



CONTRIBUIÇÕES DO GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO  
PARA O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA DA  
**Companhia de Energética de Pernambuco - CELPE**  
Audiência Pública AP 060/2009  
2º Ciclo de Revisões Tarifárias

Grupo de Trabalho para estudo da  
**Revisão Periódica da Tarifa de Energia Elétrica da CELPE**  
Instituído pelo Decreto nº. 32.975 de 04 de fevereiro de 2009  
(DOE de 05 de fevereiro de 2009)

**Recife - PE, Março de 2009**

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	3
2	PARCELA A .....	5
2.1	Perdas Não Técnicas .....	7
2.2	Perdas Técnicas .....	9
2.3	RESUMO DAS PROPOSTAS .....	12
3	PARCELA B .....	13
3.1	Custos Operacionais .....	13
3.1.1	Recursos Humanos .....	14
3.1.2	Manutenção de Equipamentos em Oficina .....	16
3.1.3	Custos Adicionais para Combate às Perdas.....	17
3.1.4	Tarefas Comerciais .....	19
3.1.5	Diretoria de Assuntos Regulatórios .....	22
3.2	RESUMO DAS PROPOSTAS .....	23
4	FATOR X.....	24
4.1	Taxa de Crescimento do Mercado.....	24
5	COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS.....	31
5.1	Previsão Subsídio Baixa Renda .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
5.2	Diferimento da Revisão Tarifária 2005 (Delta PB).....	31
5.3	Última Parcela da RTE de 2004 .....	32
5.4	RESUMO DAS PROPOSTAS .....	34
6	REPOSICIONAMENTO FINAL .....	36
7	OUTROS PONTOS AVALIADOS .....	37
7.1	Realinhamento Tarifário .....	37
7.2	Lastro da Termopernambuco.....	41
8	ANEXOS.....	46
8.1	A Economia de Pernambuco .....	46
8.2	A Distribuição de Energia Elétrica em Pernambuco.....	49

## 1 INTRODUÇÃO

O presente documento avalia, sob a ótica do consumidor, a proposta da segunda revisão tarifária da concessionária de distribuição de energia elétrica CELPE, conforme a Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, constante da Audiência Pública nº 006/2009.

O índice de reposicionamento tarifário preliminar apresentado é de **mais 5,83%**, sendo que a componente econômica é de **menos 7,59%** e a componente financeira é de **mais 13,42%**.

A regulação por incentivos, adotada no Brasil em meados da década de 1990, pressupõe a garantia do **equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição** de energia elétrica e, ao mesmo tempo, o estímulo a **busca por eficiência e ganhos de produtividade**. Nesse regime regulatório, os ganhos de eficiência não implicarão na redução imediata da tarifa praticada, sendo compartilhados com os consumidores apenas no ciclo de Revisões Tarifárias seguinte.

Para a concessionária, a possibilidade de se apropriar dos ganhos decorrentes da redução de custos, entre duas revisões tarifárias, representa o incentivo à eficiência inerente ao Regime de Regulação por Incentivos. A contrapartida para o consumidor é a possibilidade de ter tarifas menores, quando a Agência Reguladora realiza o novo cálculo da Receita Requerida para o ciclo seguinte, que deverá ser menor por refletir uma empresa mais eficiente.

Para o segundo ciclo de revisões tarifárias de todas as concessionárias, que se iniciou em 2007, tem-se observado a **tendência a resultados com índices negativos**. Isso significa que essas concessionárias apresentaram ganhos de eficiência e, conseqüentemente, redução de custos no período entre a primeira e a segunda revisões tarifárias.

**Nesse sentido, espera-se que os resultados desta Revisão Tarifária da CELPE reflitam tarifas menores, em termos reais, que aquelas estabelecidas no último reposicionamento tarifário.**

A proposta da ANEEL vai ao encontro dessa expectativa, no que diz respeito a grande parte das despesas gerenciáveis pela concessionária. Entretanto, ainda existem pontos importantes para adequar a receita requerida calculada pela ANEEL ao nível real de eficiência alcançado pela CELPE.

Além dos **ganhos decorrentes do incremento na eficiência dos processos**, as concessionárias podem obter **ganhos em função do crescimento do mercado faturado**. Ou seja, as tarifas são calculadas tomando a premissa de que o “mercado pagante” será aquele do ano-teste, projetado no momento da Revisão Tarifária.

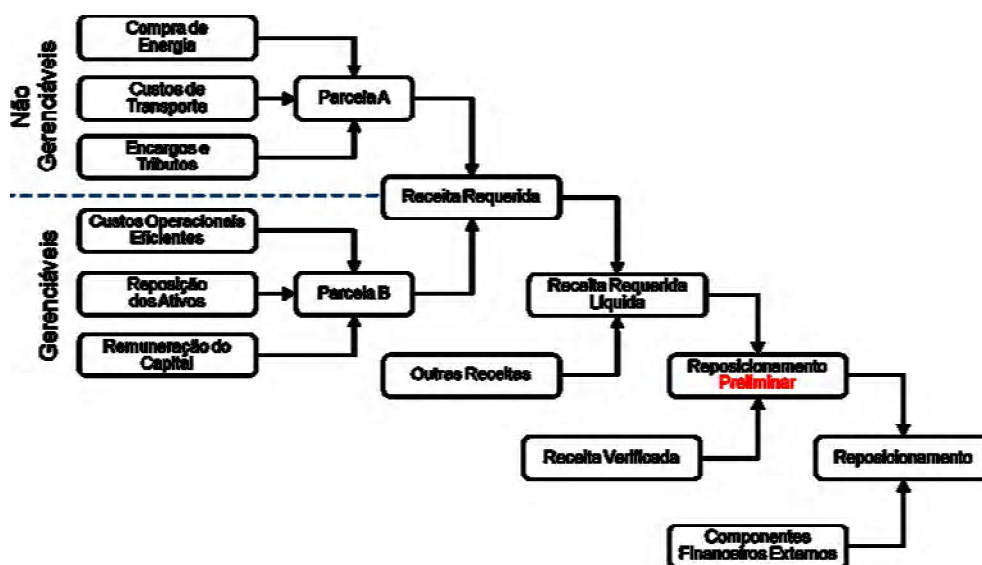
Ocorre que este mercado tende a crescer ao longo dos anos, particularmente no atual momento vivido pelo Estado de Pernambuco, que recebe importantes investimentos estruturadores, com destaque para o Pólo de Poliéster, a Refinaria, o Estaleiro – que atuarão como aceleradores da economia, fomentando *clusters* de pequenas e médias empresas que aqui se instalarão para atender às suas demandas – e as obras de infraestrutura do PAC.

A tarifa inicialmente estabelecida, quando aplicada ao incremento do mercado, resultará em receita adicional. Para capturar este ganho em favor da modicidade das tarifas, o

contrato de concessão prevê a existência do Fator X, que é calculado durante o processo de Revisão e aplicado nos reajustes anuais subsequentes.

Com base nesse contexto e nos conceitos acima apresentados, foram realizadas análises pontuais nos itens de custo da CELPE considerados pela ANEEL no cálculo da Receita Requerida, em termos das Parcelas A e B, e no Fator X.

Figura 1.1 – Modelo Tarifário



Fonte: Elaboração própria, baseada na Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL - 11/02/2009

Em seguida, foram analisados os componentes financeiros externos ao reposicionamento, os quais representam ajustes nos cálculos tarifários de período anterior.

A seguir, apresentam-se as observações do Governo do Estado de Pernambuco e as propostas acerca da Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL.

## 2 PARCELA A

A Parcela A é formada por componentes de custos, teoricamente, imunes à interferência do agente de distribuição de energia:

- Compra de Energia;
- Encargos Setoriais; e
- Transporte de Energia.

Entretanto, no cálculo do montante de energia a ser adquirida para o mercado do ano teste, leva-se em conta a projeção das perdas técnicas e não técnicas, o que incrementa diretamente o valor da receita requerida.

Sobre este montante de energia incidem os encargos setoriais e os custos com o transporte.

Portanto, embora os elementos que compõem a Parcela A não sejam gerenciáveis por parte da concessionária de distribuição, estes trazem embutidos em si uma componente gerenciável.

É sobre as perdas, técnicas e não técnicas, que enfocaremos nossa argumentação.

A seguir, são feitas considerações sobre as premissas adotadas pela SRE/ANEEL para a definição das perdas da concessionária e o seu impacto na definição dos valores da Parcela A.

### Tratamento Regulatório das Perdas de Energia na CELPE

A Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL, apresenta no Item IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA, os aspectos considerados para a definição dos valores das Perdas de Energia Elétrica para efeito de composição da determinação da Parcela A.

Segundo a referida Nota Técnica, *“para se determinar o montante de compra de energia é necessário calcular o balanço energético da empresa que implica em determinar o valor regulatório de perdas de energia elétrica”*. Em seguida, define os conceitos de perdas em distribuição, como o somatório de perdas técnicas e não técnicas, conceituando-as da seguinte forma:

- Perdas Técnicas – É o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição, decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética; e
- Perdas Não Técnicas – São apuradas pela diferença entre as perdas totais e as técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamentos de medição, dentre outros.

É de responsabilidade da ANEEL, definir os limites para repasses de perdas para as tarifas dos consumidores de energia elétrica, ou seja, o regulador determina para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido sobre a energia injetada no sistema de distribuição da concessionária.

Segundo a SRD/ANEEL, a definição da meta regulatória deve ser uma solução de compromisso entre a busca da modicidade tarifária e o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas, além do nível regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal procedimento. A determinação dessa meta pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma trajetória ou curva decrescente.

Com a definição do índice de perdas totais, a SRE/ANEEL calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária.

O referido documento apresenta a evolução das perdas na CELPE, no período de 1995 a 2008, e conclui que, após a análise, verifica-se que houve uma elevação significativa das perdas da Empresa, no período de 1995 a 1999, seguida de uma redução igualmente intensa, nos 02 (dois) anos subseqüentes. Posteriormente, no período 2001-2004, o índice de perdas voltou a oscilar em torno de um patamar de 19%, encerrando o ano de 2004, com 19,4%, conforme Tabela 1.1, a seguir:

Tabela 2.1 - Evolução das Perdas na CELPE

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
15,8%	17,1%	17,9%	19,7%	20,1%	18,8%	17,6%	19,5%	18,0%	19,4%	18,1%	17,8%	16,4%	15,9%

Fonte: Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL - 11/02/2009

Em 2005, a CELPE teve a sua primeira revisão tarifária. Na ocasião, o nível de perdas da Concessionária foi extensivamente discutido, no âmbito da Agência Reguladora.

Foi constatada, a necessidade de reduzir as perdas, haja vista o elevado nível que apresentava na época - da ordem de 19,4% - quando comparado com os índices verificados em outras concessionárias. Após a análise, a ANEEL determinou que entre outras ações, fosse realizada uma fiscalização das perdas na concessão da CELPE e que fosse elaborado pela Empresa, um **plano de ações com o objetivo de reduzir o nível de perdas não técnicas**, até a sua próxima revisão tarifária.

No período 2005-2008, posterior à revisão tarifária, segundo a SRE/ANEEL, a CELPE registrou uma significativa redução das perdas, atingindo no final do ano de 2008, um patamar semelhante ao praticado em 1995. A seguir, na Tabela 2.2, é apresentada, a composição das perdas quanto à sua origem.

Tabela 2.2 - Composição das Perdas na CELPE

Ano	2005	2006	2007	2008
Perdas Técnicas	9,36%	9,33%	9,27%	9,26%
Perdas não Técnicas	8,70%	8,43%	7,11%	6,7%

Fonte: Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL - 11/02/2009

A conclusão da SRE/ANEEL, a partir da tabela 2.2, é que a redução das perdas na distribuição registrada nos últimos anos na área de concessão da CELPE se deve, quase que integralmente, à redução do montante de **perdas não técnicas**.

## 2.1 Perdas Não Técnicas

As **perdas não técnicas** referem-se a energia não são faturada devido às fraudes ou furtos, erros de medição, etc. Portanto, **devem ser reduzidas ao máximo possível**.

Segundo a SRE/ANEEL, o mecanismo utilizado na definição do referencial regulatório de perdas não técnicas é o da comparação entre as empresas, onde o nível regulatório de perdas não técnicas é comparado com os níveis praticados por outras empresas comparáveis, bem como com os níveis históricos verificados pela própria empresa.

Considera-se ainda, que as perdas não técnicas são mais representativas no mercado de baixa tensão, onde se concentram as perdas dessa natureza.

Em seguida, a SRE/ANEEL apresenta os índices de perdas de concessionárias comparáveis à CELPE, do ponto de vista sócio econômico e de proximidade geográfica, separadas de acordo com a sua origem (Tabela 2.3).

Tabela 2.3 – Perdas na Distribuição ( em %)

Empresas	Perdas Técnicas	Perdas não técnicas	Perda totais	Perdas NT / mercado BT
CELPE	8,10%	7,83%	15,92%	17,38%
COELBA	9,76%	6,71%	16,47%	15,63%
COSERN	8,18%	3,23%	11,42%	7,55%
COELCE	7,73%	5,87%	13,60%	12,38%
CEAL	8,73%	22,02%	30,76%	61,92%
CEMAR	11,17%	19,10%	30,28%	38,86%
CELPA	9,95%	17,46%	27,41%	41,38%
ELETROPAULO	4,91%	7,69%	12,59%	16,84%
LIGHT	5,61%	15,00%	20,62%	42,32%

Fonte: SRE/ANEEL, 2009.

Em seguida, a SRE/ANEEL conclui que, em função da redução nos últimos anos as perdas da CELPE se encontram, atualmente, em um patamar inferior à média se comparadas com outras empresas da sua região. Entretanto, constata-se também que **existem empresas operando em áreas não técnicas ainda menores**.

Ou seja, **apesar do bom resultado apresentado no último ciclo tarifário, ainda há margem para reduções adicionais nas perdas não técnicas da CELPE**.

A SRD/ANEEL apresenta uma proposta de trajetória de redução das perdas não técnicas da CELPE, em seu segundo ciclo revisional, de tal forma que se atinja o índice de 14% sobre o mercado de baixa tensão, ao final do último ano do ciclo. Enfatiza que na definição da meta proposta levou-se em consideração, a análise comparativa realizada em conformidade com a metodologia descrita na Nota Técnica nº 342/2008 – SRE/ANEEL, o histórico de perdas e o plano de combate às perdas apresentado pela Concessionária.

A Tabela 2.4, a seguir, apresenta a trajetória de perdas não técnicas proposta pela SRE/ANEEL

Tabela 2.4 – Trajetória de Perdas Não Técnicas Proposta pela SRE/ANEEL

Ano teste	Ano teste +1	Ano teste + 2	Ano teste + 3
16,53%	15,69%	14,84%	14,00%

Fonte: SRE/ANEEL, 2009.

Os valores acima apresentados são obtidos a partir da verificação do mercado total que compreende Fornecimento, Suprimento e Livre e do percentual de perdas na distribuição (sobre a energia injetada) do último período tarifário. Desse modo, calcula-se a energia injetada e o volume (em MWh) de perdas na distribuição.

O valor das perdas é obtido com base na metodologia adotada pela SRD/ANEEL, através do produto entre o percentual de perdas técnicas e a energia injetada da concessionária, sendo que, as perdas não técnicas são obtidas pela diferença entre as perdas totais e técnicas. O referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada da concessionária, enquanto que, para as perdas não técnicas, o referencial a ser utilizado nos reajustes tarifário é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão.

### Proposta do Governo de Pernambuco

Propõe-se que, com base na Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, sejam adotadas como referenciais de comparação apenas as empresas Coelba, Cosern, Coelce e Eletropaulo. As duas primeiras pertencem ao mesmo grupo controlador da Celpe; a terceira tem porte compatível e pertence à mesma região geopolítica da Celpe; e a última tem complexidade compatível com a Celpe.

A adoção da referência proposta, tendo por base a média das respectivas perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão dessas empresas, sugere a **meta de 13,10%** para as perdas não técnicas, em contraponto ao sugerido pela Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 14,00%.

Propõe-se estabelecer uma trajetória decrescente, a partir do Ano Teste, até que a meta proposta seja alcançada, no Ano Teste +3.

Tabela 2.5 – Trajetória Proposta de Perdas Não Técnicas

Ano teste	Ano teste +1	Ano teste + 2	Ano teste + 3
16,31%	15,24%	14,17%	13,10%



## Impacto Econômico

Considerando o valor da Parcela A apresentado pela Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL de R\$ 1.585.371.944,73, a redução proposta representa um impacto de:

Tabela 2.6 – Comparação das Propostas para a Trajetória de Perdas Não Técnicas

	Ano teste	Ano teste +1	Ano teste + 2	Ano teste + 3
NT 060/2009	16,53%	15,69%	14,84%	14,00%
Governo de Pernambuco	16,31%	15,24%	14,17%	13,10%
<b>Diferença</b>	<b>0,22%</b>	<b>0,45%</b>	<b>0,67%</b>	<b>0,90%</b>
<b>Impacto</b>	<b>R\$ 3.487.818,28</b>	<b>R\$ 7.134.173,75</b>	<b>R\$ 10.621.992,03</b>	<b>R\$ 14.268.347,50</b>

## 2.2 Perdas Técnicas

As perdas técnicas são próprias do Sistema Elétrico. Podem ser otimizadas, através de investimentos em melhoria ou expansão das instalações, mas nunca podem ser anuladas.

