acrescido dos respectivos rendimentos auferidos até a data de encerramento do período. Em 30 de setembro de 2000, as disponibilidades equivaliam a R\$6,9 milhões, enquanto que em 31 de dezembro de 1999 somavam R\$6,5 milhões. A diferença representou um aumento de 6,1% no período, resultado de oscilações normais na composição do capital de giro da Companhia.

Recebíveis

As contas a receber de consumidores e revendedores da Companhia em 30 de setembro de 2000 totalizaram R\$140,3 milhões, representando um aumento de 11,6% sobre o valor de R\$125,8 milhões em 31 de dezembro de 1999, o qual foi por sua vez 36,5% superior ao valor de R\$92,1 milhões em 31 de dezembro de 1998. Desses valores, R\$22,7 milhões representavam em 30 de setembro de 2000 valores a receber a longo prazo, enquanto em 30 de setembro de 1999 representavam R\$22,5 milhões. Em 1998, não haviam recebíveis de clientes classificados como de longo prazo. Esses valores representam parcelas vincendas de parcelamentos negociados.

O quadro abaixo mostra a evolução das contas a receber de consumidores e revendedores por classe:

Valores em R\$ Mil	Período de nove meses encerrado		Exercício encerrado	
	em 30 de Setembro de		em 31 de Dezembro de	
	2000	1999	1998	
Consumidores e Revendedores				
Residencial	27,690	22,633	19,771	
Industrial	9,649	8,427	6,084	
Comercial e Serviços	9,851	8,199	6,744	
Rural	6,381	5,245	2,612	
Poder Público	5,712	6,831	5,264	
<i>Circulante</i>	3,484	4,098	5,264	
<i>Realizável a Longo Prazo</i>	2,228	2,733	-	
Iluminação Pública	33,439	25,278	11,819	
<i>Circulante</i>	12,940	5,515	11,819	
<i>Realizável a Longo Prazo</i>	20,499	19,763	-	
Serviço Público	3,350	2,907	1,314	
Suprimento	6,714	271	349	
TOTAL	102,786	79,791	53,957	
Renda não Faturada	37,555	45,983	38,180	
TOTAL	140,341	125,774	92,137	
Circulante	117,614	103,278	92,137	
<i>Consumidores e Revendedores</i>	80,059	57,295	53,957	
<i>Renda não Faturada</i>	37,555	45,983	38,180	
Realizável a Longo Prazo	22,727	22,496	-	
TOTAL	140,341	125,774	92,137	

Analisando-se os valores a receber a curto prazo, desconsiderada a renda não faturada, a classe residencial é a mais representativa, com 34,6% de participação nas contas a receber da Companhia. Essas aumentaram 22,3% em setembro de 2000, tendo como base 1999, e 14,5% em 1999, tendo como base dezembro de 1998.

Obedecendo ao mesmo critério, a classe iluminação pública é a segunda mais expressiva, representando 16,2% das contas a receber a curto prazo. A classe que demonstrou maior crescimento relativo foi suprimento, com um aumento de 2.377,5% em relação a 1999. Isto deve-se principalmente às vendas realizadas no mercado de curto prazo, nos meses de maio a julho, e faturados em setembro de 2000.

A classe com maior participação nas contas a receber da Companhia (curto e longo prazo), desconsiderada a renda não faturada, é a iluminação pública, representando 32,5% dos recebíveis. Como pode-se observar, além dos aumentos tarifários e do crescimento de mercado, outro fator significativo que contribuiu para justificar a evolução das contas a receber da Companhia é o aumento da inadimplência, notadamente na classe de iluminação pública.

A Companhia vem buscando a regularização destas pendências através da intensificação dos cortes de fornecimentos para contas em atraso, exceto nos casos de serviços essenciais à comunidade, e através da implementação da política de parcelamentos.

Endividamento

O total de dívida da Companhia em 30 de setembro de 2000 era de R\$1.402,9 milhões, o que corresponde a um aumento de 3,2 % em relação ao valor, em 31 de dezembro de 1999, de R\$1.359,5 milhões. Do total de 30 de setembro, R\$1.368,3 milhões eram representados por dívidas de longo prazo e R\$34,5 milhões por dívidas de curto prazo. O quadro abaixo mostra a posição de endividamento da Companhia em 30 de setembro de 2000 e em 31 de dezembro de 1999 e 1998:

AES SUL	Vencimento do Principal	Moeda/ Index	30.09.2000			31.12.1999			31.12.1998		
			Taxa de juros (% a. a.)	Circulante	Longo Prazo	Taxa de juros (% a. a.)	Circulante	Longo Prazo	Taxa de juros (% a. a.)	Circulante	Longo Prazo
MOEDA NACIONAL											
Fundação Eletroceee... Leasing	07/2012 até 12/2000	INPC	9 de 27,92 a 34,32	1.953	21.160	9 de 27,92 a 34,32	1.868	21.641	9 de 27,92 a 34,32	1.729	21.751
Consumidores.....	-	-	-	6.796	350	-	-	6.373	-	-	5.927
Eletróbrás.....	12/2003	-	7	333	759	7	-	897	7	-	399
BNDES.....	04/2005	TJLP	4,5	-	1.481	-	-	-	-	-	-
Empr. Capital de giro.....	01/0667	CDI	18,44	22.737	-	de 2,4 a 8,4	16.767	-	-	-	-
TOTAL DE MOEDA NACIONAL	-	-	-	33.094	23.821	-	19.962	29.853	-	2.616	30.459

AES SUL	Vencimento do Principal	Moeda/ Index	30.09.2000			31.12.1999			31.12.1998		
			Taxa de juros (% a. a.)	Circulante	Longo Prazo	Taxa de juros (% a. a.)	Circulante	Longo Prazo	Taxa de juros (% a. a.)	Circulante	Longo Prazo
MOEDA ESTRANGEIRA											
Floating Rate Notes..... Leasing	04/2009 até 09/2001	US\$	16,5 de 16,98 a 19,20	-	1.344.490	16,5 de 16,98 a 19,20	-	1.304.600	8,4381 de 16,98 a 19,20	-	881.426
		US\$		1.463	2		4.904	157		2.232	2.674
TOTAL DE MOEDA ESTRANGEIRA	-	-	-	1.463	1.344.492	-	4.904	1.304.757	-	2.232	884.100
TOTAL	-	-	-	34.557	1.368.313	-	24.866	1.334.610	-	4.848	914.559

Fundação ELETROCEEE – refere-se a contrato de confissão de dívida, assumido em decorrência do desmembramento do contrato total com a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. As amortizações são mensais e como garantia foi oferecida a arrecadação de venda de energia mantida em cobrança junto a diversos bancos.

Leasing – os contratos de Leasing incluem equipamentos de informática, veículos e móveis e utensílios que a Companhia, por ter intenção de exercer a opção de compra no final do período de arrendamento, registrou no ativo imobilizado. O prazo dos contratos varia de 24 a 36 meses.

Consumidores – o empréstimo denominado “consumidores” refere-se a convênios de devolução de valores adiantados pelos consumidores interessados no fornecimento de energia elétrica, para financiar as suas ligações, geralmente com expansão de rede de distribuição. Os valores recebidos até 1997 serão devolvidos em quatro anos a partir da data de conclusão da instalação, sem a incidência de juros ou atualizações monetárias. Os adiantamentos recebidos a partir do exercício de 1998 passaram a ser devolvidos no prazo de um ano, atualizados pela variação do IGP-M.

Notes – A Companhia emitiu (Vide *Contratos Relevantes – Contratos Financeiros* neste Prospecto) *Notes* no mercado internacional em valor equivalente a aproximadamente US\$730.000.000,00 (setecentos e trinta milhões de dólares norte americanos) para colocação privada, com vencimento final em abril de 2009. Poderá ser exercida a opção de antecipação do vencimento do principal pelo devedor, trimestralmente, em qualquer data, e pelo credor nas datas de 24/04/2002, 24/04/2003, 24/04/2005 ou 24/04/2007.

Provisões

A Companhia apresentava em 30 de setembro de 2000 um passivo de provisões no valor de R\$139,7 milhões, representando uma redução de 16,3% em relação aos R\$167,0 milhões em 31 dezembro de 1999, que, por sua vez, representaram uma redução de 13,5% em relação aos R\$193,1 milhões existentes no fim do exercício de 1998.

Do total de R\$139,7 milhões, R\$25,3 milhões tinham vencimento no curto prazo e R\$114,4 milhões no longo prazo. As principais provisões estão relacionadas abaixo:

- a) Provisão para Contingências Trabalhistas – A CEEE é parte em diversos processos judiciais de natureza trabalhista. A Companhia, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou provisão para contingências trabalhistas objetivando cobrir os prováveis gastos com indenizações trabalhistas de diversas naturezas. O montante em 30 de setembro de 2000 era de R\$25,8 milhões.
- b) Provisão para Contingências Fiscais – A Companhia ajuizou dois Mandados de Segurança em 1998 pleiteando a imunidade tributária das operações relativas a energia elétrica com relação ao PIS e COFINS, com base no disposto no parágrafo 3º do Artigo 155 da Constituição Federal e a partir de então, passou a efetuar depósitos judiciais dos valores apurados mensalmente. Em 01/07/99, o Supremo Tribunal Federal julgou improcedente a ação de imunidade do COFINS para empresas do setor elétrico, telecomunicações, mineradoras e empresas de derivados do petróleo. Em virtude desta decisão, e por orientação de sua assessoria jurídica, a partir de julho de 1999, a Companhia passou a recolher diretamente à Receita Federal os valores de PIS e COFINS apurados mensalmente, e também solicitou a conversão em renda dos valores depositados judicialmente até aquela data. Os valores depositados perfazem um total de R\$29,9 milhões. No primeiro trimestre de 1999 a Companhia ajuizou Mandado de Segurança questionando as alterações introduzidas pela Lei 9.718/98 em relação ao aumento da base de cálculo do PIS e COFINS e a majoração da alíquota do COFINS. Em relação ao PIS, a Companhia depositou judicialmente os valores apurados mensalmente de março a novembro de 1999. A partir de dezembro, este recolhimento passou a ser efetuado

diretamente à Receita Federal. Com relação ao COFINS, a Companhia, amparada por liminar, não vinha recolhendo o montante relativo ao aumento da base de cálculo até junho de 2000, quando esta foi cassada. Por este motivo, em julho de 2000 a Companhia efetuou o depósito judicial dos valores apurados de março de 1999 a junho de 2000, com juros, e a partir de então vem depositando mensalmente os valores apurados.

- c) Provisão para Complementação Temporária de Proventos e para Plano de Aposentadoria Incentivada – Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação CEEE de Seguridade Social - Eletrocee e que, em 31 de dezembro de 1997, não tinha ainda cumprido todos os requisitos para a fruição do mencionado benefício pela Fundação. O benefício deverá ser pago pela Companhia até o atendimento dos requisitos necessários para o recebimento do benefício, quando então será definitivamente aposentado pela Fundação. A Companhia está provisionando os valores integrais dos compromissos futuros relativos às complementações salariais daqueles que, naquela data, exerceram os direitos da aposentadoria oficial. A complementação salarial será paga até o reconhecimento do benefício pela Fundação, considerando o prazo de pagamentos deste benefício ajustado a valor presente pela taxa de 12% ao ano. O valor desta provisão em 30 de setembro de 2000 é R\$40,8 milhões.
- d) Provisão para Fundo de Pensão – A Companhia é co-patrocinadora da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE, com participação de 4,21 % no seu patrimônio, a qual tem como objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários dos participantes. O plano de benefícios foi constituído de acordo com as características de “benefício definido”, com regime financeiro de capitalização, utilizando como método atuarial o crédito unitário projetado. Em setembro de 2000 a companhia realizou uma avaliação atuarial onde a provisão foi atualizada. O montante da provisão em 30 de setembro de 2000 é R\$32,9 milhões.

O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Geral

De acordo com o artigo 20 da Constituição Federal, os potenciais de energia hidroelétrica são considerados bens da União, assim como, conforme estabelece o artigo 21, compete à União, diretamente ou mediante concessão, autorização ou permissão, explorar “os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água (...)”. A União, também, é a única competente para legislar sobre águas e energia elétrica, como determina o artigo 22 do texto constitucional.

O órgão responsável pela regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, a ANEEL, uma autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi constituída através da Lei nº. 9.427/96, assumindo as responsabilidades do antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (“DNAEE”).

O artigo 175 da Constituição Federal estabelece que cabe ao Poder Público, na forma da lei, a prestação dos serviços públicos, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação. Em abril de 1999, foi incluída, dentre as competências da ANEEL, as seguintes atividades: (i) a expedição dos atos de outorga das concessões, permissões, autorizações e suas prorrogações para a exploração de serviços e instalações de energia elétrica e para o aproveitamento de potencial hidrelétrico, (ii) a celebração e gerência dos respectivos contratos, e (iii) a fiscalização, diretamente ou mediante convênio com órgãos estaduais, dos serviços e instalações concedidos, permitidos ou autorizados. Ademais, em 1997, através da Lei nº 9.478/97, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE como órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Com o intuito de reordenar a posição do Estado na economia, em 1990, o Governo Federal instituiu, através da Lei nº 8.031/90, superada pela Lei nº 9.491/97, o Programa Nacional de Desestatização, no qual certas empresas exploradas pelo setor público, incluindo aquelas do setor de energia, seriam transferidas à iniciativa privada. Muitas companhias de geração e distribuição de energia elétrica foram ou poderão ser privatizadas nos próximos anos. Entretanto, as atividades de transmissão, a princípio, permanecerão sob controle do setor público.

Os processos de privatização das empresas do setor elétrico já realizados ou em curso, em quase sua totalidade, requerem a desverticalização de suas atividades, ou seja, a separação dos sistemas e atividades de geração, transmissão e distribuição de energia.

Aproximadamente 19 companhias de distribuição de energia e 3 companhias de geração foram privatizadas. Dentre as 19 companhias de distribuição privatizadas, 17 foram privatizações de companhias estaduais de distribuição, 2 foram privatizações de companhias de distribuição anteriormente de propriedade da União. As companhias de geração privatizadas foram: (i) Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – Gerasul, uma companhia de geração resultante da segregação dos ativos de geração da Eletrosul; (ii) Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, companhia de geração pertencente ao Estado de Goiás; e (iii) a Tietê, uma companhia geradora resultante da divisão da Cesp. A privatização de Furnas, subsidiária da Eletrobrás geradora de energia elétrica, ainda não tem data programada para ser privatizada.

A Indústria Brasileira de Energia Elétrica

O Brasil tem uma capacidade instalada de 64,3 GW da qual aproximadamente 90,5% é hidrelétrica. Esta capacidade instalada inclui 50% (cinquenta por cento) da capacidade de Itaipu, a maior usina hidrelétrica do mundo, pertencente aos governos do Brasil e Paraguai, com capacidade de 12,6GW de capacidade. O Grupo Diretor do Comitê de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, coordenado pela Diretoria de Engenharia da Eletrobrás aprovou o Plano Decenal de Expansão (2000-2009) (“PDE”). Este plano é elaborado anualmente e, a partir da nova regulamentação do setor elétrico, passa a ter um caráter apenas indicativo. A capacidade instalada do Brasil está projetada, segundo o PDE, para aumentar de 64,3GW para 109,8GW até 2009, sendo 17% equivalente a energia termelétrica e 83% de energia hidrelétrica. A capacidade de geração termelétrica crescerá de 9,3% para 25% no período. Serão instalados cerca de 49.000 km de linhas de transmissão em todo o país e cerca de 92.000MVA em subestações. Este reforço exigirá, nos primeiros cinco anos, investimentos totais da ordem de 8,5 bilhões por ano.

Aproximadamente 60% da geração de energia elétrica no Brasil e 64% das linhas de transmissão de alta tensão são operadas pela Eletrobrás, a qual é controlada pela União Federal, e por suas subsidiárias.

Atualmente, a Eletrobrás possui 3 subsidiárias regionais, responsáveis pela geração e transmissão da eletricidade no norte, nordeste e sudeste do Brasil, são elas: (i) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, (ii) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, e (iii) Furnas Centrais Elétricas S.A. – Furnas. Ademais, a Eletrobrás tem como subsidiárias a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. – Eletrosul (cujos ativos de geração que detinha atualmente fazem parte da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – Gerasul) que é responsável apenas pela transmissão de energia elétrica e, em decorrência da cisão de Furnas, a Eletrobrás Termonuclear S/A – Eletronuclear.

As linhas de transmissão de alta tensão remanescentes, representando 36% do total, são de propriedade de companhias dos governos estaduais, municipais, ou das empresas recentemente privatizadas.

Reestruturação do Setor Elétrico

Durante os últimos 4 anos, o setor elétrico brasileiro sofreu transformações substanciais visando acompanhar o plano do Governo Federal de reestruturar o setor através da participação da iniciativa privada. Uma alteração relevante para o início do processo de privatização do setor ocorreu em 1995, com a Emenda Constitucional nº 6, determinando que a União pode conceder autorização ou concessão para a exploração dos potenciais de energia hidráulica para empresas brasileiras ou empresas constituídas sob as leis brasileiras, possuindo sede e administração no Brasil.

Ainda em 1995, duas leis federais foram promulgadas, concretizando a intenção do Governo Federal de executar a reestruturação econômica do setor público e iniciando uma reforma no sistema de normas que regulamentava o setor de energia elétrica no Brasil: (i) Lei nº 8.987 (a “Lei de Concessões”) e (ii) Lei nº 9.074 (a “Lei do Setor Elétrico”).

A Lei de Concessões dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos, regulando dentre outros assuntos: (i) direitos e obrigações dos usuários, (ii) política tarifária, (iii) licitação e contratos de concessão, assim como, (iv) a intervenção do Poder Concedente.

A Lei do Setor Elétrico introduziu o conceito do Produtor Independente de Energia (“PIE”), como sendo a pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe a concessão para produzir energia elétrica destinada ao comércio, de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Os PIEs têm direito de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Introduziu, também, o conceito de Consumidor Livre, quais sejam: (i) os consumidores com carga igual ou superior a 3MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, que, quando da prorrogação das atuais concessões e quando das novas concessões, poderão, respeitados os contratos de fornecimento em vigor, contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica; e (ii) a partir do ano 2000, os novos consumidores cuja carga seja igual ou superior a 3MW, atendidos em qualquer tensão, que já podem livremente escolher com quem contratarão sua compra de energia elétrica.

Mercado Atacadista de Energia

Em meados de 1996, o Ministério de MME e a Eletrobrás contrataram um grupo de consultores para realizar um estudo sobre a reforma da indústria de energia elétrica, com ênfase no desenvolvimento de um mercado competitivo. O objetivo da reforma era permitir ao governo elaborar diretrizes para a nova estrutura de regulamentação do setor, permitindo a transferência de responsabilidades pelas operações e investimentos ao setor privado.

As recomendações geradas por este estudo foram em sua grande maioria incorporadas à Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998 (“Lei nº 9.648/98”) que estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia (“MAE”). O MAE substituiu o sistema anterior de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento, criando um sistema onde preços e os volumes contratados são livremente negociados pelos agentes dentro de um mercado competitivo e as diferenças entre necessidades e recursos contratuais são liquidados ao preço de mercado *spot* definido pelo MAE. Em janeiro de 1999, a ANEEL estabeleceu regras comerciais e critério de distribuição de custos de funcionamento do MAE através do Acordo de Mercado. O Acordo de Mercado é um contrato padrão firmado pelos agentes compulsórios ou simplesmente interessados em participar do MAE. Em agosto de 2000, a ANEEL emitiu a Resolução nº 290/2000, implantando as “Regras do MAE” e efetivamente dando início à sua operação, a partir de 1 setembro de 2000.

Os agentes obrigados a participar do MAE são os seguintes: (i) titulares de concessão ou autorização para exploração dos serviços de geração com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; (ii) titulares de concessão ou autorização para exploração dos serviços de comercialização com mercado igual ou superior a 300GWh/ano; e (iii) titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50MW. Outros titulares de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, para exploração dos serviços de geração, comercialização e importação/exportação, além dos Consumidores Livres, têm a opção de participar no MAE mediante adesão ao Acordo de Mercado.

É facultada, também, a participação no MAE, de titulares de autorização para auto-produção que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50MW, desde que suas instalações de geração sejam diretamente conectadas às suas instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), por não terem influência significativa no processo de otimização energética dos sistemas elétricos interligados.

Uma das importantes Regras de Mercado e parte integrante do Acordo de Mercado aprovado pela Assembléia Geral do MAE e homologado pela ANEEL é o Mecanismo de Realocação de Energia. Este mecanismo garante a proteção contra riscos hidrológicos para as usinas hidrelétricas cuja energia é despachada centralizadamente, conforme dispõe o Decreto nº 2.655/98, através de um processo comercial de compartilhamento dos riscos hidrológicos com as demais usinas hidro e térmicas (que utilizam do mecanismo da CCC) no sistema interligado.

Recentemente, foi estabelecido que o MAE abrangerá também a parcela de cada empresa, na proporção da respectiva quota, da energia vinculada à potência contratada com a Itaipu Binacional.

Operador Nacional do Sistema

O Operador Nacional do Sistema – ONS, pessoa jurídica de direito privado, foi estabelecido para coordenar e controlar a operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, estando sujeito à fiscalização da ANEEL.

O ONS assumiu, gradualmente, as responsabilidades do Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI (“GCOI”) - extinto em março do ano 2000 - e assumiu, também, parte das atividades e tarefas anteriormente exercidas pelo Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste (“CCON”).

As atribuições do ONS incluem, dentre outras: (i) planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração de energia elétrica para otimizar o uso dos sistemas eletroenergéticos interligados; (ii) supervisão e coordenação de centros de operação de sistemas elétricos; (iii) supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais; (iv) contratação e administração de serviços de transmissão; (v) recomendação à ANEEL de ampliação das instalações da rede básica de transmissão, bem como, os reforços dos sistemas existentes a serem licitados ou autorizados; e (vi) definição de regras para a operação das instalações de transmissão básica dos sistemas de energia elétrica interligados, sujeitos à aprovação da ANEEL.

Contratos Iniciais

Durante o período de transição (1998-2005), que permitirá a introdução gradual da competição no setor, a aquisição e venda de energia será realizada através de contratos bilaterais (“Contratos Iniciais”) de fornecimento de energia elétrica, que especificarão preços e montantes de energia e de demanda de potência e que substituirão o sistema atual de contratos de fornecimento. O propósito destes contratos é proteger as partes contra exposição ao risco de preços potencialmente voláteis no MAE. De acordo com a Resolução nº 249/98, oitenta e cinco por cento do mercado cativo das distribuidoras tem que estar contratado por meio de contratos bilaterais de longo-prazo (superiores a dois anos).

Os Contratos Iniciais foram calculados pelo GCOI e homologados pela ANEEL, em agosto de 1998, para as empresas localizadas na região Sul, e em dezembro de 1998, para as empresas localizadas nas regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil. Foram estabelecidos montantes de energia e de demanda de potência para 1999, 2000 e 2001, repetindo para 2002 os mesmos montantes de 2001.

Durante o período de 2003 a 2005, os montantes de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais deverão ser reduzidos a uma taxa de 25% do montante referente ao ano de 2002. A partir de 2006, as empresas estarão, portanto, livres para negociar novos contratos de fornecimento de energia elétrica a preços de mercado para substituir os montantes não contratados. A energia que não for contratada sob o sistema dos Contratos Iniciais e a energia excedente poderão ser diretamente negociadas no mercado de curto prazo, através de Contratos Bilaterais ou através do MAE. Durante este período de transição, a ANEEL também será responsável pela regulamentação das tarifas dos Contratos Iniciais..

Devido ao atraso na entrada em operação da Usina Angra II da Eletronuclear, expondo Furnas a débitos significativos junto ao mercado, surgiram problemas não resolvidos no sistema, os quais estão levando o Governo Federal, juntamente com a ANEEL e o MAE, a discutir um novo modelo de contratação e obrigações junto ao mercado, associado à energia de Angra, o qual ainda não está formalizado nem acordado no âmbito do MAE.

Comercialização de Energia

Visando desenvolver a competição em relação à comercialização de energia e a participação da iniciativa privada no setor elétrico, a nova regulamentação introduziu o conceito de Agente Comercializador de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE. Os Agentes Comercializadores podem ser: (i) concessionárias de geração desejando vender energia diretamente a seus consumidores finais, (ii) concessionárias de distribuição e de comercialização atuando fora de suas áreas de concessão e (iii) agentes de comercialização independentes. O primeiro Agente Comercializador do setor privado, Tradener Ltda., foi autorizado pela ANEEL em novembro de 1998. Atualmente, várias comercializadoras de energia já se encontram autorizadas pela ANEEL para operar no país.

