Corporate Finance

Laudo de Avaliação

Ampla Energia e Serviços S.A.

Estritamente Privado e Confidencial

28 outubro 2011

ampla
uma empresa endesa brasil

pwc

pwc

28 de outubro de 2011

Atenção: Sr. Julio Panea
Sr. Jaime Iraburu Echavarri
Endesa Latinoamérica S.A.

Prezados Senhores,

A PricewaterhouseCoopers Corporate Finance & Recovery Ltda. ("PwC "), sociedade, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 05.487.514/0002-18, apresenta a seguir o laudo de avaliação ("Laudo" ou "Laudo de Avaliação") de 100% do capital da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Ampla Energia" ou "Empresa"), preparado em conformidade com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº361, de 5 de março de 2002, com as alterações introduzidas pelas instruções CVM nº 436/06, 480/09, 487/10 e 492/11 (em conjunto denominadas "Instruções CVM").

O escopo, objetivo, metodologia, resultados e limitações, assim como as declarações do avaliador estão apresentados a seguir.

Agradecemos a colaboração recebida dos executivos e colaboradores da Ampla Energia e da Endesa Latinoamérica S.A. ("Endesa") durante a realização de nossos trabalhos, assim como a oportunidade de assessorá-los neste projeto.

Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

PricewaterhouseCoopers
Corporate Finance & Recovery Ltda.

Antonio C. Toro

Andréa B. Fuga Vergueiro

Índice

		Página
I	Sumário executivo	1
II	Mercado de atuação	7
II	Informações sobre o avaliador	27
III	Informações sobre a Empresa	36
IV	Anexo	45
	1 – Preço Médio Ponderado das Ações	45
	2 – Valor do Patrimônio Líquido	51
	3 – Fluxo de Caixa Descontado	53
	4 – Múltilplos de Mercado	71
	5 – Transação com a EDP	73
	6 – Relatório dos Analistas	75
	Glossário de termos e abreviações	77
	Limitações de responsabilidade	82

Seção I
Sumário Executivo

Sumário Executivo

PRINCIPAIS INFORMAÇÕES E CONCLUSÕES

A Ampla Energia está localizada no Estado do Rio de Janeiro, na cidade de Niterói, e atua na distribuição de energia elétrica de 66 municípios (65 no estado do Rio de Janeiro e 1 no estado de Minas Gerais). A Empresa distribuiu mais de 5.0 GWh no primeiro semestre de 2011 e atendeu a mais de 2.3 milhões de clientes.

A Empresa tem suas ações listadas na BM&FBOVESPA, com o código CBEE3 – ON, e é indiretamente controlada pela Endesa.

No dia 5 de agosto de 2011, a Empresa anunciou que a Endesa e a EDP Energias de Portugal S.A. ("EDP") celebraram, em 4 de agosto de 2011, um Contrato de Compra de Ações no qual a Endesa (diretamente ou através de suas subsidiárias) se comprometeu a adquirir a participação total da EDP na Ampla Energia (a qual era de 7,70%).

No dia 4 de outubro de 2011, após terem sido obtidas as autorizações regulatórias às quais a transação estava sujeita, a operação de compra foi finalizada entre as partes. O montante pago à EDP foi de EUR 76.0 milhões. A consumação desta transação implica a obrigatoriedade da Endesa realizar Oferta Pública de Aquisição de Ações ("OPA") para os 0,36% restantes do capital da Empresa que são negociados na BM&FBOVESPA.

Neste contexto, fomos contratados pela Endesa para elaborar este Laudo, que tem como único objetivo dar suporte à administração da Endesa ("Administração") no seu processo de definição de preço a ser ofertado na OPA.

Nosso trabalho incluiu o cálculo do valor da totalidade do capital próprio da Empresa ("Capital Próprio") e respectivo valor unitário das ações ("Ações") utilizando as seguintes metodologias:

I – Preço Médio Ponderado das Ações;

II – Valor do Patrimônio Líquido;

III – Valor Econômico;

IV – Outras metodologias - Transação com EDP

Sumário Executivo

CONCLUSÃO

Com base nos resultados demonstrados abaixo, concluímos que, para a data do Relatório, o valor das Ações encontra-se dentro do intervalo de R$ 1,02 / mil ações e R$ 1,12/ mil ações, cujo ponto médio é de R$ 1,07 / mil ações.

	Preço por ação (em R$/mil ações)		
Metodologia	**min.**	**máx.**	
Preço Médio Ponderado das Ações	1,34	1,67	
Valor do Patrimônio Líquido	0,40	0,44	
Fluxo de Caixa Descontado	1,02	1,12	Metodologia adotada.
Múltiplos de mercado	0,38	0,40	
Transação com a EDP	0,57	0,57	

	Capital Próprio (em milhões de R$)		
Metodologia	**min.**	**máx.**	
Preço Médio Ponderado das Ações	5.266	6.549	
Valor do Patrimônio Líquido	1.586	1.722	
Fluxo de Caixa Descontado	4.006	4.406	Metodologia adotada.
Múltiplos de mercado	1.507	1.578	
Transação com a EDP	2.200	2.200	

Nosso trabalho não considerou a utilização de qualquer ajuste que poderia ser aplicado ao valor das Ações em função dos direitos de diferentes classes de Ações, controle ou posição minoritária, liquidez das ações, entre outras questões similares. No entanto, as cotações das Ações na bolsa de valores podem refletir estas questões.

Sumário Executivo

CRITÉRIOS ADOTADOS E PRINCIPAIS PREMISSAS

I – Preço Médio Ponderado das Ações

Calculado com base nos preços de fechamento diários de negociação das ações da Ampla Energia no mercado aberto, extraídos do Bloomberg, ponderados pelo volume negociado a cada dia.

Os períodos de análise definidos nas Instruções CVM são:

- entre a data 05/08/10 e 04/08/2011, período que corresponde a 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data de publicação do fato relevante; e
- entre a data de publicação do fato relevante (05/08/2011) e o dia 28/10/2011.

Entendemos que o baixo volume de ações em free float, aliado à baixa liquidez destas ações, torna esta metodologia pouco significativa na definição do valor do Capital Próprio.

II – Valor do Patrimônio Líquido

Calculado com base nas informações das últimas demonstrações financeiras enviadas pela Empresa à CVM, relativas a 30 de junho de 2011 e, para efeito de comparação, com base nas últimas demonstrações financeiras auditadas, relativas a 31 de dezembro de 2010.

Este método não considera o valor de mercado dos ativos e passivos da Empresa, nem eventuais ativos intangíveis ou perspectivas de rentabilidade das mesmas, tornando-o inadequado para definição do valor do Capital Próprio.

III – Valor Econômico

O valor econômico de uma empresa é dado pela perspectiva de rentabilidade futura que tal empresa apresenta a seus acionistas. Normalmente o valor econômico é calculado utilizando-se o método do Fluxo de Caixa Descontado ("FCD"), ou o método de Múltiplos de Mercado ("Múltiplos").

III a – Fluxo de Caixa Descontado

O método do FCD consiste em estabelecer um conjunto de premissas operacionais que são utilizadas para calcular os fluxos de caixa futuros esperados. O valor da empresa é então igual à soma dos valores presentes dos fluxos de caixa previstos, descontados a uma taxa que remunere adequadamente os investidores, tendo em vista os riscos do negócio.

As projeções operacionais foram fornecidas pela Administração, baseadas nas revisões mais recentes disponíveis do orçamento da Empresa. Estas projeções consideram o período entre o segundo semestre de 2011 e o final de 2021.

Sumário Executivo

A perpetuidade foi calculada com base nos fluxos de caixa projetados para 2022, com crescimento equivalente à inflação projetada de longo prazo mais 1,5% a.a. de crescimento real.

As taxas de desconto foram calculadas em reais correntes utilizando-se a metodologia WACC resultando em 9,66% a.a., sendo realizadas sensibilidades 0, 15 ponto percentual para cima e para baixo.

III b – Múltiplos de mercado

A avaliação por Múltiplos consiste em estimar o valor de uma empresa em função das relações entre valor de mercado e indicadores financeiros ou operacionais de empresas comparáveis à analisada.

Foi considerado o múltiplo de EV/EBITDA de mercado para a data-base de 30/06/11, considerando a Eletropaulo, a Equatorial e a Coelce, empresas essencialmente distribuidoras e cujas ações têm liquidez no mercado.

Dado o nível de eficiência operacional da Ampla Energia encontrar-se abaixo dos níveis das empresas utilizadas como comparáveis, a aplicação de múltiplos não captura a expectativa da Administração de melhoria destes índices, gerando assim resultados inferiores aos identificados nas outras metodologias, inclusive inferior a metodologia de Valor do Patrimônio Líquido. Desta forma, entendemos que a aplicação de múltiplos neste caso é inadequada para definição de valor do Capital Próprio.

IV – Outra metodologia - Transação com EDP

No dia 05 de agosto de 2011 a EDP vendeu para a Endesa 7,70% do capital social da Ampla Energia. O valor total da operação foi de EUR 76 milhões.

Apesar de ser uma transação entre partes não-relacionadas, o valor da transação foi significativamente diferente do obtido com a aplicação das demais metodologias. Desta forma, desconsideramos este parâmetro na definição do valor do Capital Próprio.

TAXA DE DESCONTO

As taxas de desconto foram calculadas em reais correntes utilizando-se a metodologia WACC resultando em 9,66% a.a. para a Empresa. Adicionalmente, foi feita uma análise de valores utilizando variações de 0,15 ponto percentual para cima e para baixo. As premissas utilizadas no cálculo estão apresentadas no Anexo 3 deste Laudo.

Sumário Executivo

MÉTODO DE AVALIAÇÃO ESCOLHIDO

Conforme descrito anteriormente, entendemos que no caso da Ampla Energia o método de Fluxo de Caixa Descontado é o adequado para a determinação do valor das Ações. Desta forma, para indicação do intervalo de valores aplicáveis, utilizamos a variação de 0,15 ponto percentual sobre a taxa de desconto adotada no cálculo do valor presente dos fluxos de caixa, respeitando o intervalo permitido pelas Instruções CVM de 10% sobre o valor máximo indicado.

CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO MAIS ADEQUADO NA DEFINIÇÃO DO PREÇO JUSTO E RAZÕES PARA ESCOLHA DESTE CRITÉRIO

Consideramos que, para os fins a que esta análise se destina, o método mais adequado para definição do preço justo é o do FCD, uma vez que este método é o que melhor reflete os resultados futuros da Empresa, com base nas informações disponibilizadas por de seus administradores, em linha com seus planos de negócios e orçamentos. Adicionalmente o FCD considera a situação específica da empresa analisada, incluindo suas perspectivas de melhorias, expectativas de crescimento e riscos do negócio.