As perdas técnicas são computadas na Parcela A e, portanto, são repassadas integralmente para o consumidor. A inexistência de indicações por parte da Agência Reguladora de metas de redução para essas perdas **induz a uma ineficiência por parte da Concessionária**, constituindo mais um **ônus para o consumidor**.

Em 1995, as perdas totais da CELPE atingiram 15,8%, apresentando-se crescentes nos anos subseqüentes e chegando ao valor máximo de 19,4%, em 2004. A partir da revisão tarifária em 2005, após a definição pela ANEEL de uma trajetória de redução das perdas e uma rigorosa fiscalização das perdas na Concessionária, o índice atinge o valor de 15,9%, nesse mesmo ano.

Na composição das perdas totais no período de 2005 a 2008, observa-se que a redução das perdas ocorreu apenas nas perdas não técnicas, **permanecendo inalterados os valores das perdas técnicas, em torno de 9,3%, em média**.

A conclusão dessa análise é que **a redução das perdas de distribuição** registrada nos últimos anos na área de concessão da CELPE se **deve integralmente à redução das perdas não técnicas**, ou seja, todo o esforço e investimentos foram direcionados para essas perdas, não sendo verificado nenhum resultado concreto para a redução das perdas técnicas.

O cálculo das perdas técnicas no segmento de distribuição é elaborado pela ANEEL, com base na Nota Técnica nº 0035/2007 – SRD/ANEEL, onde são definidos a metodologia e os procedimentos para o estabelecimento de regulamentação para apuração das perdas técnicas de energia elétrica.

O anexo da referida nota técnica define passo a passo a metodologia adotada, bem como a formulação matemática e as hipóteses consideradas. De um modo geral, o cálculo das

perdas técnicas é obtido, com base nas seguintes informações fornecidas pela concessionária:

- Balanço de Energia;
- Fatores típicos de carga, perdas e potência;
- Quantidade de unidades consumidoras;
- Dados típicos de ramais de ligação;
- Fluxo de carga das redes de alta tensão;
- Dados físicos das redes de média e baixa tensão;
- Dados dos transformadores de subestações de transmissão e de distribuição.

Além disso, são apresentados os índices de perdas técnica, não técnica e total de 09 (nove) concessionárias de distribuição de energia elétrica, que, segundo a ANEEL, são empresas com características comparáveis com os indicadores apresentados pela CELPE.

Observa-se que a ênfase da análise da ANEEL, nesse caso da revisão tarifária da CELPE, tem sido na avaliação das perdas não técnicas. Porém, **ao analisar as perdas técnicas, verifica-se que pelo menos 03 (três) empresas apresentam valores abaixo dos valores calculados e aceitos para a CELPE**, como pode ser observado na Tabela 2.3.

As recomendações propostas pela Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL se baseiam tão somente em uma redução de perdas não técnicas, através da adoção de uma trajetória de redução de perdas no mercado de BT, iniciando com 16,53% no Ano Teste e finalizando com 14% no Ano Teste + 3. **No caso das perdas técnicas, é admitido um valor constante de 8,10%, nos próximos 04 (quatro) anos.**

Tabela 2.7 - Índices de perdas a serem adotados nos reajustes anuais, para cada ano do ciclo

Ano	Ano Teste	Ano Teste + 1	Ano Teste + 2	Ano Teste + 3
Perda Técnicas (sobre energia injetada)	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado BT)	16,53%			
Perdas Não Técnicas (sobre energia injetada)	7,45%	15,69%	14,84%	14,00%
Perdas na Distribuição (sobre energia injetada)	15,54%			

Fonte: SRE/ANEEL, 2009.

A redução das perdas técnicas, tão importante quanto à das perdas não técnicas, se dá através de investimento nos sistemas de transmissão e de distribuição.

A expansão do sistema de transmissão com a implantação de linhas de transmissão e subestações de 69 kV, atendidas atualmente em 13.8 kV, e o recondutoramento de alimentadores em 13.8 kV possibilitam reduzir substancialmente as perdas técnicas, apresentando também reflexos positivos na qualidade e segurança do suprimento.

No sistema de distribuição, para a redução das perdas técnicas, devem ser considerados os seguintes projetos: o balanceamento de cargas entre as 03 (três) fases do sistema de distribuição; a instalação de bancos de capacitores em pontos que possam aliviar o carregamento de alimentadores e transformadores; a revisão dos pontos de conexão; a expansão e a renovação do sistema de distribuição, utilizando planejamento de carregamento ótimo dos equipamentos do sistema de distribuição e levando em consideração um horizonte razoável de crescimento da carga.

**Portanto, ao admitir que as perdas técnicas devam ser mantidas no patamar de 8,10%, a ANEEL renunciou a sua prerrogativa de induzir uma maior eficiência no sistema da Concessionária, uma vez que em condições de avaliação e definição de plano de obras, as obras voltadas para redução de perdas técnicas são sistematicamente postergadas.**

Por outro lado, se forem recalculadas as perdas técnicas, considerando inclusive as comparações com as empresas COELCE (7,73%), ELETROPAULO (4,91%) e LIGHT (5,61%), será possível definir uma trajetória decrescente de redução de perdas técnicas, semelhante à das perdas não técnicas, reduzindo, dessa forma, os valores de perdas considerados na Parcela A, com reflexo no índice de reajuste tarifário, estabelecido para a CELPE.

A seguir, são apresentadas as propostas para redução das perdas técnicas na CELPE.

### **Proposta do Governo de Pernambuco**

Propõe-se a adoção para as perdas técnicas do mesmo procedimento regulatório adotado para as perdas não técnicas, ou seja, estabelecer uma trajetória decrescente para a redução anual.

**Propõe-se uma trajetória de 0,5% ao ano, de modo que, no Ano Teste +3, as perdas técnicas correspondam a 6,6%.**

*Tabela 2.8 – Trajetória de Perdas Técnicas Proposta pela SRE/ANEEL*

Ano teste	Ano teste +1	Ano teste + 2	Ano teste + 3
8,10%	7,60%	7,10%	6,60%

Por fim, deve se acompanhar o Plano de Obras da CELPE, de modo a identificar as obras de expansão do sistema elétrico de transmissão e distribuição que têm impacto no atendimento aos novos clientes e na redução das perdas técnicas. Esse acompanhamento, considerado fundamental, deverá avaliar se na definição das prioridades das obras a serem contempladas no Plano de Obras, que a Concessionária levou em conta e a necessidade de cumprir a recomendação da ANEEL de reduzir as perdas técnicas, no horizonte considerado.

## Impacto Econômico

Considerando o valor da Parcela A apresentado pela Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL de R\$ 1.585.371.944,73, a redução proposta representa um impacto de:

Tabela 2.9 – Comparação das Propostas para a Trajetória de Perdas Não Técnicas

	Ano teste	Ano teste +1	Ano teste + 2	Ano teste + 3
NT 060/2009	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%
Governo de Pernambuco	8,10%	7,60%	7,10%	6,60%
<b>Diferença</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,50%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,50%</b>
<b>Impacto</b>	<b>R\$ 0,00</b>	<b>R\$ 7.926.859,72</b>	<b>R\$ 15.853.719,45</b>	<b>R\$ 23.780.579,17</b>

## 2.3 RESUMO DAS PROPOSTAS

Considerando o valor da Parcela A apresentado pela Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL de R\$ 1.585.371.944,73, as propostas do Governo de Pernambuco para a Parcela A resultam em um impacto de:

Tabela 2.10 – Comparação das Propostas para a Trajetória de Perdas Totais

Proposta		Ano teste	Ano teste +1	Ano teste + 2	Ano teste + 3
NT 060/2009	Perdas Técnicas	8,10%	8,10%	8,10%	8,10%
	Perdas Não Técnicas	16,53%	15,69%	14,84%	14,00%
	<b>Perdas Totais</b>	<b>24,63%</b>	<b>23,79%</b>	<b>22,94%</b>	<b>22,10%</b>
Governo de Pernambuco	Perdas Técnicas	8,10%	7,60%	7,10%	6,60%
	Perdas Não Técnicas	16,31%	15,24%	14,17%	13,10%
	<b>Perdas Totais</b>	<b>24,41%</b>	<b>22,84%</b>	<b>21,27%</b>	<b>19,70%</b>
<b>Diferença Total</b>		<b>0,22%</b>	<b>0,95%</b>	<b>1,67%</b>	<b>2,40%</b>
<b>Impacto Total</b>		<b>R\$ 3.487.818,28</b>	<b>R\$ 15.061.033,47</b>	<b>R\$ 26.475.711,48</b>	<b>R\$ 38.048.926,67</b>

Tabela 2.11 - Recálculo da Parcela A

	NT 060/2009	Proposta Pernambuco
<b>PARCELA A</b>	<b>1.585.371.944,73</b>	<b>1.581.884.126,45</b>
Encargos Setoriais	211.312.524,93	210.847.637,38
Transporte de Energia	147.701.411,70	147.376.468,59
Compra de Energia	1.226.358.008,10	1.223.660.020,48

### 3 PARCELA B

A Parcela B compreende os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros).

Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital.

#### 3.1 Custos Operacionais

A determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais deve contemplar o dimensionamento dos seguintes itens:

- Recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção);
- Infra-estrutura física, envolvendo edificações, móveis e sistemas de informática;
- Materiais e serviços;
- Transporte.

Para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades (P&A), deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação dos recursos humanos de cada um deles e a remuneração dos mesmos.

Para isto, a empresa de distribuição deve **prestar eficientemente o serviço**, através do cumprimento das atividades básicas de distribuição de energia elétrica considerando os **requisitos de qualidade** do produto oferecido e do serviço prestado, estabelecidos no contrato de concessão e nas normas regulatórias aplicáveis.

Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada processo e atividade.

Calculada sob essas premissas, a receita máxima que a distribuidora poderá receber por esses serviços deverá prover adequada **cobertura de custos otimizados**, considerados como tais **custos eficientes minimizados** no atendimento a **níveis de qualidade crescentes**.

Compõem os custos operacionais:

### 3.1.1 Recursos Humanos

A Nota Técnica N° 060/2009-SRE/ANEEL apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da Empresa de Referência, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão.

Tabela 3.1 – Custos com a Gestão da Empresa de Referência

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (F)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	% SOBRE TOTAL
<b>1. ADMINISTRATIVO</b>	94.270.545,96	44.808.991,75	139.079.537,71	32,74%
ESTRUTURA CENTRAL	60.041.403,66	10.443.214,61	70.484.618,28	16,59%
ESTRUTURA REGIONAL	34.229.142,29	5.335.969,32	39.565.111,61	9,31%
SISTEMAS	0,00	29.029.807,82	29.029.807,82	6,83%
<b>2. PROCESSOS DE O&amp;M</b>	59.104.505,51	45.304.234,47	104.408.739,98	24,58%
<b>3. PROCESSOS COMERCIAIS</b>	101.278.114,48	65.682.140,22	166.960.254,70	39,30%
TAREFAS COMERCIAIS	37.816.778,13	6.203.501,26	44.020.279,39	10,36%
FATURAMENTO	29.415.699,51	45.700.754,37	75.116.453,88	17,68%
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	20.653.982,15	4.476.828,54	25.130.810,69	5,92%
TELEATENDIMENTO	13.391.654,68	9.301.056,06	22.692.710,74	5,34%
<b>4. CUSTOS ADICIONAIS</b>	5.210.714,40	9.192.726,11	14.403.440,51	3,39%
ADMINISTRATIVO	700.501,82	4.616.678,92	5.317.180,74	1,25%
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	2.991.040,86	7.477.197,42	10.468.238,28	2,46%
COMERCIAL	1.519.171,72	-3.474.875,39	-1.955.703,68	-0,46%
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	573.725,16	573.725,16	0,14%
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO</b>	<b>259.863.880,34</b>	<b>164.988.092,55</b>	<b>424.851.972,89</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL - 11/02/2009

Segundo a mesma Nota Técnica, o item relativo a “Custos com Pessoal” foi obtido a partir do produto da quantidade de profissionais necessários a realização das atividades e dos seus respectivos salários. O item “Custo de Materiais e Serviços” são estimativas baseadas nessas mesmas quantidades.

O parágrafo 89 da NOTA TÉCNICA N° 060/2009-SRE/ANEEL dispõe sobre a quantidade de pessoal da CELPE considerado para o cálculo dos custos anteriormente apresentados:

Tabela 3.2 – Número de Funcionários da Empresa de Referência

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
<b>ADMINISTRATIVO</b>	<b>1.077</b>
Estrutura Central	687
Estrutura Regional	390
Sistemas	0
<b>PROCESSOS DE O&amp;M E COMERCIAIS</b>	<b>3.566</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.643</b>

Fonte: Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL - 11/02/2009

**Não foram declarados funcionários alocados no item “Custos Adicionais”.**

Entretanto, em seu Balanço Patrimonial de 2008, a **CELPE declarou possuir 1.747 empregados**, o que nos permite inferir:

- a existência de um efetivo de **2.896 empregados terceirizados**; e/ou
- a hipótese da **Empresa de Referência ter sido superestimada**.

Consideremos, por hora, a hipótese mais conservadora – a terceirização de 2.896 postos de trabalho.

Tendo em vista o caráter estratégico das atividades desenvolvidas pelos profissionais envolvidos com a “Estrutura Central”, considerar-se-á que a totalidade do efetivo destinado à realização dessas atividades seja próprio da CELPE.

Assim, infere-se que os profissionais terceirizados da empresa estão envolvidos com atividades relacionadas apenas aos itens “Processos de O&M” e “Processos Comerciais” – uma vez que não foram declarados funcionários alocados no item “Custos Adicionais” – e que estes estão distribuídos na proporção dos funcionários próprios, conforme apresentado na referida Nota Técnica e apresentada na tabela abaixo:

Tabela 3.3 – Estimativa de Distribuição dos Funcionários Próprios e Terceirizados

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	Número de Funcionários Próprios	Número de Funcionários Terceirizados	Número Total de Funcionários
<b>1. ADMINISTRATIVO</b>	94.270.545,96	791	286	1.077
ESTRUTURA CENTRAL	60.041.403,66	687		687
ESTRUTURA REGIONAL	34.229.142,29	104	286	390
SISTEMAS	0,00	0	0	0
<b>2. PROCESSOS DE O&amp;M</b>	59.104.505,51	642	1.753	2.395
<b>3. PROCESSOS COMERCIAIS</b>	101.278.114,48	314	857	1.171
<b>4. CUSTOS ADICIONAIS</b>	5.210.714,40	0	0	0
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO</b>	<b>354.134.426,30</b>	<b>1.747</b>	<b>2.896</b>	<b>4.643</b>

Fonte: Elaboração própria, baseada na Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL - 11/02/2009

Estudos de mercado mostram que a terceirização de serviços permite uma economia da ordem de 40% dos custos com pessoal.

### Proposta do Governo de Pernambuco

O Governo do Estado de Pernambuco propõe que as premissas que deram origem aos parâmetros para a Empresas de Referência sejam reavaliadas, visando corrigir eventuais estimativas a maior no que se refere ao item Recursos Humanos.

Propõe também que seja considerada, em caráter provisório, até a conclusão do estudo proposto, a hipótese da existência de 2.896 funcionários terceirizados, distribuídos como na tabela anterior e que, na parcela identificada como relativa a recursos humanos terceirizados, aplique-se um redutor de 40% em relação aos valores da NOTA TÉCNICA Nº 060/2009-SRE/ANEEL, relativos a redução de custos com a terceirização.