Regras de Desconcentração

Em março de 1998, a ANEEL publicou a Resolução nº 94/98 (“Regras de Desconcentração”). As Regras de Desconcentração estabeleceram os seguintes limites para as participações cruzadas entre agentes de geração e agentes de distribuição:

- (i) nenhum agente de geração poderá deter mais do que 20% da capacidade instalada nacional, 25% da capacidade instalada no sistema interligado das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e 35% da capacidade instalada do sistema interligados das regiões Norte/Nordeste;
- (ii) nenhum agente de distribuição poderá deter mais que 20% da capacidade instalada do mercado de distribuição nacional, 25% e 35%, respectivamente, para os mercados de distribuição do sistema interligado das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste; e
- (iii) um mesmo agente atuando na geração e distribuição de energia elétrica não poderá deter mais de 30% da soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional.

Nos termos da mencionada Resolução, agentes de geração e distribuição são empresas (ou, também, consórcios no caso dos agentes de geração) detentoras de concessão, autorização ou permissão, conforme o caso, para produzir e distribuir energia elétrica, respectivamente, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa (ou consórcio), participando do grupo de controle e sejam signatários do Acordo de Acionistas e/ou do Contrato de Concessão.

Sendo assim, o fator de ponderação para efeito de cálculo das percentagens acima é determinado com base nas ações ordinárias. Em se tratando de sociedade limitada, o fator de ponderação corresponderá à participação do agente no capital social da empresa.

Em casos de privatizações, os limites acima indicados não serão obrigatoriamente observados de início pela empresa interessada, desde que esta firme um compromisso com a ANEEL, para no prazo de 24 meses, a contar da data de assinatura do contrato de concessão ou da publicação da autorização, enquadrar-se nestes limites. Terminado este prazo, a União realizará um leilão das ações da empresa adquirida excedentes dos limites referidos acima, cabendo ao agente uma indenização equivalente a 90% do valor líquido obtido no leilão, abatido das respectivas despesas. Por sua vez, uma empresa de distribuição só poderá adquirir energia elétrica de empresas de geração a ela vinculadas destinadas a ela mesma produzida para atender consumidores que não sejam Consumidores Livres até o limite de 30% dos requisitos desses consumidores, à exceção da energia contratada na forma e no período de transição mencionado acima.

Finalmente, cabe ressaltar que todos os concessionários, permissionários e autorizados deverão informar à ANEEL a sua composição acionária, seja através de participação direta ou indireta, identificando as ações com direito a voto e o seu grupo de controle. Quaisquer alterações em sua composição, ou constituição de bloco de controle deverão ser homologados pela ANEEL.

Tarifas de Transmissão

A ANEEL é responsável pelo estabelecimento e regulamentação tarifária, dispondo sobre os termos gerais de acesso e uso dos sistemas de transmissão. O valor das tarifas é revisado anualmente pela ANEEL, em função das receitas reconhecidas, ou seja, da receita permitida para os ativos da Rede Básica, da composição do mercado dos Contratos Iniciais e da receita que vier a ser obtida pelo pagamento de encargos de uso da transmissão pela parcela do mercado livre. Recentemente, através da Resolução ANEEL nº 167/2000, a ANEEL revisou a regulamentação tarifária que dispunha sobre o acesso e uso dos sistema de transmissão e sobre as tarifas de transporte fixas (a “Regulamentação Tarifária”).

O valor das tarifas será revisado anualmente pela ANEEL, em função das receitas reconhecidas para os ativos da Rede Básica, da composição do mercado dos Contratos Iniciais e da receita que vier a ser obtida pelo pagamento de encargos de uso da transmissão pela parcela do mercado livre.

Foi estabelecido na Resolução ANEEL nº 167/2000, o valor mensal de R\$3.235,49/MW para a tarifa de uso da transmissão da Rede Básica vinculada aos Contratos Iniciais, a ser aplicada aos contratos de uso dos sistemas de transmissão celebrados com as concessionárias distribuidoras do serviço público de energia elétrica.

Foi determinado, também, o valor de R\$1.755,49/MW para a tarifa de transporte de energia proveniente da Itaipu Binacional, aplicado aos concessionários de distribuição das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, contratantes daquela energia. Tais valores deverão ser pagos a Furnas e Eletrosul, conforme o caso.

Tarifas de Fornecimento

A ANEEL emitiu a Resolução 266/98 e a Resolução 270/98 estabelecendo o limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição, bem como os procedimentos para a solicitação de reajuste dessa tarifa. De acordo com o artigo 3º, § 3º, da Resolução nº 266/98, conforme alterado pela Resolução nº 233/99, os valores normativos,

definidos com base nos contratos bilaterais de compra de energia elétrica firmados pelas concessionárias de distribuição poderão ser diferenciados por regiões geo-elétricas dos sistemas interligados, a critério da ANEEL. Os contratos de concessão permitem que as companhias de distribuição repassem a seus consumidores finais, por meio das tarifas, custos associados à compra de energia. Contudo, tendo em vista a livre negociação na compra e venda de energia elétrica em complemento aos volumes dos Contratos Iniciais, para garantir níveis moderados de tarifas e estimular a compra eficiente de energia, a ANEEL impôs limites aos preços livremente negociados na compra de energia que podem ser repassados para as tarifas dos consumidores.

A fórmula estipulada na Resolução da ANEEL para obtenção do custo a ser repassado para o consumidor final na tarifa tem por base (i) o volume de energia adquirida, (ii) a média de preços da energia adquirida, e (iii) as cobranças relacionadas com o uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição relativos à energia adquirida, em cada caso, através dos Contratos Iniciais e através de novos contratos negociados através do MAE.

Os contratos de concessão também dispõem sobre o reajuste anual das tarifas com base na receita da Companhia, o reajuste da inflação e as quantias estabelecidas para a revisão das tarifas com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Tarifas e a Conta CRC

Até 1993, dois princípios importantes dominavam o estabelecimento de tarifas no Brasil: (i) às companhias prestadoras de serviços de utilidade pública, era garantida uma taxa anual de retorno sobre ativos referentes a serviços (o “Retorno Garantido”); e (ii) as cobranças de tarifas a cada classe de consumidores de energia elétrica deveriam ser uniformes em todas as regiões do Brasil, não obstante os altos custos de distribuição para áreas remotas do país.

Em 1971, o Retorno Garantido foi estabelecido pelo DNAEE em 10% e 12%, dependendo de circunstâncias particulares de cada companhia de energia elétrica. Um conjunto de tarifas foi aplicado uniformemente a todas companhias, independentemente do custo do serviço. Em casos onde as tarifas estabelecidas pelo Governo Federal resultaram em retornos fora do limite de 10% a 12%, a cada companhia de eletricidade foi permitido creditar ou debitar, conforme o caso, os excessos ou as diminuições em uma conta fora do balanço patrimonial, junto ao Governo Federal, conhecida como conta de Resultados a Compensar (“Contas CRC”) que foi reconhecida pelo Governos Federal no final dos anos 80 como obrigações do Governo Federal em relação a cada companhia elétrica.

A legislação federal brasileira promulgada no início de 1993 extinguiu a política de manutenção do Retorno Garantido e desqualizou as tarifas de eletricidade por todo o Brasil. Em virtude disso, cada companhia elétrica foi obrigada a propor uma estrutura tarifária baseada em seus

custos individuais para submeter à aprovação das autoridades reguladoras federais. Foram previstos, também na legislação, ajustes mensais automáticos nas taxas tarifárias em virtude da inflação. A legislação aboliu as contas CRC e permitiu às concessionárias com saldos positivos na conta CRC compensarem tais saldos com as suas obrigações perante o Governo Federal, Instituições Financeiras Federais e outras concessionárias do setor elétrico.

A partir de dezembro de 1993, o Governo Federal introduziu o Plano Real, o qual estabelecia que os aumentos efetuados nas tarifas cobradas pelas companhias elétricas, relacionados à inflação, passariam a exigir aprovação do Ministério da Fazenda. Nenhum aumento de tarifas foi concedido às companhias elétricas durante o período de julho de 1994 até novembro de 1995. A partir de novembro de 1995 até a privatização, os aumentos concedidos foram geralmente inferiores à taxa de inflação.

Com isso, apesar da considerável redução da taxa de inflação em virtude da implementação do Plano Real, em geral, as tarifas da Emissora foram reduzidas durante esse período, em termos reais.

A partir da assinatura do novo contrato de concessão, em novembro de 1997, estabeleceu-se um novo mecanismo de reajuste e revisão tarifária.

Cobranças regulamentadas

As companhias prestadoras de serviços públicos de eletricidade são compensadas pelas propriedades e instalações utilizadas durante a concessão, caso a mesma seja extinta ou não seja renovada.

Em 1971, o Congresso brasileiro criou um fundo de reserva para prover os recursos necessários para as compensações acima mencionadas (chamado “Fundo RGR”). Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou as taxas de contribuições ao RGR e determinou que as companhias prestadoras de serviços públicos de eletricidade contribuíssem, mensalmente, para o Fundo RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% de seus investimentos *pro rata*.

De acordo com a Lei nº 8.631, datada de 4 de março 1993, regulada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, o referido investimento é composto pelo saldo *pro rata* do Ativo Imobilizado em Serviço (desconsiderando o Ativo Intangível), deduzidas a depreciação acumulada, as doações e subvenções para investimentos e obrigações especiais, a reversão, amortização, a contribuição do consumidor e a participação da União, todos estes valores relativos ao respectivo período contábil em questão.

Contudo, nenhuma companhia elétrica será obrigada a contribuir com mais de 3% do total de seu faturamento em um ano. Caso uma concessão seja extinta ou não renovada, a companhia elétrica tem o direito de receber um pagamento proveniente do Fundo RGR, equivalente ao valor de seus ativos reversíveis registrado em seu balanço. Nos últimos anos nenhuma concessão foi revogada ou não renovada e o Fundo RGR tem sido utilizado, principalmente para financiar os projetos de geração e distribuição de energia elétrica.

O Governo Federal impôs uma taxa aos PIEs que é similar à taxa cobrada das companhias elétricas públicas em relação ao Fundo RGR. Como resultado desta medida, os PIEs são obrigados a contribuir para o Fundo de Uso de Bem Público (“Fundo UBP”) durante 5 anos contados da data em que receberam a concessão. A Eletrobrás receberá os pagamentos para o Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Após esta data, todos os pagamentos ao Fundo UBP serão efetuados diretamente ao Governo Federal. Segundo a Lei nº 9.648/98, a cota anual da RGR ficará extinta a partir do final do exercício de 2002, sendo que a ANEEL deverá proceder à revisão tarifária.

As empresas de distribuição devem contribuir para o rateio do Custo de Consumo de Combustível (“Conta CCC”). O CCC foi criado em 1973, com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os custos dos combustíveis fósseis das usinas de energia térmica, na eventualidade de uma escassez de chuva, que implicaria no aumento da utilização dessas plantas térmicas. As usinas de energia térmica possuem um custo de operação marginal maior que o das usinas hidrelétricas.

Cada companhia elétrica deve contribuir, anualmente, para a Conta CCC. As contribuições anuais são calculadas com base nas estimativas do combustível necessário para as usinas de energia térmica do sistema interligado e dos sistemas isolados, no ano seguinte. A Eletrobrás administra a Conta CCC e reembolsa as companhias elétricas por uma parte substancial dos custos com o combustível utilizado em suas usinas de energia térmica.

Em fevereiro de 1998, o governo federal determinou a eliminação gradual da Conta CCC. Os subsídios da Conta CCC relativos a termelétricas serão reduzidos em 25%, anualmente, em um período de 3 anos contados a partir de 2002, para as usinas de energia térmica construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas de energia elétrica construídas após esta data não terão o direito a receber os subsídios da Conta CCC. O mecanismo da CCC permanecerá para usinas térmicas existentes no sistema isolado, assim como o rateio de encargos entre agentes que atendam diretamente consumidores finais, pelo prazo de 15 anos.

Por fim, cabe mencionar que todas as empresas de geração que detêm ativos em instalações hidrelétricas no Brasil devem pagar emolumentos aos Estados e Municípios brasileiros pela utilização dos recursos hidrelétricos, denominados Compensação Financeira, dos quais as distribuidoras são isentas. Estes valores são baseados na quantidade de energia gerada por cada instalação e são pagos para os Estados e Municípios onde a planta ou o reservatório estão localizados.

Desempenho do Setor Elétrico em 1999 e Previsões para 2000

Ano de 1999:

O crescimento do mercado de energia elétrica foi superior ao da economia em 1999. O Produto Interno Bruto – PIB cresceu cerca de 1,12% em 1999 em relação a 1998. O setor que apresentou melhor desempenho foi o agropecuário com crescimento de 9,6%, enquanto o setor de serviços cresceu apenas 1,5%, e o industrial registrou uma retração de 1,6%. A escassez de capitais externos, função da crise internacional, e a elevação da taxa de juros a níveis desfavoráveis à atividade produtiva foram alguns dos fatores que contribuíram para o modesto crescimento da economia em 1999.

No entanto, superada a fase inicial de mudança de regime cambial e não havendo significativas pressões inflacionárias pelo lado da demanda, observou-se uma reversão favorável da expectativa quanto à economia do País a partir do quarto trimestre de 1999.

O mercado de energia elétrica seguiu uma trajetória paralela à evolução da economia, com queda nas taxas ao longo do ano e ligeira recuperação nos últimos três meses. O consumo de energia elétrica faturado pelas concessionárias, em 1999, totalizou 290.975 GWh, apresentando um crescimento de 2,2% em relação a 1998.

Dessa forma, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica resulta em 2,8, isto é, a taxa de crescimento do consumo total de eletricidade foi quase três vezes superior à da economia em 1999, mantendo a tendência verificada nos anos anteriores. O consumo médio cresceu significativamente nos últimos anos, com o aumento do estoque de equipamentos eletroeletrônicos nas residências. A redução das vendas desses equipamentos verificada em 1999 e as temperaturas amenas ocorridas ao longo do ano, influenciaram o decréscimo do consumo médio e o fraco desempenho da classe residencial, neste ano. Por sua vez, o número de consumidores residenciais, à semelhança dos anos anteriores, continuou apresentando expressivo crescimento, resultando num incremento do segmento residencial de 2,5%.

A classe comercial continua sendo o segmento de maior crescimento (4,7%), resultado associado, em grande parte, ao desempenho dos setores de entretenimento e pela modernização do setor serviços.

O segmento industrial foi a que apresentou menor crescimento (1,1%), em virtude de ser a que reflete mais rápida e acentuadamente as conseqüências das medidas de ajuste econômico adotadas pelo governo para enfrentar as crises da economia mundial. De fato, o consumo industrial em 1999 vinha apresentando crescimento negativo em relação a 1998, iniciando a recuperação a

partir de outubro, que se intensificou até ao final do ano. Os principais segmentos que contribuíram para essa recuperação foram os de bens intermediários e de consumo durável, inclusive aqueles voltados para a exportação.

As outras classes de consumo, que constituem cerca de 15% do consumo total, registraram, em seu conjunto, um crescimento de 2,6% no ano.

Em relação às previsões, que se basearam num cenário econômico para o ano de 1999 mais otimista do que efetivamente ocorreu, constatam-se desvios negativos em todos os segmentos de mercado. As classes residencial e comercial apresentam os maiores desvios: -4,3% e -4,0%, respectivamente.

BRASIL - Consumo por Classes – GWh
Mercado Realizado 1999

CLASSES	Realizado			Previsto	Desvios
	1998	1999	%	1999	%
RESIDENCIAL	79.378	81.328	2,5	84.966	-4,3
INDUSTRIAL	122.023	123.312	1,1	126.589	-2,6
COMERCIAL	41.579	43.525	4,7	45.361	-4,0
OUTRAS	41.729	42.810	2,6	43.926	-2,5
TOTAL	284.709	290.975	2,2	300.842	-3,3

Fonte: AES Sul

Ano de 2000

O crescimento do mercado de energia elétrica em 2000 também foi maior que o crescimento da economia mas com uma elasticidade-renda de 1,2. Com a consolidação dos dados do Brasil o Produto Interno Bruto – PIB cresceu 4,2% próximo das expectativas do setor. A economia que apresentou o melhor desempenho foi o industrial com crescimento anual de 4,8%, enquanto o setor de serviços cresceu 3,6%, e o agropecuário registrou um crescimento de 2,9% (Fonte: IBGE). O bom desempenho da indústria deveu-se, principalmente, aos bens intermediários (papel e celulose, siderurgia, componentes eletrônicos, petroquímica, commodities em geral). É nesse setor que se encontram as mais altas taxas de utilização da capacidade instalada. A produção dos bens de capital e dos duráveis cresceu a um ritmo muito mais forte, mas o nível de produção está longe de patamares registrados há três ou cinco anos, já que estes setores são os que mais sofreram com as crises econômicas recentes. A recente recuperação do faturamento real do comércio automotivo e as exportações impactaram positivamente na produção de autoveículos.

O PIB a preços de mercado no quarto trimestre de 2000 apresentou variação de 4,38%, em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Analisando este resultado pelos seus três grupos, as variações, em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, foram de -2,36% para a Agropecuária, 4,66% para a Indústria e 4,06% para os Serviços (Fonte: IBGE).

O mercado de energia elétrica seguiu uma trajetória paralela à evolução da economia com uma pequena melhora no segundo semestre. O consumo de energia elétrica faturado pelas concessionárias, em 2000, totalizou 305.570 GWh, apresentando um crescimento de 5,0% em relação a 1999.

A redução das vendas de equipamentos eletrodomésticos verificado em 2000 e as temperaturas amenas ocorridas ao longo do ano, influenciaram o baixo crescimento do consumo no segmento residencial, que foi de 2,7% no ano 2000.

A classe comercial continua sendo o segmento de maior crescimento, resultado associado, em grande parte, ao desempenho dos setores de entretenimento e hoteleiro, favorecidos pelo incremento do turismo interno (lazer e negócios) a partir da desvalorização cambial, e pela modernização do setor serviços o que resultou num crescimento de 8,9% no ano.

O segmento industrial foi a que apresentou a maior recuperação, em virtude de ser a que reflete mais rápida e acentuadamente as conseqüências das medidas de ajuste econômico adotadas pelo governo atingindo um crescimento de 6,4% no ano de 2000. Os principais segmentos que contribuíram para essa recuperação foram os de bens intermediários e de consumo durável, inclusive aqueles voltados para a exportação.

As outras classes de consumo (serviços, poderes, iluminação pública e próprio) que constituem cerca de 14,5% do consumo total, totalizaram, em seu conjunto, um crescimento de 1,5% no ano.

Em relação às previsões, que se basearam num cenário econômico para o ano de 2000, com exceção das classes industrial e comercial, constatou-se desvios negativos nos outros segmentos de mercado. A classe residencial apresentou um desvio de -5,1, enquanto a classe industrial teve um desvio positivo de 3,4%.

BRASIL - Consumo por Classes – GWh					
Mercado 2000					
CLASSES	Realizado			Previsto 2000	Desvios %
	1999	2000	%		
RESIDENCIAL	81.328	83.491	2,7	88.000	-5,1
INDUSTRIAL	123.312	131.234	6,4	126.900	3,4
COMERCIAL	43.525	47.384	8,9	47.300	0,2
OUTRAS	42.810	43.461	1,5	46.600	-6,7
TOTAL	290.975	307.570	5,0	308.700	-0,4

Fonte: AES Sul

NEGÓCIOS DA COMPANHIA

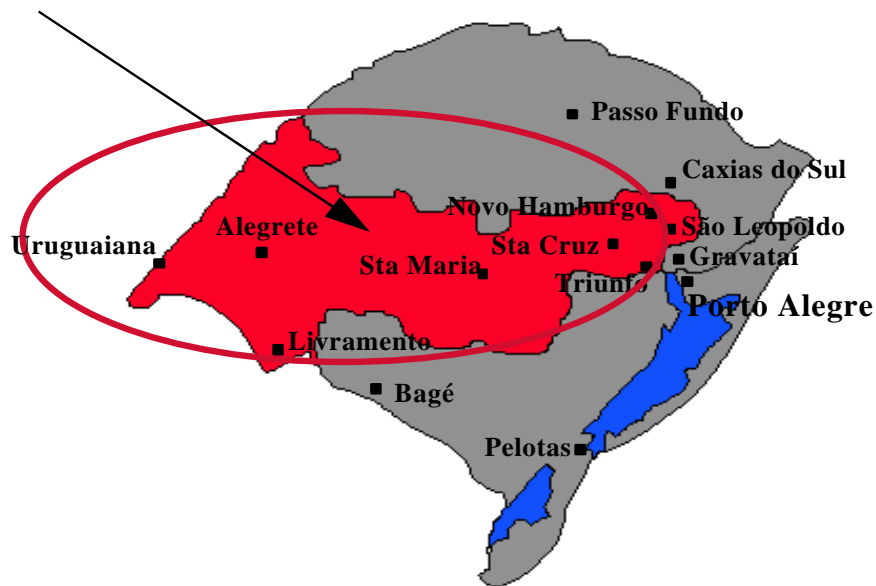
Histórico da Companhia

A AES Sul é uma companhia de distribuição de eletricidade cuja totalidade substancial do capital social foi indiretamente adquirida em 21 de outubro de 1997 pela AES Corporation (“AES Corp”), uma das maiores produtoras independentes de energia do mundo, por aproximadamente US\$1,37 bilhão, em processo de privatização conduzido pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Atualmente, a AES Corp detém indiretamente 96,6% das ações em circulação representativas do capital social da AES Sul.

Antes da privatização, a Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica (“Centro-Oeste”) foi uma das três companhias de distribuição constituídas para assumir parte dos ativos da Companhia Estadual de Energia Elétrica (“CEEE”), a companhia elétrica que abastecia o Estado do Rio Grande do Sul, e que é de propriedade do Estado. Juntamente com a Centro-Oeste, em 21 de outubro de 1997, o Estado do Rio Grande do Sul também privatizou a segunda companhia de distribuição da CEEE, a Companhia Norte-Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica (“Norte-Nordeste”, atualmente Rio Grande Energia S.A., ou “RGE”). A terceira companhia de distribuição constituída pela CEEE no processo de privatização está localizada na Cidade de Porto Alegre, capital do Rio Grande do Sul e continua a ser de propriedade da CEEE e por ela operada.

Em 18 de dezembro de 1997, a Centro-Oeste teve sua razão social alterada para AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. A Emissora é, portanto, uma companhia recém privatizada. Com a cisão da CEEE, coube à Emissora a distribuição de energia elétrica na região centro-oeste do Rio Grande do Sul, fazendo fronteira com a Argentina e o Uruguai no Oeste, o território da RGE ao Norte e a companhia de distribuição da CEEE no Sul, conforme o mapa a seguir:

AES Sul Área de Concessão



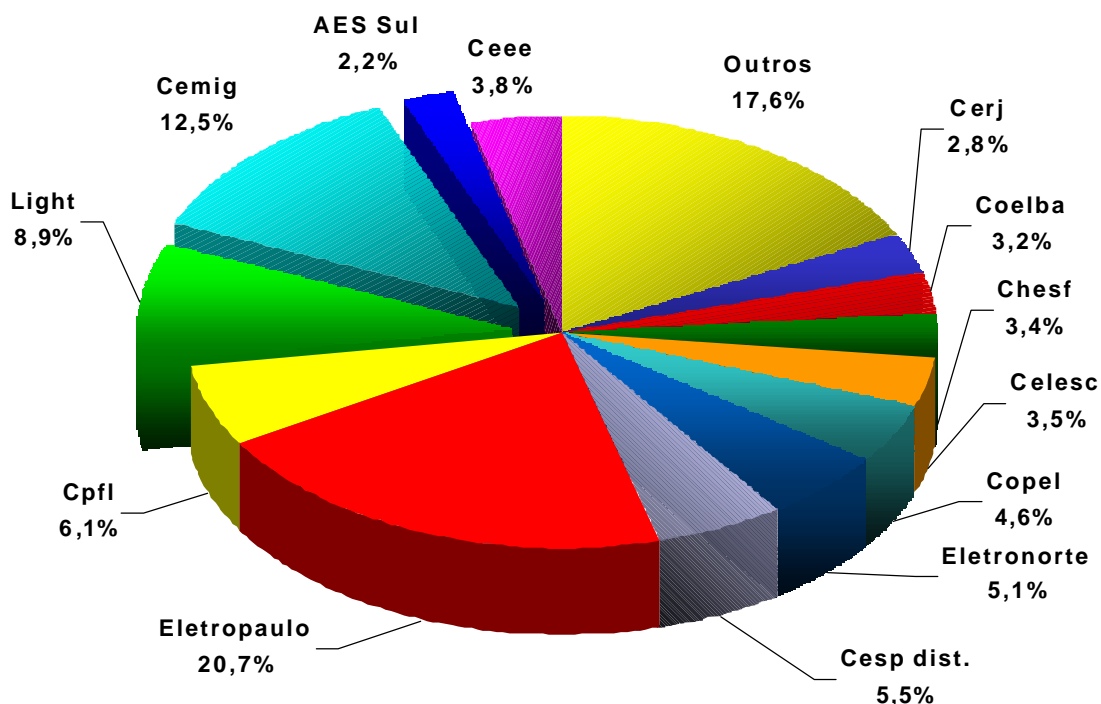
Fonte: AES Sul

Durante o ano de 1999, a Emissora distribuiu um total de 6.842 GWh de energia (excluindo energia para consumo próprio). Nos primeiros nove meses de 2000, o total de energia distribuída pela Emissora foi de 5.636 GWh. Em setembro de 2000, a Emissora possuía 919.112 clientes.