Seção II
Mercado de atuação

Mercado de atuação

O ambiente institucional

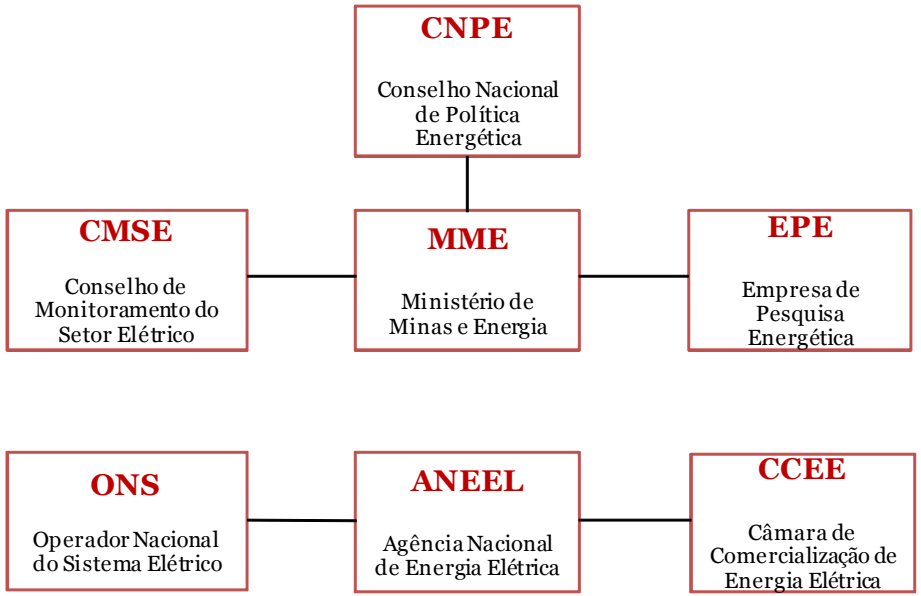
A Constituição Federal brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações.

A Lei das Concessões estabelece as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com regulamento vigente do setor elétrico.

Em 1997, com o intuito de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica, foi criado o CNPE ("Conselho Nacional de Política Energética").

O Ministério de Minas e Energia, ("MME"), é o principal órgão do setor energético brasileiro, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal e tendo como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor.

Respeitada a competência do MME, o setor elétrico brasileiro é regulado também pela ANEEL, que regula e fiscaliza o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME.



Mercado de atuação

Números gerais do setor para 2011/2010

A estrutura do sistema elétrico nacional compreende os sistemas de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica e cobre 99% do território nacional.

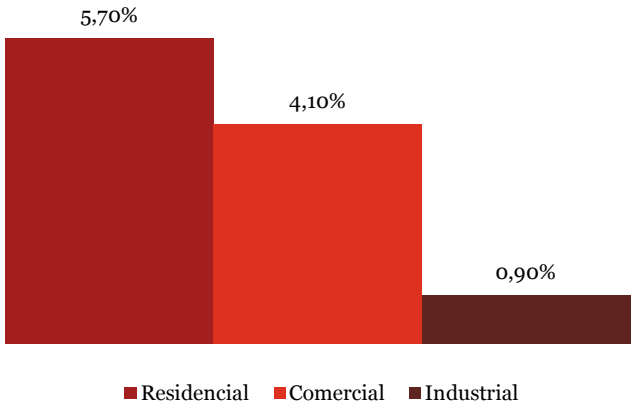
O crescimento da economia brasileira e a intensificação das atividades industriais estimularam o crescimento da demanda por energia. Com isso, a distribuição de energia atendeu um consumo total de energia elétrica de 419.563 GWh, o que significa um acréscimo de 8,0% na comparação com o ano anterior.

De janeiro a junho de 2011, o crescimento foi generalizado em todas as categorias de consumidores, apresentando destaque para o comércio e o setor de serviços com taxa de crescimento na ordem de 5,7%, seguido pelo segmento residencial com 4,1% de crescimento e o segmento industrial com uma alta de 0,9%.

No Programa de Aceleração do Crescimento ("PAC") o setor é contemplado e estavam previstos R$ 189,2 bilhões em investimentos a partir de 2011, dos quais R$ 65,9 bilhões seriam para geração de energia, concentrados sobretudo na região Norte do país. A expectativa é de que o total de potência disponível no Sistema Interligado Nacional ("SIN") alcance 665.967 MWh em 2011 (+2,2%/2010), sinalizando as novas usinas em operação. Vale ressaltar que a partir de 2011, o estado do Rio de Janeiro contará com sua primeira usina eólica.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), a carga de energia instalada no acumulado de 2011 (até julho), apresentou 389.953 MW médios, um acréscimo de 2,9% frente ao mesmo período de 2010. Este crescimento é explicado pelos inúmeros investimentos no segmento, permitindo assim, a intensificação das atividades industriais.

Crescimento no consumo de energia elétrica no Brasil
1º semestre de 2011

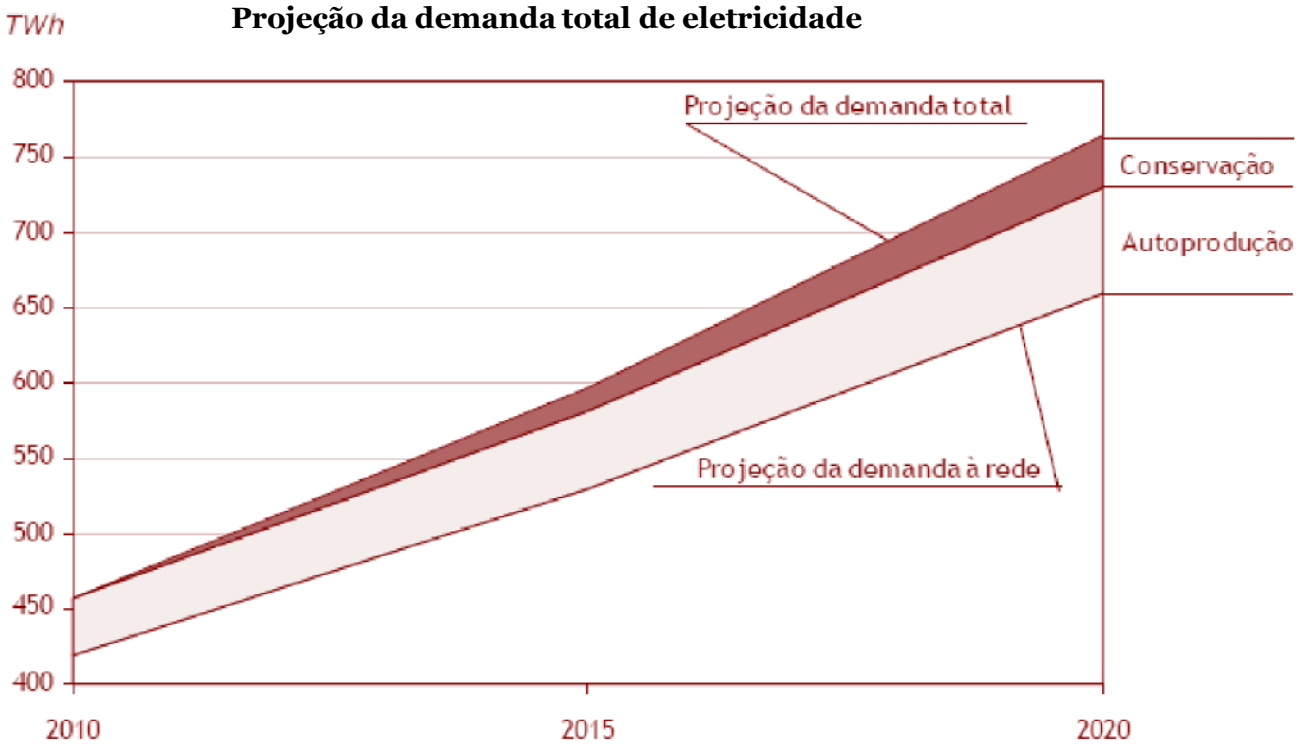


Mercado de atuação

O consumo total de energia no Brasil

O consumo total de energia é composto pelo consumo da rede, de autoprodução e de conservação. A EPE efetuou a projeção da demanda total por consumo de energia para cada item, conforme gráfico abaixo.

Projeção da demanda total de eletricidade



Fonte: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020) / Nota Técnica DEA 03/11, elaborado pela EPE.

Mercado de atuação

A autoprodução é aquela que corresponde à geração local de energia elétrica para suprimento no próprio site da unidade consumidora, sem utilização da rede elétrica de concessionárias de distribuição e/ou transmissão.

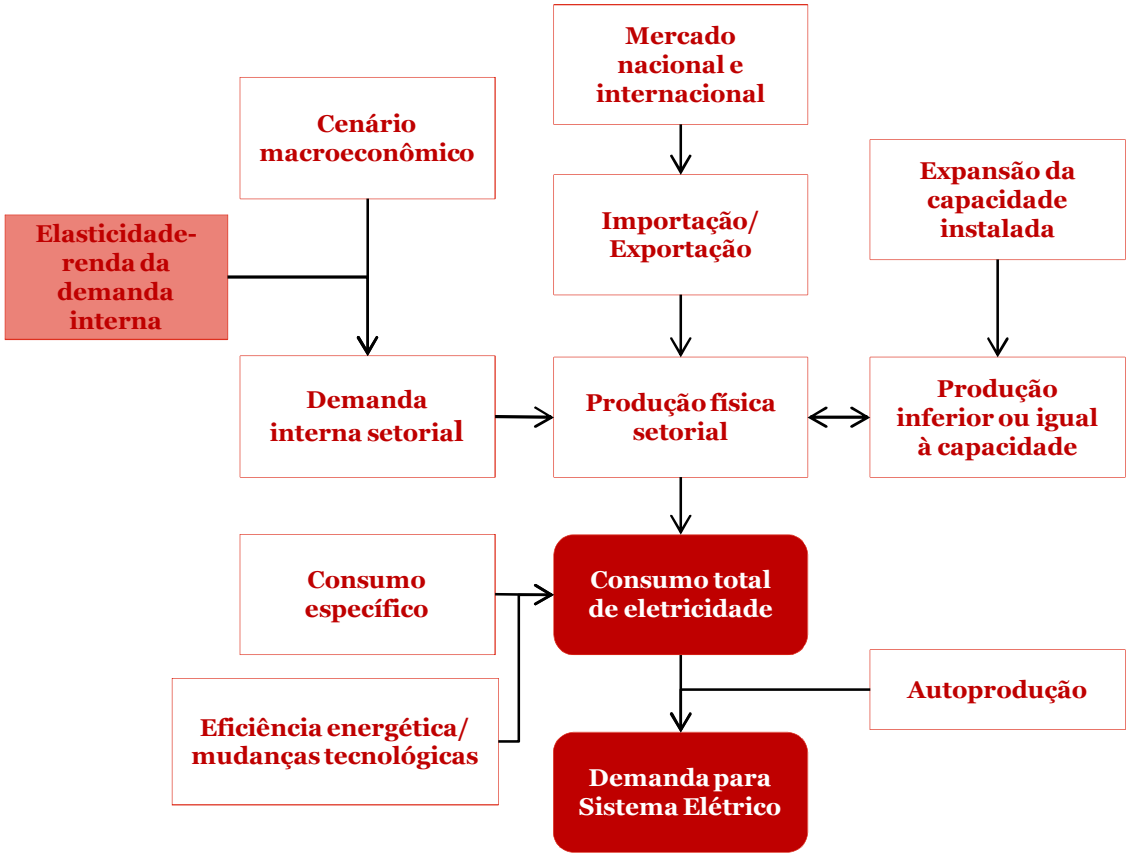
Conforme demonstrado no gráfico anterior, a parcela de autoprodução incorpora atualmente um percentual expressivo da demanda total por energia elétrica (8,0% do consumo total de 2010). Esta parcela decorre em grande parte de segmentos industriais que utilizam resíduos do processo produtivo como combustível em usinas de cogeração. É o caso dos segmentos de siderurgia, papel e celulose, petroquímico e do sucroalcooleiro. Conforme análises feitas pela EPE, a autoprodução de eletricidade experimentou crescimento acelerado nos últimos dez anos e tem grande potencial de expansão para a próxima década. A projeção da EPE é de uma taxa média de crescimento de 6,6% ao ano, partindo de 37 TWh em 2010 e atingindo 71 TWh em 2020, o equivalente a 10% do consumo total de eletricidade consumida.