## Impacto Econômico

Reproduzindo os cálculos dos custos com Recursos Humanos no modelo da Empresa de Referência com os pleitos acima expostos, obtém-se uma redução no custo anual de sistemas de **R\$ 56.986.416**, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tabela 3.4 – Proposta

SETORES DA EMPRESA	NT 060/2009 - Custos Anuais (R\$)			Governo de Pernambuco - Custos Anuais (R\$)		
	CUSTOS PESSOAL	CUSTOS MAT. E SERV.	CUSTOS TOTAIS / ANO	CUSTOS PESSOAL	CUSTOS MAT. E SERV.	CUSTOS TOTAIS / ANO
<b>1. ADMINISTRATIVO</b>	94.270.545,96	44.808.991,75	139.079.537,71	84.247.533,21	44.808.991,75	129.056.524,96
ESTRUTURA CENTRAL	60.041.403,66	10.443.214,61	70.484.618,28	60.041.403,66	10.443.214,61	70.484.618,28
ESTRUTURA REGIONAL	34.229.142,29	5.335.969,32	39.565.111,61	24.206.129,55	5.335.969,32	29.542.098,86
SISTEMAS	0,00	29.029.807,82	29.029.807,82	0,00	29.029.807,82	29.029.807,82
<b>2. PROCESSOS DE O&amp;M</b>	59.104.505,51	45.304.234,47	104.408.739,98	41.797.463,25	45.304.234,47	87.101.697,72
<b>3. PROCESSOS COMERCIAIS</b>	101.278.114,48	65.682.140,22	166.960.254,70	71.621.752,54	65.682.140,22	137.303.892,76
<b>4. CUSTOS ADICIONAIS</b>	5.210.714,40	9.192.726,11	14.403.440,51	5.210.714,40	9.192.726,11	14.403.440,51
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO</b>	<b>259.863.880,34</b>	<b>164.988.092,55</b>	<b>424.851.972,89</b>	<b>202.877.463,40</b>	<b>164.988.092,55</b>	<b>367.865.555,95</b>

### 3.1.2 Manutenção de Equipamentos em Oficina

A ANEEL considerou **R\$ 3 milhões** (Anexo I - Nota Técnica Nº 060/2009–SRE/ANEEL) de gastos com manutenção de equipamentos em oficina – este valor, referenciado para 29 de abril de 2009 representa **R\$ 3.103.489**. A nota técnica não divulgou detalhes sobre qual o tipo de equipamento seria objeto desta manutenção e nem como é obtida tal referência de custo. Entretanto diversas comparações indicam que esse custo esta superdimensionado.

Primeiramente na revisão tarifaria anterior da CELPE foram considerados para essa despesa R\$ 535.021 (Tabela VII - Nota Técnica Nº 127/2005–SRE/ANEEL). A valores presentes, este valor corresponde a **R\$ 610.767**. Isso significa que os custos ora propostos são quase 5 vezes maiores que aqueles identificados para o primeiro ciclo.

Ademais, o custo de R\$ 3 milhões para manutenção em oficina é elevado até mesmo se comparado com outras funções da Empresa de Referência utilizada.

### Proposta do Governo de Pernambuco

O Governo de Pernambuco solicita que a ANEEL reveja o custo adicional com manutenção de equipamentos em oficinas. Nesse sentido, o Governo de Pernambuco sugere que se considere o custo estabelecido no ciclo anterior atualizado pelo IGPM acumulado no período, de modo que os custos com manutenção de equipamentos em oficinas sejam de **R\$ 610.767**.

## Impacto Econômico



A diferença entre o custo proposto na Empresa de Referência, R\$ 3.103.489, e a atualização das despesas com manutenção de equipamentos em oficina, conforme sugestão do Governo de Pernambuco de R\$ 610.767, é de **R\$ 2.492.722**.

### 3.1.3 Custos Adicionais para Combate às Perdas

O mecanismo proposto pela ANEEL para o estabelecimento das perdas não técnicas se destaca pelo uso de técnicas de comparação entre distribuidoras que apresentem características sócio-econômicas semelhantes.

Neste contexto regulatório, a CELPE sobressaiu-se dentre as demais distribuidoras comparáveis pelo seu reduzido nível de perdas não técnicas, embora exista a oportunidade, evidenciada pelo desempenho obtido por empresas de mesma “complexidade”, de reduzi-las ainda mais. O bom desempenho verificado é fruto de uma gestão eficiente da receita da concessionária.

Dentro do arcabouço da regulação por incentivos, é direito da CELPE auferir os benefícios econômicos advindos da redução dos patamares históricos de perdas ao longo do período entre os ciclos tarifários. A lógica da regulação por incentivos prevê que, a partir no início de um novo ciclo tarifário, esses ganhos passem a beneficiar os consumidores.

No entanto, a Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL propõe que sejam considerados, como item da Parcela B e, portanto, repassados à tarifa, os custos operacionais relativos à **manutenção do atual nível de perdas não técnicas** da concessionária.

Tabela 3.5 – Custos com Combate às Perdas Não Técnicas (referência setembro:2008)

RESUMO GERAL DE CUSTOS	Pessoal (R\$/ano)	Materiais, Serviços e Outros (R\$/ano)	Total
Previsão para combate a novas fraudes	17.795.119,00	3.826.983,00	21.622.102,00
Custo do Combate às fraudes existentes	2.170.136,00	466.705,00	2.636.842,00
<b>TOTAL</b>	<b>19.965.255,00</b>	<b>4.293.688,00</b>	<b>24.258.944,00</b>

Fonte: Tabela 26, Anexo I - Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11/02/2009

Na prática, isso significa que o ganho de eficiência obtido pela CELPE não será repassado para as unidades consumidoras, o que contraria a lógica do modelo – o mesmo modelo que legitimou os ganhos para a CELPE.

O mesmo documento trata da “previsão para combate a novas fraudes”. Não existe, entretanto, nenhuma referência sobre uma metodologia para a efetiva mensuração desses gastos ou se estes foram de fato necessários – por definição, são apenas uma previsão.

Considerando que, caso não venham a ser necessários, serão admitidos como “ganhos em eficiência” e auferidos como benefício econômico pela concessionária, faz-se necessário a definição de critérios mais justos, do ponto de vista do consumidor, para a alocação desses recursos.

Outro fato relevante sobre os custos com o combate às perdas não técnicas é a falta de transparência na definição de sua aplicação, em relação a outros custos considerados, com o mesmo objetivo.

A referida Nota Técnica trata dos custos admitidos para a Estrutura Central da Empresa de Referência e sua alocação:

*“ De uma forma geral, e independente do modelo estrutural que possa ser adotado em função de estratégias específicas, a organização da distribuidora requer o cumprimento de funções básicas, como descrito a seguir, e que serão utilizadas na composição da Empresa de Referência (ER), adotando-se nomenclatura típica:*

- **Direção, Estratégia e Controle:** *Inclui atividades de: a) Direção Geral, no estabelecimento de estratégias e relacionamentos institucionais; b) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; c) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações onde for necessário;*

(...)

- **Comercial:** *Contempla atividades de: a) Atendimento ao cliente, incluindo o atendimento personalizado e telefônico aos clientes; b) Serviço Técnico Comercial, incluindo a conexão de novos serviços, corte e religação, e controle de perdas “não técnicas”; c) Gestão Comercial, que inclui o planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas “não técnicas”, laboratório de medidores e previsões de recursos; d) Compra de Energia e relacionamento com Grandes Consumidores que inclui atividades de comercialização de energia no atacado;*

(...)”

Como evidenciado neste documento (grifo nosso), as diversas atividades consideradas na Estrutura Central da Empresa de Referência já contribuem para o combate às perdas não técnicas e seus custos podem estar sendo contabilizados em duplicidade.

Especificamente, sobre o item “b) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia”, da função “Direção, Estratégia e Controle”, existe a locação de **R\$ 7.635.903** (Tabela 26, Nota Técnica No.060/2009-SRE/ANEEL – Anexo I – Custos Operacionais).

Quanto aos recursos alocados aos itens “b)” e “c)” relacionados a função “Comercial”, não estão disponíveis argumentos para estimar a apropriação desses custos dentro da estrutura da função. De forma conservadora e responsável, apenas destacamos que essas atividades já estão previstas e devidamente remuneradas na Empresa de Referência.

Por fim, do ponto de vista empresarial, cabe avaliar a proposta da Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL em termos de sua viabilidade econômica.

O documento propõe o investimento para o combate às perdas não técnicas, corrigido para a data do reposicionamento tarifário, de **R\$ 25.130.810,69**.

No entanto, a meta estipulada para a redução das perdas não técnicas é de **0,85%** (do atual nível de perdas de 17,38% para 16,53%, para o Ano Teste). Este percentual da Parcela A corresponde a apenas **R\$ 13.475.661,53**.

A conclusão é que o investimento tem uma **Taxa Interna de Retorno negativa de 46,38%**, o que demonstra sua **inviabilidade**, não devendo ser implementado às custas do consumidor pernambucano.

### Proposta do Governo de Pernambuco

O Governo de Pernambuco entende que a meta de perdas para as distribuidoras deverá ser estabelecida sem a necessidade de custos adicionais na Empresa de Referência, uma vez que:

- é obrigação da concessionária a gestão eficiente – gestão comercial, inclusive;
- existe o provisionamento de recursos para o gerenciamento de perdas não técnicas, nos custos relativos à Estrutura Central da Empresa de Referência; e
- os valores propostos para o investimento no combate às perdas são maiores do que os benefícios advindos de seus resultados (meta estipulada), não sendo portanto um investimento economicamente viável.

### Impacto Econômico

A proposta é desconsiderar o valor proposto pela Nota Técnica No.060/2009-SRE/ANEEL para o Combate às Perdas Não Técnicas .

Neste caso o impacto econômico desta proposta deve ser de pelo menos **R\$ 25.130.810,69**.

#### 3.1.4 Tarefas Comerciais

Para a o segundo ciclo de revisão tarifária da CELPE, a ANEEL considerou, na composição dos custos com a Empresa de Referência, **R\$ 44.020.279,39** como recursos destinados às Tarefas Comerciais.

Nesse caso as Tarefas Comerciais foram entendidas como as atividades relacionadas aos serviços taxados.

Tabela 3.6 –Relação das Tarefas Comerciais

Tarefas Comerciais
Religação Normal de Energia

Religação Urgente de Energia
Substituição de Medidor p/ aferição
Vistoria de unidade consumidora
Verificação de nível tensão (outros)
Corte de Energia
Ligação Provisória
Substituição de Medidor para aumento de carga
Verificação de Nível de tensão (amostrais)
Atendimento Comercial

Fonte: Tabela 14, ANEXO I - Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL

Ao se comparar as tarefas listadas na Tabela 3.6 com os serviços taxados estabelecidos pela Resolução ANEEL no. 457 de 2000, Tabela 3.7, constata-se que as Tarefas Comerciais nada mais são do que a incorporação, na Empresa de Referência, dos custos associados a estes serviços.

Tabela 3.7 – Relação dos Serviços Taxados

Tarefas Comerciais
I - Vistoria de Unidade Consumidora
II – Aferição de Medidor
III - Verificação de Nível de Tensão
IV -Religação Normal
V - Religação de Urgência
VI - Emissão de Segunda Via de Fatura

Fonte: Resolução nº 457/2000- ANEEL

A questão da incorporação ou não dos custos associados aos serviços taxados nas despesas da Empresa de Referência tem sido debatida entre as distribuidoras e a ANEEL em Audiências Públicas promovidas pela Agência.

Na Audiência Pública 008/2006, que tratou da Nota Técnica no. 167 SRE/ANEEL de 2006, a ABRADDEE propôs à ANEEL “a inclusão dos custos associados aos serviços taxados na Empresa de Referência, revertendo às receitas obtidas com sua execução em benefício da modicidade tarifária a título de outras receitas”. Em resposta a essa contribuição, naquela oportunidade a ANEEL não considerou o pleito apresentado, argumentando que:

*“Os custos gerados pelos chamados serviços taxados ou serviços cobráveis estão excluídos da Receita Requerida, pois tais custos não têm natureza tarifária, uma vez que podem ser identificados com precisão quais são os clientes que geram e, portanto, os que devem pagar à Concessionária. Portanto, “a socialização destes custos entre todos os consumidores” não constitui o melhor procedimento regulatório, pois penaliza aqueles consumidores que cumprem regularmente com suas obrigações.”*

Posteriormente, no âmbito da Audiência Pública 006/2009, na Nota Técnica nº. 060/2009, que trata da revisão dos critérios de cálculo dos custos operacionais, a ANEEL estabelece no item 38, com referência a taxas recolhidas dos consumidores:

*“...a cobertura dos custos dos serviços cobráveis na empresa de referência, as taxas recolhidas junto aos consumidores deverão ser revertidas para a modicidade tarifária”.*(Grifo nosso)

Conclui-se, pelo exposto que o posicionamento mais recente da Agência, no que se refere à cobrança e alocação dos serviços taxados, é favorável à inclusão dos custos na Empresa de Referência e conseqüentemente a favor da reversão dos valores cobrados para a modicidade tarifária.

No entanto, na proposta para a segunda revisão tarifária da CELPE, a ANEEL não apresenta qualquer dedução da receita requerida referente aos Serviços Cobráveis ou Taxados, embora os custos estejam considerados a título de Tarefas Comerciais na Empresa de Referência. A própria Nota técnica nº 060/2000-SRE/ANEEL estabelece que:

*“Não serão consideradas na apuração de outras receitas aquelas decorrentes de:*

- *Atividades Extraconcessão;*
- *Serviços Cobráveis ou Taxados;*
- *Serviços de Consultoria; e*
- *Aluguéis de Imóveis.”*

### **Proposta do Governo de Pernambuco**

O Governo de Pernambuco é contrário à inclusão das despesas com serviços taxados na Empresa de Referência, pelo mesmo motivo apontado pela ANEEL em resposta à contribuição da ABRADÉE na AP 008/2006, qual seja: *tais custos não têm natureza tarifária, uma vez que podem ser identificados com precisão quais são os clientes que geram e, portanto, os que devem pagar à Concessionária*<sup>1</sup>.

Contudo, caso a ANEEL mantenha o posicionamento mais recente, o Governo de Pernambuco solicita que a incorporação dos custos dos serviços taxados na Empresa de Referência tenha a devida contrapartida por meio da consideração dos valores cobrados em “Outras Receitas” em benefício da modicidade tarifária.

### **Impacto Econômico**

Os serviços taxados, estabelecidos na resolução ANEEL 457/00, representam na Empresa de Referência da CELPE **R\$ 44.020.279,39**. Estes devem ser excluídos, revertidos em impacto para a modicidade tarifária.

---

<sup>1</sup> O artigo jurídico: “Natureza jurídica da cobrança pela religação do fornecimento de energia elétrica” aborda a questão da cobrança individualizada de serviços taxados. <http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=9603>.

### 3.1.5 Diretoria de Assuntos Regulatórios

A Nota Técnica nº 352/2007-SRE/ANEEL apresenta a função da Diretoria de Assuntos Regulatórios:

*“Assuntos Regulatórios: co-responsável por toda a interlocução com o órgão regulador, exercendo atividades tais como: cumprimento de resoluções, elaboração dos relatórios de gestão para a direção e relatórios de comunicação institucional. Como poderá ser observado, algumas concessionárias possuem Diretoria específica para Assuntos Regulatórios.”*

O Governo de Pernambuco entende que a Empresa de Referência deve ter custos dimensionados para prover o serviço regulado de distribuição de energia já considerando os parâmetros ambientais e físicos como número de consumidores, ativos físicos, demandas regulatórias, qualidade mínima exigida etc.

Quanto às funções atribuídas à Diretoria de Assuntos Regulatórios, observam-se na passagem anterior determinações muito vagas e que presumivelmente poderiam ser atribuídas a outras áreas já consideradas na Empresa de Referência.

Por exemplo, as funções de “interlocução com o órgão regulador” e “cumprimento das resoluções” devem ser exercida primariamente pela própria direção geral e repassada a todos os setores da distribuidora com o apoio dos diretores e gestores de áreas específicas.

Esses diretores e gestores, nas premissas da Empresa de Referência, recebem salários de profissionais seniores que já devem ter conhecimento da regulação e do relacionamento institucional. Portanto, para essa função, fica dispensada a existência de uma Diretoria de Regulação.

Também se observa que para a função de “elaboração de relatórios de gestão e comunicação institucional” está sendo repassado um custo em duplicidade. No caso da CELPE, existe na Empresa de Referência um quadro completo de “Assessoria de Relações Institucionais, Comunicação e Qualidade” que supostamente deveriam exercer tais funções. Deve-se lembrar ainda que a Assessoria Jurídica também poderá contribuir para a aplicação e análise das normas setoriais e para as relações institucionais.

A decisão estratégico-empresarial de se manter uma equipe exclusivamente dedicada para estabelecer um relacionamento mais próximo com o órgão regulador, além de avaliar a melhor forma de atender a exigências regulatórias e adequá-las ao serviço de distribuição, de forma financeiramente ótima, não deve ser paga pelos consumidores.

Esta iniciativa, se bem sucedida, é apenas uma forma da concessionária maximizar seu desempenho dentro de um modelo de regulação por incentivos, no qual os ganhos são diretamente e exclusivamente absorvidos pelos acionistas.

Logo, os custos com tais atividades **devem ser arcados unicamente pelos acionistas.**

### Proposta do Governo de Pernambuco

A Diretoria de Assuntos Regulatórios apresenta funções sobrepostas com outras áreas tradicionalmente já consideradas na metodologia da Empresa de Referência e, portanto, seus custos devem ser desconsiderados.

### Impacto Econômico

O custo da Diretoria de Assuntos Regulatórios é de **R\$ 3.018.750**. Este valor, propõe-se, deve ser desconsiderado nos custos da Empresa de Referência.