A área de atendimento da AES Sul abrange aproximadamente 99.512 Km² (o que equivale a aproximadamente 35% do Estado), tendo aproximadamente 3,3 milhões de habitantes. As principais indústrias localizadas na área de atendimento são as indústrias petroquímicas, de tabaco, couro, calçados e metalurgia. A área de atendimento da AES Sul também inclui as cidades de Canoas, Novo Hamburgo e São Leopoldo, que constituem comunidades urbanas muito importantes e densamente povoadas localizadas próximas à Cidade de Porto Alegre.

O Estado do Rio Grande do Sul possui a quarta maior economia do Brasil, sendo o terceiro maior exportador e tendo o PIB per capita mais alto do país. O Estado também possui uma economia diversificada, com agricultura e indústrias petroquímicas, metalúrgicas e de calçados bem desenvolvidas. Sua localização estratégica em relação à Argentina, Uruguai e Paraguai (países do Mercosul) combinada com infra-estrutura altamente desenvolvida atraiu níveis significativos de investimentos diretos de empresas estrangeiras e brasileiras nos últimos anos. Ademais, estima-se que a proximidade com a Argentina, com seus mercados de gás e eletricidade de baixo custo, bem como a existência de fontes primárias de energia significativas dentro do território do Estado, darão às companhias de energia, tais como a AES Sul, vantagem competitiva no futuro.

O gráfico a seguir mostra a participação da AES Sul no mercado nacional de energia.



Fonte: ABRADÉE

O território de concessão da AES Sul inclui uma base de consumidores ampla e diversificada, a qual atingiu historicamente taxas de crescimento altas e relativamente estáveis. Desde a introdução do Plano Real, a demanda residencial e comercial cresceu constantemente, tanto em decorrência do aumento de novas conexões quanto da média mais alta de demanda por consumidor. Estima-se que as alterações macroeconômicas positivas que ocorrem em todo o Brasil e particularmente no Estado do Rio Grande do Sul representarão a base para continuação das taxas de crescimento das elevadas demandas a curto e médio prazo.

Do total de eletricidade fornecida pela AES Sul em 1999, o setor industrial representava 48%, sendo que os setores residenciais e rurais representavam 24% e 10%, respectivamente. Os 18% restantes eram representados pelos consumidores do setor comercial e público. Nos primeiros nove meses de 2000, 49% foram distribuídos ao setor industrial, 22% para o setor residencial, 10% para o setor comercial e 11% para o setor rural. Os 8% restantes foram distribuídos para o Poder Público e outros.

Estratégia de Negócios

A estratégia para o progresso da AES Sul é melhorar a qualidade do serviço, reduzir os custos fixos, melhorar a produtividade e as vendas faturáveis e aumentar os investimentos no sistema de distribuição existente da Companhia.

Especificamente, a administração da Companhia deu início à implementação de melhorias nas seguintes áreas:

- *Otimização da Estrutura Organizacional.* A estrutura organizacional à época da privatização foi verticalmente integrada com muitos níveis ineficientes de administração média. A administração da Companhia deu início à reestruturação dessa estrutura mediante a eliminação de certos níveis de administração média e criação de novas áreas regionais, por meio das quais cada gerente é responsável por todos os aspectos de seu território específico, incluindo venda de energia, qualidade dos serviços, faturamento e despesas operacionais. A administração da Companhia acredita que esta estrutura otimizada resultará na melhoria dos serviços e na redução dos custos por fazer com que cada gerente fique responsável por sua respectiva região e mais próximo ao consumidor, o que resultará na melhoria dos serviços e na redução dos custos.
- *Incremento de Capital.* A fim de melhorar a qualidade dos serviços bem como as vendas faturáveis de energia, a administração substituiu aproximadamente 51.000 postes e instalou 99.904 novos medidores no período compreendido entre a privatização e setembro de 1999. A administração também planeja melhorar a performance e modernização da rede com o que estima-se uma melhoria dos serviços e redução de custos.
- *Aquisição de Terceiros.* Os procedimentos progressos de aquisição da CEEE, que em muitos casos foram ditados pelas exigências impostas pelo Estado, eram ineficientes e altamente fragmentados. À época da privatização, a AES Sul possuía mais de 390 contratos individuais celebrados com prestadores de serviços e fornecedores de equipamentos externos. O objetivo da administração da Companhia foi reduzir esse número a fim de consolidar o número de contratos e fornecedores, de sorte a reduzir os custos relevantes com serviços bem como os custos diretos de administração de tais contratos.

A estratégia geral pós privatização da Emissora tem sido a de aproveitar a sua estrutura tarifária favorável e utilizar a experiência de seus acionistas controladores na reestruturação e operação de instalações de eletricidade em mercados em desenvolvimento, de modo a: (i) melhorar a qualidade de serviços; (ii) aumentar receitas e lucros reduzindo perdas (10,41% em dezembro de 1999 e 8,65% em setembro de 2000); (iii) melhorar a eficiência operacional para reduzir custos e aumentar as margens operacionais e lucros; e (iv) reduzir o nível de inadimplência. Adicionalmente, fazem parte da estratégia de negócios da Companhia:

- *Melhorar a Qualidade do Serviço.* Como parte da sua estratégia de longo prazo, a Emissora pretende fazer investimentos e implementar melhoramentos substanciais nos seus sistemas de transmissão e distribuição que acredita reduzirão a frequência e duração dos cortes de energia, e no geral melhorarão a qualidade do serviço prestado aos consumidores. Essas medidas incluem automação e melhoramento das subestações, automação da rede de distribuição, e melhoramentos gerais nos programas de manutenção. É estimado que o sistema de automação e supervisão, dentre outras coisas, facilitará o reconhecimento e localização imediatos das falhas do sistema, permitindo que os empregados da Emissora identifiquem e consertem as interrupções do serviço mais rapidamente. A Administração acredita que essas medidas ajudarão a manter e expandir o mercado da Emissora, dentro de um cenário de competição crescente no mercado brasileiro.
- *Reduzir as Perdas.* A Companhia teve um total de perdas de energia equivalente a 10,41% durante o ano de 1999, que incluíram perdas não técnicas (por exemplo, aquelas decorrentes de medições errôneas, roubo de energia e outros similares) de 1,68%. Em setembro de 2000, o total de perdas era de 8,65%, incluindo perdas não-técnicas de 1,40%. A Companhia acredita que a redução de perdas não técnicas pode ser alcançada dentro dos próximos anos resultando em uma maior receita, vendas faturáveis e lucros. Para os próximos anos, está sendo previsto um programa de fiscalização de instalações consumidoras de baixa tensão com o objetivo de identificar fraudes, ligações irregulares e substituição de medidores avariados e obsoletos.
- *Melhorar os Sistemas de Administração.* A Companhia acredita que eficiências operacionais e economias adicionais possam ser alcançadas através da melhoria dos sistemas de administração e através do investimento em tecnologia. O almoxarifado da Emissora e as funções de aquisição já estão computadorizadas como resultado da instalação de um sistema totalmente integrado que começou a ser utilizado em outubro de 1998.
- *Reduzir Nível de Inadimplência.* De modo geral, a Administração continua implementando medidas firmes no sentido de reduzir ainda mais a inadimplência de seus consumidores. As ações básicas consistem no corte efetivo do fornecimento de energia aos consumidores em débito, inclusive o Poder Público, o ajuizamento de ações monitórias de cobrança e uma rigorosa fiscalização das unidades consumidoras cortadas, evitando o seu auto-religamento. Estas medidas, associadas a políticas de negociação de débitos com estabelecimento de garantias reais e apresentação de avalistas por parte dos devedores, têm produzido bons resultados. Isto fica evidente quando observa-se a redução da inadimplência, que atingiu 6,86% no mês de setembro de 2000.

Investimentos

Historicamente, o setor de Energia vem se destacando pelo elevado volume de investimentos, ainda insuficientes para o atendimento da demanda.

Dentro desse contexto a Emissora necessita de pesados investimentos, não só para melhoria de eficiência do sistema atual, de forma a evitar os riscos de cortes de energia, sobrecargas do sistema e exaustão dos equipamentos, como também para atender a novos consumidores.

A fim de melhorar sua capacidade de abastecer mais consumidores e atendê-los de maneira eficiente, o Programa de Investimentos para Aquisição de Imobilizado da AES Sul inclui melhorias e acréscimos a seus ativos de transmissão e distribuição, bem como automação dos processos de aquisição de equipamentos e estoques. Devido ao fato da AES Sul ser uma companhia de distribuição de energia, seus dispêndios para aquisição de imobilizado são modestos se comparados a uma companhia geradora de energia.

O orçamento de Investimento aprovado para o ano de 2000 foi de R\$53,9 milhões, dos quais, 79% realizados nos primeiros nove meses de 2000, sendo R\$28,4 milhões em distribuição, R\$6,8 milhões em subestações, R\$2,2 milhões em linhas de transmissão, R\$4,2 milhões em sistemas de informação e gerenciamento do sistema elétrico e R\$0,4 mil em veículos. Para os anos seguintes estão previstos R\$74,40 milhões em 2001, e aproximadamente R\$667 milhões a partir do ano 2002 em diante. Incluídos como dispêndios para aquisição de imobilizado relacionados a sistemas de informática, estão os dispêndios relacionados à modernização dos sistemas de faturamento e pagamento da empresa.

O quadro a seguir discrimina os investimentos planejados pela AES Sul em 2000 e para os próximos anos:

<i>Investimentos (R\$ milhões)</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>
<i>Distribuição – Expansão</i>	10,042	12,965	13,609	12,340	13,955
<i>Distribuição – Manutenção</i>	22,715	31,240	30,009	29,888	24,042
<i>Subestações</i>	6,515	10,682	10,339	7,872	15,750
<i>Linhas de transmissão</i>	4,511	6,813	3,403	4,907	5,684
<i>Sistemas de informação</i>	5,583	4,940	4,000	4,000	4,000
<i>Gerenciamento do sistema elétrico</i>	2,538	2,800	1,800	2,000	300
<i>Veículos</i>	1,900	-	-	1,200	1,200
<i>Outros</i>	86	4,764	3,812	3,830	3,810
<i>Total</i>	53,890	74,204	66,256	66,037	68,741

Fonte: AES Sul.

A Companhia não tem como assegurar que o plano de investimentos será implementado conforme acima descrito ou que os recursos para os investimentos estarão disponíveis quando necessários. Desta forma, este plano de investimentos poderá sofrer mudanças ao longo de sua implementação.

Transmissão e Distribuição

O Sistema de Subtransmissão da AES Sul é formado basicamente por linhas radiais, com bom grau de confiabilidade, mantido através de um programa de manutenção de Linhas e Subestações. Esse programa conta inclusive com equipes contratadas para trabalhos com a rede e equipamentos energizados, em sistema de manutenção “hot line”, evitando interrupções em grande escala no fornecimento de energia elétrica.

Esse Sistema de Subtransmissão é constituído por várias Linhas de Transmissão de 69kV, duas linhas de 138kV e uma linha de 230kV. As redes de Distribuição, na Média Tensão, operam com linhas de 13,8kV e 23kV, e na Baixa Tensão, de 380/220 V e 220/127 V.

A AES Sul possui 64 transformadores de potência nas 43 Subestações de Alta Tensão existentes, com capacidade instalada de 1.000,06 MVA. As Redes de Distribuição de Média Tensão são formadas por 302 alimentadores, instalados em postes, dando atendimento à área geográfica da AES Sul. Além das Subestações de Alta Tensão da AES Sul, o atendimento é complementado por meio de outras 17 subestações do Sistema de Subtransmissão da CEEE, 1 Subestação do Sistema de Subtransmissão da Eletrosul e subestações particulares, que agregam mais 1.164,91MVA à capacidade instalada.

A tabela abaixo demonstra a composição da rede de distribuição da AES Sul:

Linhas de Subtransmissão e Redes de Distribuição – 2000

Linhas de Transmissão (Km)

<i>230kV</i>	13,70
<i>138kV</i>	37,68
<i>69kV</i>	1628,56
<i>Subtotal</i>	1.679,94

Capacidade do Transformador (MVA)

<i>138kV</i>	104,50
<i>69kV</i>	895,56
<i>Subtotal</i>	1.000,06

Redes de Distribuição (Km) 50.313,00

Nº de Postes 703.500

Fonte: AES Sul

A Emissora transmite e distribui energia elétrica para uma área geográfica que compreende aproximadamente 35% da população do Estado do Rio Grande do Sul. A área de concessão da Companhia cobre aproximadamente 99.512Km² e tem aproximadamente 3,3milhões de habitantes. A rede de eletricidade da Emissora inclui Linhas e Subestações de Subtransmissão de Alta Tensão (69kV, 138kV e 230kV) e sua transformação e distribuição em Média Tensão (13,8kV e 23kV). Em 2000, até setembro, a Emissora adquiriu 100% de sua energia elétrica, sendo 42% da Gerasul (3.276GWh), 4% da Copel (272GWh), 26% de Itaipu (2.012GWh), 12% da CEEE (914GWh) e 10% da CGTEE (756GWh), e distribuiu 22% desta eletricidade aos seus consumidores residenciais, 49% aos consumidores industriais, 10% aos consumidores comerciais, 11% aos consumidores rurais e 8% aos demais.

Em 2000, além destes mesmos fornecedores e com previsão de concluir o ano com percentuais na mesma ordem de grandeza, a Emissora passou a receber energia da UTE Uruguiana, sendo previsto que esta energia represente cerca de 2% do total comprado, até o final do ano. Em função do atraso no início da operação da UTE Uruguiana em relação ao programado pelos Contratos Iniciais, a Emissora necessitou comprar, neste ano, energia equivalente através de Contratos Bilaterais com diversas empresas do setor, um total de 554GWh, representando aproximadamente 6,8% do total das compras.

A área de serviço da Emissora inclui clientes industriais, residenciais e comerciais localizados dentro da sua área de concessão. A energia elétrica é transportada das Subestações da Rede Básica para os consumidores através dos Sistemas de Subtransmissão e das Redes de Distribuição da Emissora. Na Rede Básica ocorre o transporte de grandes blocos de energia elétrica provenientes das instalações de geração e de Linhas de Transmissão do Sistema Interligado. Na Subtransmissão ocorre a transferência de energia elétrica a partir da Rede Básica e, finalmente, através da rede de Distribuição de Média e Baixa Tensão, para os clientes. Em setembro de 2000, o Sistema de Subtransmissão da Emissora tinha aproximadamente 1000,06MVA de capacidade de transformação nas 43 Subestações de Alta Tensão e 1.680 km de Linhas de Transmissão.

Como parte de um esforço para obter eficiência operacional e diminuir custos, a Emissora planeja continuar a modernizar e melhorar seus sistemas de transmissão e distribuição, investindo em subestações de transformação, linhas de subtransmissão e nas redes de distribuição. A Emissora já investiu R\$64,8 milhões em 1998, R\$57,0 milhões em 1999 e planeja investir aproximadamente R\$53,89 milhões até o final do ano 2000. Na automação de subestações planeja investir em 2001 cerca de R\$3,0 milhões e até o final de 2003 outros R\$6,0 milhões, concluindo a automação de todas as Subestações de Alta Tensão.

Até o final de 2003, todas as 43 Subestações de Transmissão/Distribuição (ETD) estarão automatizadas, possibilitando a supervisão em tempo real dos dados do sistema de transmissão e distribuição, bem como a operação remota através do Centro de Operação do Sistema - COS da Emissora, localizado em São Leopoldo, permitindo a abertura e fechamento dos disjuntores, assim como aumento/diminuição dos “taps” dos transformadores das referidas subestações.

O plano de investimentos de três anos inclui a expansão das linhas de transmissão, o melhoramento e renovação das subestações existentes, e a automação da rede de transmissão. As necessidades da manutenção variam significativamente de ano para ano, tendo como influência os padrões climáticos, dentre outras coisas. A Emissora acredita que as despesas da sua manutenção estão dentro dos padrões normais para companhias de distribuição de energia elétrica em países de climas tropicais e com a mesma topologia da rede área.

O sistema de distribuição da Emissora consiste de uma rede formada pelas linhas de transmissão, subestações de Alta Tensão e de redes de distribuição de Média e Baixa Tensão predominantemente suspensas em postes.

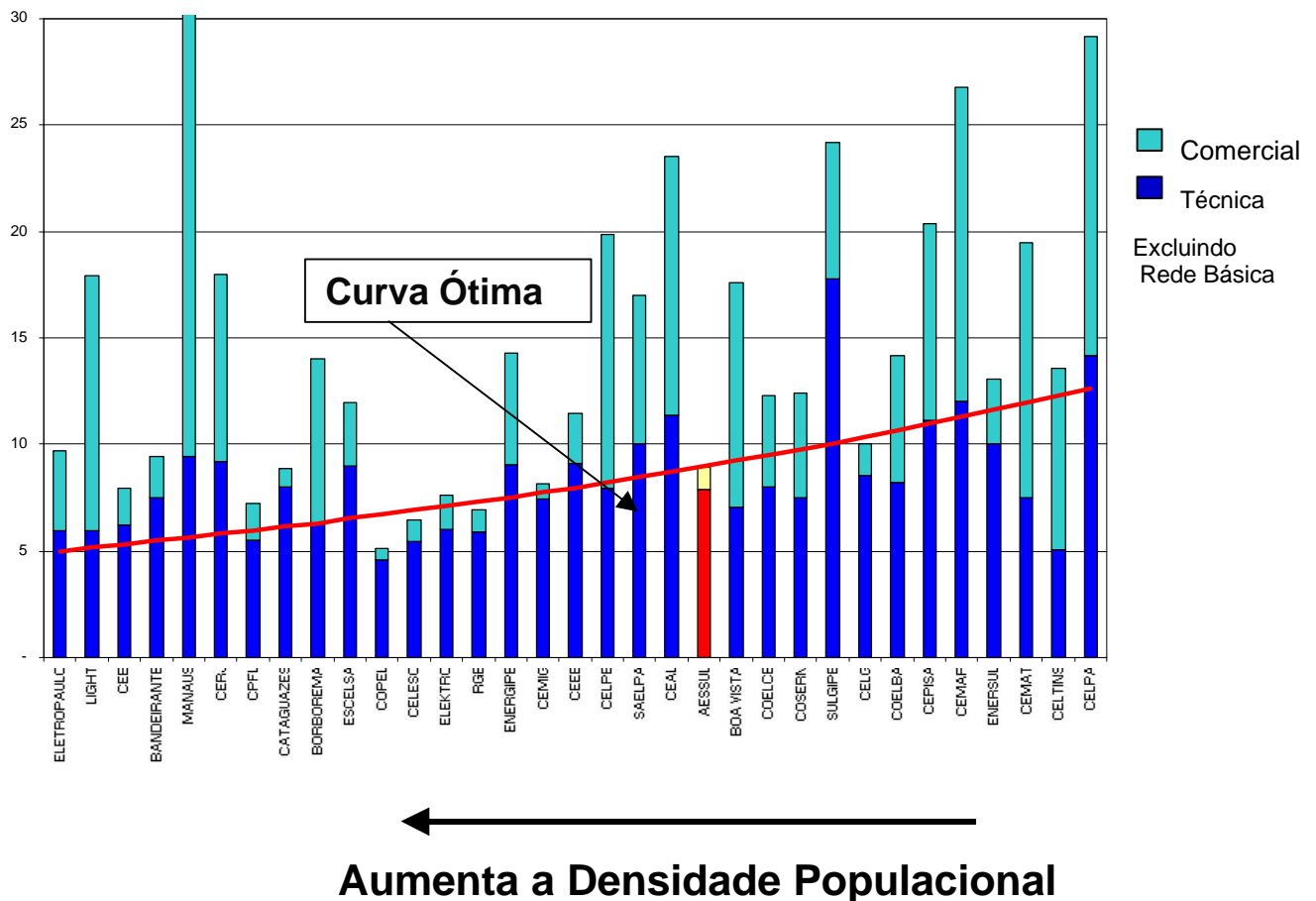
Perdas de Energia

As perdas em um sistema de distribuição de energia compreendem basicamente dois componentes. Perdas técnicas, as quais são geradas como resultado das propriedades físicas do sistemas e podem ser determinadas através de cálculos elétricos, e as perdas não-técnicas (também chamadas de perdas comerciais), as quais têm sua origem nos roubos de energia, medidores obsoletos, etc., e que são obtidas subtraindo-se as perdas técnicas.

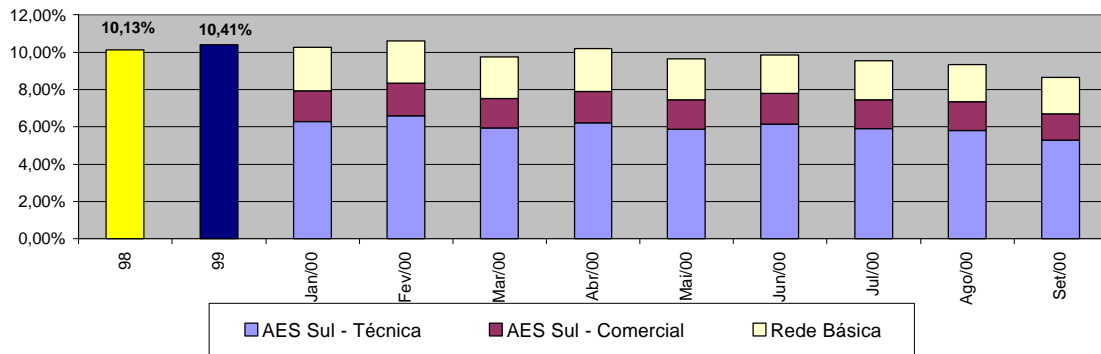
As principais atitudes tomadas a este respeito pela Emissora são as regularizações de ligações clandestinas, inspeções nos pontos de medição dos clientes, visando detectar irregularidades (falhas ou fraudes), troca de medidores eletromecânicos por eletrônicos nos grandes consumidores e modernização do parque de medidores (troca dos obsoletos). O programa de investimentos em ampliação e reforços de subestações, linhas de subtransmissão e redes de distribuição de energia, além da instalação de novos bancos capacitores, tem contribuído para a manutenção de bons índices de perdas técnicas, mesmo com o significativo crescimento da demanda.

As perdas da Companhia foram de 10,41% durante o ano de 1999. Até setembro de 2000, e dando continuidade às ações de efetivo combate a perdas pela Companhia, as perdas foram de 8,65%. Estes índices incluem as perdas referentes à Rede Básica, sobre as quais a empresa não tem qualquer gerenciamento

O índice de total de perdas, incluindo as perdas com a Rede Básica, que era de 10,13% no ano de 1998, elevou-se para 10,41% em 1999, em função do crescimento da demanda. Já em 2000, mostra-se uma tendência de redução deste percentual, resultado das ações implementadas. Como pode ser observado, de acordo com trabalho técnico elaborado pela ABRADDEE e exposto no gráfico a seguir, o índice de perdas técnicas e não técnicas do Sistema AES Sul, em 1999, está dentro de parâmetros técnicos otimizados, observando-se a concentração de carga por área (KVA/Km²).



O gráfico e a tabela a seguir demonstram os níveis de perda de energia durante os meses de outubro de 1999 à Setembro de 2000.