O restante do consumo, isto é, aquele que não é suprido por autoprodução, é atendido pela rede (de transmissão e distribuição) do Sistema Elétrico Brasileiro ("SEB") e é denominado, simplesmente, de consumo na "rede". É nesta parcela em que está inserida a Ampla Energia. A projeção de demanda para consumo da rede é calculada pela EPE através da diferença entre a demanda total projetada (que é mensurada em função da previsão da produção física dos segmentos industriais) menos a respectiva parcela de autoprodução destes consumidores. Já o termo adicional apresentado como Conservação corresponde à variação no consumo de energia elétrica em decorrência da eficiência na geração, transmissão e distribuição por parte das empresas integrantes do SEB e também na eficiência da utilização de energia por parte dos consumidores finais. Conforme indicado pela EPE no gráfico acima, é esperado um aumento na eficiência do tratamento e no uso da energia nos próximos anos, o que está em linha com as políticas de promoção do racionamento de energia do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

Em relação ao consumo na rede, a classe comercial é a que apresenta maior crescimento no período 2010-2020, de 6,0% ao ano, seguida da classe residencial (4,5% ao ano) e da classe industrial (4,4% ao ano). Ressalte-se, porém, que enquanto o consumo industrial na rede cresce em média 4,4% ao ano, a autoprodução aumenta a um ritmo de 6,6% ao ano, fazendo com que o consumo industrial total de eletricidade cresça, em média, a 4,8% ao ano.

Mercado de atuação

Resumo do racional da projeção do consumo de eletricidade utilizado pela EPE



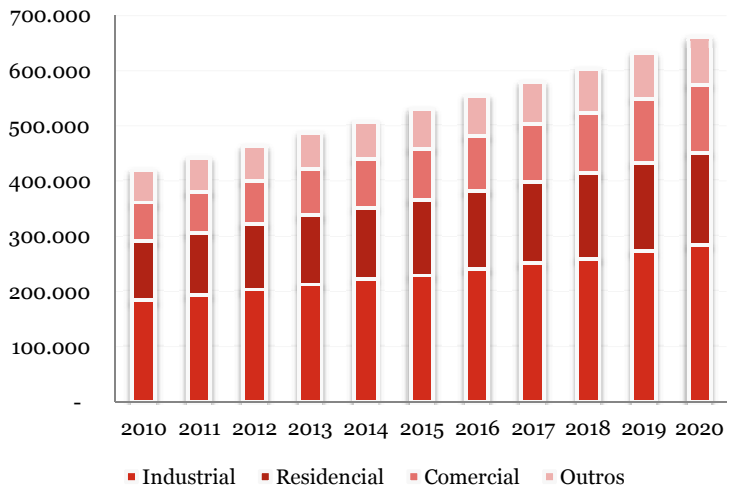
Mercado de atuação

Projeção do consumo na rede para os próximos anos no Brasil

A Lafis prevê para 2011 a manutenção da expansão econômica, porém num menor patamar de crescimento quando comparado à evolução do PIB observado em 2010, com avanço de 4,4% do PIB. Espera-se que essa expansão seja impulsionada pela manutenção do crescimento do rendimento médio e da massa salarial, além da expansão do nível de ocupação da economia brasileira, o que deve favorecer a expansão do setor de energia. Por outro lado, um ponto que deve arrefecer o crescimento econômico em 2011 é o conjunto de ações representados pelas políticas macro prudenciais, além do novo ciclo de aperto monetário que o Governo Federal vem promovendo.

Com base na alta correlação entre consumo e nível de atividade econômica, a EPE projetou os números de consumo de energia até 2020 por setor, por classe e por região. Seguem apresentadas as projeções calculadas pela EPE para todo o País.

Projeção do consumo de energia



Brasil - Consumo de eletricidade na rede — Em GWh

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2010	107.160	183.743	69.086	59.027	419.016
2011	112.690	193.437	74.102	61.210	441.439
2012	118.801	202.390	78.933	63.464	463.588
2013	124.274	212.718	83.529	65.780	486.302
2014	129.889	221.501	88.360	68.207	507.958
2015	135.682	229.870	93.495	70.723	529.769
2016	141.619	240.452	98.903	73.327	554.301
2017	147.719	250.989	104.629	76.025	579.362
2018	153.939	259.458	110.660	78.818	602.875
2019	160.346	272.080	117.052	81.711	631.190
2020	166.888	283.707	123.788	84.709	659.092
Variação (% ao ano)					
2010-2015	4,8	4,6	6,2	3,7	4,8
2015-2020	4,2	4,3	5,8	3,7	4,5
2010-2020	4,5	4,4	6,0	3,7	4,6

Fonte: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020) Nota Técnica DEA 03/11, elaborado pela EPE.

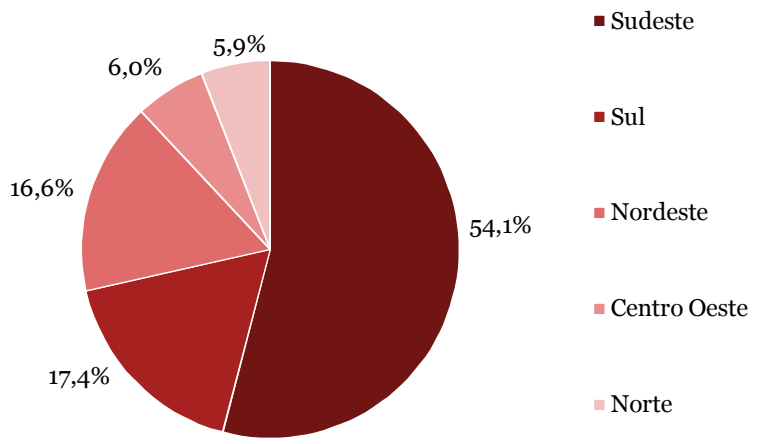
Mercado de atuação

Análise do consumo na rede de energia por regiões

Conforme divulgado pela Lafis, no primeiro semestre de 2011 a região sudeste apresentou a maior demanda de energia nacional, que foi de 114.517 GWh e representou uma alta de 2,8% sobre igual período de 2010. Na segunda colocação encontra-se a região Sul, com 36.865 GWh consumidos. Em seguida, o Nordeste apresenta uma demanda de energia de 35.103 GWh que poderia ser ainda maior, segundo analistas da Lafis, se a região não tivesse sofrido os impactos do apagão do início de fevereiro. O Centro Oeste, por sua vez, com 12.799 GWh no mesmo período, apresentou um crescimento de 6,9% e na região Norte, o consumo cresceu 7,3% (12.524 GWh).

De acordo com a EPE, em termos projeção da demanda por energia até 2020, o subsistema que apresenta maior taxa de crescimento é o Norte. Isto decorre do efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, principalmente, da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, prevista para janeiro de 2013. Desconsiderando-se a interligação, o crescimento médio anual do consumo no subsistema Norte, no período 2010-2020, seria de 7,6% em lugar de 9,3%.

Consumo regional de energia
1ºsemestre de 2011



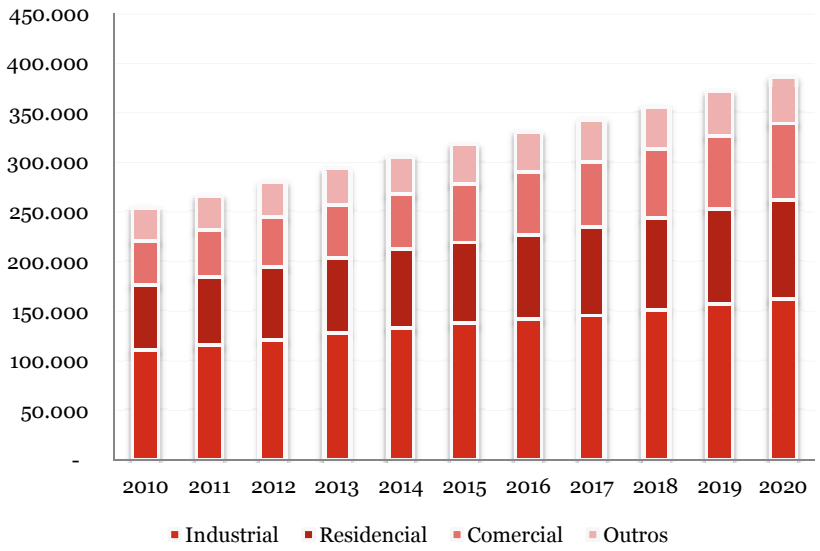
Fonte: Lafis, 2011

Mercado de atuação

Projeção do consumo na rede para os próximos anos na região Sudeste

De acordo com a EPE, a demanda por energia na região em que está localizada a Ampla Energia deve crescer a 5,0% ao ano no período de 2010 a 2020. Os detalhes por setor e por prazos estão apresentados abaixo.

Projeção do consumo de energia - região Sudeste



Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2010	65.846	110.755	44.148	33.050	253.798
2011	69.291	115.526	47.158	34.179	266.154
2012	72.925	121.449	50.249	35.351	279.974
2013	76.032	127.779	53.087	36.557	293.454
2014	79.191	132.927	56.075	37.800	305.993
2015	82.413	137.246	59.226	39.082	317.967
2016	85.697	141.479	62.550	40.404	330.130
2017	89.062	145.932	66.067	41.770	342.831
2018	92.497	150.836	69.779	43.179	356.291
2019	96.010	156.592	73.702	44.634	370.938
2020	99.584	161.898	77.830	46.135	385.447
Variação (% ao ano)					
2010-2015	4,6	4,4	6,1	3,4	4,6
2015-2020	3,9	3,4	5,6	3,4	3,9
2010-2020	4,2	3,9	5,8	3,4	4,3

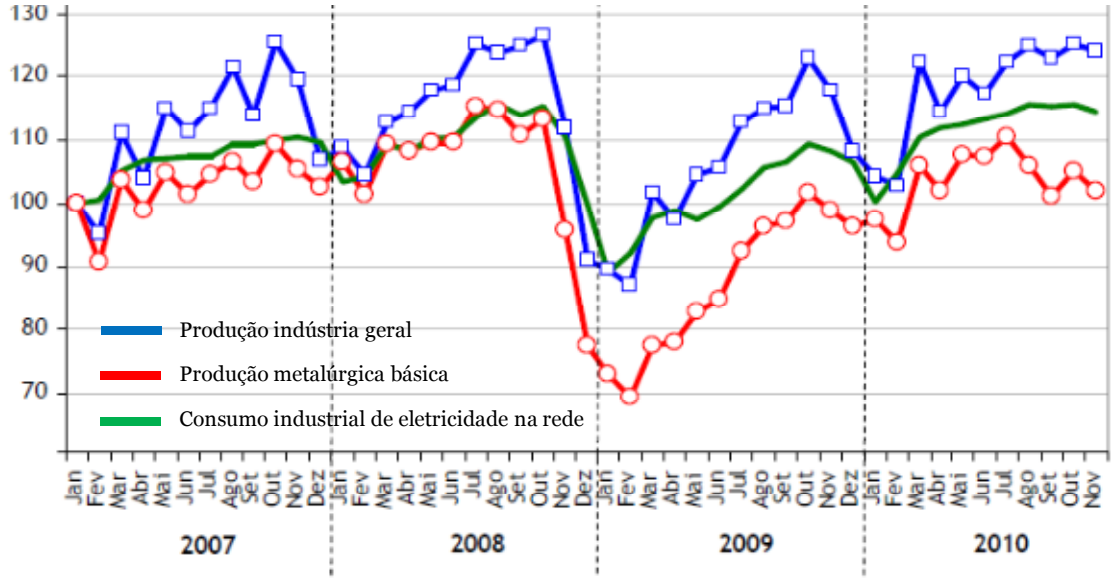
Fonte: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020) Nota Técnica DEA 03/11, elaborado pela EPE.