## 3.2 RESUMO DAS PROPOSTAS

A síntese das propostas para os itens que compõem a Parcela B é apresentado a seguir:

Tabela 3.8 - Recálculo da Parcela B

	NT 060/2009	Proposta Pernambuco
<b>PARCELA B</b>	<b>833.659.593,56</b>	<b>702.848.884,87</b>
CUSTOS OPERACIONAIS	454.339.519,94	330.458.890,15
Empresa de Referência	424.851.972,89	310.324.462,01
Receitas Irrecuperáveis (0,90%)	29.487.547,05	20.134.428,14
Base de Cálculo - Receitas Irrecuperáveis	3.276.394.116,26	2.230.290.417,74
REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS	379.320.073,62	372.451.809,10
Remuneração Bruta de Capital	244.044.846,81	244.044.846,81
Quota de Reintegração Regulatória	135.275.226,81	128.406.962,29

## 4 FATOR X

No atual processo de Revisão Tarifária Periódica da CELPE, a ANEEL emitiu a Nota Técnica N°060/2009-SRE/ANEEL, que apresenta a metodologia e os resultados preliminares obtidos para a 2ª RTP da empresa. Nesta análise preliminar, estabeleceu-se um valor de 0% para o componente Xe do Fator X. Todavia, não justificou as informações utilizadas na simulação, essencialmente as informações de mercado e as informações de investimento. Esta última foi alterada de R\$ 864.993.203,44 para R\$ 870.220.000 de forma a zerar o fator X, visto que a metodologia para cálculo da parcela Xe não permite valores negativos.

A análise da citada Nota Técnica e dos respectivos Anexos que tratam da metodologia e determinação do Fator X para o novo período tarifário e da análise dos investimentos previstos pela distribuidora, mostrou que existem dois pontos determinantes para o resultado preliminar do componente Xe encontrado pela ANEEL:

- Taxas de crescimento do consumo de energia elétrica informada pela CELPE e considerada pela ANEEL das classes residencial, comercial, industrial, rural e “demais” aquém das perspectivas de aumento do consumo de energia da região e;
- Elevados montantes de investimentos informados pela concessionária e considerados pela ANEEL para o atendimento do crescimento da demanda nas redes Alta Tensão.

### 4.1 Taxa de Crescimento do Mercado

Conforme as diretrizes fornecidas pela Resolução ANEEL n.º 234/2006, que determina a metodologia para o presente ciclo de Revisão Tarifária Periódica, as projeções de mercado de energia, para fins de cálculo do componente Xe, devem ser informadas pelas distribuidoras e encaminhadas à Superintendência de Regulação Econômica – SRE da ANEEL que tem a função de verificar a coerência dos valores informados pela distribuidora.

Conforme item IV.1 (13) do Anexo III da Nota Técnica N°060/2009-SRE/ANEEL, que trata da metodologia e do cálculo do Fator X, a ANEEL analisará as projeções do mercado de energia elétrica informadas pelas distribuidoras, observando os seguintes quesitos:

- (i) consistência das premissas utilizadas;
- (ii) consistência dos dados de entrada;
- (iii) consistência das projeções com os dados históricos;
- (iv) consistência entre os dados agregados e desagregados;
- (v) energia contratada para o ano-teste; e
- (vi) comparação com projeções realizadas a partir de outras metodologias.

Uma análise consistente e criteriosa, por parte da ANEEL, inclusive utilizando-se de comparações com projeções resultantes de outras metodologias, como proposto, é



imprescindível para a redução do problema de assimetria de informações, que se configura neste caso, uma vez que a distribuidora possui ferramentas específicas e um melhor conhecimento de seu sistema, sendo assim capaz de estimar com maior precisão o real crescimento de seu mercado consumidor.

A SRE/ANEEL considerou para o cálculo do componente Xe do Fator X as seguintes taxas médias de crescimento de mercado para as diferentes classes de consumo:

Tabela 4.1 - Taxas Médias de Crescimento de Mercado do período do Ano 1 ao Ano 4, utilizadas pela ANEEL

Classes	Taxa Média anual de Crescimento de Mercado
Residencial	4,36%
Industrial	4,22%
Comercial	4,67%
Rural	3,07%
Demais	3,66%
<b>Total</b>	<b>4,20%</b>

Fonte: planilha simulador disponibilizado pela ANEEL

Verifica-se, porém, por meios dos Relatórios de Demonstração Contábeis da CELPE, disponibilizados em seu site, um histórico com uma tendência de aumento do mercado em todas as classes consumidoras superior à projeção informada pela distribuidora e considerada pela ANEEL para o cálculo do componente Xe, conforme mostra a tabela 2. Vale reforçar que as diferenças de crescimentos são ainda maiores se considera apenas o período dos últimos dois anos (2006-2008), no qual se tem um crescimento médio total de 7,84%a.a. contra os 4,2% considerados pela ANEEL.

Tabela 4.2 - Taxas Médias de Crescimento de Mercado

Classes	Taxa Média anual de Crescimento de Mercado 2004 - 2008	Taxa Média anual de Crescimento de Mercado 2006 - 2008
Residencial	5,40%	5,47%
Industrial	6,86%	21,15%
Comercial	5,07%	3,81%
Rural	5,41%	2,93%
Demais	4,34%	5,25%
<b>Total</b>	<b>5,21%</b>	<b>7,84%</b>

Fonte: Relatórios de Demonstração Contábeis da CELPE

De acordo com o capítulo 2 (Demanda de Energia) do Plano Decenal de Energia - PDE (MME/EPE, 2009)<sup>2</sup>, documento responsável pelo planejamento oficial e indicativo do setor, todas as classes de consumo, com exceção da industrial, apresentou um

<sup>2</sup> O Plano Decenal de Energia (Ministério de Minas e Energia – MME/ Empresa de Pesquisa Energética – EPE) encontra-se em fase de consolidação das contribuições da consulta pública que encerrou em 28 de fevereiro de 2009.

crescimento de mercado esperado para toda a região Nordeste acima das taxas de mercado consideradas na simulação da ANEEL, conforme a Tabela 3.

O ponto importante a destacar no PDE (MME/EPE, 2009) é a taxa total de crescimento de mercado considerada para o Nordeste (5,16%a.a) que apresentou valores **superiores** à taxa considerada pela ANEEL para o mercado da CELPE (4,20%a.a). Outro ponto importante a ser lembrado é que a classe de consumo industrial do mercado da CELPE representa apenas 23,04% de todo o consumo e é responsável por apenas 20,1% de seu faturamento (segundo dados do relatório contábil da CELPE, 2008).

Tabela 4.3 - Taxas Médias de Crescimento de Mercado do Nordeste

Classes	Estimativa de Taxa Média anual de Crescimento de Mercado 2008-2012	Estimativa de Taxa Média anual de Crescimento de Mercado 2008 – 2016
Residencial	5,68%	5,38%
Industrial	2,83%	3,43%
Comercial	7,76%	7,72%
Demais	6,20%	6,12%
<b>Total</b>	<b>4,97%</b>	<b>5,16%</b>

Fonte: MME/EPE (PDE, 2009)

Segundo a nota técnica DEN 04/08 da EPE sobre o “Consumo Residencial de Energia Elétrica na Região Nordeste”, mostra que os fatores explicativos para o crescimento recente do consumo residencial de energia elétrica na região nordeste são:

- i. Aumento da renda com redução da desigualdade;
- ii. Inclusão elétrica.

Para esta conclusão o estudo se baseia nos dados levantados pelas estatísticas divulgadas na PNAD (IBGE, 2007).

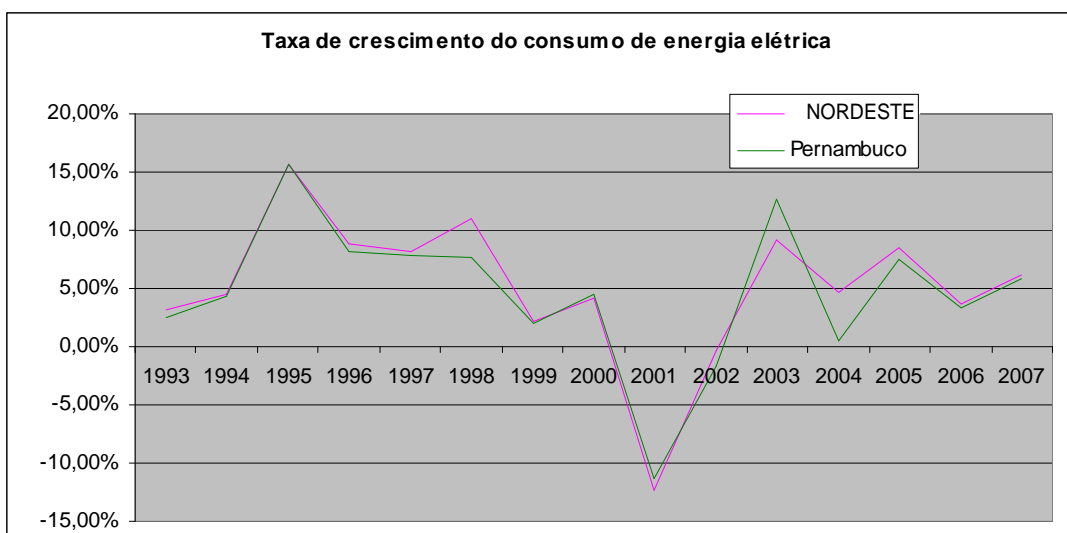
Para analisar o primeiro fator explicativo, a referida nota técnica utilizou como um dos indicadores para sua análise o “Índice de Gini da distribuição do rendimento mensal das pessoas de 10 anos ou mais de idade com rendimento” (tabela 567 da PNAD/IBGE) que em 2006 era de 0,556 para o Nordeste e 0,559 para o estado de Pernambuco, o que reforça a tese de aumento da renda com redução da desigualdade, apresentada pela EPE para o Nordeste, também para Pernambuco.

O segundo fator explicativo, inclusão elétrica, não se aplica bem ao caso de Pernambuco, visto que o percentual em 2001 de domicílios sem iluminação no Nordeste eram de 10,62%, muito alto se comparado ao de Pernambuco cujos valores, segundo a PNAD/IBGE (2007) eram de 3,85%. Houve um grande avanço da inclusão elétrica no nordeste nesta década. Em 2007 estes valores passaram a ser, respectivamente 4,26% e 1% segundo PNAD/IBGE (tabela 1959, PNAD 2007). Isto significa em Pernambuco um acréscimo de 21.000 unidades consumidoras de 2005 à 2007.

A tese de que Pernambuco segue uma tendência de crescimento do consumo de energia elétrica do Nordeste é validada pelos dados históricos do Balanço de Energia Nacional, publicado pelo MME/EPE (2008), conforme mostra o gráfico a seguir (tabela “capítulo 8 tabela completa (1), site do BEN 2009, MME). Pelo gráfico, pode-se observar que a taxa de crescimento de Pernambuco vem crescendo mais rápido que a taxa do Nordeste. Se

fosse feita uma extrapolação para os próximos anos destes dados históricos do BEN, Pernambuco apresentaria taxas superiores ao do Nordeste.

Figura 4.1 - Taxas Médias do Consumo de Energia Elétrica 1993/2007



Fonte: MME/EPE resenha, fevereiro 2009

Outra recente estatística da EPE (resenha mensal do mercado de energia elétrica, fevereiro 2009) que já considera o efeito da crise econômica mundial 2008/2009, apresenta uma taxa de crescimento para as principais classes de consumo de energia elétrica no período 2008/2009 superiores ao adotado pela ANEEL, a exceção à classe industrial, conforme mostra a tabela 4.

Tabela 4.4 - Taxas Médias de Crescimento de Mercado do Nordeste 2008/2009

Classes	Taxa Média anual de Crescimento de Mercado 2008- 2009
Residencial	7,4%
Industrial	0,2%
Comercial	6,4%
Demais	2,5%
<b>Total</b>	<b>3,1%</b>

Fonte: MME/EPE resenha, fevereiro 2009

A tabela acima mostra o crescimento dos dois setores mais significativos no mercado da CELPE, conforme já apresentado, lembrando novamente que o setor industrial não tem grande representatividade no estado e esta queda foi devida, principalmente, ao segmento químico e metalúrgico.

O fato da queda no segmento industrial para o Nordeste não se aplica aos próximos anos em Pernambuco devido ao impacto da implantação da refinaria em SUAPE. Neste sentido, dois fatores importantes devem ser destacados:

- (i) o consumo das novas empresas do pólo;
- (ii) o consumo da economia indireta estimulada pelo pólo;

O primeiro fator explicativo seria um efeito direto no consumo pela entrada em operação das empresas do pólo. O governo do estado fez um levantamento prévio e constatou que até 2010 haverá um aumento de consumo em 799.372 MWh<sup>3</sup>, declarados pelas novas empresas. Este valor representa um **acréscimo de aproximadamente 29% no consumo industrial do mercado da CELPE em 2010**, neutralizando qualquer crise econômica no setor nos próximos anos.

O segundo fator explicativo seria o crescimento do comércio e indústria indireta que será impactada de forma positiva, e, portanto, a renda familiar da região. Esta economia indireta estimulada pela refinaria vai, provavelmente, gerar um significativo crescimento do consumo de energia elétrica, seja por novos consumidores (residenciais, comerciais e industriais), atraídos pelo desenvolvimento, ou pelo aumento da renda na região com melhor distribuição de renda, seguindo uma tendência da região, conforme estudo da EPE já citado.

Desta forma, o Governo do Estado de Pernambuco entende que as projeções consideradas pela ANEEL no cálculo do componente Xe devem seguir, o crescimento apresentado pelo histórico da distribuidora conforme registrado nos Relatórios Contábil da CELPE. Portanto, para a determinação do componente Xe, deveriam ser adotadas as projeções de mercado estimadas, conforme a próxima Tabela.

Tabela 4.5 - Projeção de Mercado proposto pelo Governo do Estado de Pernambuco

Classes	MERCADO (MWh)			
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Residencial	3.382.996	3.568.046	3.763.218	3.969.066
Industrial	2.586.807	3.133.917	3.796.740	4.599.751
Comercial	1.950.296	2.024.602	2.101.740	2.181.816
Rural	584.687	601.818	619.452	637.602
Demais	1.503.376	1.582.303	1.665.374	1.752.806
<b>Total</b>	<b>10.008.162</b>	<b>10.910.686</b>	<b>11.946.523</b>	<b>13.141.040</b>

## Número de Consumidores

Dado a sugestão de alteração no consumo de energia elétrica por classes, deve-se observar os dados considerados de número de consumidores do mercado da CELPE para que haja Consistência no cenário de mercado como um todo. O número de consumidores utilizados pela ANEEL é apresentado na tabela seguinte.

<sup>3</sup> As empresas que entrarão em funcionamento após 2010 não foram possíveis levantar estas informações.

Tabela 4.6 - Projeção de número de consumidores da CELPE, utilizados pela ANEEL

CONSUMIDORES	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Número de Unidades	2.901.347	2.990.494	3.079.641	3.168.788

Fonte: planilha "simulador", ANEEL

Considerando o consumo em MWh e o número de unidades consumidoras utilizados no cálculo do fator X pela ANEEL, é possível calcular a "taxa de consumo por unidade consumidora" que apresenta um crescimento médio<sup>4</sup> de 1,19% a.a. contra 1,94% a.a. dos anos anteriores, seguindo o mesmo cálculo com os dados do Balanço contábil da CELPE (2008). Conforme exposto anteriormente, este indicador deve crescer visto a perspectiva de crescimento econômico com melhor distribuição de renda identificado tanto no estudo da EPE, quanto nos estudos do governo do estado, ambos seguindo os dados históricos do PIB do IBGE.

A sugestão do governo do estado é utilizar um crescimento médio para a taxa de consumo por unidade consumidora para o mercado da CELPE de 2%, no qual inicia com um aumento maior nos primeiros anos e reduz nos dois anos finais (assim como foi utilizado na proposta da ANEEL). Desta forma, segue a proposta do governo do estado de Pernambuco para o número de consumidores descrito na tabela 7.

Tabela 4.7 - Projeção de número de consumidores proposto pelo Governo do Estado de Pernambuco

CONSUMIDORES	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Número de Unidades Consumidoras	2.901.347	3.094.900	3.319.023	3.579.302

### Proposta do Governo de Pernambuco

Tendo em vista que as distribuidoras possuem um incentivo perverso a subestimar as taxas de crescimento de mercado de energia elétrica, para se beneficiarem de ganhos não declarados de produtividade, e dado que estas possuem informações mais precisas quanto ao real crescimento de seu mercado consumidor, a ANEEL deve buscar alternativas para a verificação da consistência das informações fornecidas, e assim reduzir o problema de assimetria de informações.