NPE	1998	1999	Jan/00	Fev/00	Mar/00	Abr/00	Mai/00	Jun/00	Jul/00	Ago/00	Set/00
AES Sul - Técnica	5,38%	6,30%	6,27%	6,59%	5,94%	6,23%	5,88%	6,14%	5,90%	5,79%	5,28%
AES Sul - Comercial	1,43%	1,68%	1,67%	1,75%	1,58%	1,66%	1,56%	1,63%	1,57%	1,54%	1,40%
Perdas AES Sul	6,81%	7,98%	7,94%	8,34%	7,52%	7,89%	7,44%	7,77%	7,47%	7,33%	6,68%
Externa - Rede Básica (RB)	3,32%	2,43%	2,32%	2,29%	2,22%	2,30%	2,19%	2,09%	2,06%	2,02%	1,97%
Perdas Totais (AES + RB)	10,13%	10,41%	10,26%	10,63%	9,74%	10,19%	9,63%	9,86%	9,53%	9,35%	8,65%
Meta (RB + AES Sul)			9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%

Fonte: ABRADEE

Fonte: AES Sul

Desempenho do Sistema

Durante o ano de 1999, o valor DEC (duração média das interrupções, medido em horas por consumidor por ano) foi 18,24, e o valor FEC (frequência das interrupções, medido em número de interrupções por consumidor por ano) foi 17,10. Para os primeiros nove meses de 2000, o DEC foi de 24,30 e o FEC de 19,80. A tabela abaixo mostra a duração e a frequência das interrupções na rede de distribuição da Companhia para os períodos indicados.

<i>Indicadores</i>	<i>Situação em 31 de Dez</i>		<i>Situação em 30 de Set</i>	
	1998	1999	1999	2000
<i>Duração das Interrupções</i> ⁽¹⁾	17,57	18,24	16,74	24,30
<i>Frequência das Interrupções</i> ⁽²⁾	19,98	17,10	15,58	19,80

Fonte: AES Sul

(1) Em horas por consumidor por ano.

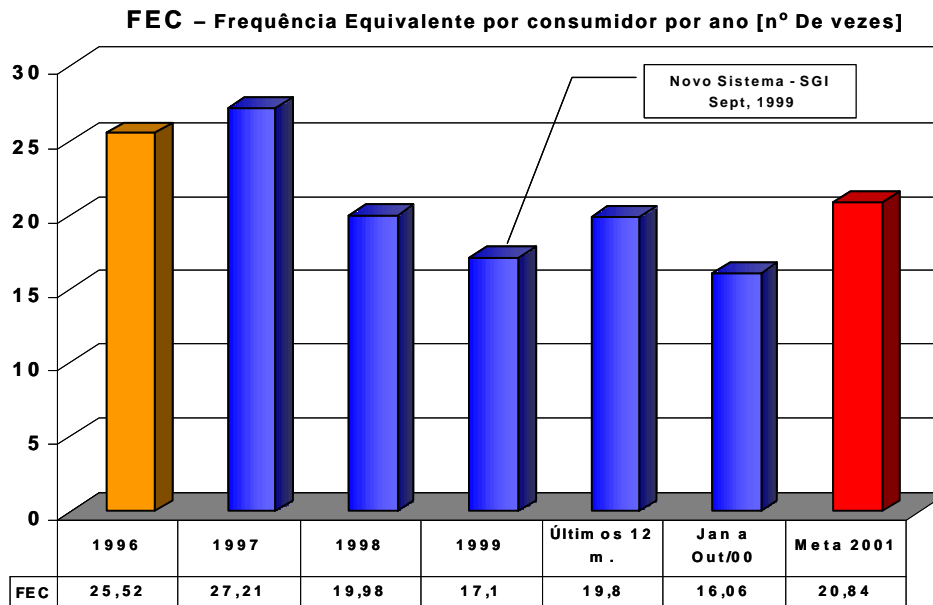
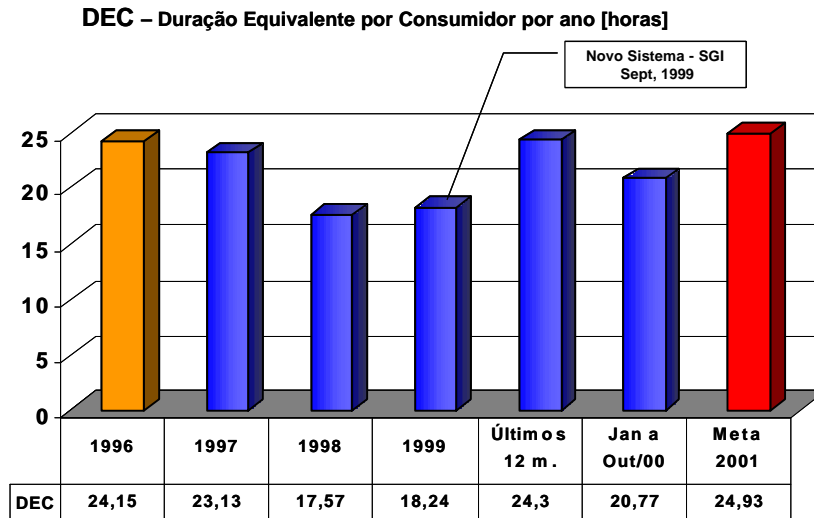
(2) Em número de interrupções por consumidor por ano.

Em agosto de 1999, a Emissora implantou um novo sistema de atendimento de emergências na sua rede de distribuição, o Sistema de Gestão de Incidências – SGI, visando dar início a uma nova estratégia de atendimento, com melhoria da qualidade dos serviços prestados através da disponibilização de melhores ferramentas de gestão e controle. Como pode ser verificado na tabela acima, esta melhoria de informação elevou os valores absolutos dos índices, embora a qualidade percebida pelos clientes tenha melhorado significativamente.

Ao implantar o Sistema de Gestão de Incidências - SGI, também ocorreu uma centralização da operação da distribuição em 4 Centros de Operação da Distribuição – COD e a implantação do *Call Center*, prestando atendimento através do número 0800-511010, para toda a área de Concessão da Emissora.

Desde então, foram aperfeiçoados cada vez mais os processos e procedimentos internos, para melhorar o atendimento aos consumidores. Os resultados após sua implantação dão uma visão mais clara de quais são os pontos que devem ser melhorados pela Companhia. Hoje há informações diárias sobre DEC, FEC, TMA e outros indicadores, o que não ocorria à época em que os índices do Contrato de Concessão foram levantados.

Os gráficos a seguir mostram os indicadores DEC/FEC da Emissora, antes e após a implantação do SGI:



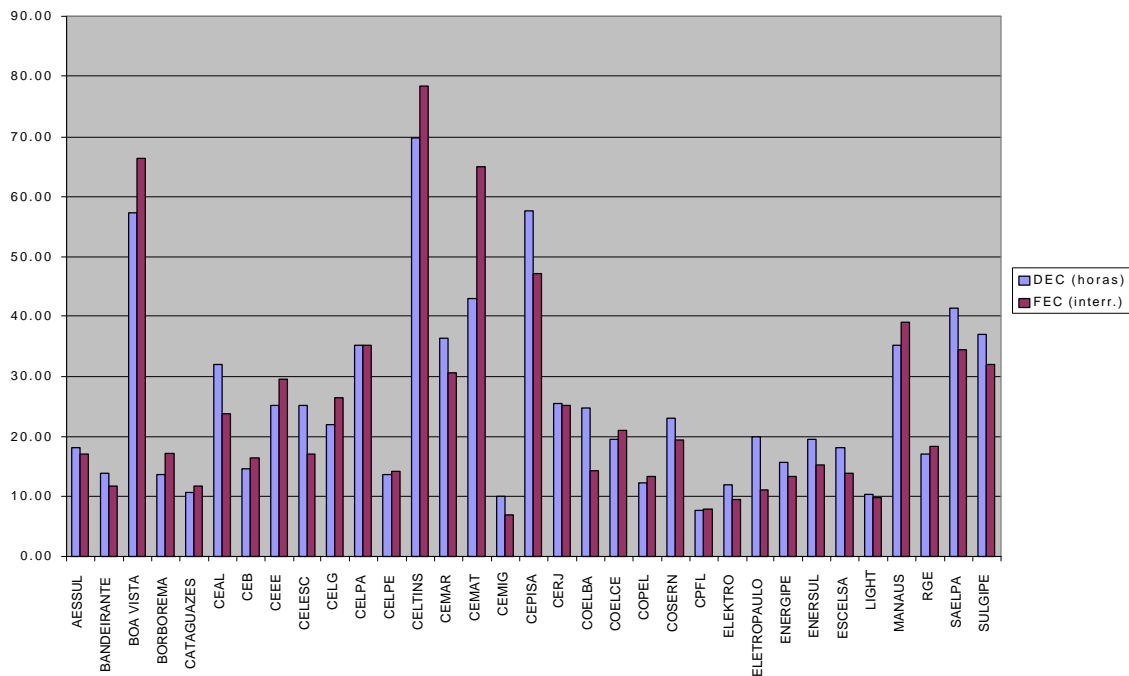
Fonte: AES Sul

Desta forma, pode-se atribuir uma parcela significativa desta elevação da grandeza numérica dos índices de qualidade de serviço muito mais à facilidade de acesso, por parte do cliente, à empresa disponibilizada através do *Call Center*, que melhorou a confiabilidade e a eficiência do registro e controle das incidências, do que pela degradação, que de fato não aconteceu. Essa afirmação pode ser demonstrada pelos seguintes aspectos:

- a concessionária tem priorizado a busca da qualidade e a detecção dos locais, em sua Concessão, onde se verificam problemas pontuais na qualidade do serviço, de forma eficaz;
- o levantamento de dados anterior ao contrato de concessão não pode ser considerado confiável, pois os valores contabilizados em 1997, tanto para DEC quanto para FEC, na prática deveriam ser valores superiores aos apropriados. Isso se deve à precariedade do sistema de registro das ocorrências herdado da CEEE, baseado em notas manualmente preenchidas, e depois lançadas em um sistema de acompanhamento, ao passo que atualmente o registro é automático, a partir da chamada do cliente através do *call center*;
- melhoria da logística de equipes: antes de ocorrer a mudança no processo de atendimento, existiam turmas específicas disponibilizadas para o atendimento de emergência, agora existem Turmas Multifuncionais formadas não só pelos eletricitistas destinados ao atendimento de emergência, mas também pelos eletricitistas que executam outras atividades, como corte e ligação, por exemplo;
- foram realizadas melhorias no sistema de comunicação entre os Centros de Operação e as equipes em campo (rádios VHF), tornando a comunicação mais eficaz, agilizando o processo de atendimento e manutenção.

Portanto, a incidência de índices maiores de DEC/FEC e TMA é decorrente da maior confiabilidade dos registros atuais, e não em razão de redução na qualidade do serviço, o qual efetivamente tem melhorado.

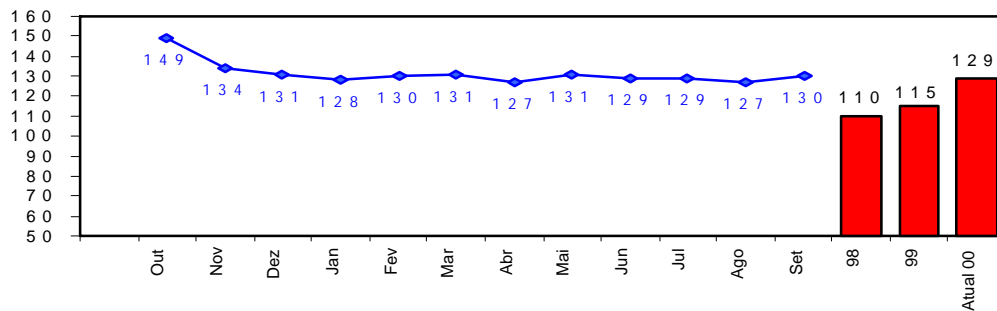
Os índices de DEC/FEC das empresas associadas da ABRADDEE, para o ano de 1999, estão expostos no gráfico abaixo.



Fonte: AES Sul

O gráfico a seguir mostra o Tempo Médio de Atendimento da Emissora, mês a mês, antes e após a implantação do SGI:

Tempo Médio de Atendimento - TMA (M in u t o s)



Fonte: AES Sul

Consumidores, Análise de Demanda e Tarifas

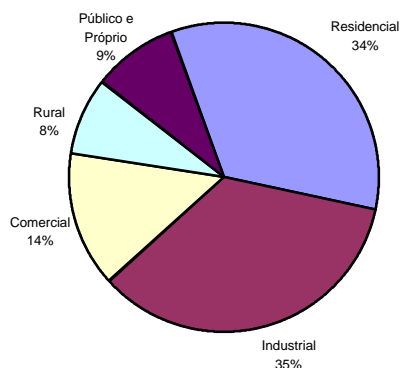
Consumidores

Dos 6.353 GWh de eletricidade fornecidos pela AES Sul em 2000, o setor industrial era responsável pela maior parcela, representativa de 49%. Os setores residenciais e rurais representavam a maior base de consumidor a seguir, com 22% e 11%, respectivamente, do total de fornecimento de eletricidade. Os consumidores comerciais (10%), o setor público (7%) e demais utilidades e consumo próprio (1%) representavam os 18% remanescentes.

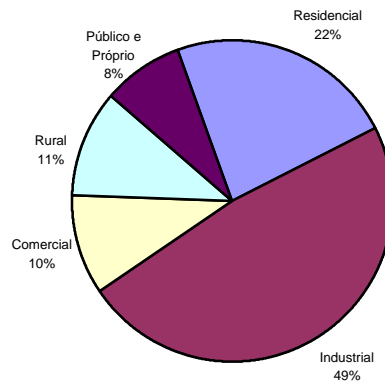
As tarifas residenciais da AES Sul são as mais altas e as taxas industriais são as mais baixas. Em decorrência deste fato, embora os consumidores industriais representassem o maior segmento das receitas de energia faturáveis da AES Sul em termo de GWh, as receitas geradas por este segmento representavam apenas 35% das receitas de energia da AES Sul em 2000 (conforme demonstrado abaixo).

Análise dos Consumidores de Energia Elétrica da AES – 2000

Receitas em 2000 (R\$)



Energia Faturável em 2000 (GWh)



Fonte: AES Sul

O Complexo Petroquímico do Sul é responsável por aproximadamente 40% do consumo de eletricidade industrial na área de concessão da AES Sul e por aproximadamente 15% do consumo total. Demais setores industriais com presença importante no restante de demanda da AES Sul incluem metalurgia e tabaco. Em 2000, os 10 maiores clientes da AES Sul incluíam 1 companhia metalúrgica, 6 companhias petroquímicas, 1 cooperativa rural, 1 empresa de alimentos e 1 beneficiadora de fibras, e eram responsáveis por aproximadamente 43% do total de consumo industrial.

A tabela que se segue estabelece a base de consumidores da AES Sul, por classe, em setembro de 2000.

<i>Classe</i>	<i>Número de Clientes</i>
Residencial	742.688
Industrial	18.444
Comercial e Serviços	71.263
Rural	79.453
Outras Classes	7.264
Total	919.112

Fonte: AES Sul

Durante 2000, os maiores consumidores industriais da Emissora foram os seguintes:

<i>Indústria</i>	<i>GWh</i>	<i>% do total de vendas</i>
<i>CEVAL Alim.S.A (ant. SAMRIG)</i>	59.507.874	1,1%
<i>Paramount Lansul S.A.</i>	30.563.893	0,5%
<i>Souza Cruz S.A.</i>	30.373.945	0,5%
<i>Petroflex Ind. Comércio S.A.</i>	28.408.979	0,5%
<i>DSM Elastomeros Brasil Ltda.</i>	25.446.367	0,5%
<i>Satipel Industrial S.A.</i>	25.289.055	0,4%
<i>Universal Leaf Tabacos Ltda.</i>	24.718.346	0,4%
<i>Sociedade de Cimentos do Brasil Ltda</i>	24.376.005	0,4%
<i>Cia.Cimento Portland Gaúcho</i>	22.793.384	0,4%
<i>INNOVA 98</i>	19.669.666	0,3%
<i>Vidraria Sul Brasil S.A</i>	16.359.634	0,3%
<i>Oxiteno</i>	14.816.295	0,3%
TOTAL	1.567.360.306	27,8%

Fonte: AES Sul

Serviços de Atendimento ao Consumidor

Com o objetivo de melhor atender o crescente número de clientes, a Companhia desenvolveu serviços de atendimento e melhorias voltados aos seus consumidores.

A partir de julho de 1999, a Emissora passou a adotar um novo conceito no atendimento das ocorrências de emergência das redes de distribuição. Foram criados 4 Centros de Operação regionalizados e interligados ao Centro de Operação da Distribuição – COD Central, objetivando o atendimento das ocorrências nas redes primárias. Paralelamente, foi implantado o conceito de turmas multifuncionais, ou seja, todas as turmas operacionais estão habilitadas e capacitadas para a executar serviços relativos ao atendimento de ocorrências de emergência. Essas ações resultaram numa redução significativa do tempo médio de atendimento e em um melhor gerenciamento dos recursos.

A Emissora opera através de um único e moderno *Call Center* para atendimento de sua área de concessão, situado no centro da cidade de São Leopoldo, na Rua Presidente Roosevelt, 68 - Centro, no complexo denominado “Central de Operações”, que agrega o Centro de Operações da Distribuição, Informática e Telecomunicações, fruto de investimento de R\$1,26 milhões em obras e infra-estrutura e R\$2 milhões em tecnologia, realizado em 2000. Este empreendimento contempla os melhores equipamentos e sistemas, necessários para garantir qualidade e confiabilidade, através da ampliação de atendimento, em qualquer ponto da Rede AES Sul, em momentos de pico.

Empreendimentos Realizados durante o Ano de 1999

Para a expansão do sistema de alta tensão foram instalados, até dezembro de 1999, 65,75MVA brutos nas seguintes subestações (Estações Transformadoras de Distribuição – ETDs): São Sebastião do Caí (25MVA), Sapiranga (17MVA), Pólo Industrial (6,25MVA), Santa Maria 2 (6,25MVA), Alegrete 4 (6,25MVA) e Encantado (5MVA), representando um acréscimo de 4,25% na potência própria instalada, além de 29,3km de novas linhas de sub-transmissão.

Análise de Demanda

A tabela abaixo estabelece o número de GWh consumido por cada classe de consumidor da Emissora e o faturamento proveniente destas demandas para os anos de 1998, 1999 e 2000:

Fonte: AES Sul

CLASSE DE CONSUMO	CONSUMIDORES			GWh			R\$ mil		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998	2000	1999	1998
RESIDENCIAL	747.563	727.155	693.472	0	0	0	-	-	-
INDUSTRIAL	18.480	18.336	17.746	0	0	0	-	-	-
COMERCIAL	71.441	69.874	66.763	0	0	0	-	-	-
RURAL	80.151	77.512	73.880	0	0	0	-	-	-
PODER PÚBLICO	6.390	6.264	6.103	0	0	0	-	-	-
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	108	108	107	0	0	0	-	-	-
SERVIÇOS PÚBLICO	678	603	566	0	0	0	-	-	-
PRÓPRIO	105	111	115	0	0	0	-	-	-

Durante o período de 1994 a 1998, o consumo total de eletricidade pelos consumidores da Empresa aumentou anualmente. O consumo de energia elétrica aumentou a uma taxa de 6,6% em 1995, 2,3% em 1996, 6,1% em 1997, e 2,4% em 1998 (incluindo consumo próprio). Em 1999, as vendas para consumidores residenciais, comerciais e industriais variaram em 5,6%, 9,8% e 7,7%, respectivamente, comparados com 1998, totalizando um crescimento total de 9,2 %. Para os últimos 12 meses, o setor industrial cresceu 12%, o comercial 7% e o residencial 2,2%

Em 2000, a Empresa observou um consumo crescente de energia elétrica em todas as classes de consumo e em especial nos setores industrial e comercial, e um consumo menor no setor residencial, totalizando 4% de crescimento. Esse padrão de consumo é explicado pelo (a) ótimo desempenho industrial; e (b) nível de atividade de varejistas, atacadistas, e negócios relacionados com o comércio em geral.

No que se refere ao consumo de energia elétrica das indústrias, o seu comportamento refletiu os seguintes fatos: no caso das grandes indústrias, o crescimento de 14% no ano, deveu-se, basicamente, à ampliação de indústrias do pólo petroquímico. O consumo das indústrias tradicionais (indústrias de médio e pequeno porte tensão A4+B) registrou um crescimento de 9,7%, por conta do bom desempenho do setor primário da região, principalmente das indústrias voltadas à produção e processamento de alimentos e bebidas, couros e peles e calçadistas, e também pela expansão dos setores de bens duráveis metal-mecânico e de máquinas agrícolas.

Tarifas

Os clientes da Emissora são classificados de acordo com o nível de tensão em que a energia é fornecida, e, nas classes de atendimento (industriais, comerciais, residenciais, etc.), em subgrupos tarifários distintos. Em conformidade com esta classificação, cada cliente é enquadrado em determinadas modalidades tarifárias definidas pela legislação vigente. De acordo com a legislação, os clientes residenciais atendidos em baixa tensão pagam as tarifas mais altas cobradas pela Emissora, sendo que os clientes atendidos em tensões superiores pagam tarifas mais baixas. Há o caso dos clientes subsidiados por outras classes, tais como os clientes residenciais de baixa renda e as Cooperativas de Eletrificação Rural.

Os clientes residenciais de baixa renda estão atualmente definidos como sendo clientes residenciais monofásicos com uma média de consumo inferior a 160kWh por mês, que vivem em moradias simples (tipo popular), com até 40 m², geralmente localizadas em regiões populares, sendo que, se o mesmo ultrapassar o citado limite de consumo mais de quatro vezes no ano, é retirado do cadastro de baixa renda, passando a ser faturado com tarifa normal.

Os clientes industriais, atendidos nas tensões de A1, A2 e A3, são geralmente consumidores com contratos de grande volume e geralmente com pequena variação sazonal de demanda.

A tabela a seguir demonstra a média de tarifas por classe de consumidor em setembro de 2000, comparados com as tarifas médias em dezembro de 1999 e 1998.

<i>Média de Tarifas da Emissora (R\$ / MWh)</i>			
	1998	1999	2000
<i>Residencial</i>	135,63	145,94	165,29
<i>Comercial</i>	124,58	130,17	148,84
<i>Industrial</i>	66,94	71,30	81,39
<i>Rural</i>	67,08	68,87	79,71
<i>Iluminação Pública</i>	71,27	79,67	87,72
<i>Poder Público</i>	123,92	129,80	146,42
<i>Serviço Público</i>	79,94	82,94	95,48
<i>Consumo Próprio</i>	136,02	138,14	157,71
<i>Suprimento a outros concessionários</i>	42,02	43,00	49,00
<i>Média Ponderada</i>	90,45	95,74	108,15

Fonte: AES Sul

Os subgrupos tarifários são definidos em função da tensão e no caso de clientes atendidos em baixa tensão também em função da classe de consumo. Com referência ao fator tensão os subgrupos dividem-se em alta, média e baixa tensão. Os subgrupos tarifários classificados como alta tensão são os seguintes:

- A1 – clientes atendidos na tensão de 230kV,
- A2 – clientes atendidos em tensões entre 88 e 138kV;
- A3 – clientes atendidos na tensão de 69kV e
- A3A – clientes atendidos em tensões entre 30 e 44kV, basicamente a tensão de 34,5kV (não há clientes deste subgrupo na AES Sul).

Classificados como média tensão estão os clientes atendidos em tensões entre 2,3kV a 25kV, sendo redes aéreas chama-se A4, com redes subterrâneas o subgrupo chama-se As (a AES Sul não tem clientes neste subgrupo).

Na baixa tensão (tensões inferiores a 2,3kV) os subgrupos tarifários estão classificados conforme as classes de consumo, quais sejam:

- B1 – classe residencial;
- B1BR – uma subclasse da classe B1, específica a clientes baixa renda, cujas tarifas têm descontos por faixa de consumo e progressivos;
- B2 – classe de consumidores rurais com descontos para irrigantes e cooperativas ;
- B4 – subgrupo referente aos consumos da iluminação pública e
- B3 – demais classes , onde as mais representativas são as classes comercial e industrial.

Além da diferenciação das tarifas em subgrupos tarifários há modalidades tarifárias distintas na alta e média tensão. As atualmente em vigência são as seguintes: (1) tarifas convencionais binômias, tarifa de energia composta por um preço para a energia consumida (kWh) e outro para a demanda de potência (kW) contratada e/ou medida; (2) tarifas horosazonais binômias, compostas por quatro preços para a energia consumida (kWh) com preços diferenciados em períodos do ano e horas do dia e dois preços para a demanda de potência (kW) contratada e/ou medida – a maior delas, conforme as horas do dia (caso da tarifa azul) ou um preço para a demanda da potência (kW) contratada ou medida em qualquer horário do dia – tarifa verde, oferecida apenas aos clientes A3A, A4 e As. A diferenciação em períodos do ano e horas do dia é em função da diferença de custos. Por esse motivo os períodos do ano foram divididos em seco – maio a novembro, meses correspondentes à seca nas regiões com maior quantidade de reservatório de usinas, apresentando os maiores preços, e úmido – demais meses do ano. Também em função dos custos o dia foi dividido em horas de ponta – horários de maior utilização dos sistemas elétricos (transmissão e distribuição), e fora de ponta – demais horas.