Mercado de atuação

Relação entre demanda por energia na rede [1] com a produção industrial

Segundo a EPE, verificou-se a queda registrada no consumo industrial em 2009 (-7,7%) como consequência da crise financeira internacional, e a posterior recuperação ao longo de 2010 (crescimento de 10,6%). A queda da produção industrial no Brasil a partir dos dois últimos meses de 2008, que se aprofundou até fevereiro de 2009, foi acompanhada por queda equivalente no consumo industrial de energia elétrica. A partir de março de 2009, iniciou-se o processo de recuperação da economia com reflexos positivos na retomada da produção industrial e do consumo de eletricidade na indústria. Já o consumo residencial de energia elétrica manteve um ritmo de expansão elevado durante todo o período de 2008 a 2010.

Brasil - Produção física industrial e consumo de eletricidade
Número índice: base janeiro 2007 = 100



O segmento industrial de metalurgia básica, que tem importante componente exportador, foi fortemente afetado pela crise internacional, em especial o segmento siderúrgico.

A queda, em 2009, do consumo industrial de eletricidade no SIN foi maior no subsistema Sudeste/CO (-8,8%), seguido dos subsistemas Nordeste (-7,8%), Sul (-6,0%) e Norte (-3,6%).

Em 2010, a recuperação do consumo industrial foi de 12,8% no Sudeste/CO, de 8,4% no Nordeste, de 9,7% no Sul e de 3,9% no Norte.

[1] Não considera a demanda energética fora da rede (Autoprodução e Conservação).

Fonte: IBGE e EPE, elaborado pela EPE.

Mercado de atuação

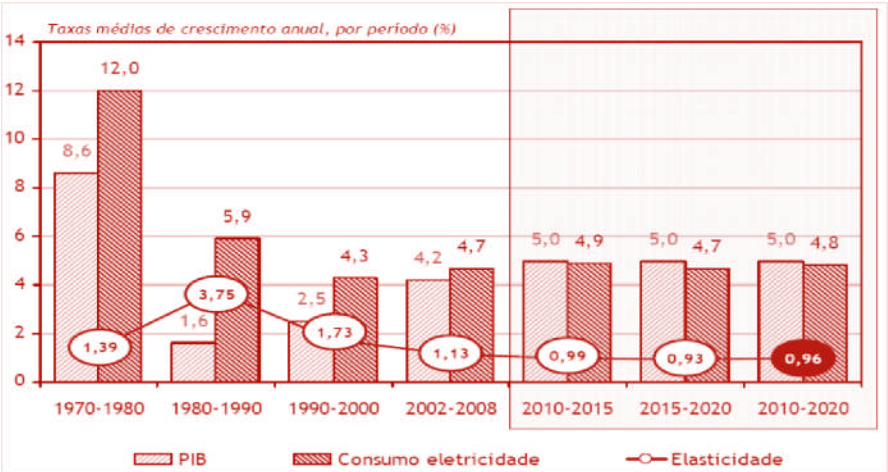
Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica e nível da intensidade energética na economia

Com relação à elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, a EPE entende que, mantidas as demais condições para o período considerado, a elasticidade tende a assumir valores superiores para cenários econômicos de menor crescimento do PIB e valores inferiores para cenários de maior expansão da economia. Por outro lado, a elasticidade não pode ser analisada pontualmente em um determinado ano e, em casos extremos, como sejam o de um crescimento do PIB próximo de zero em determinado ano ou o de um decréscimo do consumo, a elasticidade perde o sentido.

Segundo dados do IBGE, historicamente, a elasticidade entre o crescimento da demanda e o PIB, tem sido superior a 1, que é uma característica comum entre os países em desenvolvimento. Na medida que a economia do país se desenvolve, esta elasticidade tende a se aproximar de 1. Para os anos projetados de 2010-2015 o EPE calcula uma elasticidade de 0,99.

A tabela e o gráfico abaixo consideram a projeção do consumo total de energia (energia na rede, autoprodução e conservação) assim como os valores médios da elasticidade-renda resultantes, por quinquênio, e valores anuais da intensidade elétrica da economia.

Evolução da elasticidade-renda no consumo de eletricidade



Ano	Consumo (TWh)	PIB (R$ bilhões de 2008)	Intensidade (kWh/R$ 2008)
2010	456,5	3.200	0,143
2015	581,2	4.084	0,142
2020	730,1	5.212	0,140

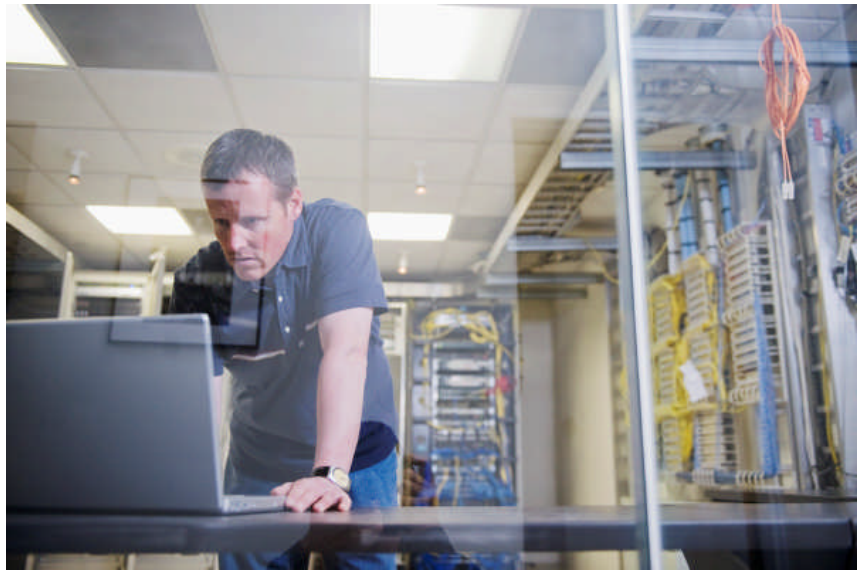
Período	Consumo (var.% dia a.a.)	PIB (var.% a.a.)	Elasticidade
2010-2015	4,9	5,0	0,99
2015-2020	4,7	5,0	0,93
2010-2020	4,8	5,0	0,96

Fonte: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020)
Nota Técnica DEA 03/11, elaborado pela EPE.

Mercado de atuação

No gráfico anterior, verificam-se valores para a elasticidade-renda do consumo de eletricidade decrescentes de forma consistente ao longo do tempo e inferiores a 1. Verifica-se também que a intensidade elétrica projetada da economia decai no período. Isto significa que a economia torna-se mais eficiente no uso da energia elétrica, consumindo menos eletricidade por unidade de valor adicionado.

Os analistas da EPE inferem, considerando o cenário apresentado, um crescimento continuado da renda per capita nacional e do consumo per capita de eletricidade, concomitantemente com uma redução gradual da intensidade elétrica da economia.



Mercado de atuação

Formas de Comercialização de Energia Elétrica

As operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois segmentos de mercado que operam no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):

– Ambiente de Contratação Regulada (ACR) no qual as distribuidoras adquirem energia para atender os seus consumidores cativos, por meio de licitações reguladas pela ANEELe operacionalizadas pela CCEE.
– Ambiente de Contratação Livre (ACL) no qual os Consumidores Livres e comercializadoras de energia elétrica negociam contratos de energia livremente.

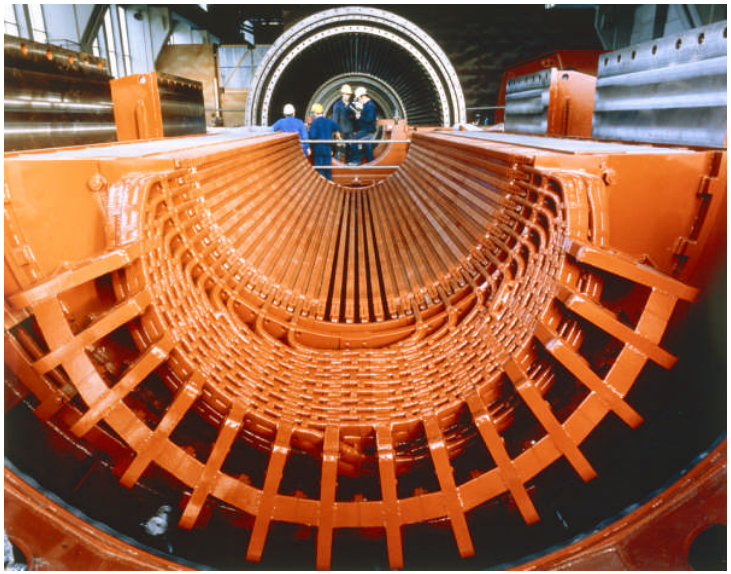
Mercado de atuação

Mercado de distribuição de energia

O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País.

As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas.

São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros.



Faturamento do setor de distribuição

	2008	2009	2010	2011 (E)	2012 (P)	2013 (P)
Faturamento do Setor Distribuição (R$ bilhões)(*)	95,5	99,8	112	117,5	125,2	132,8
Variação % do faturamento nominal	-3,00%	4,60%	12,20%	5,80%	5,60%	6,10%
Faturamento do Setor Transmissão (R$ bilhões)	7,5	7,8	8,4	9	9,5	9,8
Variação % do faturamento nominal	-8,50%	4,00%	7,70%	7,10%	5,60%	3,20%
Total do Setor de Transmissão e Distribuição (R$ bilhões)	103	107,6	120,4	126,5	134,7	142,6
Variação % do faturamento nominal	-3,40%	4,50%	11,90%	5,10%	6,50%	5,90%

Fonte: ANEEL, MME, ABRADEE, IGBE, FGV, Elaboração e Projeção Lafis.

Mercado de atuação

Atualização tarifária sobre a distribuição de energia elétrica

O valor das tarifas de distribuição é regulado pela ANEEL e pode ser alterado para mais ou para menos dependendo das mudanças ocorridas nos custos e no mercado das empresas, da comparação dessas tarifas com as de outras empresas semelhantes no exterior, da eficiência da empresa e da necessidade de obter o retorno adequado aos investimentos.

As tarifas são corrigidas anualmente com base em índices inflacionários e no Fator X, conforme comentado adiante. Adicionalmente, a cada quatro ou cinco anos a ANEEL realiza uma revisão tarifária na qual todos os fatores de precificação são revisados.

Na revisão, são feitos dois tipos de cálculo: o primeiro consiste em apurar o valor do reposicionamento tarifário, com o objetivo de determinar um nível de tarifa que permita à concessionária cobrir os custos não gerenciáveis e os custos operacionais eficientes, além de proporcionar a adequada remuneração dos investimentos realizados.

Os custos gerenciáveis decorrem dos serviços prestados diretamente pelas concessionárias como distribuição de energia, manutenção da rede, cobrança das contas, centrais de atendimento e remuneração dos investimentos. A parcela de custos gerenciáveis é denominada Parcela B nos contratos de concessão e corresponde a cerca de 25% da receita da distribuidora. Para o cálculo dessa parcela, aplica-se o conceito de Empresa de Referência, que é uma empresa-modelo com custos operacionais eficientes e definem-se os investimentos prudentes, limitados aos calculados pela ANEEL.

Os custos não gerenciáveis, por sua vez, são aqueles relativos aos serviços de geração e transmissão de energia contratados pela distribuidora e ao pagamento de obrigações setoriais. O valor destes custos é repassado integralmente e sem margem aos consumidores finais. Essa parcela é denominada Parcela A nos contratos de concessão e corresponde a aproximadamente 75% da receita das concessionárias.