Desta forma o Governo do Estado de Pernambuco sugere que sejam utilizadas o consumo em MWh conforme indicadas na Tabela 5, e o número de consumidores apresentados na tabela 7. Estes valores estão aderentes à tendência de crescimento das classes de consumo no histórico da CELPE, observada no seu Relatório Contábil de 2008 e (com exceção da classe industrial já justificado, principalmente, pelo impacto de

<sup>4</sup> Este indicador é afetado diretamente quando a população tem uma melhoria na renda, pois passa a consumir mais eletrodomésticos. Existem outros fatores explicativos, tais como a elasticidade preço e o número de pessoas que moram na residência. Porém, a mudança no número de residentes em uma unidade consumidora afeta mais significativamente no médio e longo prazo, portanto, não foi avaliado.



SUAPE) com taxas de crescimento do mercado de cada classe de consumo abaixo do estimado pelo planejamento do setor elétrico (Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, 2009), com exceção da classe industrial já justificado, principalmente, pelo impacto de SUAPE.

### **Impacto Econômico**

A utilização da taxa de crescimento de mercado proposta pelo Governo do Estado de PE, segundo o simulador disponibilizado pela ANEEL, poderia alterar a parcela Xe de 0% para **3,41%**.

## 5 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS

A Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL apresenta no item V – Componentes Tarifários Financeiros Externos à Revisão Tarifária, caracterizando que o valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico.

Foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subseqüentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

Foram considerados na atual revisão tarifária os seguintes componentes financeiros:

Tabela 5.1 - Componentes Tarifários Financeiros Externos à Revisão Tarifária

Componente Financeiro	Valor (R\$)
i) Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da Parcela A - CVA	55.571.374,01
ii) Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira	1.045.689,00
iii) Parcela de Ajuste da Conexão	39.431,04
iv) Subsídio Irrigante/Aquicultura	316.541,47
v) Recuperação descontos concedidos conforme Resolução nº 77/204	1.750.969,32
vi) Previsão Subsídio Irrigante	6.590.581,87
vii) Previsão Subsídio Fonte Incentivada	1.077.875,47
viii) Previsão Subsídio Baixa Renda	45.278.714,55
ix) Passivo do Programa Luz para Todos.	973.738,21
x) Ajuste financeiro Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição	399.932,05
xi) Repasse de Sobrecontratação de Energia	14.987.412,30
xii) Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.	3.588.411,73
<b>xiii) Diferimento da Revisão tarifária de 2005 (Delta PB)</b>	<b>164.342.186,91</b>
<b>xiv) Última parcela da RTE de 2004</b>	<b>37.102.552,43</b>
xv) Remuneração dos Ativos de Conexão dos consumidores ligados em A1.	348.568,80.

Fonte: Nota Técnica nº 060/2009 – SRE/ANEEL - 11/02/2009

Considerações sobre os valores propostos e seus impactos:

### 5.1 Diferimento da Revisão Tarifária 2005 (Delta PB)

Em abril de 2006 foi aprovado o resultado definitivo da primeira Revisão Tarifária Periódica da CELPE, cujo reposicionamento tarifário final foi de 23,57%. Em função do impacto tarifário de 23,57% sobre os consumidores da empresa, seguindo o princípio da modicidade tarifária e do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão, o reposicionamento foi implementado em duas etapas. A primeira etapa correspondente ao percentual de 12,50% foi considerado em abril de 2005, a segunda etapa equivalente à diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de 23,57% e 12,5% foi diferida em parcelas anuais, no valor estimado de R\$ 115.278.297,18

(base: abril de 2006) para serem acrescidas à Parcela B da concessionária nos anos de 2006 a 2008.

A última parcela do diferimento deveria ter sido incorporada a base econômica da concessionária no reajuste tarifário de abril de 2008, entretanto, em razão do cenário de elevação de custos observados à época, dentre os quais se destacam a grande variação do IGPM e dos saldos da CVA optou-se por postergar a aplicação desta última parcela por mais um ano, ou seja, para abril de 2009.

Portanto, no atual processo tarifário está sendo repassado às tarifas, na forma de um componente financeiro externo, a última parcela do diferimento da Revisão Periódica de 2005, cujo valor devidamente atualizado pelo WACC e IGPM-Xa totalizou R\$ 164.342.186,91.

### **Proposta do Governo de Pernambuco**

O valor do diferimento previsto para ser incorporado na revisão tarifária da CELPE é de **R\$ 164.342.186,91**.equivalente a 6,82% do índice de reposicionamento proposto pela SRE/ANEEL. Mais uma vez o resíduo da fatura da TERMOPERNAMBUCO, tem um impacto significativo na conta de energia do consumidor pernambucano.

Por se tratar da última parcela a ser paga da Revisão Periódica de 2005, a proposta considerada sensata, será dividir o valor dessa parcela em 4 vezes ou seja do Ano Teste até o Ano Teste + 3 , sendo aplicado nas parcelas subseqüentes os valores de correção por indicador de reajuste definido no contrato de concessão.

### **Impacto Econômico**

Reduzir o valor do diferimento em 2009 para **R\$ 41.085.546,73** e o restante a ser considerado nos 3 anos subseqüentes, corrigidos pelo índice estabelecido no contrato de concessão

## **5.2 Última Parcela da RTE de 2004**

Com a divulgação pela ANEEL da Nota Técnica n.º 60/2009-SRE/ANEEL, de 11 de fevereiro de 2009, estimou-se que, na Segunda Revisão Tarifária da CELPE, o percentual devido para o índice de reposicionamento tarifário seria de 5,83%.

Esse percentual é composto por duas parcelas distintas. A primeira delas representada pelo índice de reposicionamento tarifário, fixado negativamente em - 7,59%. E a outra é correspondente aos componentes financeiros externos ao reposicionamento, pelo que o índice provisoriamente encontrado foi o de 13,42%.

Ao se examinar mais detidamente a referida Nota Técnica, constata-se que se denomina por componentes financeiros externos, dentre outras parcelas, aquela referente à Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), de 2004, nos termos do Despacho Homologatório n.º 892, de 8 de novembro de 2004, do Diretor da ANEEL.



Por meio desse Despacho, o Diretor da ANEEL houve por bem reconhecer à CELPE o direito ao ressarcimento de um passivo financeiro no valor de R\$ 128.551.175,48, tendo em vista os custos arcados com a aquisição de energia da UTE Termopernambuco, no período de 15 de maio de 2004 a 29 de março de 2005, sem a devida cobertura tarifária.

Com efeito, a CELPE, no bojo do Processo Administrativo n.º 48500.001690/2004-34, requereu à ANEEL uma revisão tarifária extraordinária, para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. A Procuradoria Federal, através do Parecer n.º 233/2004-PF/ANEEL, de 1º de setembro de 2004, manifestou-se contrariamente à pretensão sob o argumento de que se tratava de um custo gerenciável da CELPE e que, portanto, não se justificava a revisão pretendida.

Após profundas divergências e divergentes manifestações da Superintendência de Regulação Econômica (SRE), da Procuradoria Federal e da própria ANEEL, o então Diretor Geral da ANEEL, Dr. José Mário Miranda Abdo, através do Despacho n.º 892, de 2004, acima citado, deu provimento à solicitação da CELPE, determinando:

“(…)

*I – reconhecer o direito da concessionária ao ressarcimento dos valores despendidos com a aquisição de energia elétrica da Termopernambuco S.A., no período de 15 de maio de 2004 a 29 de março de 2005, sem a devida cobertura tarifária, respeitados os limites de lastro impostos pelas resoluções da ANEEL sobre o assunto e possíveis desdobramentos que venham a ocorrer;*

*II – determinar que se crie **abordagem técnica específica** que garanta o direito da concessionária de que tal repasse dos valores despendidos na compra de energia se dê no momento oportuno, isto é, na revisão tarifária ordinária; e*

*III – orientar que o referido repasse, visando a modicidade tarifária, se dê no máximo dentro do próximo período tarifário (30/03/2005 até 29/03/2009), mediante proposta que constará do processo de **revisão tarifária ordinária** em curso.”*  
*(grifou-se)*

Contudo, sem que fosse criada a necessária “**abordagem técnica específica**”, conforme determinado no próprio despacho do Diretor da ANEEL, os valores financeiros decorrentes da RTE, de 2004, foram divididos em quatro parcelas, na Revisão Tarifária Ordinária (RTO) subsequente, corrigidas pelo IGP-DI, cujos efeitos financeiros ainda se fazem sentir nesta Segunda Revisão Tarifária.

Dessa forma, está colocada a questão a fragilizar o cômputo da RTE, de 2004, como componente financeiro externo no cálculo da Segunda Revisão Tarifária da CELPE. Sem precisar destacar os elevados valores financeiros em jogo, não se poderia deixar de anotar que a decisão da Diretoria da ANEEL foi aplicada sem que, ao menos, fosse devidamente cumprida, em seu inteiro teor, pelos órgãos competentes.

Com efeito, o Despacho n.º 892/2004 do Diretor da ANEEL – que condicionou o repasse dos valores decorrentes da aquisição de energia elétrica, no curso da RTO a ser realizada, a uma abordagem técnica específica –, até a presente data, não foi

integralmente cumprido. Até então, a única abordagem técnica existente é a da SRE, exarada no Parecer Técnico n.º 07/2007-SRE/ANEEL, de 20 de setembro de 2007, que se manifestou contrariamente à pretensão da CELPE e, por conseguinte, contra a inclusão, no RTO, do custo referente à aquisição da energia elétrica, reconhecendo a própria inexistência ao direito de cobertura tarifária à CELPE, ordinária ou extraordinariamente, haja vista tratar-se de um custo gerenciável.

Não obstante a negativa manifestação técnica da SRE e à míngua dessa abordagem técnica específica, essa Agência apurou que, na Revisão Tarifária de 2009, os valores relativos às perdas com a aquisição de energia, no ano de 2004-2005, devidamente corrigidos pelo IGP-DI, ultrapassariam um montante superior a R\$ 150 milhões, que trarão forte impacto na tarifa de energia elétrica no Estado de Pernambuco, isto é, um acréscimo de quase 6% para um ambiente econômico regional, onde as revisões tarifárias ocorridas nos diversos Estados foram negativas, nos últimos doze meses.

Os pareceres acima referidos, bem como outros igualmente aplicáveis ao caso em exame, evidenciam claramente como a ANEEL, desde o Despacho n.º 892/2004, não tem encontrado fundamentação técnico-jurídica suficiente para validação da RTE/RTO, de 2004-2005, autorizada à CELPE, nem tão pouco um parecer jurídico que esclareça efetivamente as posições divergentes encontradas entre os pareceres jurídicos em contradição, originários de uma mesma instância na Procuradoria Federal daquela Agência de Regulação.

### **Proposta do Governo de Pernambuco**

Pelo exposto, fica clara a necessidade de que a ANEEL, nessa oportunidade, dirima a controvérsia existente para, reexaminando a Nota Técnica n.º 060/2009-SRE/ANEEL, de 11 de fevereiro de 2009, e, principalmente, seu Item 5, “xiv) Última Parcela da RTE de 2004”.

O Governo do Estado de Pernambuco propõe a imediata exclusão da parcela referente ao suposto direito a essa RTE, nos termos do Despacho n.º 892/2004, de 8 de novembro de 2004, de sua Diretoria, que só autorizou o direito à revisão, mediante estudo de abordagem técnica específica, cujo resultado foi contrário ao pretensão direito, consoante Parecer Técnico n.º 07/2007-SRE/ANEEL, de 20 de setembro de 2007.

O Governo do Estado de Pernambuco propõe também a **restituição do montante já pago**, devidamente atualizado.

### **Impacto Econômico**

Excluir o valor referente ao item xiv), “Última Parcela da RTE de 2004”, no valor de **R\$ 37.102.552,43**.

A restituição dos valores pagos que, corrigidos, totalizam **R\$ 120.498.560,62**.

## **5.3 RESUMO DAS PROPOSTAS**

A síntese das propostas para os itens que compõem os Componentes Tarifários Financeiros Externos à Revisão Tarifária é apresentada a seguir:

Tabela 5.1 – Comparativo das Propostas para as Componentes Tarifárias Financeiras Externas à Revisão Tarifária

Componente Financeiro	NT 060/2009	Proposta
	Valor (R\$)	Valor (R\$)
i) Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da Parcela A - CVA	55.571.374,01	55.571.374,01
ii) Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira	- 1.045.689,00	- 1.045.689,00
iii) Parcela de Ajuste da Conexão	39.431,04	39.431,04
iv) Subsídio Irrigante/Aquicultura	316.541,47	316.541,47
v) Recuperação descontos concedidos conforme Resolução nº 77/204	1.750.969,32	1.750.969,32
vi) Previsão Subsídio Irrigante	6.590.581,87	6.590.581,87
vii) Previsão Subsídio Fonte Incentivada	1.077.875,47	1.077.875,47
viii) Previsão Subsídio Baixa Renda	45.278.714,55	45.278.714,55
ix) Passivo do Programa Luz para Todos.	973.738,21	973.738,21
x) Ajuste financeiro Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição	399.932,05	399.932,05
xi) Repasse de Sobrecontratação de Energia	14.987.412,30	14.987.412,30
xii) Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.	- 3.588.411,73	- 3.588.411,73
<b>xiii) Diferimento da Revisão tarifária de 2005 (Delta PB)</b>	<b>164.342.186,91</b>	<b>41.085.546,73</b>
<b>xiv) Última parcela da RTE de 2004</b>	<b>37.102.552,43</b>	<b>0,00</b>
xv) Remuneração dos Ativos de Conexão dos consumidores ligados em A1.	- 348.568,80.	- 348.568,80.
<b>xvi) Restituição dos Valores pagos referentes à RTE de 2004</b>	<b>-</b>	<b>- 120.498.560,62</b>
<b>TOTAL VALORES FINANCEIROS</b>	<b>323.448.639,70</b>	<b>42.590.886,46</b>

## 6 REPOSICIONAMENTO FINAL

Em razão das propostas apresentados acima, o reposicionamento final das tarifas da CELPE deverá ser ajustado. A tabela 6.1 apresenta uma comparação entre os cálculos propostos pela ANEEL e os valores considerados adequados pelo Governo do Estado de Pernambuco.

Tabela 6.1 - Recálculo do Reposicionamento Tarifário

	NT 060/2009	Proposta Pernambuco
<b>RECEITA REQUERIDA</b>	<b>2.419.031.538,29</b>	<b>2.419.031.538,29</b>
<b>PARCELA A</b>	<b>1.585.371.944,73</b>	<b>1.581.884.126,45</b>
Encargos Setoriais	211.312.524,93	210.847.637,37
Transporte de Energia	147.701.411,70	147.376.468,60
Compra de Energia	1.226.358.008,10	1.223.660.020,4
<b>PARCELA B</b>	<b>833.659.593,56</b>	<b>702.848.884,87</b>
Custos Operacionais	454.339.519,94	330.397.075,77
Remuneração do Capital	244.044.846,81	244.044.846,81
Depreciação	135.275.226,81	128.406.962,29
<b>OUTRAS RECEITAS</b>	<b>8.554.128,45</b>	<b>8.554.128,45</b>
<b>RECEITA REQUERIDA LIQUIDA (a-d)</b>	<b>2.410.477.409,85</b>	<b>2.276.178.882,88</b>
<b>RECEITA VERIFICADA</b>	<b>2.608.390.587,30</b>	<b>2.608.390.587,30</b>
<b>REPOSICIONAMENTO</b>	<b>-7,59%</b>	<b>-12,74%</b>
<b>Componentes Financeiros</b>	<b>323.448.639,70</b>	<b>19.951.529,19</b>
<b>REPOSICIONAMENTO (com financeiros)</b>	<b>5,83%</b>	<b>-11,86%</b>
<b>Componente Xe</b>	<b>0,00%</b>	<b>3,41%</b>

Vale observar que a Tabela acima pressupõe que todas as propostas apresentadas nessa contribuição serão aceitas.

Assim, os novos valores calculados para o mercado para o Ano Teste, perdas, custos operacionais, base de remuneração, etc, trazem como consequência desdobramentos nos demais itens relacionados.

## 7 OUTROS PONTOS AVALIADOS

### 7.1 Realinhamento Tarifário

O Anexo V da Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL apresenta a proposta de Tarifas de Fornecimento e Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

Alguns dos valores propostos causam estranheza, uma vez vêm de encontro com os interesses dos consumidores, com os interesses do Estado de Pernambuco e com premissas adotadas pelo Ministério de Minas e Energia e por todo o Setor Elétrico.