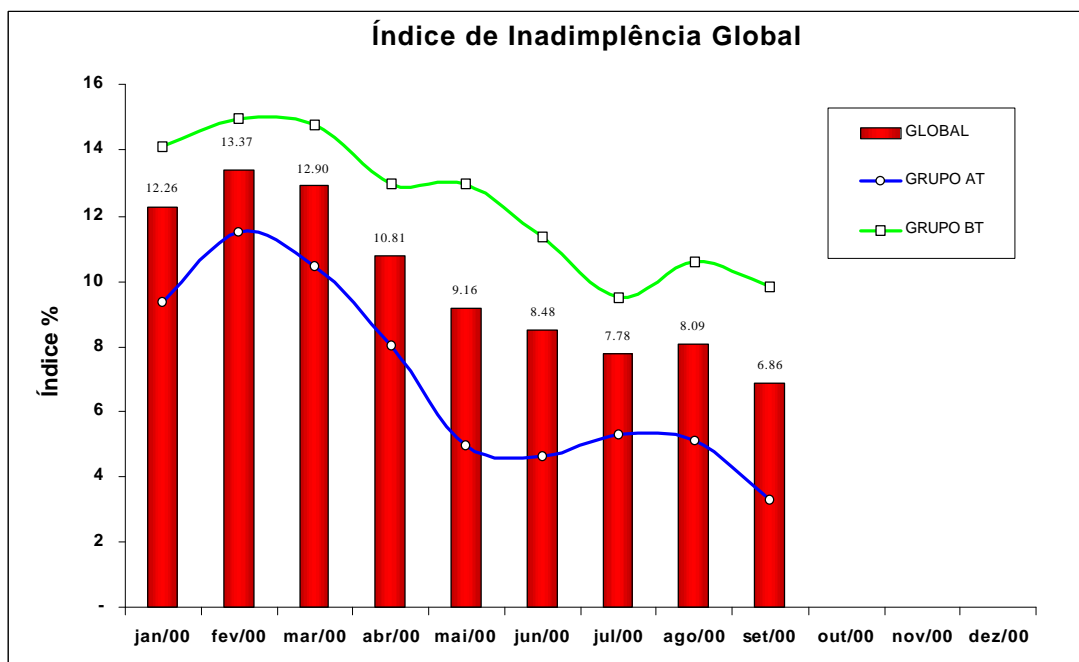
Na baixa tensão as tarifas são monômias - um único preço de energia consumida (kWh) - diferenciadas pela classe de atendimento.

Fórmula para Ajuste de Tarifas

Em abril de 2003 e a cada cinco anos contados de tal data, o Poder Concedente tem o direito de reavaliar a estrutura de tarifas e impor um fator “X” ou fator de eficiência, que deverá ser estabelecido para os reajustes anuais subsequentes. Em todos os anos anteriores e posteriores à imposição do fator “X”, a tarifa da Emissora é reajustada em abril de cada ano. Em qualquer caso, a Emissora pode promover ajustes intermediários, chamados revisões extraordinárias, caso hajam alterações significativas nos custos da Emissora que significativamente afetem o equilíbrio econômico financeiro. O último reajuste de tarifas concedido pela ANEEL foi em abril de 2000 e um novo reajuste está previsto para abril de 2001.

Inadimplência

O grau de inadimplência dos consumidores em relação à Companhia tem sido historicamente alto, especialmente no que se refere às contas devidas pelo setor público. O gráfico a seguir mostra a evolução dos índices globais de inadimplência da Emissora:



Fonte: AES Sul

Em 30 de setembro de 2000, as contas vencidas e não pagas totalizavam R\$140,3 milhões. Para maiores detalhes, vide “*Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais – Recebíveis*”.

Os níveis de inadimplência estão sendo reduzidos rapidamente devido a fortes ações de cobrança, inclusive através da inscrição dos inadimplentes no Serviço de Proteção ao Crédito – SPC. A suspensão do fornecimento de energia elétrica, por exemplo, mesmo para setores públicos, tem apresentado resultados bastante satisfatórios na redução dos índices de inadimplência. No que se refere especificamente aos cortes no fornecimento, a política da Emissora é negociar caso a caso, adotando medidas drásticas somente em último caso, e em situações onde não há comprometimento da imagem da Emissora em termos de repercussão pública.

Procedimentos de Cobrança

A administração da Companhia está implementando gestões com várias classes de consumidores e, em especial, com o poder público, nas suas diversas esferas, objetivando a diminuição dos saldos em atraso e condicionando as negociações ao recebimento dos débitos vencidos.

As condições pactuadas, para pagamento dos montantes devidos até a data do contrato, estão sendo negociadas para pagamento em prazos variáveis, principalmente em prazos inferiores a 36 meses, atualizadas pelo IGP-M. Em casos excepcionais, o prazo poderá ser estendido um pouco mais, desde que vinculado a garantias e encargos adicionais.

A partir de 2000, foi negociado com órgãos do Governo do Estado (Corsan, Secretaria da Justiça, Secretaria da Educação) o montante de R\$932.576,00 em débitos atrasados. Com várias Prefeituras, foi negociado o valor de R\$19.685.048,94, sendo que para aquelas Prefeituras que permanecem inadimplentes está sendo negado qualquer aumento de carga, de modo a não aumentar essa dívida. Quando esgotado todo tipo de negociação amigável com os órgãos públicos (especialmente as prefeituras), a Emissora passa a executar judicialmente seus créditos. Em sua maioria, as cobranças judiciais referem-se a fornecimentos da Iluminação Pública, que hoje monta em R\$10.957.033,77. Os fornecimentos relativos a imóveis próprios das prefeituras estão sendo pagos em dia.

A empresa implementou sistemas de cobrança judicial (monitórias) para todos os devedores com débitos acima de R\$5.000,00, envolvendo um valor total de R\$1.000.476,50.

Todos os contratos rescindidos estão sendo filtrados e encaminhados ou para cobrança judicial ou para notificação pelo SPC (Serviço de Proteção ao Crédito), nos termos de convênio firmado recentemente com essa instituição. A empresa está, também, em negociação com o SERASA, para ter à disposição a possibilidade de uso do cadastro nacional de clientes.

A Emissora também contratou uma empresa especializada em cobrança para cobrar débitos relativos a fornecimentos rescindidos há mais de 30 dias.

Transmissão

A Lei de Concessões exige que as empresas de distribuição e transmissão permitam o uso de suas linhas e instalações acessórias para a transmissão de eletricidade por terceiros, mediante o pagamento de uma taxa (a metodologia para a determinação desta taxa ainda não foi prevista pelo Ministério de Minas e Energia).

Em 30 de setembro de 1997, a CEEE e a AES Sul firmaram Contrato de Transmissão, o qual deverá permanecer válido até que regras sejam decididas em nível Federal. Segundo os termos do Contrato, a CEEE comprometeu-se a transmitir os valores de energia avançados entre a AES Sul e seus fornecedores. A CEEE cobrará tarifa de transmissão da AES Sul com relação a este energia, com exceção da energia hidroelétrica que esteja ela própria fornecendo, cujo custo de transmissão está incluído na tarifa de fornecimento que está sendo paga pela AES Sul.

As tarifas devidas pela AES Sul estão fixadas em R\$43 milhões ao ano. Tal valor poderá ser reduzido caso a CEEE deixe de transmitir o valor avançado.

Distribuição

Atualmente, a Emissora é a única empresa que detém a concessão para distribuir energia elétrica dentro da sua área de concessão. Contudo, como consequência de legislação recente, é possível que outros comercializadores ofereçam energia elétrica para os consumidores livres ou potencialmente livres hoje, dentro do quadro de fornecimento da Emissora.

Os consumidores existentes (aqueles cuja demanda é igual ou superior a 10MW, podendo ser reduzida, e com suprimento de tensão igual ou superior a 69KV) poderão adquirir energia de produtores independentes de energia (“PIE”), e os novos consumidores (aqueles cuja demanda é igual ou superior a 3MW, podendo ser reduzida, atendidos a qualquer tensão), agora têm várias alternativas de suprimento de energia, incluindo: (i) a instalação de suas próprias linhas diretamente de uma empresa de geração, (ii) o pagamento de uma tarifa de transporte para empresa de distribuição proprietária dos ativos de distribuição aos quais o cliente está conectado, tarifa de transporte relativo à transmissão, tarifa pela utilização dos ativos componentes da Rede Básica – sistema de transmissão disponibilizado ao sistema interligado, e de contratos de compra de energia junto a uma empresa de geração, responsabilizando-se pelos custos de conexão; (iii) a negociação de um contrato com uma empresa de distribuição e comercialização, e (iv) a auto-geração.

Para viabilizar o acesso à distribuição, a ANEEL publicou em outubro de 1999 a Resolução nº 286/99, que estabeleceu as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica por concessionária, bem como definiu os critérios e o prazo para que as empresas enviassem as suas propostas.

As tarifas vigentes são portanto as publicadas na citada Resolução, sendo que a proposta da AES Sul encaminhada à ANEEL em julho de 2000 encontra-se sob análise. As tarifas de uso de distribuição estão sujeitas a uma Receita Permitida e os valores serão homologados pela ANEEL. A Receita Permitida da distribuição deverá representar as necessidades de receita da distribuidora associadas à disponibilização do sistema de sub-transmissão e distribuição aos usuários. Representa a receita da concessionária caso viesse a perder todos os consumidores, pois ainda assim os seu ativos devem ser remunerados e os custos de operação e manutenção (e outros) deverão ser garantidos.

A perda de grandes consumidores reduz a receita proveniente da venda de energia elétrica. No entanto, nesta fase de transição, a energia no sistema encontra-se em patamares de preço elevados, uma vez que não foi ampliada a oferta proporcionalmente aos índices de crescimento do mercado, e, com isso, muitas negociações de energia acabam sendo contabilizadas no mercado de curto prazo, onde os preços estão geralmente muito superiores à tarifa média de venda da maioria dos grandes clientes com opção de livres. Logo, se a Emissora estiver com seu mercado inferior aos contratos atuais, deixará de comprar o volume descontratado pelo cliente que saiu de seu quadro de fornecimento, pelos altos preços do curto prazo; se estiver com sobras, venderá esta sobra no curto prazo.

Como em 2003 inicia-se a descontração, a Emissora deverá ajustar seu mercado para a projeção de novos contratos de compra. A Companhia antecipa, contudo, que na medida em que tais perdas de consumidores ocorram, ela seria capaz de reduzir seus custos de operação e, também agregar novos consumidores. Ademais, os grandes consumidores são tipicamente consumidores de baixa margem, e, em alguns casos, a perda destas receitas poderia ser parcialmente reposta por meio do pagamento pelo uso da rede de distribuição da Companhia ou pela adição de novos consumidores que proporcionariam uma maior margem para a Companhia. A Emissora possui 24 clientes com demanda superior a 3MW e fornecidos a um nível de tensão igual ou superior a 69 KV, os quais se qualificam como grandes clientes industriais conforme a Lei de Concessões.

A evolução do número de consumidores nos últimos 3 anos é demonstrada na tabela a seguir:

<i>Número de consumidores</i>			
	1998	1999	2000 *
<i>Residencial</i>	693.472	727.155	742.688
<i>Comercial</i>	66.763	69.874	71.263
<i>Industrial</i>	17.746	18.336	18.444
<i>Rural</i>	73.880	77.512	79.453
<i>Outras Classes</i>	6.894	7.089	7.264
TOTAL	858.755	899.966	919.112

* Setembro de 2000

Fonte: AES Sul

A tarifa média em 1999 paga pelo setor rural foi de R\$68,87/MWh, sendo essa a mais baixa das tarifas atendidas em nível de fornecimento, seguida pela classe industrial cuja tarifa média foi R\$71,30/MWh. O setor comercial e residencial praticam tarifas que em 1999 foram em média de R\$130,17 e R\$145,94/MWh, respectivamente.

Compra de Energia

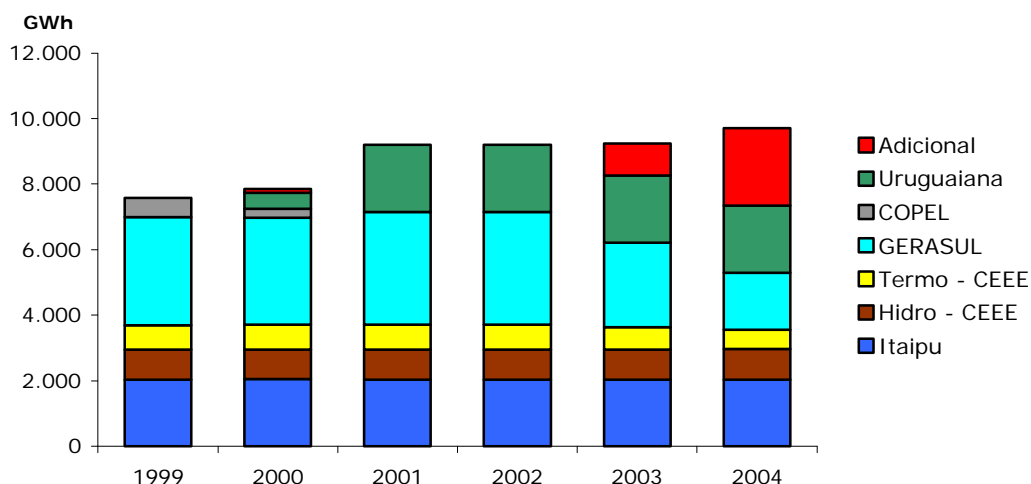
A AES Sul não possui quaisquer ativos de geração que sejam de sua propriedade e, portanto, precisa adquirir 100% de sua eletricidade de fontes externas. Como parte das condições de privatização, foram fornecidos à AES Sul uma série de contratos de fornecimento, quais sejam: (i) Itaipu, por força de legislação que reserva o direito sobre um percentual da capacidade da Usina, de acordo com a legislação específica, com tarifa regulada; (ii) CEEE (geração hidráulica), um contrato com vigência até 2007, com montantes fixos já definidos até 2002 pelos Contratos Iniciais e a partir de 2003 constantes, não decrescentes, com tarifa regulada; (iii) CGTEE, geração térmica oriunda da divisão societária da CEEE, com um contrato com montantes definidos pelos Contratos Iniciais até 2002 e a partir daí decrescente a taxa de 10% (dez por cento) ao ano, com tarifa regulada; (iv) UTE Uruguaiana, parcela de 37,4%, com montantes fixos durante 20 (vinte) anos, com tarifa e reajustes definidos em contrato. Além destes contratos, a Emissora firmou em 1998 Contrato Inicial com: (v) Gerasul, com montantes decrescentes a partir de 2003, encerrando-se em 2006; e com (vi) Copel, que se encerra ao final de 2000. Segundo os termos do Contrato de Concessão, o custo da energia adquirida de tais fornecedores é 100% repassado aos usuários finais, por serem oriundos da privatização ou dos Contratos Iniciais.

Nos Contratos Iniciais, de forma contrária aos tradicionais contratos de "take or pay" de energia, não há, de modo geral, quaisquer multas de desempenho aplicáveis pelo adquirente ao fornecedor em função da falta de entrega da energia contratada especificada, nem ao adquirente em função de falta de aquisição da energia contratada no prazo especificado. Existe, entretanto, a garantia de que o adquirente receberá energia do "Sistema Interligado", independentemente de quem tenha gerado esta energia, que é garantida pelo "Mecanismo de Realocação de Energia" do MAE. O relevante é o recebimento pelo adquirente de um montante de energia equivalente à soma de seus Contratos Iniciais, excetuando-se as situações de racionamento em que estes direitos se reduzem na proporção racionada, ou quando sua carga é menor que os contratos, condição em que se contabilizam a favor do receptor excedentes comercializáveis ou compensáveis através do MAE, segundo as Regras de Mercado.

Desde o quarto trimestre de 2000, a AES Sul passou a adquirir energia da usina elétrica de Uruguaiana, movida a gás, com capacidade de 600MW, nos termos dos dois contratos de fornecimento existentes, um oriundo da privatização da CEEE, e outro firmado entre a AES Sul e a UTE Uruguaiana. A Uruguaiana é usina termelétrica movida a gás patrocinada pela AES, que está sendo atualmente submetida a testes, opera em ciclo simples até o final do quarto trimestre de 2000 e estima-se que estará operando em ciclo combinado até o início do primeiro trimestre de 2001. Ao atingir operação integral, a usina de Uruguaiana representará uma fonte adicional de energia para a AES Sul.

A tabela que se segue contém as fontes de eletricidade históricas e projetadas a serem adquiridas pela AES Sul segundo os termos dos contratos de fornecimento existentes. Os valores refletidos como "Adicional" na tabela abaixo representam os valores projetados de aquisição de energia que não estão atualmente previstos nos contratos de energia existentes.

Fontes de Energia Adquirida da AES Sul



Fonte: AES Sul

I. Uruguaiana

Histórico

Em 19 de setembro de 1997, a Companhia Estadual de Energia Elétrica e a AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda. (“Uruguaiana”) firmaram um Contrato de Fornecimento de Energia. A Uruguaiana é uma usina elétrica de ciclo combinado movida a gás com capacidade de 600 MW que está sendo implantada pela AES Corp na Cidade de Uruguaiana no Rio Grande do Sul. A usina está atualmente sendo submetida a testes pré-operacionais com operação a gás e estima-se que estará operando em ciclo combinado a partir de janeiro de 2001. Esta planta já operou no início do ano de 2000 em condição emergencial em ciclo simples, uma unidade com potência reduzida, consumindo combustível líquido, para aliviar as condições críticas de atendimento no estado do Rio Grande do Sul no verão 1999-2000. O início efetivo de suas operações se deu a partir de dezembro de 2000. O prazo de vigência do Contrato de Fornecimento é de 20 anos a contar da data de início da operação em ciclo combinado. Ao atingir operação integral a usina de Uruguaiana representará uma fonte adicional de energia para a AES Sul.

Em Outubro de 1997 a CEEE, como parte dos compromissos de privatização, repassou à AES Sul 37,40% da energia contratada nos termos do contrato de Uruguaiana. Através de um Termo de Cessão, todos os direitos e responsabilidades da CEEE previstos no Contrato de Fornecimento foram transferidos à AES Sul na quota de 37,40%.

Sumário das Principais Cláusulas

Primeira, Quinta e Sétima Cláusulas: Tais cláusulas referem-se às obrigações genéricas da Uruguaiana no que respeita a financiamento, construção e operação da usina de energia.

Direitos e Obrigações da Uruguaiana:

- Concluir a construção do projeto, inclusive duas linhas de transmissão de 230 kV que ligam a estação de energia a duas subestações da CEEE, em conformidade com as especificações técnicas da CEEE;
- Adquirir o terreno para o local da usina de energia e para a rota de linha de transmissão;
- Obter todas as autorizações governamentais necessárias, inclusive licenças ambientais;
- Elaborar estudos ambientais exigidos e observar diretrizes ambientais pertinentes;
- Manter e operar a usina em conformidade com os padrões de segurança do ONS.

Sexta e Décima Quinta Cláusulas: Tais cláusulas pormenorizam as especificações técnicas da energia fornecida.

Direitos e Obrigações da Uruguaiana:

- A Uruguaiana comprometeu-se a disponibilizar 500MW durante 320 dias ao ano (entre setembro e maio) e 45MW durante 30 dias ao ano podendo estes 30 dias ocorrer entre junho e agosto. Isto correspondia aos níveis de fornecimento de gás natural à usina, limitados à restrições de fornecimento no inverno previstas no primeiro Acordo de Suprimento de Gás. Entretanto o atual Contrato de Suprimento de Gás não mais está sujeito a estas restrições de forma que há disponibilidade de gás 365 dias. Em função disso as distribuidoras não têm obrigação de comprar esta energia adicional, embora tenham opção de compra ao preço ofertado pela Uruguaiana no mercado.

- A energia equivalente a ser fornecida por Uruguaiana às três Distribuidoras contratantes (CEEE, RGE e AES Sul) é de 3.854.400MWh/ano, com base no fator de capacidade anual de 88%;
- A parcela da AES Sul subsequentemente cedida é de 37,40% da energia total, correspondendo a 1.441.546MWh/ano;
- A AES Sul garante o pagamento dos encargos de capacidade e energia desde que a disponibilidade mínima seja alcançada pela Fornecedora;
- Os problemas de força maior do sistema elétrico da CEEE, inclusive ações governamentais, reduzem o valor da energia que as Distribuidoras devem receber;
- Caso a Uruguaiana deixe de disponibilizar a capacidade e energia contratadas à AES Sul e possua disponibilidade equivalente no sistema que a AES Sul possa adquirir, deverá compensar a AES Sul pela diferença de custo.

Décima Cláusula: A tarifa a ser paga à Uruguaiana pela AES Sul é:

- Encargo de capacidade mensal ou POTÊNCIA ASSEGURADA, no valor de R\$20,06 por kW para cobertura dos custos de usina de energia (R\$9,57), custos da linha de transmissão (R\$0,47) e custos do gasoduto (R\$10,02);
- Encargo de energia no valor de R\$25,97 por MWh, para cobrir os custos Operacionais e de Manutenção (R\$7,93) e a tarifa de gás (R\$18,04);
- O Reajustamento das parcelas relativas a cobertura dos custos de usina, custos da linha de transmissão, e custos Operacionais e de Manutenção é dada pela fórmula:

$$V_r = \frac{[P \times (A)]}{A_o}$$

onde:

V_r = Tarifa Ajustada

P = Preço em vigor na data de referência anterior

A = Índice IGPM do período corrente

A_o = Índice IGPM da data de referência anterior

- O reajustamento da parcela referente ao transporte do gás será definido por:

$$V_r = P \times B$$

onde:

V_r = Valor reajustado.

P = Preço vigente na Data de Referência Anterior;

B = Índice resultante da média ponderada dos índices de reajuste de cada parcela de transporte do gás de base, conforme definido no respectivo contrato de fornecimento de gás. O índice “B” será obtido mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$B = B_A \times T_A + B_B \times T_B + B_C \times T_C$$

onde:

B_A ; B_B ; B_C =

Índices de variação do preço do transporte e distribuição de gás de base nos trechos A, B, respectivamente (i) entre a Bacia Neuquina e a Zona Litoral, (ii) entre a Zona Litoral e o Ponto de Entrega, e C (iii) referente ao gasoduto de aproximação, a ser construído pela SULGÁS, conforme definido no respectivo contrato de fornecimento de gás,

T_A ; T_B ; T_C =

Participação percentual do custo do transporte de gás de base nos trechos A e B e no gasoduto de aproximação a ser construído pela SULGÁS, conforme definido no respectivo contrato de fornecimento de gás, no custo total de transporte de gás de base, vigente no mês correspondente ao do reajustamento;

- O reajustamento da parcela referente ao gás natural “commodity” será dado por.

$$V_r = \left[P \times \frac{B}{B_o} \right]$$

Onde:

V_r = Valor reajustado

P = Preço vigente na Data de Referência Anterior

B = Preço do gás natural disponibilizado na USINA, fornecido pela SULGÁS no mês correspondente ao do reajustamento

B_o = Preço do gás natural disponibilizado na USINA, fornecido pela SULGÁS, no mês da Data de Referência Anterior.

- A cada período de 3 (três) anos a tarifa poderá ser revisada para mais ou para menos de comum acordo para levar em conta alterações que afetem a economia do projeto de forma a manter inalterada a equação inicial do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato, inclusive a imposição de novos impostos ou alterações dos impostos correntes, alterações da legislação ambiental e flutuações da taxa de câmbio de US\$/R\$ que resultaria em impacto de pelo menos 5% sobre a tarifa, de forma que seja sempre preservado o direito das partes, durante toda a vigência do Contrato.

Décima Segunda, Décima Terceira e Décima Quarta Cláusulas: Essas cláusulas tratam das obrigações de pagamento de ambas as partes.

- Pagamento do encargo de capacidade é garantido pela AES Sul caso esteja impossibilitada de aceitar a energia por limitações de transmissão que não sejam de responsabilidade da Usina;
- Caso a energia contratada não seja disponibilizada pela Uruguaiana, então esta deverá compensar a AES Sul pelo valor que pagar pela aquisição da energia em outro local, inclusive custos de transmissão;
- Ademais, o pagamento mensal da capacidade e da energia ficará reduzido por valor de penalidade caso a capacidade avençada não esteja disponível. Tal disposição exclui força maior, inclusive caso fortuito.