O segundo cálculo consiste na definição do Fator X. O Fator X é um índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária. Sua função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes. Assim, o mecanismo contribui para a modicidade tarifária no ponto que ele é aplicado sobre os custos gerenciáveis.

O Fator X funciona como um redutor das tarifas cobradas aos consumidores. Portanto, este fator é um percentual que será deduzido do IGP-M (índice definido nos contratos de concessão para a atualização monetária dos custos gerenciáveis) nos reajustes tarifários anuais posteriores à revisão periódica.

Fonte: ANEEL, 2007

Mercado de atuação

Projeções sobre as tarifas

Conforme informações da Lafis, a tarifa média de fornecimento projetada para 2011 é de R$ 272,4/MWh. Isto representa uma alta de 2,0% em relação ao ano anterior, e corresponde aos prejuízos em usinas e ao uso de matrizes energéticas mais custosas. A tarifa média de fornecimento para o segmento industrial acredita-se que será em torno de R$ 244,4/MWh (+3,4%/2010); para o segmento residencial cerca de R$ 326,9/MWh (+9,0%/2010) e para o comercial por volta de R$ 292,5/MWh (+2,0%/2010).

A Lafis comenta que a diminuição de R$1,00 no custo da energia acarreta um aumento de aproximadamente R$ 8,60 no PIB nacional, com reflexos na geração de empregos, aumento do Índice de Desenvolvimento Humano e da arrecadação fiscal. Desta forma, conforme análises dos especialistas da Lafis, a desoneração das cadeias produtivas por meio da redução do custo da energia é um investimento de alto retorno e deve ser incentivada.

Com relação às projeções para os próximos anos, a Lafis prevê que a tarifa que apresentará maior alta será a residencial, pois ela é a que sofre maior repasse de custos. Dessa forma, as perspectivas da Lafis para o faturamento do setor de transmissão deverá girar em torno de R$ 9,0 bilhões, com variação positiva de 7,1% quando comparado a 2010 e para o faturamento do setor de distribuição deverá ser por volta de R$ 117,5 bilhões, com variação positiva de 4,9% ante 2010. Portanto, o faturamento de transmissão e distribuição será por volta de R$ 126,5 bilhões (+5,1%).

Tarifas nacionais históricas e projetadas

	2009	2010	2011 (E)	2012 (P)	2013 (P)
Tarifa Média de Fornecimento (R$/MWh)	262,9	267	272,4	276,4	279,8
Variação % da tarifa de fornecimento	5,80%	1,60%	2,00%	1,50%	1,20%
Tarifa Média de Fornecimento (R$/MWh) - Industrial	226,9	236,4	244,4	253,2	261,7
Variação da tarifa de fornecimento Industrial	4,90%	4,20%	3,40%	3,60%	3,40%
Tarifa Média de Fornecimento (R$/MWh) - Residencial	299,1	300	326,9	330,9	342,2
Variação da tarifa de fornecimento Residencial	6,10%	0,30%	9,00%	1,20%	3,40%
Tarifa Média de Fornecimento (R$/MWh) - Comercial	281	286,9	292,5	298,3	304
Variação da tarifa de fornecimento Comercial	2,90%	2,10%	2,00%	2,00%	1,90%

Fonte: ANEEL, MME, ABRADEE, IGBE, FGV, Elaboração e Projeção Lafis.

Mercado de atuação

Principais riscos relacionados ao mercado de distribuição de energia:

- Risco regulatório: Como monopólios naturais, as empresas de distribuição são fortemente regulamentadas pela ANEEL. Regras estáveis e transparentes são essenciais para que essas empresas possam operar de forma eficiente e atender aos princípios de eficiência e modicidade tarifária.

- Os custos de energia de suprimento, de transmissão e encargos setoriais (Parcela A) são repassados integralmente ao consumidor final através do mecanismo de reajuste tarifário anual. O modelo está estruturado para que esse componente não afete (positiva ou negativamente) a rentabilidade das empresas distribuidoras. No entanto, as distribuidoras são responsáveis por estimar as demandas futuras e contratar a energia correspondente através dos leilões do ACR. Há um incentivo à sobre-contratação (103%) com repasse desse custo adicional aos consumidores finais. A distribuidora poderá ajustar seus contratos pela redução de até 4% ao ano para equacionar os desvios do mercado à demanda projetada. Outra forma de ajuste de mercado é o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) por meio do qual as distribuidoras podem trocar contratos a preço de custo.

- O evento de racionamento afeta as distribuidoras na medida em que a redução do consumo impacta a margem de contribuição para a remuneração das atividades operacionais e a remuneração do capital empregado na empresa. Trata-se de um risco sistêmico, fora do controle da distribuidora. Mecanismos de compensação podem ser apresentados pela ANEEL tais como os implementados no período subsequente ao racionamento de 2001, quando foram definidas medidas de financiamento das perdas sofridas pelas empresas e tarifas complementares pagas pelo consumidor final.

Mercado de atuação

Risco de descompasso entre oferta e demanda por energia elétrica

Conforme informações do Instituto Acende Brasil, existe a possibilidade de um descompasso entre a oferta e a demanda de energia no curto prazo. O instituto mencionado avalia o tempo necessário para construção de novos empreendimentos, principalmente de fontes hidráulicas, considerando os prazo de obtenção de licenças ambientais e de construção, com relação às projeções de demanda por consumo de energia elétrica.

Entretanto, este descompasso pode não significar um racionamento, mas indica que o sistema não está apto para a demanda caso ocorra um período seco muito prolongado.

Os especialistas do instituto comentavam em 2008 que o risco de racionamento de energia se concentrava no período de 2009 a 2011. Esse risco era calculado em 22% para o ano de 2011. O cálculo considerava o crescimento do PIB (Produto Interno Bruto) de 4,8% ao ano e que as usinas programadas para entrar em operação não sofressem atrasos.

No último relatório a respeito deste tema reportado pelo Instituto Acende Brasil ("Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento" – 8ª edição – Dezembro de 2010) foi informado que o risco de racionamento de energia caiu significativamente. De acordo com o Instituto Acende Brasil, existe um certo excedente energético que mitiga o risco de "apagão "nos próximos anos.

Mercado de atuação

Os números do instituto mostram que, em 2011, existe o excedente de 2.500 MW médios, o que equivale à garantia física da usina hidrelétrica de Santo Antônio.

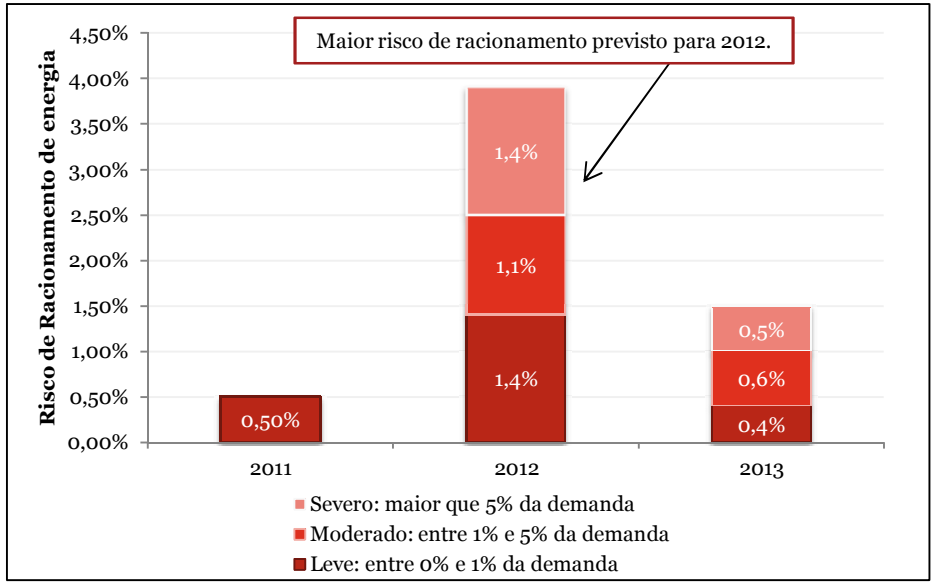
Em 2012, este excedente deve aumentar para 4.500 MW médios, o que equivale à garantia física da usina de Belo Monte. Já em 2013, o instituto calcula que o excedente passará para 7 mil MW médios, o que equivale a soma da produção anual de energia de Belo Monte e Santo Antônio).

O instituto aponta como justificativa para o excedente :

- os impactos da crise mundial iniciada no fim de 2008, o que reduziu significativamente o consumo de energia principalmente no setor industrial.
- leilões A-3 e A-5 de 2008, realizados pouco antes da crise, quando as distribuidoras previram forte aumento da demanda no curto prazo.

Entretanto, apesar dos excedentes apresentados, o instituto mantém a indicação de risco de racionamento na região Sul e Sudeste. Esta indicação se deve ao fato do excedente estar localizado principalmente na região Nordeste e a capacidade de transmissão entre as regiões ser limitada. No caso de longos períodos de seca o Instituto Alerta Brasil indica a possibilidade de racionamento.

Adicionalmente, na data da elaboração do relatório do Instituto Alerta Brasil, os níveis de armazenamento total do SIN estavam relativamente baixos (representava o segundo pior nível em oito anos anteriores).



Fonte: Instituto Acende Brasil, 2010

O gráfico acima corresponde ao cenário base do relatório, que considera que não ocorrerão atrasos nos projetos de construção das usinas em andamento e que a demanda por energia será a projetada pelos órgãos responsáveis.

O relatório apresenta a sensibilidade destes números, e no caso extremo que combina uma demanda por energia mais aquecida do que a projetada e atrasos na construção das novas usinas. Neste cenário, o risco de racionamento aumenta para 6%.

Mercado de atuação

Principais taxas regulamentares aplicáveis ao mercado de distribuição de energia:

Reserva Global de Reversão (RGR)
Refere-se à provisão dos valores a serem pagos à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ("Eletrobrás"), calculado como 2,5% sobre o imobilizado (conforme definido pela ANEEL), limitada a 3% da receita bruta de operações com energia elétrica. Tais valores são regulamentados em bases anuais através de despachos emitidos pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira ("SFF") da ANEEL.

Conta Consumo de Combustível (CCC)
Parcela da receita tarifária que possui duas destinações: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, de forma a permitir a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

Programas de Eficientização Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)
Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS
Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

Seção III

Informações sobre o avaliador

Informações sobre o avaliador

PricewaterhouseCoopers

Presença no Mundo
A PwC é um *network* global de firmas separadas e independentes que trabalham de forma integrada na prestação de serviços de Assessoria Tributária e Empresarial e de Auditoria.

As firmas que compõem o *network* global estão presentes em 154 países e congregam mais de 161.000 colaboradores e sócios em todo o mundo. O conhecimento, a experiência e a capacidade de nossos profissionais em desenvolver soluções criativas permitem criar valor para nossos clientes, acionistas e *stakeholders* com o mínimo de riscos. Nossa atuação é pautada pelo rigor na adoção das boas práticas de governança corporativa e pela ética na condução dos negócios.

Brasil
Presente no país desde 1915, quando inaugurou seu primeiro escritório no Rio de Janeiro, a PwC Brasil possui cerca de 4.700 profissionais distribuídos em 16 escritórios em todas as regiões brasileiras. O aspecto mais estratégico dessa estrutura pulverizada é garantir que, além da capacitação e especialização inerentes a todos os profissionais da PwC Brasil, os colaboradores regionais tenham amplo conhecimento das culturas e das vocações econômicas próprias de cada região. Esse conhecimento da sociedade em que atuam, a experiência profissional e a excelência acadêmica dos colaboradores das firmas são fatores que garantem a eficiência na prestação de serviços do *network*.