#### Consumidores Atendidos em Nível de Tensão 13,8 kV (A4)

Tabela 7.1 – Extrato da Proposta de Tarifas – Tensão 13,8 kV

	Grupo/Modalidade		Tarifas 2008 AN I	Tarifas 2009 AN I	Variação	
13,8 kV (A4)	Azul					
		DP (R\$/Kw)	47,03	46,08	-2,02%	
		DFP (R\$/Kw)	14,36	12,44	-13,37%	
		EPS (R\$/MWh)	218,22	243,22	11,46%	
		EFPS (R\$/MWh)	132,66	148,29	11,78%	
		EPU (R\$/MWh)	196,5	219,11	11,51%	
		EFPU (R\$/MWh)	120,05	134,3	11,87%	
		USO – CARGA				
		DP (Kw)	47,48	45,42	-4,34%	
		DFP (Kw)	14,5	12,26	-15,45%	
		E (MWh)	14,54	16,82	15,68%	
		USO – DISTRIBUIDORA				
		DP (Kw)	43,26	40,93	-5,39%	
		DFP (Kw)	13,2	11,03	-16,44%	
		E (MWh)	-	-	0,00%	
		USO – GERAÇÃO				
		M. Contratado (Kw)	0,92	3,91	325,00%	
		Verde				
		D (R\$/Kw)	14,36	12,44	-13,37%	
		EPS (R\$/MWh)	993,94	1.313,31	32,13%	
		EFPS (R\$/MWh)	132,66	148,29	11,78%	
		EPU (R\$/MWh)	972,22	1.289,20	32,60%	
		EFPU (R\$/MWh)	120,05	134,3	11,87%	
	Convencional			-		
	D (R\$/Kw)	44,6	38,53	-13,61%		
	E (R\$/MWh)	141,54	163,85	15,76%		

Fonte: ANEXO V - Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL

Considerações sobre os valores propostos e seus impactos:

### 1. Tarifas propostas para o uso da Distribuidora.

O referido documento propõe uma **redução de 5,39% e 16,44% das tarifas cobradas à CELPE**, para as demandas de ponta e fora ponta, respectivamente, **em detrimento dos interesses dos consumidores** por ela atendidos, **que sofrerão aumento de tarifa**.

### 2. Tarifas propostas para o uso da Geração.

O documento também propõe um **aumento de 325,00%** para o uso da geração, o que constitui um **desestímulo para a geração distribuída e a cogeração**, entrando em conflito com programas nacionais de incentivo a produção independente de energia elétrica capitaneados pelo Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás, como o PROINFA.

### 3. Redução das Tarifas de Demanda X Aumento das Tarifas de Energia.

A proposta da ANEEL de promover **reduções de 2,02% a 16,44% nas tarifas de demanda** e **umentos de 11,46% a 32,60% nas tarifas de energia** do grupo A4, ao qual pertencem a maioria das indústrias e dos empreendimentos comerciais do estado é duplamente equivocada, do ponto de vista econômico:

- i. penaliza o setor produtivo com uma tarifa de energia muitas vezes superior ao reajuste médio das tarifas;
- ii. penaliza os consumidores e
- iii. desestimula a eficiência energética, uma vez que o empreendedor passa a ter menos incentivo para promover a modulação de suas cargas. Indiretamente, o uso descoordenado e com baixo fator de carga – altas demandas e baixo nível de consumo – estimulados por esta proposta promoverão o uso ineficiente, o aumento dos riscos de continuidade do suprimento, redução dos níveis de serviço e o aumento das perdas no sistema.

## Consumidores Atendidos em Nível de Tensão 69 kV (A3)

Tabela 7.2 – Extrato da Proposta de Tarifas – Tensão 69 kV

	Grupo/Modalidade		Tarifas 2008 AN I	Tarifas 2009 AN I	Variação
69 kV (A3)	Azul				
		DP (R\$/Kw)	24,81	30	20,92%
		DFP (R\$/Kw)	5,81	5,91	1,72%
		EPS (R\$/MWh)	218,22	243,22	11,46%
		EFPS (R\$/MWh)	132,66	148,29	11,78%
		EPU (R\$/MWh)	196,5	219,11	11,51%
		EFPU (R\$/MWh)	120,05	134,3	11,87%
	USO – CARGA				
		DP (Kw)	25,04	29,57	18,09%
		DFP (Kw)	5,87	5,82	-0,85%
		E (MWh)	14,54	16,82	15,68%
	USO – DISTRIBUIDORA				
		DP (Kw)	22,82	26,65	16,78%
		DFP (Kw)	5,34	5,24	-1,87%
		E (MWh)	-	-	0,00%
	USO – GERAÇÃO				
		M. Contratado (Kw)	0,92	3,91	325,00%

Fonte: ANEXO V - Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL

Considerações sobre os valores propostos e seus impactos:

### 1. Tarifas propostas para o uso da Geração.

O documento também propõe um **aumento de 325,00%** para o uso da geração, o que constitui um **desestímulo para a geração distribuída e a cogeração** no Estado, entrando em conflito com programas nacionais de incentivo a produção independente de energia elétrica capitaneados pelo Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás, como o PROINFA.

### 2. Redução das Tarifas de Demanda X Aumento das Tarifas de Energia.

A proposta da ANEEL de **umentos de 11,46% a 20,92% nas tarifas** do grupo A3 (exceção feitas às tarifas de demanda fora ponta), ao qual pertencem a grande parte das indústrias e dos maiores empreendimentos comerciais do estado penaliza o setor produtivo com uma tarifa de energia muitas vezes superior ao reajuste médio das tarifas.

## Consumidores Atendidos em Nível de Tensão 230 kV (A1)

Tabela 7.3 – Extrato da Proposta de Tarifas – Tensão 230 kV

	Grupo/Modalidade		Tarifas 2008 AN I	Tarifas 2009 AN I	Varição
<b>&gt; 230KV (A1)</b>	Azul				
		DP (R\$/Kw)	4,02	4,49	11,69%
		DFP (R\$/Kw)	-	-	0,00%
		EPS (R\$/MWh)	218,22	243,22	11,46%
		EFPS (R\$/MWh)	132,66	148,29	11,78%
		EPU (R\$/MWh)	196,5	219,11	11,51%
	EFPU (R\$/MWh)	120,05	134,3	11,87%	

Fonte: ANEXO V - Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL

Os aumentos entre 11,51% e 11,75% propostos pela ANEEL causarão um importante impacto na conta de energia elétrica desse grupo de grandes consumidores, da qual faz parte alguma das maiores indústrias do Estado e da qual fará parte os empreendimentos estruturadores previstos para serem implantados no estado.

Propor um aumento diferenciado de tarifa, penalizando o setor produtivo, justamente aquele que, se pretende, prestará maior contribuição para a alavancagem da economia de Pernambuco, não parece uma atitude prudente, podendo sinalizar negativamente para os investidores desses empreendimentos, reduzindo a competitividade do Estado.

Cumpre-nos ainda ressaltar que a Nota Técnica nº 106/2005-SRE/ANEEL, ao tratar do cronograma de realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE, prevê a sua conclusão para 2007:

*Nos termos do Decreto no 4.562, de 31 de dezembro de 2002, da Resolução CNPE no 12, de 17 de setembro de 2002, da Resolução ANEEL no 666, de 29 de setembro de 2002, e do Decreto no 4.667, de 4 de abril de 2003, a ANEEL procedeu, simultaneamente à revisão tarifária periódica da CELPE, à abertura e realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica dessa concessionária, de forma a dar início ao cronograma de retirada gradual dos subsídios cruzados, ao longo do período de 2003 a 2007.*

### Proposta do Governo de Pernambuco

Pelo acima exposto, o Governo de Pernambuco propõe que o **índice de reposicionamento tarifário seja aplicado linearmente** sobre as tarifas vigentes, para todos os níveis de tensão e modalidades tarifárias.



## 7.2 Lastro da Termopernambuco

No amplo debate que se seguiu à Revisão Tarifária Periódica de 2005 da CELPE existe um importante aspecto que somente veio à tona durante as discussões no âmbito da CPI sobre o assunto. Trata-se da questão do volume das vendas de energia feitas pela Termopernambuco que, a luz das próprias regulamentações da ANEEL, estaria se processando de modo irregular. Confirmadas tais irregularidades, cujos efeitos são passíveis de fácil apuração, poderão ocorrer importantes alterações nas tarifas da CELPE.

O problema está vinculado ao lastro físico da Termopernambuco. Técnica e regulatoriamente falando, o lastro de uma usina define a sua real capacidade de produção de energia elétrica, ou seja, a sua energia assegurada, que corresponde ao limite da energia elétrica que a usina está autorizada a comercializar. O lastro de cada usina é por isso, formalmente definido pela ANEEL.

A Termopernambuco é um Produtor Independente de Energia Elétrica, cuja autorização foi concedida pela Resolução ANEEL nº 553, de 15/12/2000, com Capacidade Instalada de 520 MW e Energia Assegurada (Lastro) de 490,6 MW médios. A usina foi liberada para operação comercial pelo Despacho ANEEL nº 398, de 12/05/2004. Na ocasião a Termopernambuco tinha contratado a venda de 455 MW médios, sendo 390 MW médios para a CELPE e 65 MW médios para a COELBA.

Portanto, ao iniciar sua operação comercial em 15/05/2004, a Termopernambuco supostamente estaria atuando de forma regular, faturando a venda dos referidos 455 MW médios, mesmo não gerando de fato toda aquela energia, pois presumivelmente dispunha do lastro (490,6 MW médios) suficiente para isto. Porém, não era verdade.

Ainda no início de 2004, o ONS e a ANEEL tinham verificado que as usinas térmicas participantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT na região Nordeste, inclusive a Termopernambuco, não apresentavam disponibilidades efetivas de geração por falta de gás natural em quantidade suficiente. Por isso, através do ofício nº 020/2004-SFG/ANEEL, de 13/01/2004, a ANEEL determinou que o ONS procedesse a realização de testes de despacho simultâneo das referidas usinas, para fins de comprovação das suas reais disponibilidades de geração.

Pelos testes realizados, o ONS apurou que os limites efetivos de geração nas duas áreas de atendimento de gás no Nordeste eram os seguintes: Área de atendimento da Bahia (englobando as usinas Fafen, Camaçari e Termobahia) – 187 MW; Área de atendimento Pernambuco/Ceará (englobando as UTE's Termopernambuco, Termofortaleza e Termoceará) – 294 MW.

A vista dos resultados, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 40, de 28/01/2004 (Anexo I), publicada no DO de 29/01/2004, estabelecendo critérios para determinação dos limites de disponibilidade de geração e de lastro das usinas térmicas da Região Nordeste pertencentes ao PPT, a serem aplicados no período 2004/2005. Para a área Pernambuco/Ceará a Resolução da ANEEL fixou o limite de 294 MW, a ser distribuído por cada usina proporcionalmente à potência instalada, considerando apenas as unidades geradoras em operação comercial. No caso, este rateio acarretaria para cada usina os seguintes limites, aproximadamente: Termopernambuco – 136 MW; Termofortaleza – 92 MW; Termoceará – 66 MW. Ou, estando a Termoceará fora de operação comercial, os

seguintes limites para as outras duas: Termopernambuco – 176 MW; Termofortaleza – 118 MW.

O Art. 3º da referida Resolução nº 40 estabeleceu textualmente o seguinte: “os montantes de disponibilidade de geração definidos no Art. 2º deverão ser considerados pelo MAE (posteriormente transformado em CCEE-Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) como limites para o lastro dos respectivos contratos de venda de energia registrados”.

Assim, quando a Termopernambuco entrou em operação comercial em Maio de 2004, de acordo com a Resolução nº 40 ela não podia faturar os 455 MW médios que de fato faturou, pois não tinha lastro suficiente para isto. O seu faturamento total tinha de se limitar à parcela que lhe coubesse do rateio dos 294 MW médios que tinha de compartilhar com a Termofortaleza, que ao mesmo tempo já estava faturando 300 MW médios para a COELCE, também sem a correspondente cobertura de lastro.

Do mesmo modo, não tendo condições de gerar ela própria toda aquela energia por falta de gás natural, a Termopernambuco também não podia adquirir no mercado aberto todo o volume de energia que de fato adquiriu para completar contabilmente o seu faturamento, porque pela mesma Resolução nº 40 os seus contratos de comercialização de energia junto à CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica estavam igualmente limitados ao seu lastro.

Em tais circunstâncias, não deixa de ser surpreendente que tanto a CCEE quanto a ANEEL naquele momento não tenham detectado e adotado providências para corrigir a irregularidade que estava ocorrendo.

É importante notar que, ao reconhecer o direito da CELPE de ser ressarcida pelos custos mais elevados da energia comprada à Termopernambuco, conforme antes já mencionada, a ANEEL o fez através do Despacho nº 892, de 08/11/2004 (Anexo II), publicado no DO de 12/11/2004, onde explicitamente consignou a expressão “respeitados os limites de lastro impostos pelas Resoluções ANEEL sobre o assunto...”, o que reforça o entendimento de que a energia a ser considerada no faturamento total da Termopernambuco deveria obedecer ao lastro limitado pela Resolução nº 40. No entanto, não deixa de ser estranhável que, em lugar de detalhar explicitamente que limites eram esses, a ANEEL tenha preferido acrescentar a expressão “...e possíveis desdobramentos que venham a ocorrer”. Seria por acaso a premonição de que algo de novo sobre o assunto estava prestes a acontecer?

Dez dias após a edição do Despacho nº 892, isto é, em 18/11/2004, a Petrobrás, a Termopernambuco e a Termofortaleza assinaram um Termo de Acordo para recomposição dos lastros originais das usinas térmicas do PPT da região Nordeste, pelo qual a Petrobrás se compromete a gerar energia em suas usinas térmicas situadas nas regiões Sul e Sudeste para ser transferida e armazenada nos reservatórios da região Nordeste, de modo a compensar o lastro das usinas que não podiam gerar por conta da falta de gás natural na região Nordeste.

No dia 23/12/2004, através do Despacho nº 1090 (Anexo III), publicado no DO de 24/12/2004, a ANEEL aprovava formalmente os Procedimentos Operativos elaborados pelo ONS e pela CCEE para atender os objetivos do Termo de Acordo, o que na prática reconhecia a sua validade e possibilitava o restabelecimento dos lastros da Termopernambuco e da Termofortaleza, inclusive mediante artifícios que faziam de fato a decisão vigorar com efeito retroativo. Assim, criava-se cobertura legal para o faturamento da Termopernambuco (e também da Termofortaleza) que havia excedido aos limites dos

lastros estabelecidos pela Resolução nº 40, desde a sua entrada em operação em 15/05/2004. Em outras palavras, o Despacho nº 1090, sem revogar explicitamente a Resolução nº 40, criava mecanismo para anular os seus efeitos.

Registre-se como altamente relevante o fato de que, por ocasião do seu depoimento à CPI, no dia 26/10/2007, ao ser indagado pelo Relator sobre a insuficiência de lastro da Termopernambuco para dar suporte ao total do seu faturamento, o Dr. Edvaldo Santana, Diretor da ANEEL, ter respondido prontamente que não havia qualquer irregularidade, justamente por causa do Termo de Acordo celebrado entre a Petrobrás, a Termofortaleza e a Termopernambuco, que garantia este suporte. E foi mais além, afirmando que “se não existisse o Termo de Acordo, o faturamento estaria de fato irregular”.

Porém, não seria com o simples fato da celebração do Termo de Acordo e do seu reconhecimento pela ANEEL que se faria a recomposição do lastro das térmicas de Pernambuco e do Ceará. Certamente haveria necessidade de que fosse gerada energia elétrica em usinas da Petrobrás especificamente para este fim, na quantidade suficiente, e que essa energia fosse transferida para o Nordeste e armazenada nos reservatórios da CHESF dentro das regras estabelecidas nos Procedimentos Operativos elaboradas especialmente para esta finalidade.

No entanto, de acordo com informações oficiais do ONS, até o dia 04/07/2005 nenhum Megawatt-hora fora gerado em usinas da Petrobrás para efeito de recomposição de lastro das térmicas de Pernambuco e do Ceará e nem fora transferido para o Nordeste. Isto quer dizer que até aquela data o Termo de Acordo não havia se tornado efetivo. Era como se não existisse.

Assim, em abril de 2005, na data da Revisão Tarifária Periódica da CELPE, a luz das próprias regras da ANEEL (Resolução nº 40 e Despachos 892/2004 e 1090/2004), uma vez que o Termo de Acordo até então não se tinha tornado efetivo, a Termopernambuco de fato não possuía lastro para vender 455 MW médios mensais (390 para a CELPE e 65 para a COELBA). E esta limitação vinha ocorrendo desde 15/05/2004.

Portanto, o faturamento da Termopernambuco estava se processando irregularmente e a ANEEL não poderia tê-lo considerado na plenitude para o cálculo da Revisão Tarifária da CELPE. Tanto para o período de 15/05/2004 a 29/03/2005, já encerrado, cujos montantes foram incluídos como “componentes tarifários financeiros externos” para cobrança em parcelas nos anos seguintes (2005 a 2008), como para o período tarifário normal da Revisão (2005/2006), para o qual a ANEEL implicitamente assumiu a hipótese de que a Petrobrás iria cumprir o Termo de Acordo que até aquela data não pudera cumprir. Para ambos os períodos, a ANEEL deveria ter limitado a compra de energia pela CELPE à Termopernambuco ao lastro da térmica fixado pela sua própria Resolução nº 40. Se para o futuro a Petrobrás conseguisse viabilizar o Termo de Acordo, então seria fácil acrescentar seus efeitos nos reajustes anuais seguintes.