Décima Nona Cláusula: Esta cláusula trata da garantia de desempenho a ser prestada pela Uruguaiana.

- A Uruguaiana deverá prestar às Distribuidoras garantia bancária ou depositar dinheiro/títulos governamentais para garantia na forma avençada, no valor de R\$20 milhões. Esta garantia de desempenho será reduzida em 50% na data das Operações de Ciclo Combinado e automaticamente em 1% anualmente em cada ano subsequente.

Vigésima Segunda Cláusula:

- As Distribuidoras serão indenizadas na hipótese da Fornecedora não observar o cronograma avençado do projeto.

II. CEEE

Em 10 de setembro de 1997, a CEEE firmou contrato de fornecimento com a AES Sul para fornecer-lhe 25% de sua energia hidroelétrica garantida em conformidade com o Plano de Operação de 1997 da GCOI. O prazo de vigência do Contrato é de dez anos.

Com a elaboração dos Contratos Iniciais, foram fixados os montantes de energia para os anos de 1998 a 2001, com repetição dos montantes de 2001 para 2002. A partir daí, estes montantes se mantêm até 2007

Os valores da energia contratada com a CEEE definidos nos Contratos Iniciais foram 908GWh em 1999, 914GWh em 2000 e 920GWh em 2001.

De acordo com as regras do MAE a CEEE tem obrigações de atender os contratos firmados, entretanto, fazendo parte do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia, tem seus riscos hidrológicos cobertos, sendo que no caso de sua incapacidade de produzir energia o MRE cobre suas obrigações contratuais. Contudo, a AES Sul garante o pagamento da capacidade e energia durante períodos em que o fornecimento da energia não seja alcançado em razão de falha do sistema elétrico não atribuível à CEEE.

As tarifas a serem pagas pela AES Sul estão fixadas em R\$1,97/kW para capacidade e R\$26,68/MWh para energia. Tais taxas também estão sujeitas a revisão pela ANEEL caso haja alterações significativas nos custos da CEEE, inclusive impostos adicionais.

Os encargos de transmissão serão pagos à Rede Básica de acordo com o Contrato de Uso dos Sistema de Transmissão – CUST.

III. CGTEE

Em 30 de setembro de 1997, a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (“CGTEE”), oriunda da divisão societária da CEEE, firmou contrato de fornecimento com a AES Sul tendo por objeto o fornecimento de energia a partir de suas usinas térmicas. O prazo de vigência do Contrato é de 15 anos, com montantes definidos pelos Contratos Iniciais até 2002 e a partir daí decrescente à taxa de 10% (dez por cento) ao ano, com tarifa regulada pela ANEEL.

Os valores da energia contratada com a CGTEE para os anos iniciais do Contrato foram de 755GWh em 1999 e em 2000 e 754GWh em 2001. Tais valores correspondem a 25% da energia garantida da CGTEE.

As tarifas a serem pagas pela AES Sul foram fixadas em R\$2,1/kW para capacidade e R\$42,04/MWh para energia. Tais tarifas também estão sujeitas a revisão pela ANEEL caso haja alterações significativas nos custos da CEEE, inclusive impostos adicionais.

Mencionado contrato possui estrutura similar se comparada ao contrato da CEEE.

Os encargos de transmissão serão pagos à Rede Básica de acordo com o Contrato de Uso dos Sistema de Transmissão – CUST.

IV. Gerasul/Eletrosul (Transmissão da CEEE)

Com a adoção dos Contratos Iniciais, os valores da energia contratada com a Gerasul para os anos iniciais do Contrato foram de 3.297GWh em 1999, 3.276GWh em 2000 e 3.443GWh em 2001 e 2002, decrescendo 25% deste montante, anualmente, a partir de então.

A AES Sul é faturada diretamente pela Gerasul e paga encargos de capacidade e energia independentemente do montante entregue, tendo em vista estes contratos serem garantidos pelo sistema Interligado, exceto em situação de racionamento. Os riscos hidrológicos da Gerasul estão garantidos pelo MRE e as responsabilidades perante o sistema são determinadas pelas Regras de Mercado.

Os encargos de transmissão serão pagos à Rede Básica de acordo com o Contrato de Uso dos Sistema de Transmissão – CUST.

As tabelas a seguir apresentam o total de eletricidade adquirido pela Emissora e vendido para consumidores finais e outras concessionárias durante o ano de 1999 e 2000:

Eletricidade Comprada e Vendida pela Emissora em 1999

	R\$ (mil)	MWh	Tarifa média (R\$/MWh)
<i>Itaipu</i>	128.569.324,96	2.035.280,82	63,17
<i>Gerasul</i>	110.179.472,84	3.297.979	33,41
<i>CEEE</i>	29.131.881,40	908.855	32,05
<i>CGTEE</i>	33.810.864,04	755.551	44,75
<i>Copel</i>	19.755.795,31	586.817	33,67
<i>Curto Prazo</i>	17.283.812,00	144.202	119,86
<i>Eletricidade vendida</i>	680.470.239,22	6.842.013	99,45

Fonte: AES Sul

Eletricidade Comprada e Vendida pela Emissora em 2000

	R\$ (mil)	MWh	Tarifa média (R\$/MWh)
<i>Itaipu</i>	98.696.689	1.598.668	57,98
<i>Gerasul</i>	92.977.840	2.460.905	37,78
<i>CEEE</i>	22.032.195	688.751	31,99
<i>CGTEE</i>	24.614.391	547.336	44,97
<i>Copel</i>	92.977.840	204.526	36,43
<i>Uruguaiana</i>	4.667.534	64.205	72,70
<i>Curto Prazo</i>	47.814.299	518.997	92,13
<i>Eletricidade vendida</i>	605.160.895	5.640.077	107,29

Fonte: AES Sul

A Companhia celebrou contratos iniciais com as fornecedoras de energia elétrica para os volumes abaixo relacionados:

SUPRIMENTO DE ENERGIA (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>CEEE</i>	104	105	105	105	105	105
<i>CGTEE</i>	86	86	86	77	69	60
<i>Gerasul</i>	373	393	393	295	197	98
<i>Copel</i>	31	0	0	0	0	0
<i>TOTAL</i>	594	584	584	477	371	263

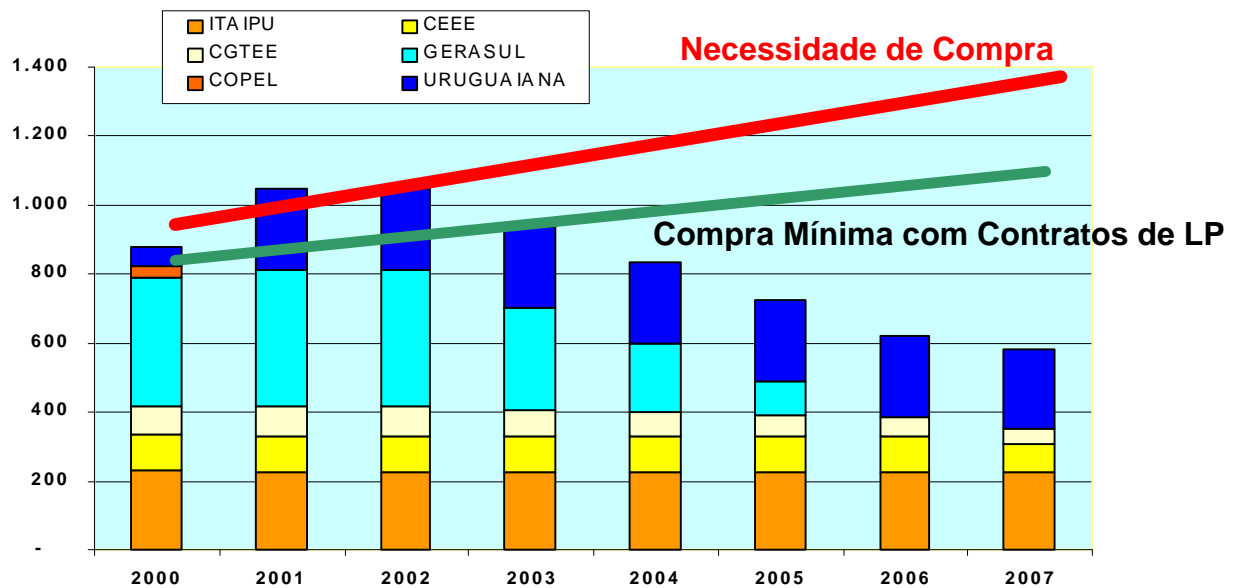
Fonte: AES Sul

Os contratos de compra de energia garantem o atendimento total da demanda da Emissora nos montantes demonstrados no quadro abaixo:

<i>Energia MW</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>
<i>Itaipu</i>	229	227	227	227	227	227	227	227
<i>CEEE</i>	104	105	105	105	105	105	105	79
<i>CGTEE</i>	86	86	86	77	69	60	52	43
<i>Gerasul</i>	373	393	393	295	197	98	0	0
<i>Copel</i>	31	0	0	0	0	0	0	0
<i>Uruguaiiana</i>	55	235	235	235	235	235	235	235
Total	878	1046	1046	939	832	725	618	584

Fonte: AES Sul

Esta situação está refletida no gráfico abaixo.



Fonte: AES Sul

Estrategicamente, qualquer eventual falta de energia a preços razoáveis, poderá ser complementada por energia adquirida de termelétricas, que poderá cobrir não somente eventual falta de energia como também possíveis variações dos preços de energia no mercado livre, proporcionando à Emissora a manutenção dos mesmos níveis de operacionalidade.

A tabela a seguir demonstra o histórico da capacidade de utilização da Companhia nos anos de 1998, 1999 e 2000 (setembro):

<i>Classes</i>	<i>1998*</i>	<i>1999</i>	<i>2000**</i>
1 – Energia Própria + Comprada	6.973.312	7.433.746	6.045.656
2 – Energia Vendida	6.266.794	6.842.013	5.640.077
2.1 – Residencial	1.495.615	1.578.864	1.247.235
2.2 – Industrial	3.021.408	3.253.719	2.745.139
2.3 – Comercial	628.791	690.616	563.426
2.4 – Rural	621.665	767.354	656.873
2.5 – Outros	461.495	508.583	427.404
3 – Perdas (1-2) / 1 (%)	706.518	794.253	405.579
(%) PERDAS	10,13	10,41	6,71

* Perdas e energia da Carga Própria incluem perdas na rede básica

** Dados até Setembro de 2000. Fonte: AES Sul

A Companhia tem seus contratos de Suprimento de Energia firmados a longo prazo e, cujos volumes contratados a Companhia acredita serem suficientes para suprir a demanda de energia distribuída, o consumo da própria Companhia e as perdas técnicas e comerciais. Eventuais faltas de energia poderão ser supridas através da compra de outras concessionárias ou, como membro do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, através da compra de energia a curto prazo, conforme as necessidades de operação do sistema. Contudo, as oportunidades de novos negócios com o suprimento de energia que se possam realizar são sempre estudadas pela Companhia.

A Emissora é uma das 15 companhias elétricas nas regiões sul, sudeste e central do Brasil exigidas pela Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, (“Lei Itaipu”) a adquirir eletricidade de Itaipu. Com uma capacidade instalada de 12.600MW, Itaipu é a maior usina de energia hidroelétrica em operação no mundo. O governo brasileiro, através da Eletrobrás, possui uma participação de 50% em Itaipu. Os outros 50% são controlados pelo governo do Paraguai. Embora opere em associação com o Paraguai, o Brasil tem o direito de adquirir a energia gerada por Itaipu que não é consumida pelo Paraguai. O Brasil atualmente consome 95% de toda eletricidade gerada por Itaipu. Para custear os gastos associados aos empréstimos estrangeiros incorridos para pagar pelo projeto Itaipu, as concessionárias do sistema de energia interconectados no sul, sudeste e centro do Brasil são obrigadas a adquirir energia de Itaipu a preços fixados para cobrir as despesas de operação e pagamentos do principal e juros nos empréstimos e custos de transmissão de energia para as áreas de concessão. Estes preços têm sido superiores à média nacional para o volume de fornecimento de energia.

Os preços para eletricidade gerada em Itaipu são definidos pela ANEEL em conformidade com um tratado entre o Brasil e o Paraguai e são determinados em dólares norte-americanos. O custo dessa energia é repassada integralmente aos consumidores finais.

Contrato de Concessão

Histórico

Em 6 de novembro de 1997, a União Federal, através do Ministério das Minas e Energia e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (“DNAEE”) celebrou Contrato de Concessão tendo por objeto a transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul. O Poder Concedente conferiu a concessão à Companhia Centro Oeste de Distribuição de Energia Elétrica (cuja razão social foi posteriormente alterada para AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.) com relação à região Centro-Oeste do Estado. O prazo de vigência do Contrato de Concessão será de 30 anos, podendo ser prorrogado mediante solicitação da Concessionária e a critério dos reguladores.

O Contrato de Concessão define os direitos e responsabilidades da Concessionária e estabelece os parâmetros operacionais gerais. Elenca um conjunto de cidades com relação as quais a AES Sul detém a concessão, mas não concede direitos exclusivos após 1999 aos consumidores na área de concessão com consumo acima de 3MW ao ano, os quais estarão livres para escolher seu fornecedor de eletricidade. A área de concessão também não inclui áreas que são atendidas por cooperativas rurais.

O Contrato de Concessão estabelece estrutura tarifária favorável que prevê fluxo de caixa estável e previsível durante os cinco primeiros anos do prazo da concessão. Especificamente, os cálculos das tarifas prevêem dois componentes chave: componente de transferência de despesa anual e componente de custos operacionais ajustados pela inflação anual. As tarifas permitem a completa transferência de todos os custos de energia adquiridos bem como de quaisquer impostos pertinentes referentes a empresas de prestação de serviços públicos (inclusive RGR, CCC e compensação em função de impostos sobre recursos hídricos) durante o prazo de vigência de 30 anos do Contrato de Concessão. Durante os cinco primeiros anos do Contrato de Concessão, o esquema de tarifa também prevê fator de elevação anual favorável com base na indexação dos custos operacionais em abril de 1997.

Em 2003, será procedida à primeira revisão ordinária das tarifas da Emissora, conforme previsto no seu Contrato de Concessão. Aplicar-se-á um fator de $\pm X$, exclusivamente sobre a parcela dos custos gerenciáveis, ou seja, a parcela B da fórmula de reajuste estipulada no Contrato de Concessão. Este fator de $\pm X$ será aplicado nos quatro reajustes anuais seguintes. Estas revisões ordinárias tem por objetivo a modicidade tarifária, esta entendida como a repartição dos ganhos ou divisão das perdas de eficiência havidos no período anterior com seus consumidores.

A qualquer momento, a Emissora poderá solicitar a revisão extraordinária de suas tarifas, sempre que houver fatos que afetem o equilíbrio econômico do Contrato. Contudo, nestas revisões extraordinárias não poderá ser aplicado o fator $\pm X$, haja vista que este tem regras específicas e datas certas para ser aplicado, quais sejam, as citadas revisões ordinárias.

Caso algum cliente livre, ou outro acessante, como por exemplo os auto-produtores, utilizem a rede de distribuição da Emissora, esta cobrará uma tarifa de uso e de conexão, suficiente para remunerar os seus investimentos e cobrir os custos de operação e manutenção, associados com a sua margem.

As principais disposições do Contrato de Concessão são:

- Estrutura tarifária favorável que permite a completa transferência de todos os custos de energia adquiridos bem como de quaisquer impostos pertinentes referentes a utilidades além de elevação anual que toma por base a indexação dos custos operacionais em abril de 1997;
- O direito de prestar serviços de eletricidade a todos os consumidores na área da concessão;
- O direito de desligar consumidores em função da falta de pagamento;
- A preservação do equilíbrio financeiro do Contrato de Concessão na hipótese de evento fora do controle da Concessionária, que cause impacto ao equilíbrio financeiro da companhia.

Sumário das Principais Cláusulas

Segunda Cláusula: A Concessionária terá total discricção na administração de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. Esta cláusula descreve os parâmetros operacionais gerais da concessionária. Ressalvadas as melhorias avançadas, atinentes à confiabilidade e aos níveis de voltagem, não há quaisquer regulamentos que causem impacto relevante sobre a AES Sul. A subcláusula vinte estabelece que qualquer padrão aplicável ao setor de companhias de distribuição será automaticamente aplicado à AES Sul.

Direitos e Responsabilidades da Concessionária:

- Utilização de tecnologia adequada que assegure confiabilidade, segurança e qualidade dos serviços;
- Cumprimento dos trabalhos necessários ao fornecimento de energia ao ponto de entrega aos consumidores;

- Direito de interromper o atendimento a consumidores em função de falta de pagamento, em função de não paralisação do uso irregular de eletricidade ou de falta de observância dos padrões técnicos e de segurança;
- Direito de transferir os custos de energia, bem como os gastos com investimentos;
- Cobrança da mesma taxa a consumidores que se encontrem na mesma classe de taxas;
- Instalação de medidores às suas expensas;
- Fornecimento de eletricidade a consumidores localizados fora da área de concessão em bases temporárias, observada a aprovação do Poder Concedente;
- Observância dos direitos básicos do consumidor, tais como fornecimento de conexões quando solicitado, resposta a solicitações de informações e manutenção de registros de solicitações e queixas;
- Manutenção ou melhoria da qualidade dos serviços medidos por DEC e FEC;
- Pagamento de multas em função do descumprimento dos padrões de confiabilidade e dos níveis de voltagem avençados.

Quarta Cláusula: A AES Sul investirá na melhoria das instalações atuais e na construção de novas instalações, a fim de atender às demandas atuais e futuras.

Quinta Cláusula: Esta cláusula elenca os deveres da AES Sul inerentes à sua prestação de serviço público. Isto inclui: prestação de serviços a áreas mais pobres e com baixa densidade populacional; observância da legislação trabalhista e de seguridade social, inclusive pagamento das taxas de supervisão da ANEEL; fornecimento ao Poder Concedente de relatórios anuais e concessão ao Poder Concedente de acesso livre às instalações; observância da legislação ambiental; e permissão de acesso a seus sistemas de transmissão e distribuição e cobrança das respectivas taxas de acesso conforme estabelecido pelo Poder Concedente.

Direitos e Responsabilidades da Concessionária:

- Assinatura dos necessários contratos de fornecimento de energia e de transporte;
- Provimento de recursos e investimento em seus ativos financeiros conforme reputar adequado;

- Implementação de medidas voltadas à conservação de energia e planejamento de programa anual para melhoria da eficiência da utilização de energia. Isto implicará na redução de perdas técnicas e comerciais bem como na educação do consumidor acerca da racionalização do uso de energia. A AES Sul deverá gastar pelo menos 1% de sua receita operacional anual em tais programas;
- Pagamento de multa em função de não atendimento das metas de redução de perda e em função do não atendimento dos limites mínimos de gastos acima mencionados;
- Busca do consentimento do Poder Concedente para transferência de ações, alterações do estatuto social da companhia ou quaisquer outros atos que venham a resultar em alteração da participação controladora da AES Sul.

Sétima Cláusula: Estrutura Tarifária: A tarifa atual foi avençada juntamente com o DNAEE em 4 de abril de 1997 com relação a cada categoria de consumidor e estação e deverá ser ajustada anualmente. O Contrato de Concessão prevê que todos os custos de energia e impostos que não sejam impostos de renda serão transferidos ao consumidor e que todas as demais despesas serão corrigidas monetariamente com base no nível de despesa base de abril de 1997. Já que as despesas operacionais da AES Sul diminuem com a redução dos custos trabalhistas e o aumento da eficiência, o componente de despesa operacional da tarifa continuará a elevar-se com base nos maiores níveis de despesa.

A partir de abril de 2003, os reguladores brasileiros reverão a tarifa e a repactuarão se necessário, de modo a que reflita as condições vigentes de mercado. Como parte da mencionada revisão, darão início à aplicação de um "fator X" aos cálculos de reajustes anuais. O "fator X" tem por objetivo o compartilhamento dos ganhos de eficiência entre concessionários e consumidores.

Durante o prazo de vigência do Contrato de Concessão, a AES Sul poderá solicitar ajuste da tarifa a qualquer tempo caso repute que seu equilíbrio econômico-financeiro esteja afetado em função de alterações em suas tarifas de suprimento de energia ou da imposição de novos impostos. Ademais, na hipótese de quaisquer dos consumidores da AES Sul se tornarem auto-produtores ou serem atendidos por outras concessionárias ou por Produtores Independentes de Energia, a AES Sul poderá cobrar pelo uso de sua rede de distribuição as taxas específicas homologadas pelo Poder Concedente.

Fórmula de Reajuste da Tarifa

O regime tarifário atual é do tipo *price cap*, sendo que o limite inicial fixado pelo regulador foram as tarifas fixadas para a CEEE em abril de 1997, através da Portaria 104. O cálculo da tarifa foi projetado para definir um índice de reajuste ("IRT"), de forma a que parte dos custos ("VPA ou parcela A") sejam transferidos proporcionalmente às tarifas de venda. Na parcela A estão inclusos

os custos com energia comprada e transporte, e de encargos setoriais tais como RGR, CCC e taxas de fiscalização da ANEEL, ONS e ASMAE. A fórmula de reajuste da tarifa é a seguinte:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA} + \text{VPB} \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

onde:

IRT = Índice de Ajuste de Tarifa

VPA = Custo de Aquisição de Energia + transporte + impostos referentes a empresas prestadoras de serviços públicos (RGR, CCC e Remuneração em função de impostos sobre recursos hídricos)

VPB = receitas totais de concessionárias menos VPA e ICMS

IVI = fator de correção monetária pelo índice IGPM do período corrente dividido pelo índice IGPM do exercício anterior

X = Índice complementar a ser acrescido ou deduzido do índice IVI (sujeito a decisão de órgão regulatório). De acordo com o Contrato de Concessão, até abril de 2003, X será igual a zero.

RA = receitas totais do período anterior menos ICMS

O novo valor de transferência (VPA1) e as despesas ajustadas pela inflação (VPB1) são acrescidos em conjunto e divididos pela receita base do ano anterior (RA0) a fim de definir o percentual de reajuste a ser aplicado sobre as tarifas vigentes até o próximo período.

O VPB (receitas menos custos transferidos e ICMS) é corrigido com base no índice composto do PPI e do CPI e nos custos de construção (designados, coletivamente, índice "IGPM"), o qual é calculado e publicado por uma organização particular, a Fundação Getúlio Vargas. Trata-se de entidade confiável e de renome internacional de medição de estatísticas inflacionárias no Brasil.

De fato, o VPB representa despesas operacionais históricas, sendo abril de 1997 o ano base e não de despesas efetivas não transferidas. Isto significa que mesmo que a AES Sul reduza despesas ao longo do tempo e se torne mais eficiente, a base original de despesas continuará a elevar-se ano após ano, o que resultará em tarifas médias mais altas sobre despesas efetivas mais baixas.

Nona Cláusula: A AES Sul está sujeita a multas caso: não forneça as informações solicitadas ao Poder Concedente; não adote as medidas exigidas para assegurar confiabilidade e eficiência de serviços; não atenda seus consumidores conforme exigido; e não cumpra as políticas legais e regulatórias do Poder Concedente. O valor máximo de qualquer penalidade é 0,1% das receitas operacionais líquidas da Concessionária no exercício anterior.

Décima Primeira Cláusula: Ao final do prazo da Concessão, os ativos da AES Sul serão revertidos ao Poder Concedente e será pago valor de indenização à AES Sul.

Décima Quinta Cláusula: Foi avençado mecanismo de solução de litígio, consistente em comissão composta por três especialistas que deverão sugerir uma solução negociada. Se mesmo assim os litígios não forem solucionados, deverão ser apresentados à Justiça Federal brasileira em Brasília.

As obrigações que constam do Contrato de Concessão de Distribuição nº COD 12/97 – ANEEL, de 06 de novembro de 1997, são objeto de especial atenção da Emissora, que tem, em sua estrutura, área específica para sua gestão.

O cumprimento das obrigações é fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e também por meio de convênio com a AGERGS – Agência Estadual dos Serviços Públicos Delegados do RGS, mediante fiscalizações anuais ou pontuais nas áreas de Desempenho Técnico e Operacional, Comercial e também Econômica, Financeira, Contábil e Societária.

Como resultado dessas fiscalizações são gerados relatórios e Termos de Notificação, para cumprimento de determinações referentes a constatações que representem, na visão do órgão regulador e à luz da legislação vigente, uma não conformidade a ser corrigida.