Além disso, o profundo comprometimento das firmas com princípios éticos e com a transparência em relação às suas atividades faz da PwC Brasil um símbolo inequívoco de qualidade e confiabilidade para seus clientes.

Corporate Finance & Recovery
A área de Corporate Finance possui mais de 40 anos de experiência em avaliações e assessoria em transações de empresas no Brasil. Atualmente conta com cerca de 100 profissionais.

Além de avaliações e assessoria em fusões e aquisições, a área também realiza trabalhos de PPP, Project Finance, reestruturação de empresas e renegociação de dívidas.

Informações sobre o avaliador

Experiência em avaliações de empresas

A PwC realizou diversas avaliações econômicas, de empresas de capital aberto ou não, atuantes em diversos setores. A tabela a seguir lista algumas destas experiências:

Empresa (todas de capital aberto)	Data	Capital
BERJ	set/11	Aberto
Rodovias do Tietê	ago/11	Fechado[1]
Usiminas Mineração	jul/11	Aberto
Companhia Brasileira de Distribuição S.A. (empresas Extra Eletro, Ponto Frio e FIC)	out/10	Aberto
Globex utilidade S.A	out/10	Aberto
Nova Casas Bahia	out/10	Fechado[1]
Banco Patagonia S.A.	mar/10	Aberto
Gerdau S.A.	dez/09	Aberto
Aços Villares S.A.	dez/09	Aberto
Hotéis Othon	dez/09	Aberto
Gerdal S.A.	dez/09	Aberto
Aços Vilares S.A.	dez/09	Aberto
Nova Celisa S.A.	dez/09	Aberto
Pronor Petroquímica S.A.	dez/09	Aberto
Cia Brasileira de Meios de Pagamento (VisaNet)	dez/09	Aberto
Weg S.A.	dez/09	Aberto
Trafo S.A.	dez/09	Aberto
ViaOeste S/A	out/09	Aberto
Prodimol Biotecnologia S/A	set/09	Aberto
Melpaper S.A.	abr/09	Aberto
Banco Nossa Caixa S.A.	set/08	Aberto
Banco do Brasil S.A.	ago/08	Aberto

[1] Empresas de capital fechado em que os relatórios foram arquivados na CVM.

Informações sobre o avaliador

Alguns dos nossos projetos realizados no setor:

Light Serviços de Eletricidade S.A. - Rio de Janeiro
- Assessoria na reestruturação financeira de US$ 688 milhões
- PwC foi apontada por dois bancos líderes do passivo sindicalizado, composto por mais de 20 instituições
- Avaliação econômica da empresa Equatorial Energia e da Light

AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.- Porto Alegre
- PwC foi indicada pelos bancos líderes para a reestruturação de US$ 300 milhões do passivo da distribuidora

Electricidade de Portugal
- Assessoria econômico-financeiro para estruturação de projeto de uma termoelétrica

COPEL Companhia Paranaense de Energia
- Assessoria a uma importante companhia de energia elétrica, para a due diligence da Copel
- Os serviços de due diligence abordaram as seguintes áreas: Contábil, Tributária, Meio ambiente e Atuarial
- Serviço de modelagem financeira para suportar a administração em um leilão de linhas de transmissão

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
- Assessoria à CEMIG na implementação de um sistema de gerenciamento de risco e acompanhamento dos indicadores de performance
- Análise do planejamento estratégico da CEMIG
- Definição de políticas e estratégias para gerenciamento dos riscos analisados
- Suporte na identificação de riscos econômico-financeiros
- Definição e implementação de uma estrutura para gerenciamento de riscos da companhia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- Consultoria para assuntos regulatórios, tributários, financeiros e contábeis
- Análises e discussões sobre a nova metodologia de revisão tarifária
- Suporte para departamento de monitoração financeira (SFF) para avaliação financeira e dos riscos envolvidos de diversas companhias do setor
- Assessoria para cálculo do impacto da nova regulação para assuntos contábeis e financeiros, tais como:
- Controles operacionais e financeiros
- Manual de padrões de contabilidade

Informações sobre o avaliador

Clientes da PwC do setor de energia elétrica:

Geradores
- AES Tietê
- Furnas Centrais Elétricas S.A.
- Dona Francisca S.A.
- Duke Energy
- Campos Novos Energia S.A.
- Corumbá Concessões
- Itaipu Binacional
- Itiquira Energética S.A.
- FAFEN Energia S.A.
- EDP Lajeado Energia S.A.
- Enerpeixe S.A.
- Guascor do Brasil Ltda
- Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.)
- Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.)
- Tractebel

Agência reguladora
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

Distribuidoras
- AES Sul Distribuidora Gaúcha S.A.
- RGE – Rio Grande Energia S.A.
- COPEL – Companhia Paranaense de Energia S.A.
- Bandeirante Energia S.A.
- Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig
- Companhia Luz e Força Santa Cruz
- Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

Comercializadoras
- Enertrade Comercializadora de Energia S.A.

Transmissoras
- ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.
- Transener Internacional Ltda.

Informações sobre o avaliador

Equipe responsável pelo Laudo de Avaliação

Antonio Toro
PwC Brasil

Partner
+55 (11) 3674-3885
antonio. toro@br.pwc.com

Antonio C. Toro atua na área de Corporate Finance & Recovery, onde adquiriu experiência em diversos processos de avaliação de empresas, de análise e estudos econômico-financeiros e de recuperação de empresas.

É também responsável pelos serviços de recuperação de empresas da PwC no Brasil. Já atuou na reestruturação de dívidas de empresas dos segmentos de telecomunicações, mídia, jornalismo, energia, construção civil e agronegócio.

Foi palestrante do tema de recuperação de empresas durante 2004 e 2005 em fóruns e seminários e tem co-autoria no "The Americas Restructuring Guide", com capítulo sobre o Brasil escrito em conjunto com Loeser, Portela Advogados.

Antonio Toro é formado em Contabilidade pela Faculdade de Economia e Administração pela USP e participou do Corporate Restructuring Program pela Harvard Bussiness School nos EUA em 2004. É fluente em inglês e português (nativo).

Fábio Niccheri
PwC Brasil

Partner
+55 (11) 3674-3859
fabio.niccheri@br.pwc.com

Atuando na área de Corporate Finance & Recovery, Fábio participou de inúmeros processos de Fusões e Aquisições e avaliações de empresas.

Desde de 2003, Fábio lidera as atividades de Financial Reporting Valuation da PwC Brasil, de acordo com as normas do IFRS e US GAAP. Entre julho de 1995 e junho de 1997 Fábio trabalhou na PricewaterhouseCoopers New York, na área de Latin America Business Center, assessorando empresas americanas em suas estratégias de investimentos na América Latina.

Fábio possui mais de 20 anos de experiência em avaliação de empresas, tendo assessorado clientes como AES, Mitsubishi, Areva, Philips, Toshiba, Bunge, entre outros.

Fábio é formado em Administração de empresas pela Fundação Getúlio Vargas, São Paulo- Brasil. É fluente em inglês e português (nativo).

Informações sobre o avaliador

Equipe responsável pelo Laudo de Avaliação

Andrea Vergueiro
PwC Brasil

Associate Partner
+55 (11) 3674-3894
andrea.vergueiro@br.pwc.com

Em seus mais de 15 anos de experiência, ela atuou em processos de Fusões e Aquisições em várias indústrias, incluindo a de bioenergia e alimentos e bebidas, educação, serviços.

Andrea tem coordenado diversas avaliações econômicas de empresas em vários setores para fins de transação, bem como processos de avaliação econômica com finalidades de registro nas demonstrações financeiras, incluindo a avaliação de ativos intangíveis, alocações de Preço de Compra e Impairment de ativos.

De 1995 a 1996 Andrea trabalhou no Banco Real como gerente responsável pela área de M&A proprietária. De 1998 a 1999, trabalhou no Banco Pactual como gerente de finanças estruturadas.

Andrea é formada em Administração Pública pela Fundação Getúlio Vargas (São Paulo, Brasil) e tem MBA da Universidade de Rochester (NY, EUA).

Esdras Cabral
PwC Brasil

Diretor
+55 (11) 3674-2230
esdras.cabral@br.pwc.com

Atua na área de Corporate Finance da PwC desde 1995.

Participou de diversos processos de avaliação, de comparação de alternativas de investimento e negociações de empresas, tendo prestado serviços para vários setores, incluindo energia elétrica (distribuição, transmissão, geração hidro e termelétrica), metalurgia, mineração, autopeças, comércio varejista, instituições financeiras, bebidas, entre outros.

Antes da PwC, trabalhou nas áreas de planejamento estratégico de importantes grupos nacionais, envolvendo-se em estudos para formação de joint ventures, parcerias e aquisições, além de estudos sobre a performance das empresas, rentabilidade e planejamento de longo prazo.

É formado em Ciências Econômicas pela FACESP/FECAP e possui MBA pela EAESP/FGV. É fluente em inglês e português (nativo).

Informações sobre o avaliador

Equipe responsável pelo Laudo de Avaliação

Christian Maier
PwC Brasil

Senior Manager
+55 (11) 3674-2301
christian.x.maier@br.pwc.com

Christian ingressou na equipe do Corporate Finance Brasil após passar pela equipe da mesma área no escritório PwC de Nova York.

Tem uma vasta experiência em trabalhos de avaliação de grandes empresas públicas e privadas para fins de Fusões e Aquisições e para fins de registros contábeis, incluindo a avaliação de ativos intangíveis, alocações de Preço de Compra e Impairment de ativos.

Suas experiências incluem projetos com a Siemens, SAP, Stoneridge, Akzo Nobel, EON, Marcopolo, Indústrias Koch, Nomura, Textron, e Synchronoss, entre outros.

Christian tem um MBA em Finanças Corporativas (com distinção) da U. Pace, Nova York, e um Mestrado em Contabilidade na Universidade Saarland, Alemanha.

Ele também possui os títulos de CPA e CFA nos EUA.

Informações sobre o avaliador

Declaração do avaliador

Independência e Conflitos de interesse
A PwC declara que nenhum de seus sócios possui qualquer interesse financeiro na Ampla Energia e Serviços S.A. ou Ampla Investimentos e Serviços S.A. ("Ampla Investimentos") [1]. Além disso, nenhum dos profissionais da PwC que participaram do projeto detém qualquer participação acionária na Ampla Energia ou na Ampla Investimentos.

Declaramos que não há qualquer conflito de interesse que diminua a independência necessária à PwC para o desempenho de suas funções no contexto deste trabalho.

A PwC, em conjunto com as demais empresas PricewaterhouseCoopers no Brasil, não foi remunerada pela Ampla Energia, pela Ampla Investimentos ou pela Endesa Latinoamérica por quaisquer serviços nos últimos 12 meses anteriores à execução deste Laudo. Com relação às demais empresas envolvidas na transação, neste mesmo período, o conjunto de empresas PricewaterhouseCoopers no Brasil faturou R$ 51.175,46 (cinquenta e um mil, cento e setenta e cinco reais) para a Endesa do Brasil.

A remuneração da PwC referente à avaliação da Ampla Energia foi definida em R$ 150.000,00 (cento e cinquenta mil reais) e em R$ 160.000,00 (cento e sessenta mil reais) referente à avaliação da Ampla Investimentos. Adicionalmente, a Endesa reembolsará todas as despesas da PwC relacionadas à elaboração deste relatório de avaliação, tais como despesas de passagens aéreas, transporte, alimentação, gráfica, comunicação, dentre outras.