Em termos práticos, a verdade é que a Petrobrás somente começou a gerar energia elétrica por conta do mencionado Termo de Acordo a partir de 05/07/2005 e assim mesmo em quantidade bastante inferior ao que seria necessário para restaurar o lastro pleno da Termopernambuco e da Termofortaleza. Além disso, a geração continuada para este fim ocorreu somente até o mês de Março de 2006. Desde então, registraram-se apenas alguns espasmos com pequenas gerações nos meses de Junho e Setembro de 2007. Mesmo porque, como é do conhecimento público, a questão do gás natural tornou-se crítica não somente no Nordeste, como também no Sudeste, sobretudo após a crise

decorrente da nacionalização do gás da Bolívia, do que resultou a celebração de um Termo de Compromisso entre a Petrobrás e a ANEEL, em Maio deste ano, pelo qual são reconhecidas as atuais limitações de gás para atender as necessidades de geração de energia elétrica e se estabelece um cronograma para sua regularização até 2011.

Quanto ao Termo de Acordo entre a Petrobrás, a Termopernambuco e a Termofortaleza, cujo período de validade expira-se no próximo dia 31 de Dezembro corrente, verifica-se que pelas circunstâncias não existe a menor condição para a sua prorrogação efetiva.

Em resumo, segundo dados obtidos no site do ONS, as médias anuais de geração da Petrobrás no Sul/Sudeste para fins de recomposição de lastro no Nordeste ficaram muito abaixo dos volumes que seriam necessários, conforme se pode observar nos números a seguir: Ano 2004 – Geração Zero; Ano 2005 – 176,11 MW médios; Ano 2006 – 90,23 MW médios; e Ano 2007 (até Setembro) – 14,14 MW médios.

### **Proposta do Governo de Pernambuco**

De tudo o que foi relatado, e independentemente da Ação Civil Pública que tramita em grau de recurso no Tribunal Regional Federal da 5ª Região, recomenda-se que seja encaminhada por quem de direito denúncia formal ao Tribunal de Contas da União sobre a provável existência das mencionadas irregularidade, solicitando que, mediante auditorias específicas, sejam promovidos pelo Tribunal os necessários levantamentos junto ao ONS – Operador Nacional do sistema, à CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e à ANEEL, para todo o período de 15/05/2004 a 31/12/2007, dos seguintes dados, entre outros que o Tribunal julgar convenientes:

- (a) Faturamento mensal da Termopernambuco contra a CELPE e a COELBA, expresso em energia e em reais;
- (b) Geração mensal efetivamente realizada pela Termopernambuco, em MW médios;
- (c) Aquisição mensal de energia realizada pela Termopernambuco no mercado aberto expressa em energia e em reais, com indicação dos respectivos preços unitários;
- (d) Geração efetiva mensal em usinas da Petrobrás situadas no Sul e Sudeste, especialmente para fins de recomposição de lastro da Termopernambuco e da Termofortaleza e que foi transferida para o Nordeste, expressa em MW médios;
- (e) Saldos líquidos mensais da energia armazenada nos reservatórios do Nordeste para recomposição de lastro das referidas térmicas, apuradas de acordo com os Procedimentos Operativos específicos elaborados pelo ONS e pela CCEE.

Uma vez obtidos esse dados, que seja promovida a apuração, mês a mês, do lastro real disponível para a Termopernambuco, resultante da aplicação das limitações estabelecidas pela Resolução nº 40 e da recomposição proporcionada pelo Termo de Acordo Petrobrás/Termofortaleza/Termopernambuco.

De posse dos lastros efetivamente calculados conforme acima, que a ANEEL promova a sua comparação, dentro de cada período tarifário, com a energia faturada pela Termopernambuco. Em conseqüência, sempre que os lastros forem inferiores ao faturamento, que a ANEEL determine a correção deste em favor das distribuidoras, limitando-os aos correspondentes lastros.

Nestes casos, a energia barata comprada no mercado aberto pela Termopernambuco acima dos seus lastros, para completar os seus contratos, deve ter os seus volumes e respectivos custos estornados e repassados pela CCEE diretamente para as distribuidoras (CELPE e COELBA), aos mesmos preços das operações originais de venda à Termopernambuco, de modo a restaurar o equilíbrio contábil dos suprimentos.

E finalmente, considerando que os custos de compra de energia resultariam mais baixos para as Concessionárias, que a ANEEL promova a devida revisão tarifária extraordinária para repassar aos consumidores os correspondentes ganhos. Observe-se que as Concessionárias não sofrerão qualquer prejuízo, embora as suas tarifas venham efetivamente a ser reduzidas, porque para elas haverá uma redução exatamente igual no montante das suas despesas de compra de energia.

É evidente, porém, que a Termopernambuco sofrerá redução da sua receita no montante equivalente ao que tiver de ser ressarcido aos consumidores, cuja realização deverá ocorrer concomitantemente aos créditos tarifários dos consumidores, nos termos que a ANEEL vier a definir. Entretanto, a rigor, isto não significará nenhuma violência nem efetivamente se pode caracterizar como um prejuízo para a Termopernambuco. Ao contrário, tratar-se-á apenas da correção de um erro que lhe estava proporcionando ganhos ilegítimos.

## 8 ANEXOS

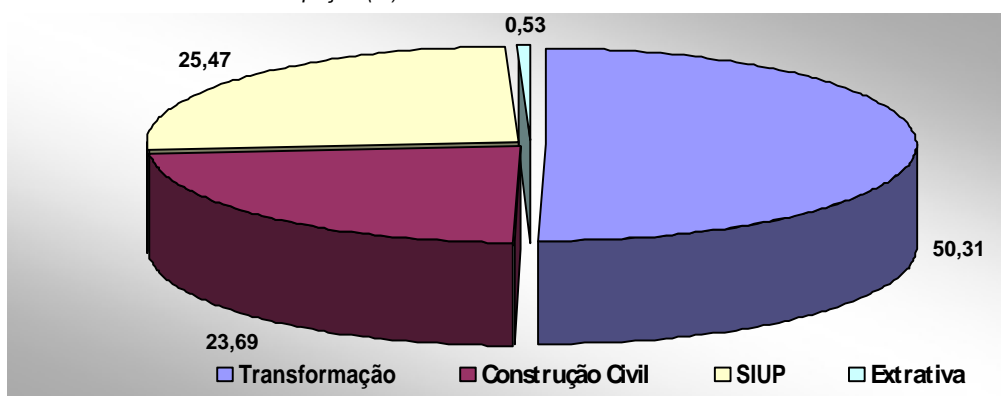
### 8.1 A Economia de Pernambuco

Um dos mais importantes indicadores econômicos de um espaço regional é o Produto Interno Bruto - PIB, que, quando dimensionado pela ótica do produto, representa a geração de valor adicionado a partir das atividades produtivas dos três grandes setores econômicos. O principal componente da economia pernambucana é o setor de **serviços**, responsável por 73,2% do Valor Adicionado Bruto – VAB do Estado (dados de 2006).

Neste setor incluem-se a atividade econômica do setor público e o comércio que representam, aproximadamente, a metade do valor gerado, além dos demais serviços, em sentido estrito, fornecidos pelo setor privado, inclusive os não lucrativos e domésticos.

A **indústria** vem em seguida e responde por 21,6% do VAB estadual, compreendendo as atividades das Indústrias Extrativa Mineral, da Construção Civil, dos Serviços Industriais de Utilidade Pública e da Indústria Transformação, esta última gerando cerca de metade do VAB industrial (Gráfico 1).

Gráfico 8.1 - Participação (%) dos subsetores no VAB da Indústria de Pernambuco



Fonte: Agência Condepe/Fidem – Sistema de Contas Regionais

A **agropecuária** gera 5,2% do VAB estadual e dois terços desse valor decorreram da atividade agrícola.

Em 2006, último ano em que os resultados das Contas Regionais do Brasil estão disponíveis para todos dos estados, a economia de Pernambuco apresentou um PIB de R\$ 55.505 bilhões, representando 17,8% da riqueza gerada na Região Nordeste e 2,34% no Brasil. Em termos regionais mantém-se na segunda posição, inferior apenas a da Bahia, enquanto no âmbito nacional ocupa a 10ª posição. Embora seja uma economia de porte considerável, maior que a boliviana ou a paraguaia, o nível de PIB per capita de Pernambuco é de R\$ 6.528,00, pouco mais da metade desse indicador para o Brasil.

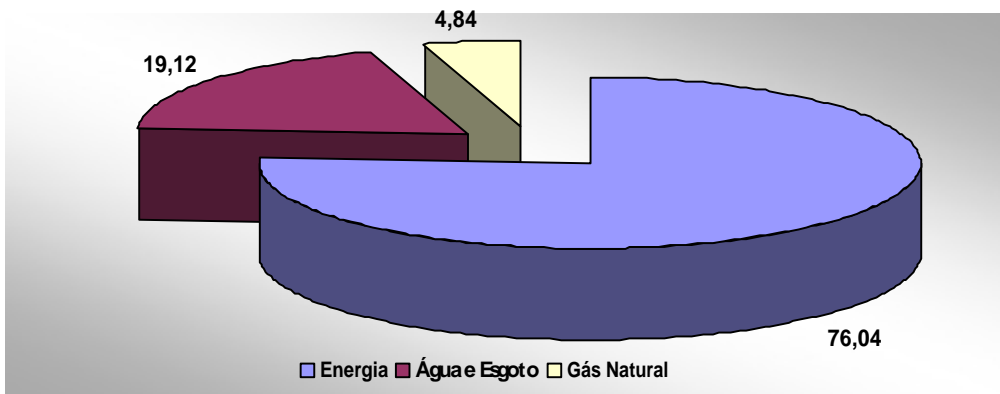
Os estudos conjunturais mostram que o PIB pernambucano, a preços de mercado, cresceu 6,0% e 6,5% nos anos de 2007 e 2008, respectivamente. Números acima do crescimento do PIB nacional, que apresentou resultados de 5,7% e 5,1% nos mesmos anos.

O setor industrial foi o que apresentou o melhor resultado em 2008 com um crescimento de 8,4%, seguido dos Serviços com 6,1% e da Agropecuária com 4,6%, resultados acima do desempenho nacional nos três setores, embora já enfrentado no quarto trimestre os efeitos da crise internacional.

### A Importância do Segmento de Geração e Distribuição de Energia na Economia de Pernambuco

Os *Serviços Industriais de Utilidade Pública* – SIUP representam aproximadamente 25,5% do VAB do setor industrial de Pernambuco (Gráfico1). É nesse subsetor que o segmento de energia está inserido com uma participação de 76,04 % no VAB, vindo em seguida os segmentos de Água e Esgoto e Gás Natural, com respectivamente 19,12% e 4,84% (Gráfico 2).

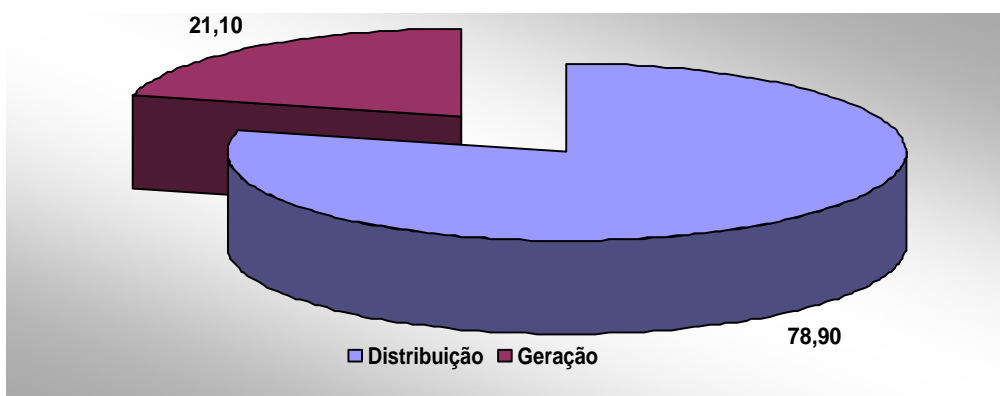
Gráfico 8.2 - Composição (%) do VAB dos Serviços Industriais de Utilidade Pública – SIUP de Pernambuco



Fonte: Agência Condepe/Fidem – Sistema de Contas Regionais

A representação de 76,04% do segmento energia no VAB do SIUP é composta por 21,1% da Geração e por 78,9 % da Distribuição de Energia no estado de Pernambuco (Gráfico 3). Este último representa 15,28% do VAB industrial do estado.

Gráfico 8.3 - Composição (%) do VAB do segmento de energia de Pernambuco



Fonte: Agência Condepe/Fidem – Sistema de Contas Regionais



## 8.2 A Distribuição de Energia Elétrica em Pernambuco

A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no estado é realizada pela empresa CELPE, como função de um serviço de utilidade pública prioritária, através de contrato de concessão, nos termos e condições previstos em regulamentação própria onde está estabelecido que as receitas auferidas sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que serão consideradas nas revisões tarifárias periódicas.

### O Desempenho Econômico-Financeiro da CELPE

Com objetivo de subsidiar o processo de revisão tarifária é importante a análise do desempenho da empresa concessionária, nos últimos seis anos, especialmente pelo fato de serem anos posteriores à privatização da empresa, que ocorreu no ano 2000.

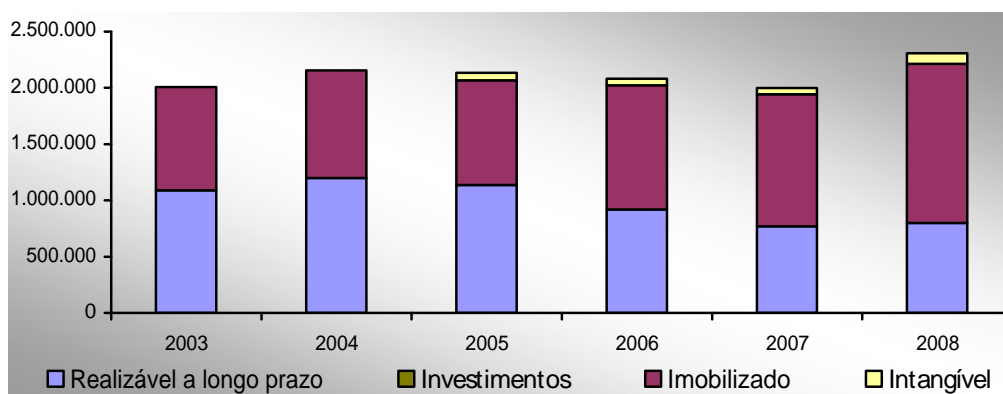
Essa análise foi desenvolvida a partir dos balanços patrimoniais e demais demonstrativos contábeis da empresa, no período 2003-2008.