A primeira fiscalização, para o ciclo 1998/1999, teve todas as recomendações e determinações plenamente atendidas nos prazos ajustados entre a Emissora e os agentes fiscalizadores. Atualmente a Emissora está participando do processo de fiscalização 1999/2000, e vem atendendo todas as determinações e correções de não conformidades constatadas em todas as áreas fiscalizadas e citadas acima.

Não consta na presente data nenhum processo administrativo punitivo envolvendo a Emissora, conforme preceitua a Resolução nº 318, de 6 de outubro de 1998, que aprova os procedimentos para regular a imposição de penalidades aos agentes delegados de instalações e serviços de energia elétrica, referentes a infrações apuradas.

Padrão de Serviços

O Contrato de Concessão obriga a Emissora a conservar e melhorar seus equipamentos e instalações, de modo a estar em conformidade com a qualidade, continuidade, segurança e confiabilidade dos padrões de serviço estabelecidos ou a serem estabelecidos pela ANEEL. A Emissora deve melhorar a confiança dos consumidores nos seus serviços e, conjuntamente, se comprometeu a estabelecer novas instalações, modificar e expandir instalações atuais para que estas alcancem as demandas atuais e futuras. Mais especificamente, a Emissora tem o dever de construir instalações e instalar equipamentos (tais como linhas de distribuição e relógios de medição) para fornecimento de eletricidade a novos consumidores. Em certos casos, a Emissora pode exigir que o novo consumidor arque com os custos associados à instalação. Recentemente,

em pesquisa de satisfação conduzida pela ABRADÉE, através do instituto de pesquisa Vox Populi, a AES Sul ficou em 2º lugar no Brasil, obtendo 86,2% de aprovação entre os conceitos “bom e ótimo” atribuídos por seus clientes.

A Emissora tem o dever de manter um conselho de consumidores e fornecer informação adequada para que os consumidores saibam e reivindiquem seus direitos contra a Emissora. A Companhia também tem o dever de observar os direitos dos consumidores, tais como respostas rápidas de requisição de serviços, arquivamento de dados, requisições, reclamações e recomendações de consumidores. A Emissora tem o dever de providenciar relógios de medição sem qualquer custo aos consumidores.

Os indicadores DEC/FEC, mencionados acima, mostram o padrão do serviço prestado pela Emissora, no que se refere à frequência de interrupções e tempo de falta de energia.

Penalidades

Caso a qualidade do serviço em termos de confiança e níveis de voltagens não sejam alcançados, a Emissora pode se sujeitar a multas não superiores a dez vezes o custo da energia não fornecida ou, no caso de energia fornecida fora dos níveis aceitáveis de voltagem, não superiores a 10% da conta aplicável ao mês anterior. A União, como Poder Concedente da concessão, atuando por meio da ANEEL, pode impor multas adicionais que não excedam 0,1% das contas dos doze meses antecedentes e, se a Emissora não pagá-las, o Poder Concedente pode declarar rescindido o Contrato de Concessão, ou encampar as ações de controle para posteriormente vendê-las em leilão público.

Empregados

Em 11 de agosto de 1997, data em que a Emissora começou a operar de maneira independente, havia aproximadamente 1.132 empregados na AES Sul. Desde então, aproximadamente 328 empregados optaram pela aposentadoria antecipada ou deixaram a Companhia, e por volta de 50 novos funcionários foram contratados. Em setembro de 2000, havia aproximadamente 795 empregados na AES Sul. A Administração tem a expectativa que tal número permanecerá estável em um futuro previsível.

A fim de melhorar a eficiência operacional, a administração alterou diversas características dos planos anteriores de remuneração dos empregados, porque não refletiam adequadamente as condições de um mercado competitivo, e destinou alguns empregados a tarefas que eram mais compatíveis com suas potencialidades. De modo geral, a administração entende que as principais

melhorias da eficiência operacional foram e serão obtidas por intermédio de investimentos de capital planejados e direcionados de modo a automatizar e modernizar seu sistema de distribuição. Estima-se que tais investimentos permitirão que a Companhia mantenha o número de empregados em um nível constante, enquanto aumenta a base de seus consumidores, propiciando uma maior eficiência operacional .

Um sindicato, Senergisul, representa a força de trabalho na AES Sul. Esse é o único sindicato representativo da categoria profissional no Estado do Rio Grande do Sul. Embora os empregados não estejam obrigados a integrar o sindicato, ainda assim eles gozam dos benefícios por ele alcançados. Os dissídios trabalhistas anuais ocorrem em Novembro, quando da expiração dos contratos de trabalhos anuais.

Na área de Recursos Humanos, a adequação do quadro funcional através de um Programa de Desligamento Voluntário (“PDV”) e de demissões contribuiu para uma melhoria no quadro econômico-financeiro da Emissora. O quadro funcional passou de 954 funcionários para 620 logo após o PDV, com uma redução de 35%.

O PDV ofereceu aos funcionários interessados benefícios adicionais aos previstos em lei, incluindo-se, dentre outros, a continuidade de contribuição da Companhia aos planos de pensão e assistência médica. Contudo, vários ex-empregados da Companhia estão questionando judicialmente os valores recebidos em decorrência do PDV, especialmente verbas supostamente devidas antes da privatização. Existe um acordo coletivo de trabalho vigente, cuja data base é 1 de novembro. A Companhia está em fase de negociação para a renovação do acordo coletivo, a qual deverá ser concluída até janeiro de 2001.

Estas reduções do quadro de funcionários não comprometeram a qualidade do atendimento aos clientes. Como consequência do ajuste, os índices de produtividade melhoraram sensivelmente: a relação número de clientes por empregado, que em 1998 era de 942, aumentou em 1999 para 1310, e a relação Megawatt/hora por empregado subiu de 6871 para 9959 no mesmo período.

A média de tempo de serviço dos funcionários da Emissora que trabalhavam em período integral, em 31 de março de 1999, era de aproximadamente 10 anos, e a média de idade, 36 anos. A tabela abaixo demonstra como estavam divididos os funcionários da Companhia em 30 de setembro de 2000.

<i>Funcionários da Emissora</i>	<i>30.09.2000</i>
<i>Técnicos/Administrativos</i>	286
<i>Operações</i>	509
<i>Total</i>	<i>795</i>
<i>Universitários</i>	95
<i>Nível Médio</i>	700
<i>Total</i>	<i>795</i>

Seguros

A Companhia mantém apólices de seguro de riscos operacionais e responsabilidade civil. Esses seguros cobrem riscos de incêndio, transporte, automóveis, responsabilidade civil, morte e riscos diversos, junto a várias companhias seguradoras. Entre esses, podem ser destacados:

a) seguro contra danos materiais causados a terceiros, na modalidade *claim made basis*, cobrindo a importância de R\$2.776.050,00. Apólice 1-51-4001407-0, emitida pela Itaú Seguros, em vigor até 21.03.2001; e

b) seguro contra danos variados causados ao ativo imobilizado da Emissora, incluindo lucros cessantes, cobrindo a importância de R\$56.000.000,00. Apólice emitida pela Bradesco Seguros, em vigor até 21.03.2001.

Essas apólices de seguro trazem especificações, limites e cláusulas de franquia costumeiras. A Administração acredita que a cobertura de seguros que possui é compatível com as suas atividades e está em conformidade com as práticas internacionais.

Imóveis

Os principais imóveis da Companhia consistem em linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição, todos localizados na Área de Concessão. O valor contábil do ativo imobilizado da Companhia em 30 de setembro de 2000, era de R\$819,9 milhões. Nessa data, a Companhia possuía 1,7 mil quilômetros de linhas de subtransmissão, 43 subestações de transformação e 53,3 mil quilômetros de condutores aéreos. Além dos ativos supra referidos, nenhum bem imóvel da Companhia representa mais de 10% (dez por cento) de seu patrimônio. A Emissora possui ainda 53 imóveis próprios, divididos em Agências de Atendimento, Almojarifados, Terrenos e Áreas de Manutenção e operação. Outros 14 imóveis de mesma natureza, incluindo sua sede, são locados.

De acordo com o Contrato de Concessão e a legislação aplicável, certos bens imóveis utilizados pela Companhia na condução de seus negócios não podem ser transferidos, cedidos, vendidos, hipotecados ou onerados sem a prévia autorização do Poder Concedente.

Existem gravames sobre alguns bens imóveis da Companhia em decorrência de garantias prestadas em ações de execução fiscal. A Companhia entende, no entanto, que tais gravames não podem afetar significativamente a capacidade da Companhia de conduzir seus negócios e atividades.

Pendências Judiciais

A Companhia é parte em uma série de ações judiciais, sendo que a maior parte das ações movidas contra a Companhia são referentes a indenizações decorrentes do curso regular de suas atividades, indenizações trabalhistas e ações de cobrança relativas às Portarias 38 e 45/85 do DNAEE.

As ações judiciais mais relevantes, de natureza cível, são as seguintes:

a) ação ordinária movida pelo Clube de Investimentos dos Empregados da CEEE – INVESTCEEE, alegando supostas irregularidades ocorridas em algumas Assembléias Gerais Extraordinárias da Companhia, em especial aquelas que deliberaram sobre a incorporação da AES Guaíba Ltda. pela AES Sul. A Emissora foi citada em 20.11.2000 e ainda não apresentou sua contestação. Com base em parecer de seus consultores jurídicos, a Emissora entende que a possibilidade de êxito do autor é remota.

b) ação popular movida por Carlos Eduardo Vieira da Cunha em face da CEEE, das sociedades formadas com sua cisão parcial, para fins de privatização, e do Estado do Rio Grande do Sul, objetivando a anulação do Edital de Licitação COD 05/97. Alega o autor a existência de irregularidades no referido Edital, em particular, erro no critério de escolha da proposta vencedora. Segundo o autor, tal critério, em conformidade com o art. 15, I, da Lei 8987/95, deveria ser o da menor tarifa para o usuário. Atualmente o processo encontra-se aguardando decisão de 1ª Instância. A Emissora estima, com base em parecer de seus consultores jurídicos, que a possibilidade de procedência dessa ação é remota.

c) 6 ações movidas por consumidores buscando o reconhecimento do direito de receber da AES Sul as diferenças de correção monetária e os juros referentes ao empréstimo compulsório de energia efetuados pela Eletrobrás em anos anteriores. A Emissora, com base na opinião de seus consultores jurídicos, estima que, por se tratar de parte ilegítima na demanda, a possibilidade de contingência é remota.

d) 72 ações de repetição de indébito movidas por consumidores residenciais, comerciais e industriais, postulando a devolução do valor excedente embutido nas tarifas de energia elétrica a partir da majoração resultante das Portarias nº 38 e 45, do DNAEE. A contingência máxima que poderá ocorrer nesses casos é limitada aos ajustes efetuados somente no ano de 1986, conforme jurisprudência hoje dominante.

e) 8 ações de indenização por danos materiais e morais em razão de acidentes envolvendo energia elétrica. Com valores variados, em sua maioria a AES Sul denunciou à lide as companhias de seguros, para que elas assumam as obrigações que a ela vierem a ser impostas, em caso de

procedência. A maioria dos pedidos de denúncia foram aceitos. Apenas uma das ações foi julgada, parcialmente procedente, com a condenação da Emissora e demais litisconsortes em aproximadamente R\$200 mil. As chances de êxito da Emissora nessas ações são, via de regra, remotas.

Há, ainda, outras ações que não envolvem necessariamente contingências futuras para a AES Sul. Entre essas, podem ser citadas ações contra cortes de fornecimento de energia elétrica para prédios públicos e iluminação pública, bem como ações onde a Emissora cobra judicialmente parte de seus consumidores inadimplentes.

O passivo trabalhista da Emissora é estimado em R\$25.809.815,56, e é composto por: 215 ações de funcionários aposentados, 176 ações de funcionários demitidos de agosto de 1997 a setembro de 2000, 159 ações de funcionários que aderiram ao Plano de Demissão Voluntária pós-privatização, 100 ações relativas a trabalhadores terceirizados, em decorrência de responsabilidade solidária, e 475 ações assumidas pela Emissora por força das disposições do Edital de Licitação, referentes ao período de 11 de agosto de 1997 a 30 de setembro de 2000.

A Emissora é parte nas seguintes ações judiciais e procedimentos administrativos, de natureza tributária:

a) mandado de segurança, impetrado pela AES Sul, questionando as regras impostas pela Lei nº 9.718/98, que alterou as bases de cálculo do PIS e da COFINS, e a alíquota desta de 2% para 3%. A Emissora efetua, mensalmente, depósitos judiciais dos montantes questionados. Atualmente, aguarda-se decisão de 1ª Instância.

b) mandado de segurança, impetrado pela AES Sul, questionando a exigência de ISSQN pelo Município de São Gabriel sobre o fornecimento de energia elétrica por parte da Emissora. Há uma execução fiscal movida pelo Município exigindo o mencionado ISSQN, sendo que oportunamente serão oferecidos embargos à execução. A Emissora estima, com base em parecer de seus consultores jurídicos, que a possibilidade de contingência para a Emissora é praticamente inexistente, em face da flagrante e inequívoca inconstitucionalidade da exação em tela.

c) recurso administrativo contra auto de infração lavrado pelo Município de Portão, exigindo taxa de utilização de via pública, no montante aproximado de R\$450 mil.

d) recurso administrativo contra auto de infração lavrado pelo Município de Santa Maria, exigindo ISS sobre serviços taxados pela Emissora, previstos no artigo 85 da Portaria nº 466 do DNAEE, no montante aproximado de R\$100 mil.

e) recurso administrativo contra auto de infração lavrado pelo Município de Canoas, exigindo ISS sobre serviços taxados pela Emissora e sobre o aluguel de postes e transformadores, no montante aproximado de R\$100 mil. Esse recurso foi julgado improcedente, sendo que em breve a Emissora contestará judicialmente tal exigência.

f) notificação fiscal de lançamento de débito (NFLD) lavrada pelo INSS, no valor de R\$10.776.338,44, conforme quadro descritivo abaixo:

<i>Descrição da infração / Contribuição devida</i>	<i>Valor (R\$)</i>
<i>Complementação Temporária de Proventos</i>	6.598.400,44
<i>Responsabilidade Solidária</i>	3.544.526,04
<i>Retenção dos 11% - Lei 9.711/98</i>	582.084,56
<i>Diferença de autônomos</i>	60.327,40
<i>Total</i>	10.776.338,44

Fonte: AES Sul

g) autos de infração lavrados pela fiscalização federal, exigindo PIS e COFINS dos períodos de março de 1998 a março de 2000, com recurso na esfera administrativa pendente de julgamento. Os valores envolvidos estão discriminados abaixo:

<i>Tributo</i>	<i>Valor (R\$)</i>	<i>Período</i>
<i>PIS</i>	30.401,90	03/99
<i>PIS</i>	188.501,83	03/99 a 11/99
<i>PIS</i>	8.965.452,05	03/98 a 06/99
<i>COFINS</i>	7.457.965,49	03/99 e 04/99, 06/99 a 03/00
<i>COFINS</i>	29.702.727,84	04/98 a 06/99
<i>Total</i>	46.345.049,11	

Fonte: AES Sul

Desse total, aproximadamente R\$33.417.652,66 estão depositados judicialmente ou provisionados, o que corresponde ao montante do principal dos autos de infração. Para detalhes sobre os valores provisionados pela Emissora, vide seção “*Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais – Provisões*”.

h) ações contra a AES Sul, questionando a sistemática de cobrança “por dentro” do ICMS, sendo que a Emissora entende, com base na opinião de seus consultores jurídicos, que a possibilidade de contingências decorrentes dessas ações é praticamente remota.

A Companhia efetua sua política de provisionamento de acordo com sua análise do prognóstico de êxito das ações. A Companhia acredita que nenhuma decisão adversa das ações judiciais movidas contra a Companhia poderá afetar significativamente a sua condição financeira. Para uma análise detalhada das provisões efetuadas pela Emissora, vide a seção “*Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais – Provisões*” acima.

Aspectos Ambientais

As atividades da Companhia estão sujeitas a uma extensa regulamentação federal e estadual, sob o aspecto ambiental. A Companhia entende estar cumprindo com todas as suas obrigações relativas à legislação ambiental, não possuindo no momento qualquer pendência ou questionamento judicial ou administrativo neste sentido.

Contratos Relevantes

Os contratos relevantes da Companhia são os seguintes:

I – Contratos de energia

- a) contrato de suprimento de energia, celebrado em 30.09.1998 entre CEEE, RGE, AES Sul e Uruguaiana. Os termos deste contrato estão descritos acima, na seção “*Negócios da Companhia – Compra de Energia – Uruguaiana*”.
- b) contrato de suprimento de energia suplementar, celebrado em 06.10.1998 entre AES Sul e Uruguaiana. Os termos deste contrato estão descritos acima, na seção “*Negócios da Companhia – Compra de Energia – Uruguaiana*”.
- c) contrato de suprimento de energia, celebrado entre AES Sul e Gerasul. Os termos deste contrato estão descritos acima, na seção “*Negócios da Companhia – Compra de Energia – Gerasul*”.
- d) contrato de suprimento de energia, celebrado entre AES Sul e CEEE. Os termos deste contrato estão descritos acima, na seção “*Negócios da Companhia – Compra de Energia – CEEE*”.
- e) contrato de suprimento de energia, celebrado entre AES Sul e CGTEE. Os termos deste contrato estão descritos acima, na seção “*Negócios da Companhia – Compra de Energia – CGTEE*”.

f) contrato de suprimento de energia de Itaipu, regido pela Lei Itaipu, conforme acima definida. A AES Sul possui a obrigação de adquirir um percentual fixo de 2,868% da energia gerada por Itaipu. Os detalhes sobre esse contrato estão descritos acima, na seção “*Negócios da Companhia – Compra de Energia*”.

g) contrato de uso do sistema de transmissão (“CUST”) celebrado entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, as Concessionárias de Transmissão listadas em seu Anexo I, e a AES Sul, tendo por objeto o uso da Rede Básica pela Emissora, e a administração pelo ONS da cobrança e da liquidação dos encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, atuando por conta e ordem das Concessionárias de Transmissão. O contrato permanecerá em vigor até a extinção da Concessão.

h) contrato de conexão – CCT, firmado em entre AES Sul e Eletrosul – Transmissora, tendo por objeto a conexão da AES Sul aos sistemas de transmissão da Eletrosul – Transmissora. O contrato envolve o valor anual de aproximadamente R\$480 mil e permanece em vigor até maio de 2001.

i) contrato de conexão – CCT, firmado entre AES Sul e CEEE – Transmissora, tendo por objeto a conexão da AES Sul aos sistemas de transmissão da CEEE – Transmissora. O contrato envolve o valor anual de aproximadamente R\$7,65 milhões e permanece em vigor até maio de 2001.

Destaque-se que para o ano de 2000, a energia contratada pela Companhia foi adquirida, ou está prevista para ser adquirida, das seguintes fontes:

<i>EMPRESA</i>	<i>Percentual</i>
<i>Itaipu</i>	26,0%
<i>CEEE</i>	11,3%
<i>CGTEE</i>	9,4%
<i>Gerasul</i>	40,6%
<i>Copel</i>	3,4%
<i>Uruguaiana</i>	1,5%
<i>Bilaterais + Curto Prazo</i>	7,9%

Fonte: AES Sul

II – Contratos com clientes

Os contratos com os 31 maiores clientes industriais da Companhia representaram até setembro de 2000 um fornecimento de 3.500.000MWh, o que foi equivalente a 52% do total de energia fornecido pela Emissora. Esses contratos seguem um padrão, contendo basicamente os seguintes termos:

(a) demanda mínima contratada;

(b) prazo de vigência;

- (c) prazo de denúncia; e
- (d) vinculação com a legislação vigente do Setor de Energia Elétrica.

III – Contratos financeiros

A AES Guaíba Empreendimentos Ltda., anterior controladora da Emissora, emitiu em 23 de março de 1998 títulos de dívida (“Notes”) no mercado internacional em valor total de US\$730.000.000,00 (setecentos e trinta milhões de dólares norte americanos), em regime de colocação privada, nos termos do *Note Purchase Agreement* celebrado em 13 de março de 1998 pela AES Guaíba Empreendimentos Ltda., BankBoston Trust Company Limited e Australia and New Zealand Banking Group Ltd., como *Arrangers*, várias instituições financeiras como *Initial Purchasers*, BankBoston Trust Company Limited, como *Agent*, BankBoston, N.A., Nassau Branch, como *Registrar*, e BankBoston N.A., Nassau Branch como *Fiscal and Paying Agent*.

Em julho de 1998 a AES Guaíba Empreendimentos Ltda. foi incorporada na Emissora, tornando-se essa sucessora da dívida representada pelas *Notes* (Vide “*Análise e Discussão da Administração Sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais - Considerações Gerais*” neste prospecto). Uma parte das *Notes* foi posteriormente adquirida no mercado por uma empresa pertencente ao grupo econômico da Emissora, que atualmente detém uma parcela equivalente a aproximadamente US\$320 milhões em *Notes*, para manutenção em tesouraria e possível recolocação no mercado.

As *Notes* rendem juros atualmente à taxa fixa de 16,5% (dezesseis vírgula cinco por cento) ao ano, pagáveis semestralmente. Essa taxa de juros passará a ser de 10,75% (dez vírgula setenta e cinco por cento) ao ano, de abril de 2002 a abril de 2003, 11,25% (onze vírgula vinte e cinco por cento), de abril de 2003 a abril de 2005, 11,75% (onze vírgula setenta e cinco por cento), de abril de 2005 a abril de 2007, e 12,25% (doze vírgula vinte e cinco por cento), até o vencimento. As *Notes* não tem amortização de principal programada e o vencimento final da totalidade do principal das *Notes* será em 24 de abril de 2009. Poderá ser exercida a opção de antecipação do vencimento do principal pelo devedor, trimestralmente, em qualquer data, e pelo credor nas datas de 24/04/2002, 24/04/2003, 24/04/2005 ou 24/04/2007.

Nos termos do *Note Purchase Agreement* (conforme aditado em julho de 1998 e abril de 1999) referido acima, a Emissora assumiu diversas obrigações restritivas (*covenants*) que podem restringir as atividades da Emissora, incluindo restrições a fusões, aquisições e incorporações, venda de ativos, alterações estatutárias, criação de ônus sobre bens ou ativos, realização de operações com partes relacionadas, contratação de certas dívidas e outras obrigações de manutenção de determinados índices financeiros.

De acordo com as informações prestadas pela Administração da Emissora, não há outros contratos materialmente relevantes que possam afetar negativamente a condição econômico-financeira da empresa.

ADMINISTRAÇÃO

A Emissora é administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria. A maioria do Conselho de Administração é eleita pela Controladora, sendo que um membro do Conselho de Administração é eleito conforme indicação dos funcionários da Emissora. O Conselho de Administração nomeia os Diretores indicados pela Controladora.

Conselho de Administração

O Estatuto Social estabelece que o Conselho de Administração deve ser formado por 11 membros, cada membro sendo eleito por um mandato de 2 anos, podendo ser reeleito.

O Conselho de Administração é composto por representantes da Controladora e um representante dos funcionários da Emissora (em decorrência da exigência legal dos funcionários da Emissora serem representados no Conselho). A maioria dos membros do Conselho de Administração é atualmente eleita pela Controladora.

De acordo com a Lei das S.A. e legislação em vigor, acionistas que tenham mais de 5% de ações votantes da Companhia podem, por petição protocolada na própria Emissora, obrigar a mesma a eleger os membros do Conselho de Administração por meio do mecanismo de voto múltiplo.

O Conselho de Administração da Emissora ordinariamente se reúne a cada dois meses. A responsabilidade do Conselho inclui o estabelecimento da política e orientação geral dos negócios da Emissora e eleição e supervisão dos Diretores da Companhia.