A PwC declara que não sofreu qualquer influência da Administração da Empresa ou da Endesa no decorrer dos trabalhos, no sentido de alterar nossa condição de independência ou os resultados aqui apresentados.

O processo de aprovação interna deste Laudo incluiu a revisão metodológica e de cálculos pela liderança da equipe envolvida no trabalho, incluindo os sócios responsáveis pela avaliação.

De acordo com as Instruções CVM, descrevemos a seguir o processo interno de elaboração e aprovação do Laudo. O processo inclui a condução dos trabalhos por um time compreendendo consultores, gerente e diretor, sob a direção geral de um sócio, que conduzem entrevistas com a Empresa, preparação dos modelos e das análises, além da elaboração do Laudo. O trabalho final foi revisado por um segundo sócio não envolvido na execução dos trabalhos e na preparação do Laudo.

[1] O Laudo de Avaliação da Ampla Energia e Serviços S.A. foi elaborado pela PwC concomitantemente com o Laudo da Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Seção IV
Informações sobre a Empresa

Informações sobre a Empresa

Histórico da companhia

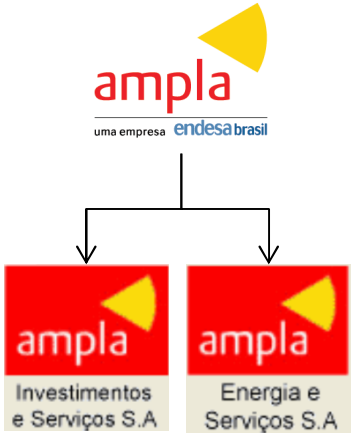
A Ampla Energia, sob a denominação de Guinle & Cia, foi constituída em 1909, tornou-se companhia aberta em 1969 e foi controlada pelo Estado do Rio de Janeiro entre 29 de dezembro de 1978 e 21 de novembro de 1996 (sendo que teve sua denominação alterada para CERJ – Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro, em 1980). Em 1996 foi privatizada e passou a ser controlada pela Endesa, juntamente com a EDP e a Sociedad Panameña de Electricidad S.A. Em 27 de abril de 2005, passou a ter sua atual denominação, Ampla Energia e Serviços S.A.

Marcos da história da Empresa

1996 >> Em leilão de privatização, a CERJ é adquirida por um consórcio de empresas de energia elétrica formado por Endesa (Espanha), Chilectra e Enersis (Chile) e EDP Brasil (Portugal). É celebrado contrato de concessão, com prazo de 30 anos, com término previsto para dezembro de 2026.

2004 >> Surge a Ampla, a partir da adoção de um plano estratégico chamado Plano de Transformação. O processo conduziu à criação de uma nova marca e um novo nome que refletissem as mudanças realizadas.

2005 >> São segregadas as atividades de geração e distribuição, para atender ao Novo Modelo do Setor Elétrico. Venda à Sabricorp Participações Ltda. da totalidade do capital social da Ampla Geração S.A., já detentora de todos os seus ativos de geração. Cisão parcial do capital social da Ampla, com a criação de uma companhia denominada Ampla Energia e Serviços S.A. e outra chamada Ampla Investimentos e Serviços S.A.



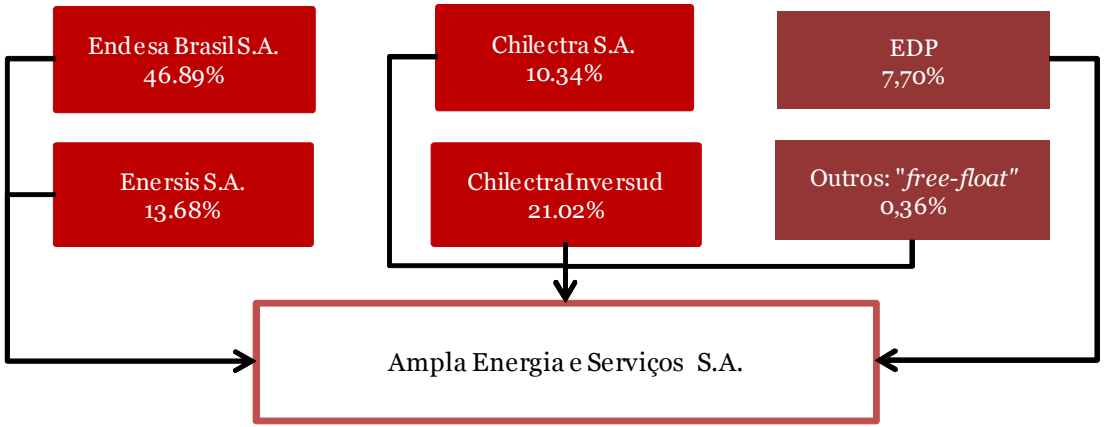
Informações sobre a Empresa

Organização societária

No dia 05/08/2011, a Empresa informou ao mercado a celebração,de um contrato para a aquisição, pela Endesa, da totalidade das ações da Ampla Energia detidas pela Energias de Portugal S.A. (EDP), equivalente a 7,70% do total das ações da Empresa, assim como a intenção de realização de Oferta Pública para Aquisição de Ações remanescentes da Ampla Energia negociadas no mercado (0,36% do total de das ações - "free float").

Organização societária da Empresa na data do anúncio da Oferta Pública:

Nome do acionista	Ações (em milhões)	Participação
Endesa Brasil S.A.	1.839.122	46,89%
Enersis S.A.	536.592	13,68%
Chilectra S.A.	405.769	10,34%
Chilectra Inversud S.A.	824.608	21,03%
EDP	302.176	7,70%
Outros - *free-float*	14.250	0,36%
Total	**3.922.516**	**100,00%**



Empresas integrantes do Grupo Endesa.

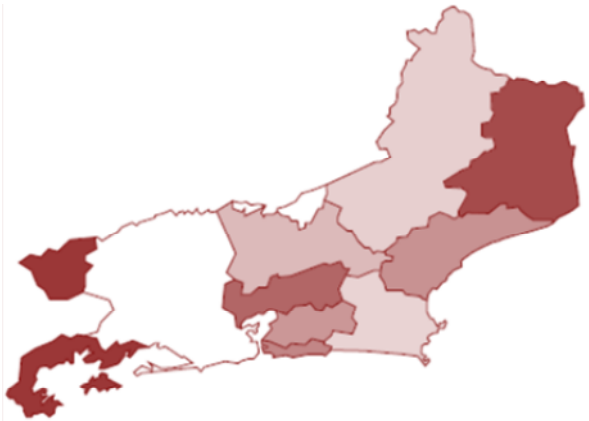
Acionistas externos ao Grupo Endesa.

Informações sobre a Empresa

Estrutura operacional

A Ampla Energia atualmente possui 131 linhas de transmissão. Essas linhas distribuem energia elétrica dos pontos de fronteira (rede básica e outros sistemas) para as subestações de energia, entre subestações, e de subestações para consumidores. Todos os clientes que se conectam a essas linhas de distribuição e ao restante do sistema elétrico de média e baixa tensão, sejam consumidores Livres ou outras concessionárias, devem pagar uma tarifa pelo uso do sistema.

A Companhia tem uma vasta rede de distribuição em que predominam linhas aéreas e subestações que têm faixas de tensão sucessivamente menores. Os grandes consumidores industriais recebem energia elétrica em faixas de alta tensão, enquanto os consumidores industriais e comerciais de menor porte, os residenciais e os consumidores das demais classes recebem energia elétrica em faixas de tensão menores. Em 2010, além das 131 linhas de transmissão, a Companhia ainda possuía 104.530 transformadores de distribuição e 116 subestações fixas de distribuição (em 2008 eram 114), com uma rede de distribuição total de aproximadamente 48.950 km (em 2008 eram 48,5 mil km), sendo 31.881 km de média tensão e 17.069 km de baixa tensão.



Atendimento a 66 municípios no estado do Rio de Janeiro, alcançando um número estimado 7,0 milhões de habitantes

Informações sobre a Empresa

Serviços oferecidos

A Ampla Energia oferece distribuição de energia, o que consiste no transporte da energia da fronteira com a rede básica e com outros sistemas de distribuição até o ponto de entrega aos consumidores finais.

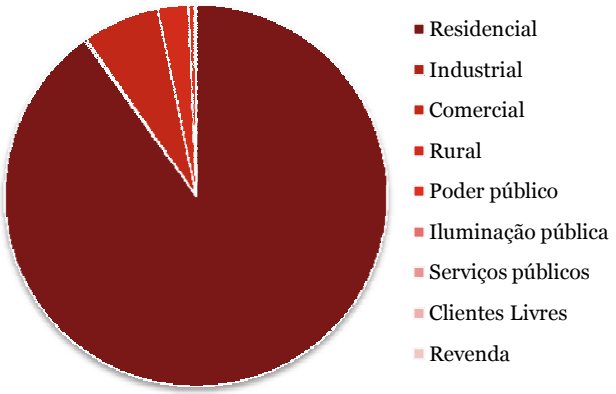
Mercado consumidor

A Ampla Energia atende parte do mercado consumidor do Estado do Rio de Janeiro, atuando em 66 municípios, ou seja, 32.188 km², correspondente a aproximadamente 73,3% do território do Estado do Rio de Janeiro, e envolvendo uma população estimada de 7,0 milhões de habitantes, dos quais aproximadamente 2,5 milhões são clientes da Empresa. A Ampla Energia também atende à localidade de Maringá no Distrito de Mirantão, localizado no Município de Bocaina de Minas, no Estado de Minas Gerais.

De acordo com a ABRADEE, a Ampla Energia distribuiu, aproximadamente, 2,7% do total de energia elétrica distribuída no Brasil em 2010, abrangendo aproximadamente 3,45% dos clientes de energia elétrica no País.

	Em quantidade de clientes					
Tipo de cliente	**2008**	**%**	**2009**	**%**	**2010**	**%**
Residencial	2.082.164	90,50%	2.266.524	89,90%	2.314.996	90,07%
Industrial	4.906	0,20%	5.616	0,20%	5.501	0,21%
Comercial	143.480	6,20%	168.266	6,70%	166.841	6,49%
Rural	57.237	2,50%	65.280	2,60%	66.538	2,59%
Poder público	11.615	0,50%	13.045	0,50%	13.636	0,53%
Iluminação pública	1.142	0,00%	1.323	0,10%	1.395	0,05%
Serviços públicos	1.024	0,00%	1.104	0,00%	1.207	0,05%
Clientes Livres	16	0,00%	18	0,00%	23	0,00%
Revenda	5	0,00%	5	0,00%	13	0,00%
Clientes Efetivos	**2.301.589**	**100,00%**	**2.521.181**	**100,00%**	**2.570.150**	**100,00%**

Fonte: Formulário de Referência da Ampla Energia



Informações sobre a Empresa

Características do mercado consumidor cativo e livre da Ampla Energia:

Número de consumidores (Unidades)