Na tabela 1, observam-se os principais itens que devem ser considerados em uma análise desse gênero:

#### ATIVO (Gráfico 4):

- A evolução do Ativo Circulante, que duplicou nos anos observados;
- No Ativo não Circulante (Gráfico 4), chama-se atenção o crescimento do Ativo Imobilizado, que é referência para a definição para a Base de Remuneração do Capital na revisão tarifária;

Gráfico 8.4 – Evolução do Ativo não Circulante – 2003 - 2008



Fonte: Balanços Patrimoniais - CELPE

Tabela 8.1 – Dados econômicos e financeiros da CELPE – 2003-2008

Dados Econômico-Financeiros	2003	2004	2005	2006	2007	2008
-----------------------------	------	------	------	------	------	------

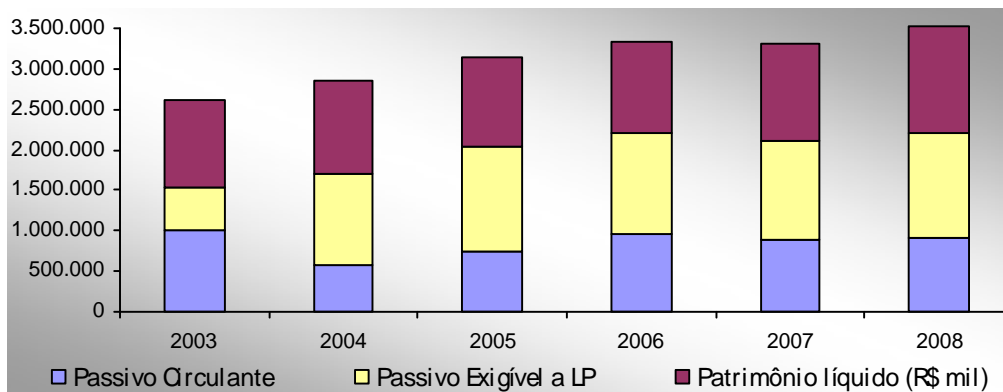
Ativo Circulante	615.222	706.493	1.014.899	1.253.103	1.316.802	1.211.548
Realizável a longo prazo	1.087.658	1.198.712	1.135.108	917.013	770.103	800.163
Investimentos	112	112	189	563	103	103
Imobilizado	917.542	955.337	932.030	1.104.523	1.173.063	1.413.719
Intangível			64.767	57.810	55.583	92.037
Ativo Não Circulante	2.005.312	2.154.161	2.132.094	2.079.909	1.998.852	2.306.022
Ativo Total (R\$ mil)	2.620.534	2.860.654	3.146.993	3.333.012	3.315.654	3.517.570
Passivo Circulante	1.009.088	581.932	736.999	949.921	898.732	904.047
Passivo Exigível a LP	515.047	1.124.444	1.303.982	1.254.892	1.211.438	1.305.260
Patrimônio líquido (R\$ mil)	1.096.287	1.154.166	1.106.012	1.128.199	1.205.484	1.308.263
Passivo Total	2.620.422	2.860.542	3.146.993	3.333.012	3.315.654	3.517.570
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	1.650.241	2.092.859	2.462.656	3.029.906	3.126.862	3.401.521
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	1.185.491	1.397.925	1.477.494	1.867.071	1.988.206	2.214.523
Custos do serviço de energia elétrica	812.635	1.100.323	1.177.032	1.516.500	1.291.480	1.421.605
Custos com energia elétrica	584.497	765.393	752.184	1.017.372	1.000.651	1.136.033
Custos de operação	228.138	334.930	424.848	499.128	290.829	285.572
Custo de serviços prestados a terceiros	6.350	2.987	5.345	5.498	3.637	3.520
Lucro Operacional Bruto	366.506	294.615	295.117	345.073	693.089	789.398
Resultado do Serviço - EBIT (R\$ mil)	180.072	187.432	295.785	334.234	474.465	576.218
Resultado Financeiro (R\$ mil) - Exceto JSCP	-123.997	-72.668	-122.741	-44.900	-40.527	-23.496
Reversão dos Juros sobre o capital próprio (JSCP)	45.453	13.000	62.500	87.000	72.039	75.343
Resultado Operacional	10.622	101.764	110.544	202.334	361.899	477.379
Outros resultados	23.678	-50	-1.888	-3.686	2.426	532
LAIR	34.300	101.714	108.656	198.648	364.325	477.911
Impostos	25.105	25.659	-36.307	-67.846	-124.839	-86.940
LADJA	9.195	76.055	72.349	130.802	239.486	390.971
Reversão dos Juros sobre o capital próprio (JSCP)	45.453	13.000	62.500	87.000	72.039	75.343
Lucro Líquido (R\$ mil)	54.648	89.055	134.849	217.802	311.525	466.314
<b>Indicadores Econômico-Financeiros</b>						
Margem EBITDA	21,02%	19,00%	26,30%	23,00%	29,40%	31,20%
Liquidez Corrente (CP)	0,61	1,21	1,38	1,32	1,47	1,34
Liquidez Geral (LP)	1,12	1,12	1,05	0,98	0,99	0,91
Endividamento de CP (%)	38,51	20,34	23,42	28,50	27,11	25,70
Endividamento de LP (%)	19,65	39,31	41,44	37,65	36,54	37,11
Endividamento Geral (%)	58,16	59,65	64,85	66,15	63,64	62,81
<b>Ações</b>						
Valor Patrimonial por Ação (R\$/ação) ****	15,37	16,18	14,82	15,12	16,16	17,53
Lucro líquido por Ação (R\$/ação) ****	1,37	1,08	1,81	2,92	4,18	6,25
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil)	92.988	18.808	166.004	206.909	295.949	363.534
Dividendos	47.535	5.808	103.504	119.909	223.910	288.191
JSCP	45.453	13.000	62.500	87.000	72.039	75.343

Fonte: Balanços Patrimoniais - CELPE

### PASSIVO (Gráfico 8.5):

- Queda no passivo circulante – obrigações de curto prazo;
- Aumento do Exigível a longo prazo, o que demonstra maior participação de capital de terceiros;
- Aumento do Patrimônio Líquido – recurso dos sócios na empresa, retenções de lucros (reservas) e os lucros não distribuídos.

Gráfico 8.5 – Evolução do Passivo da CELPE – 2003-2008

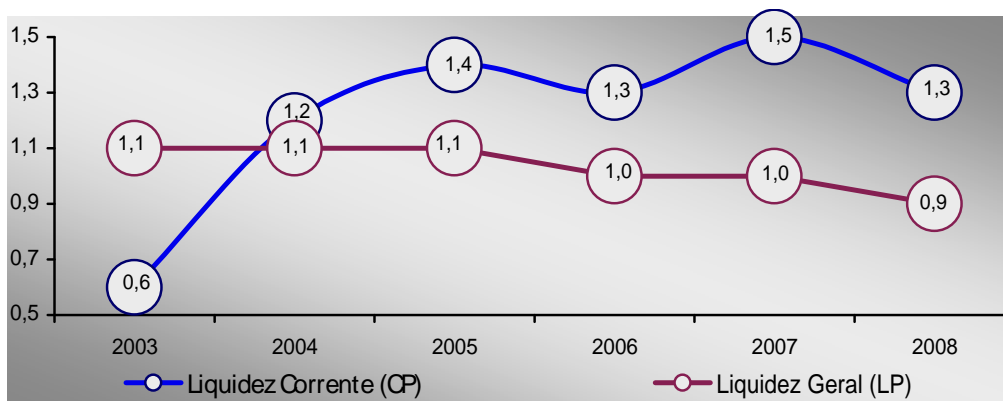


Fonte: Balanços Patrimoniais - CELPE

O Gráfico 8.6 mostra a capacidade de pagamento da empresa, medida pelo Índice de Liquidez, com o índice corrente bem superior ao índice geral, que mantém relativa estabilidade ao longo dos anos estudados:

- Liquidez Corrente = Ativo Circulante / Passivo circulante (capacidade de pagamento no curto prazo)
- Liquidez Geral = Ativo Circulante + Realizável a LP / Passivo Circulante + Exigível LP (Capacidade de Pagemnto no Longo Prazo)

Gráfico 8.6 – Índice de Liquidez corrente e geral da CELPE – 2003-2008



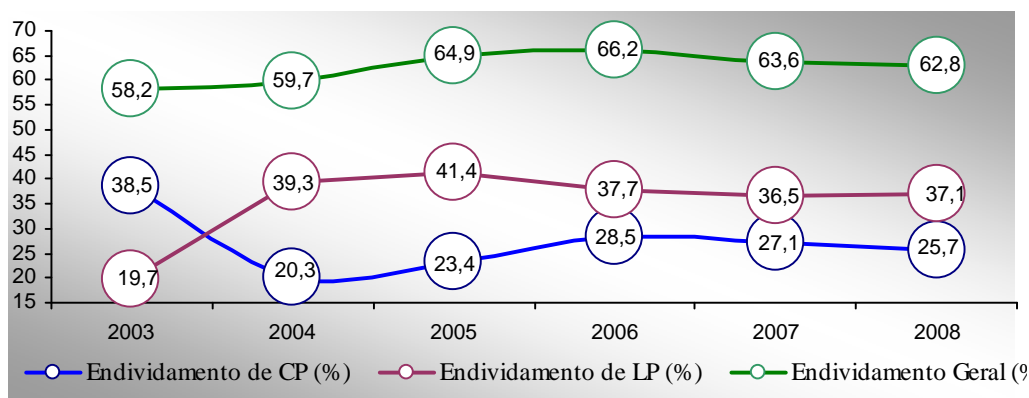
Fonte: Balanços Patrimoniais - CELPE

O Gráfico 8.7 mostra a participação de Capital de Terceiros nos negócios da empresa, tanto no curto quanto no longo prazo.

- Endividamento de Curto Prazo = Capital de Terceiros / Patrimônio Líquido
- Endividamento de Longo Prazo = Capital de Terceiros / Ativo Total

- Endividamento Geral = (Passivo Circulante + Exigível a LP)/Ativo total

Gráfico 8.7 – Índice de endividamento de curto e longo prazo da CELPE – 2003 - 2008



Fonte: Balanços Patrimoniais - CELPE

A tabela 2 apresenta os indicadores de Análise de Eficiência, com destaque para os demonstrados nos gráficos seguintes:

Tabela 8.2 – Demonstrativo Resultados do Exercício da CELPE – 2003 – 2008

(R\$ mil)\*

Receita Operacional Bruta	2.306.627	2.602.282	3.025.521	3.585.057	3.433.529	3.401.521
Receita Operacional Líq.	1.657.022	1.738.194	1.815.190	2.209.163	2.183.199	2.214.523
Custos com Energia	1.135.862	1.368.153	1.446.055	1.794.359	1.418.142	1.421.605
Compra Energia	816.982	951.697	924.103	1.203.779	1.098.790	1.136.033
Custo de Operação	318.880	416.455	521.951	590.580	319.352	285.572
Custos de serv. Terceiros	8.876	3.714	6.567	6.505	3.994	3.520
Lucro Operacional	512.284	366.327	362.569	408.299	761.064	789.398
Resultado do Serviço	251.696	233.055	363.390	395.474	520.998	576.218
Resultado Financeiro	-173.317	-90.356	-150.795	-53.127	-44.502	-23.496
JSCP	63.532	16.164	76.785	102.940	79.104	75.343
Resultado Operacional	14.847	126.534	135.810	239.406	397.392	477.379
Outros resultados	33.096	-62	-2.320	-4.361	2.664	532
LAIR	47.943	126.472	133.490	235.045	400.056	477.911
LADIR	12.852	94.568	88.885	154.768	262.974	390.971
Lucro Líquido	76.384	110.732	165.670	257.709	342.078	466.314
Distribuição de dividendos	129.974	23.386	203.946	244.820	324.974	363.534

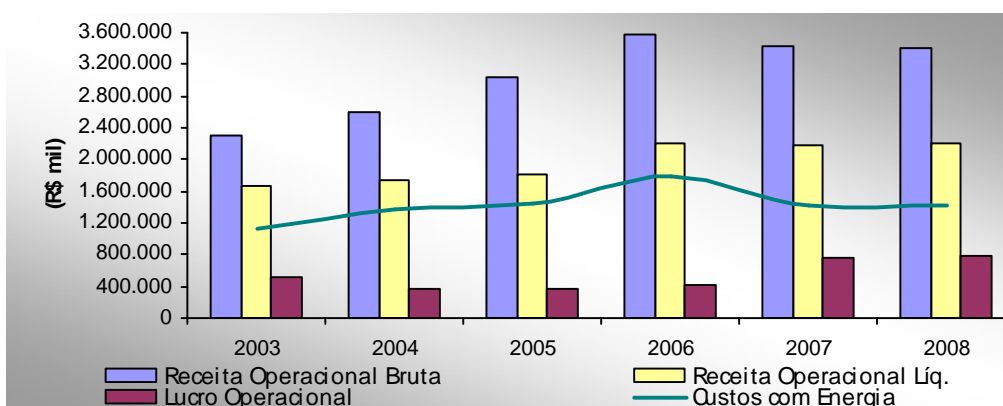
Dividendos	66.442	7.222	127.161	141.879	245.870	288.191
JSCP	63.532	16.164	76.785	102.940	79.104	75.343

Fonte: Balanço Patrimonial da CELPE

\* Valores deflacionados pelo IGP-M (base: dezembro/2008)

Observa-se, conforme o Gráfico 8.8, o crescimento tanto da receita operacional bruta quanto da receita operacional líquida, com os custos em patamar inferior, o que gerou um lucro operacional crescente ao longo do período.

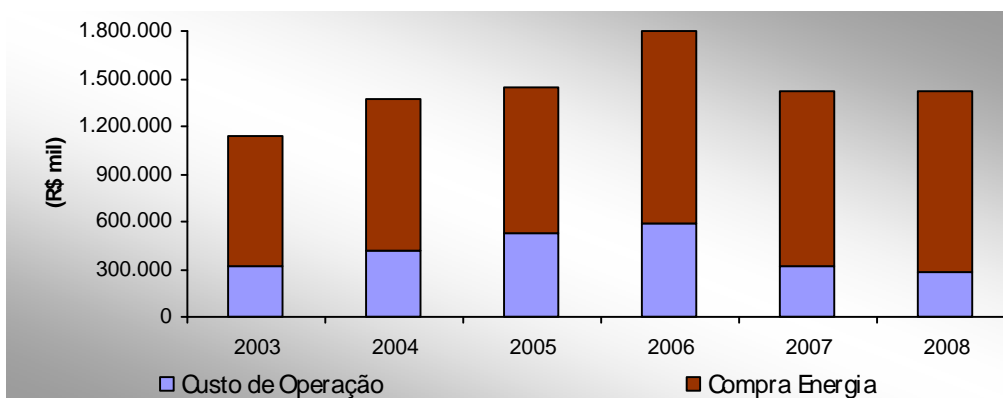
Gráfico 8.8 – Evolução das receitas x custos e lucros da CELPE – 2003 -2008



Fonte: Balanços Patrimoniais da CELPE

Considerando o período estudado, observa-se que a partir de 2006, os custos totais decresceram, tendo como principal redutor os custos operacionais, que são considerados gerenciáveis, caracterizando melhoria no indicador de eficiência da CELPE (Gráfico 9).

Gráfico 8.9 – Evolução dos custos com serviço de energia elétrica da CELPE – 2003 -2008

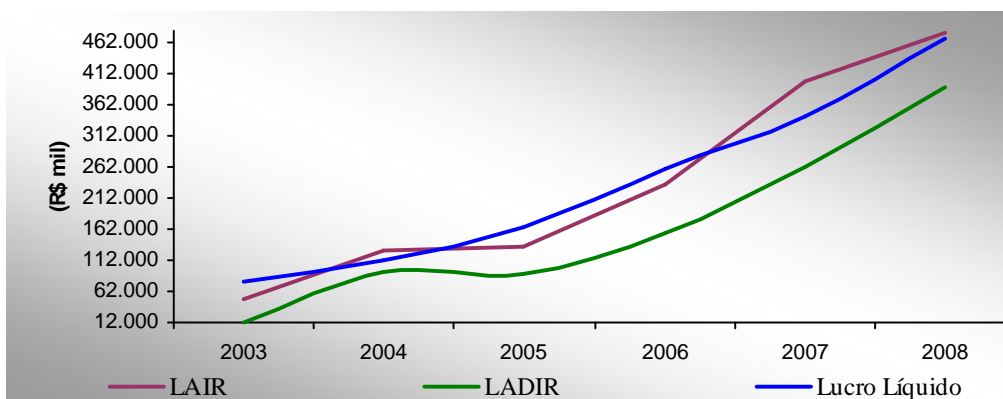


Fonte: Balanços Patrimoniais da CELPE

No que se refere ao lucro do período, conforme o Gráfico 10, infere-se crescimento em todas as categorias: Lucro Antes do Imposto de Renda - LAIR, Lucro Depois do Imposto de Renda - LADIR e no Lucro Líquido.

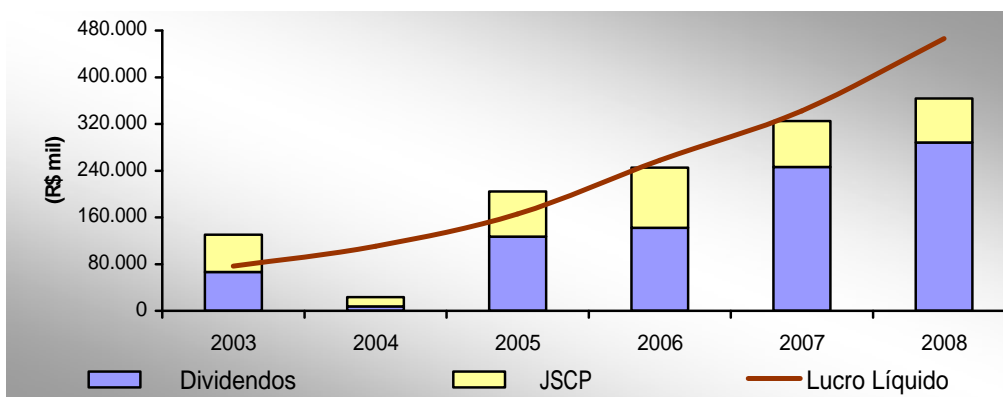
Esse resultado corrobora a observação no Gráfico 7, que demonstra a grande participação de capital de terceiros na operação da distribuidora, confirmado pelo crescimento dos dividendos (parcela do lucro líquido distribuída entre os acionistas).

Gráfico 8.10 – Evolução do lucro da CELPE – 2003 - 2008



Fonte: Balanços Patrimoniais da CELPE

Gráfico 8.11 – Comportamento dos dividendos, juros sobre o capital próprio e lucro líquido da CELPE – 2003 - 2008



Fonte: Balanços Patrimoniais da CELPE

Por se tratar de um assunto tão importante para o setor, o Governo de Pernambuco também solicita que a ANEEL torne a análise das perdas não técnicas o mais transparente possível. Para isto seria necessário detalhar os elementos considerados e



revelar os grupos de comparação e as perdas verificadas de cada distribuidora, assim como divulgar os valores praticados por empresas similares.