O Conselho é atualmente composto da seguinte maneira:

<u>Nome</u>	<u>Idade</u>	<u>Informações Pessoais</u>
<i>Luiz David Travesso</i>	39	É o Presidente do Conselho de Administração. Formado em Engenharia Metalúrgica pela Faculdade de Engenharia Industrial – FEI de São Paulo, e em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas – FGV de São Paulo. Possui Mestrado em Administração de Empresas pela INSEAD – Fontainebleau – França. De 1987 a 1991, trabalhou na Ford Motor Company, nas funções de Engenheiro de Qualidade, Supervisor de Engenharia de Qualidade, Gerente de Projetos e Gerente de Novos Negócios. De 1993 a 1996, foi Vice-Presidente da área de Fusões, Aquisições, Privatizações e Financiamento de Projetos do ING Bank. Atualmente, é Presidente da AES Brasil, Presidente da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, Presidente do Conselho de Administração da Eletronet, Conselheiro Administrativo da CEMIG, Presidente do Conselho de Administração da Light, Conselheiro Administrativo da Eletropaulo.
<i>Elena Landau</i>	42	É Vice-Presidente do Conselho de Administração. Formada em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Possui Mestrado em Economia pela mesma instituição e Doutorado em Economia no Massachusetts Institute of Technology (MIT), não concluído. Foi Professora de Economia na Universidade Católica do Rio de Janeiro, de 1981 a 1993. Até 1996, trabalhou no BNDES, como Diretora responsável pelo Programa Brasileiro de Desestatização. De 1996 a 1997, foi Diretora-Gerente do Banco de Investimentos de Mercados Emergentes, do Bear Stearns do Brasil Ltda. Consultora e Membro do Conselho de Administração da CEMIG e da AES Brasil Elétrica, de 1997 até o momento.
<i>Richard Andrew Bulger</i>	43	É membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente até a posse do Diretor Presidente eleito na Reunião do Conselho de Administração de 29 de maio de 2000. Formado em Contabilidade pela St. Joseph's University. De 1982 à 1987, trabalhou como Supervisor da Coopers & Lybrand – Empresa de Consultoria Internacional, Philadelphia, PA, USA. De 1986 a 1987, foi Analista da Bell Atlantic Corporation – Empresa

Internacional de Telecomunicação, Philadelphia, PA, USA. De 1987 a 1997, foi Diretor Nacional da Price Waterhouse LLP – Empresa de Consultoria Internacional, Philadelphia, PA, USA. Responsável Financeiro da AES Americas – grupo da América do Sul, subsidiária da AES Corporation, Rio de Janeiro/BR, de janeiro a outubro de 1998.

Demóstenes Barbosa da Silva 42

É membro do Conselho de Administração. Formado em Engenharia Elétrica e em Física pela Universidade Federal de Goiás. Trabalhou como Professor de Física Geral e Experimental da Universidade Católica de Goiás – UCG, Goiânia-GO, de 1980 a 1987. Foi Engenheiro da Divisão de Estudos Tarifários da CESP, São Paulo, de 1985 a 1987, e Engenheiro do DNAEE, Brasília-DF, de 1980 a 1985. De 1987 a 1993, foi Gerente da Divisão de Estatutos Tarifários da Companhia Energética de São Paulo – CESP. Coordenador-Geral Econômico-Financeiro do DNAEE, Brasília-DF, de 1993 a 1994, trabalhou também como Diretor Adjunto do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, Brasília-DF, de 1994 a 1997. Atualmente é Diretor Vice-Presidente da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê.

Pedro Paulo Schmidt 45

É membro do Conselho de Administração e Diretor de Relações com o Mercado. Estudou economia na PUC-RS até o 3º ano e participou de diversos cursos na área de distribuição e comercialização de energia e na área de gestão empresarial. Trabalhou na Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE durante 23 anos, como Gerente Financeiro, Assessor da Diretoria para assuntos Comerciais e de Informática, Gerente de Departamento Comercial, Assessor da Superintendência de Distribuição Centro-Oeste, onde foi responsável pela estruturação e organização da então Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica, posteriormente privatizada e adquirida pela AES. Atualmente, é também Diretor da AES Sul Trading Ltda., Diretor da AES Sul Services Ltda., Gerente Delegado da AES Florestal Ltda. e Gerente Delegado da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.

- Jorge Luiz Busato** 43 É membro do Conselho de Administração e Diretor de Operações. Formado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC/RS e Pós-Graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas. Trabalhou como Engenheiro de Distribuição, Gerente Regional e Superintendente de Distribuição da Companhia Estadual de Energia Elétrica, no período de 1980 a 1997. Foi Superintendente de Distribuição da Companhia Centro-Oeste de Distribuição, em 1997, e Consultor da AES Sul - Distribuidora Gaúcha de Energia S.A, em 1998. Em 1999, foi Gerente delegado da Vant Communications. Atualmente é Gerente delegado da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., Gerente delegado da AES Florestal Ltda. e Gerente-delegado da AESCOM Sul Ltda.
- Delamar César Pinheiro Ribeiro** 46 É membro do Conselho de Administração e representante dos funcionários, conforme comunicado SENERGISUL/1999-2002/393. É formado em Eletrotécnica pela Universidade Federal de Pelotas – RS e Economia e Direito pela UNISINOS – RS.
- Marco Antônio de Miranda Carvalho** 39 É membro do Conselho de Administração. Formado em Engenharia de Sistemas da Órbita Sistemas Aeroespaciais, é Mestre em Engenharia Aeronáutica – ITA. De 1992 a 1996, exerceu a função de Gerente de Desenvolvimento de Projetos de Energia na BVI Technoplan. Atualmente, é Gerente de Projetos da AES Brasil.
- Gabriela Olívia Rothschild Barboza** 43 É membro do Conselho de Administração. Formada em Administração de Empresas pela University of Wisconsin, Whitewater, nos Estados Unidos. Trabalhou como Supervisora de Atendimento, de 1980 a 1987, na Standard, Ogilvy & Mather, na Diretoria de Atendimento da Divisão de Marketing Direto no Brasil. Atuou como consultora especializada em Eventos Internacionais e Feiras, de 1988 a 1991, e como consultora de Marketing, especializada em mudanças institucionais, de 1992 a 1993. De 1993 a 1994, foi Gerente Operacional na HQ Business Center. Atualmente, é Gerente Administrativa na AES Brasil, Assessora da Diretoria de Geração na Light e Gerente de Projetos de Aquisição de Empresas na AES Brasil, bem como membro do Conselho de Administração da AES Tietê.

- Alessandra Marinheiro** **Quaqliuolo** 27 É membro do Conselho de Administração. Formada em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica. Trabalhou como Consultora Financeira Sênior da Trevisan Consultores de Empresas, de 1994 a 1996. Atualmente, é Gerente de Projetos da AES Brasil Ltda., e membro do Conselho Fiscal da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG.
- Orestes Gonçalves Junior** 42 É membro do Conselho de Administração. Formado em Economia pela Fundação Alvares Penteado. Possui Master in Business Administration - MBA pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais – IBMEC. Foi Superintendente Financeiro e Planejamento da ELETROPAULO – Eletricidade de São Paulo, de 1981 a 1995, e Diretor Financeiro da ENRON Serviços do Brasil Ltda., de 1995 a 1998. De 1990 a 1992, atuou como membro do Conselho de Diretores da Fundação CESP (Fundo de Pensão). De 1992 a 1994, foi Líder de Grupo na revisão de tarifas no Programa de Reestruturação de Preços de Energia Brasileira. Atualmente é Diretor Financeiro da APINE – Associação de Produtores Independentes de Energia Elétrica e Diretor Financeiro de Relações com o Mercado da ELETROPAULO.
-

Todos os membros do Conselho de Administração possuem cargos efetivos até 29 de Abril de 2001.

Diretores

Os Diretores da Companhia, como nas demais companhias brasileiras, detêm o título de “Diretor” de suas respectivas funções. Abaixo estão descritas as biografias dos seguintes Diretores: Diretor Presidente, Diretor Comercial e Diretor de Operação (coletivamente denominados “Diretoria”).

A Diretoria é responsável pela execução das decisões do Conselho de Administração e pela gerência do dia-a-dia da Companhia. Os membros da Diretoria têm suas responsabilidades individuais estabelecidas pelo Conselho de Administração e pelo Estatuto Social pelo prazo de 2 anos. A Diretoria da Emissora reúne-se ordinariamente a cada semana. O Estatuto Social prevê a nomeação pelo Conselho de Administração dos Diretores, sendo permitida as respectivas reeleições.

A Diretoria da Emissora atualmente é composta dos seguintes membros: Diretor Presidente, Diretor de Relações com o Mercado e Diretor de Operação, todos com mandato até 15 de março de 2002, cujas informações biográficas estão abaixo descritas:

<u>Nome</u>	<u>Idade</u>	<u>Informações Pessoais</u>
<i>Damian Obiglio</i>	41	<p>É Diretor Presidente. Possui formação como Contador Público pela Universidade Católica da Argentina, em Buenos Aires. É Pós-graduado em Administração, pelo Instituto Tecnológico de Buenos Aires (I.T.B.A.), em Buenos Aires – Argentina. cursou o Advanced Management Program da Harvard Business School, em Boston, MA – USA. Participou de vários cursos sobre contabilidade, finanças, privatizações e outros assuntos relacionados à energia e eletricidade. Trabalhou de 1991 a 1993 na ORMAS S.A.I.C.I.C., como Gerente Comercial, responsável por privatizações e negócios não tradicionais, promoção de negócios, análises e avaliações de projetos de inversão, direção e coordenação de grupos de trabalho, confirmação e direção de consórcios, análises e avaliações de privatizações de empresas elétricas, gaseíferas e de serviços, e responsável de operações da ORMAS S.A. Sucursal do Uruguai. De 1993 a 1996, Gerente de Negócios, e a partir de 1995, Gerente de Negócios, Administração e Finanças, da Central Térmica San Nicolás S.A. Vice-presidente da Hidrotérmica Sam Juan S.A. e Hidrelétrica Río Juramento S.A., em 1996. Até 2000, foi Presidente & C.E.O. da Empresa Distribuidora La Plata S.A. (EDELAP S.A.), Presidente & C.E.O. da Central Dique S.A., Presidente & C.E.O. de Empresa Distribuidora de Energia Norte S.A. (EDEN S.A.), Presidente & C.E.O. de Empresa Distribuidora de Energia Sur S.A. (EDES S.A.) e Diretor da Central Térmica San Nicolás S.A. É membro do Diretório da Associação de Distribuidores de Energia Elétrica da República Argentina (ADEERA) e Diretório da Associação de Geradores de Energia Elétrica da República Argentina (AGEERA).</p> <p>Foi eleito na Reunião do Conselho de Administração de 29 de maio de 2000, sendo que sua posse está condicionada à obtenção de seu visto permanente no Brasil. Enquanto tal fato não ocorrer, permanece investido o Sr. Richard Andrew Bulger, que atualmente também faz parte do Conselho de Administração (vide acima).</p>

- Pedro Paulo Schmidt** 45 É Diretor de Relações com o Mercado. Estudou economia na PUC-RS até o 3º ano e participou de diversos cursos na área de distribuição e comercialização de energia e na área de gestão empresarial. Trabalhou na Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE durante 23 anos, como Gerente Financeiro, Assessor da Diretoria para assuntos Comerciais e de Informática, Gerente de Departamento Comercial, Assessor da Superintendência de Distribuição Centro-Oeste, onde foi responsável pela estruturação e organização da então Companhia Centro-Oeste de Distribuição de Energia Elétrica, posteriormente privatizada e adquirida pela AES. Atualmente é Diretor da AES Sul Trading Ltda., Diretor da AES Sul Services Ltda., Gerente Delegado da AES Florestal Ltda. e Gerente Delegado da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.
- Jorge Luiz Busato** 43 É Diretor de Operações. Formado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC/RS e Pós-Graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas. Trabalhou como Engenheiro de Distribuição, Gerente Regional e Superintendente de Distribuição da Companhia Estadual de Energia Elétrica, no período de 1980 a 1997. Foi Superintendente de Distribuição da Companhia Centro-Oeste de Distribuição, em 1997, e Consultor da AES Sul - Distribuidora Gaúcha de Energia S.A, em 1998. Em 1999, foi Gerente delegado da Vant Communications. Atualmente é Gerente delegado da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., Gerente delegado da AES Florestal Ltda. e Gerente-delegado da AESCOM Sul Ltda.
-

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é um órgão social previsto na Lei das Sociedades por Ações que tem por escopo a fiscalização dos administradores e a informação da assembléia geral das sociedades por ações, podendo ser instalado, a pedido de acionistas, em qualquer assembléia geral.

O Conselho Fiscal da Emissora tem caráter não-permanente, podendo ser instalado a pedido de acionistas que representem, no mínimo, 10% das ações com direito a voto ou 5% das ações sem direito a voto. Atualmente, o Conselho Fiscal não está instalado.

PRINCIPAIS ACIONISTAS

O Capital Social da Emissora, em 31 de Dezembro de 1999, era de R\$463.253.499,57, totalmente integralizado e dividido em 537.163.482 ações, todas nominativas escriturais e sem valor nominal, sendo 276.941.307 ações ordinárias e 260.222.175 ações preferenciais.

O Estatuto Social da Emissora autoriza o Conselho de Administração a deliberar o aumento do independente de decisão assemblear até o limite de R\$ 1.500.000,00, através de ações ordinárias ou preferenciais de uma ou mais classes, guardando ou não proporção com as espécies e classes existentes. O preço de emissão das ações para aumento de capital, deverá ser fixado pelo Conselho de Administração, atendidas as exigências legais.

Cada ação ordinária confere ao seu titular o direito a um voto nas Assembléias Gerais da Companhia. As ações preferenciais, sem direito a voto, irredimíveis e não conversíveis em ordinárias, têm as seguintes características: (i) prioridade no reembolso do capital, com base no capital integralizado, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da sociedade; (ii) direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes de correção monetária e da capitalização de reservas e lucros, recebendo ações da mesma espécie; (iii) direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

A estrutura acionária da Emissora em 30 de Setembro de 2000 era a seguinte:

Composição Acionária em 30 de Setembro de 2000

<i>Acionistas</i>	<i>Classe das Ações</i>	<i>Quantidade de Ações</i>	<i>% de Ações Votantes</i>	<i>% de Ações Não Votantes</i>	<i>% do Total</i>
<i>AES Guaíba II</i>	Ordinária	261.112.979	94,28%	-	48,61%
<i>Outros</i>	Ordinária	15.828,328	5,72%	-	2,95%
<i>Subtotal</i>	Ordinária	276.941.307	100%	-	51,56%
<i>AES Guaíba II</i>	Preferencial	257.770.635	-	99,06%	47,98%
<i>Outros</i>	Preferencial	2.451.540	-	0,94%	0,46%
<i>Subtotal</i>	Preferencial	260.222.175	-	100%	48,44%
TOTAL		537.163.482	100%	100%	100,0%

A Companhia é controlada pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., uma subsidiária integral da AES Corporation (“AES Corp”), uma das maiores produtoras de energia do mundo, com registro de desempenho e compromisso comprovado na América Latina. Durante os últimos sete

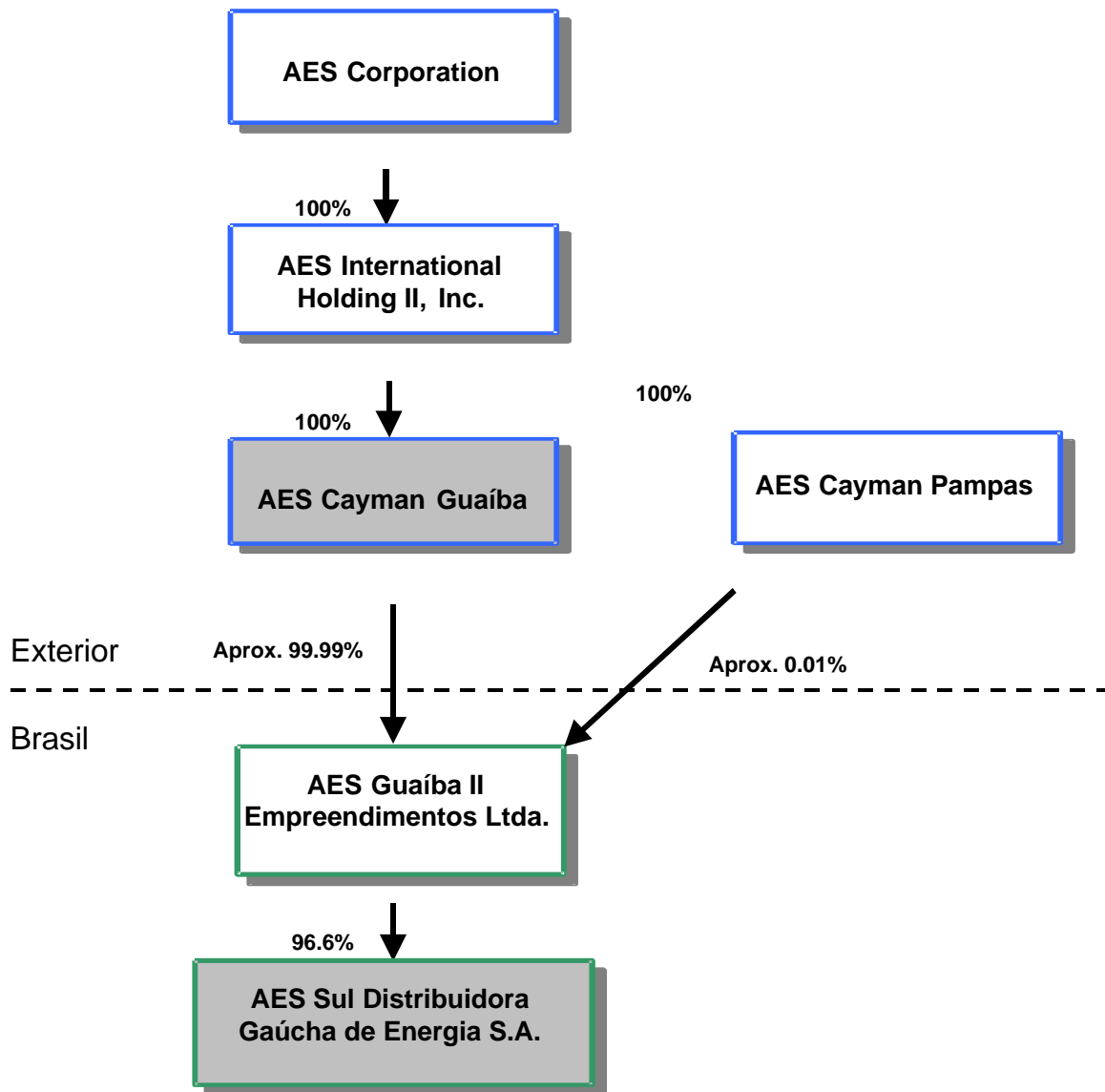
anos, a AES Corp experimentou crescimento significativo, pela aquisição das usinas geradoras e das sociedades de distribuição existentes, por iniciativas de privatização realizadas fora dos Estados Unidos ou aquisições negociadas e também a partir do desenvolvimento e construção de novas usinas. Desde 1992, a capacidade geradora total da AES Corp em Megawatts cresceu de 1.829 MW para 32.000 MW, com o aumento do número total de usinas em operação de oito para mais de 100.

A AES Sul representa um importante componente na implementação da estratégia da AES Corp na América Latina, detendo forte posição de mercado no centro geográfico do Mercosul, que permite que a AES Corp se beneficie da integração esperada dos setores de energia elétrica do Brasil, Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai. A AES Corp recentemente finalizou a construção de uma usina Termelétrica movida a gás natural, com capacidade de 600 MW, situada em Uruguai, na fronteira do Brasil e da Argentina. No Brasil, ainda, tem participação acionária na LIGHT do Rio de Janeiro, CEMIG de Minas Gerais e na ELETROPAULO Metropolitana Eletricidade de São Paulo. Adquiriu, também, em outubro de 1999, participação societária na Cia de Geração de Energia Elétrica Tietê, Companhia geradora de energia localizada no Estado de São Paulo com capacidade de 2.651 Megawatts. A aquisição foi efetuada por meio de processo de privatização empreendido pelo Estado de São Paulo, tendo a AES Corp pago aproximadamente R\$938 milhões por 61,62% do capital votante e por 14% do capital não votante, equivalente a 38,69% da totalidade do capital social. Ademais, na América Latina, a AES Corp tem participação acionária na EDEN, EDES e EDELAP (três distribuidoras de energia elétrica na Argentina).

A última aquisição da AES Corp na América Latina foi a EDC – Eletricidad de Caracas, na Venezuela, da qual detém 81% do capital acionário.

Em conjunto, mencionados investimentos representam forte plataforma regional de projetos de geração de energia e acrescentam ganhos sinérgicos à AES Corp. A equipe de administração executiva da AES Sul possui vasta experiência na transmissão, distribuição, aquisição de energia, automação, logística de estoques, recursos humanos e faturamento.

O esquema abaixo mostra o Controle Acionário da Emissora:



O restante do capital social está disperso no mercado, e representa menos de 4% do capital social total da Emissora.

Dividendo Obrigatório Mínimo

Os acionistas de sociedades por ações têm o direito de receber como dividendo obrigatório mínimo, a cada exercício, a parcela dos lucros estabelecida no estatuto social. O estatuto social de uma companhia pode estabelecer o dividendo como porcentagem do lucro ou do capital social, ou fixar outros critérios para determiná-lo, desde que sejam regulados com precisão e não sujeitem os acionistas minoritários ao arbítrio dos órgãos da administração ou da maioria acionária.

De acordo com o estatuto social da Emissora, o dividendo obrigatório das ações preferenciais, com relação aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 1998 e 31 de dezembro de 1999, foi de, no mínimo, 38,925% da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações, dividendos esses pagáveis à conta de reservas de capital nos exercícios sociais em que o lucro for insuficiente; e, com relação aos exercícios encerrados a partir de 31 de dezembro de 2000, dividendos não cumulativos de, no mínimo, 6% (seis por cento) da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações.

A acionista controladora, AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., optou pela postergação do recebimento do valor que lhe era atribuído a esse título.

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Emissora possui as seguintes operações com partes relacionadas:

a) contratos firmados entre AES Sul e Vant Communications Ltda., tendo por objeto a terceirização de atividades da área de informática da Emissora, incluindo serviços de *networking outsourcing*, *system management* e gerenciamento de *web site* e ambiente computacional. O valor total envolvido é de aproximadamente R\$370 mil mensais. Ambas as empresas possuem como controlador final a AES Corp. Esses contratos foram recentemente apresentados à ANEEL para apreciação, a qual já se manifestou no sentido de solicitar maiores esclarecimentos, sem, entretanto, proferir uma decisão final.

b) contrato firmado em 30.09.1998 entre CEEE, RGE, AES Sul e AES Uruguaiana, para a comercialização da energia gerada por essa última. Ambas as empresas possuem como controlador final a AES Corp. Para maiores detalhes, vide a seção “*Negócios da Companhia – Compra de Energia – Uruguaiana*” acima.

c) contrato firmado em 06.10.1998 entre AES Uruguaiana e AES Sul, tendo por objeto a comercialização de energia elétrica suplementar gerada pela Uruguaiana. Ambas as empresas possuem como controlador final a AES Corp. Para maiores detalhes, vide a seção “*Compra de Energia – Uruguaiana*” acima.

d) contrato de operador técnico firmado entre AES Sul e AES Corp, tendo por objeto a prestação de serviços de Operação Técnica por esta última. O valor total envolvido é de até 3% do faturamento líquido da Emissora. Este contrato foi aprovado pela INPI em meados de Novembro de 2000, sendo então apresentado à ANEEL que até a presente data não apresentou qualquer manifestação.

De acordo com a Administração, a Emissora não celebrou qualquer outra operação relevante com seus acionistas ou subsidiárias. Ademais, qualquer contrato relevante desta natureza precisará ser previamente aprovado pela ANEEL.

INFORMAÇÕES SOBRE OS VALORES MOBILIÁRIOS EM CIRCULAÇÃO EMITIDOS PELA COMPANHIA

Salvo as ações da Emissora atualmente em circulação e as Debêntures da presente Emissão, não há outros valores mobiliários em circulação emitidos pela Emissora.

Emissora

AES SUL - DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A.
Rua Dona Laura, 320, 14º andar
Porto Alegre - RS

Coordenadores

BANKBOSTON BANCO MÚLTIPLO S.A.
Rua Líbero Badaró, 501
São Paulo - SP

BANK OF AMERICA - LIBERAL S.A. (BANCO MÚLTIPLO)
Rua do Carmo, 7, 8º andar
Rio de Janeiro - RJ

UNIBANCO - UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.
Av. Eusébio Matoso, 891
São Paulo - SP

EURODIST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A.
Av. Engenheiro Luís Carlos Berrini, 716, 9º andar
São Paulo - SP

Agente Fiduciário

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.
Av. Paulista, 2.439, 11º andar
São Paulo - SP

Banco Mandatário e Depositário

BANCO ITAÚ S.A.
Rua Boa Vista, 176
São Paulo - SP

Consultor Jurídico

MACHADO, MEYER, SENDACZ E OPICE - ADVOGADOS
Rua da Consolação, 247, 4º andar
São Paulo - SP



(11) 259-3000