	2T11	2T10	Var. %	1T11	Var. %	6M11	6M10	Var. %
Mercado Cativo	**2.299.687**	**2.246.539**	**2,4%**	**2.285.451**	**0,60%**	**2.299.687**	**2.246.539**	**2,4%**
Residencial - Convencional	1.540.906	1.405.660	9,6%	1.478.257	4,20%	1.540.906	1.405.660	9,6%
Residencial - Baixa Renda	533.708	618.800	-13,8%	582.473	-8,40%	533.708	618.800	-13,8%
Industrial	4.774	4.739	0,7%	4.771	0,10%	4.774	4.739	0,7%
Comercial	143.890	142.259	1,1%	143.670	0,20%	143.890	142.259	1,1%
Rural	61.277	60.417	1,4%	61.213	0,10%	61.277	60.417	1,4%
Setor Público	15.132	14.664	3,2%	15.067	0,40%	15.132	14.664	3,2%
Clientes Livres	30	23	30,4%	29	3,40%	30	23	30,4%
Industrial	24	19	26,3%	23	4,30%	24	19	26,3%
Comercial	6	4	50%	6	-	6	4	50,0%
Revenda	**14**	**5**	**180%**	**13**	**7,70%**	**14**	**5**	**180,0%**
Subtotal - Consumidores Efetivos	2.299.731	2.246.567	2,4%	2.285.493	0,60%	2.299.731	2.246.567	2,4%
Consumo Próprio	442	445	-0,7%	449	-1,60%	442	445	-0,7%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	305.042	290.285	5,1%	301.283	1,20%	305.042	290.285	5,1%
Total - Número de Consumidores	2.605.215	2.537.297	2,7%	2.587.225	0,70%	2.605.215	2.537.297	2,7%

Fonte: ITR da Empresa de 30/06/2011

Venda e transporte de energia (em GWh)

	2T11	2T10	Var. %	1T11	Var. %	6M11	6M10	Var. %
Mercado Cativo	2.096	2.089	0,30%	2.376	-11,80%	4.471	4.397	1,70%
Clientes Livres	310	280	10,70%	281	10,30%	590	568	3,90%
Total - Venda e Transporte de Energia	**2.406**	**2.369**	**1,60%**	**2.657**	**-9,40%**	**5.061**	**4.965**	**1,90%**

Fonte: ITR da Empresa de 30/06/2011

Informações sobre a Empresa

Compra de energia (em GWh)

	2T11	2T10	Var. %	1T11	Var. %	6M11	6M10	Var. %
Itaipu	538	541	-0,6%	530	1,5%	1.069	1.081	-1,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	571	565	1,1%	640	-10,8%	1.211	1.183	2,4%
CHESF	437	433	0,9%	490	-10,8%	926	906	2,2%
CESP	247	245	0,8%	277	-10,8%	524	512	2,3%
Eletronorte	163	160	1,9%	182	-10,4%	345	340	1,5%
COPEL	170	160	6,3%	190	-10,5%	360	342	5,3%
CEMIG	120	117	2,6%	134	-10,4%	254	249	2%
PROINFA	52	52	-	48	8,3%	100	101	-1%
Outros	657	535	22,8%	690	-4,8%	1.347	1.105	21,9%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	**2.955**	**2.808**	**5,2%**	**3.181**	**-7,1%**	**6.136**	**5.819**	**5,4%**
Liquidação na CCEE	(168)	(171)	-1,8%	35	-	(133)	(37)	259,5%
Total - Compra de Energia	**2.787**	**2.637**	**5,7%**	**3.216**	**-13,3%**	**6.003**	**5.782**	**3,8%**

Fonte: ITR da Empresa de 30/06/2011

Os principais fornecedores de energia da Ampla Energia são a Itaipu, Furnas, CHESF (Companhia Hidroelétrica de São Francisco) e a CESP (Companhia Energética de São Paulo).

A partir de 2005, conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras passaram a comprar energia elétrica por meio de contratos regulados em leilões promovidos pelo governo.

Informações sobre a Empresa

Principais indicadores operacionais e de produtividade da Ampla Energia

	2T11	2T10	Var. %	1T11	Var. %	6M11	6M10	Var. %
DEC 12 meses (horas)	20,77	25,89	-19,80%	20,39	1,90%	20,77	25,89	-19,80%
FEC 12 meses (vezes)	10,96	14,38	-23,80%	10,77	1,80%	10,96	14,38	-23,80%
Perdas de Energia 12 meses (%)	20,03%	21,20%	-1,17 p.p	20,27%	-0,24 p.p	20,03%	21,20%	-1,17 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,66%	99,29%	0,37 p.p	99,31%	0,35 p.p	99,66%	99,29%	0,37 p.p
MWh/Colaborador	2.005	2.032	-1,30%	2.202	-8,90%	4.207	4.151	1,30%
MWh/Consumidor	0,92	0,93	-1,10%	1,03	-10,70%	1,95	1,96	-0,50%

Fonte: ITR da Empresa de 30/06/2011

Principais contas de resultado (R$ mil) e margens (%) da Ampla Energia

	2T11	2T10	Var. %	1T11	Var. %	6M11	6M10	Var. %
Receita Operacional Bruta	1.224.622	1.135.964	7,80%	1.270.660	-3,60%	2.495.281	2.402.452	3,90%
Deduções à Receita Operacional	(416.431)	(389.151)	7,00%	(449.495)	-7,40%	(865.926)	(832.347)	4,00%
Receita Operacional Líquida	808.191	746.813	8,20%	821.165	-1,60%	1.629.356	1.570.105	3,80%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(629.622)	(615.333)	2,30%	(684.289)	-8,00%	(1.313.390)	(1.219.902)	7,70%
EBITDA(3)*	**225.819**	**167.594**	**34,70%**	**181.746**	**24,20%**	**408.086**	**429.004**	**-4,90%**
Margem EBITDA*	27,94%	22,44%	5,50 p.p	22,13%	5,81 p.p	255,00%	27,32%	-2,27 p.p
EBIT(4)*	178.569	131.479	35,80%	136.876	30,50%	315.966	350.203	-9,80%
Margem EBIT*	229,00%	17,61%	4,48 p.p	16,67%	5,42 p.p	19,39%	22,30%	-2,91 p.p
Resultado Financeiro	(22.953)	(53.542)	-57,10%	(47.832)	-52,00%	(70.785)	(86.693)	-18,30%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(53.130)	(26.336)	101,70%	(30.502)	74,20%	(83.632)	(89.641)	-6,70%
Lucro Líquido	**102.486**	**51.601**	**98,60%**	**58.542**	**75,10%**	**161.549**	**173.869**	**-7,10%**
Margem Líquida	12,68%	6,91%	5,77 p.p	7,13%	5,55 p.p	9,91%	117,00%	-1,16 p.p

Fonte: ITR da Empresa de 30/06/2011

Informações sobre a Empresa

Nossos trabalhos utilizaram como base as demonstrações financeiras auditadas e dados gerenciais históricos relativos aos anos de 2009, 2010 e os relatórios de ITR do primeiro e do segundo trimestre de 2011. As demonstrações financeiras da Empresa foram auditadas, ou revisadas por:

- 2009: Canarim Auditores Associados
- 2010: Deloitte Touche Tohmatsu
- 1º semestre de 2011: Ernst & Young Terco

Balanço Patrimonial da Ampla Energia:

Reais mil	jun/11		jun/11
Ativo Circulante	**724.122**	**Passivo Circulante**	**1.143.765**
Caixa e Equivalentes de Caixa	29.745	Obrigações Sociais e Trabalhistas	21.409
Aplicações Financeiras	148	Fornecedores	201.689
Contas a Receber	548.057	Obrigações Fiscais	45.535
Estoques	2.356	Empréstimos e Financiamentos	574.125
Tributos a Recuperar	64.214	Outras Obrigações	301.007
Despesas Antecipadas	3.404		
Outros Ativos Circulantes	76.198	**Passivo Não Circulante**	**1.557.880**
		Empréstimos e Financiamentos	698.339
		Outras Obrigações	381.176
Ativo Não Circulante	**3.699.572**	Tributos Diferidos	33.917
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.120.777	Provisões	444.448
Imobilizado	38.748		
Intangível	2.540.047	**Patrimônio Líquido**	**1.722.049**
Total do ativo	**4.423.694**	**Total do passivo**	**4.423.694**

Fonte: ITR da Empresa em 30/06/2011

Anexo

1 – Preço Médio Ponderado das Ações

Anexo 1
Preço Médio Ponderado das Ações

O preço médio ponderado das ações foi calculado com base nos preços de fechamento diários de negociação das ações da Ampla Energia no mercado aberto, extraídos do Bloomberg, e ponderados pelo volume negociado a cada dia.

Os períodos de análise definidos nas Instruções CVM são:

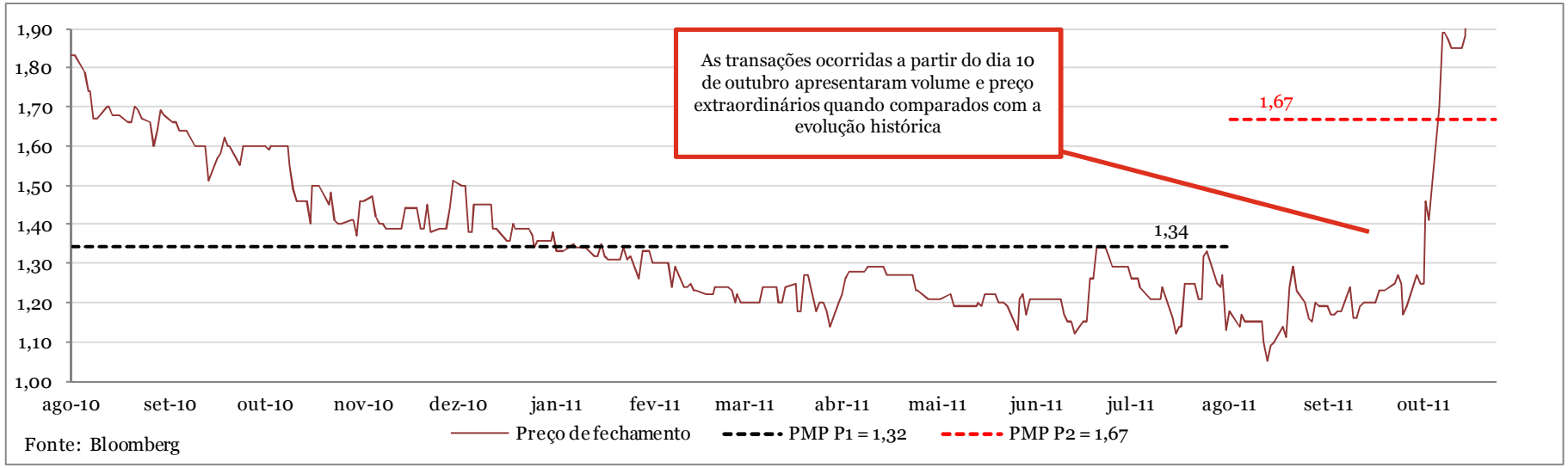
- entre a data 05/08/10 e 04/08/2011, período que corresponde a 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data de publicação do fato relevante; e
- entre a data de publicação do fato relevante (05/08/2011) e o dia 28/10/2011.

Para efeito de estudo da aplicabilidade desta metodologia ao caso da Ampla Energia, foram analisados adicionalmente a liquidez e número de negócios envolvendo as Ações da Empresa. Como resultado desta análise, entendemos que o baixo volume de ações em free float, aliado à baixa liquidez destas ações, torna esta metodologia pouco significativa na definição do valor do Capital Próprio.

Conforme demonstrado a seguir, a quantidade de Ações em free float é pequena quando comparada ao capital total da Empresa (0,36%). Mesmo quando avaliamos as transações envolvendo esta pequena parcela do capital, verificamos que a liquidez é muito baixa. A média mensal de Ações negociadas foi de 0,98% das ações em free float entre 05/08/2010 e 04/08/2011 e de 4,83% entre 05/08/2011 e 28/10/2011.

Anexo 1
Preço médio ponderado

Movimentação da ação e o Preço Médio Ponderado ("PMP") da CBEE3 anual para cada período (P1, P2) considerado:



Anexo 1

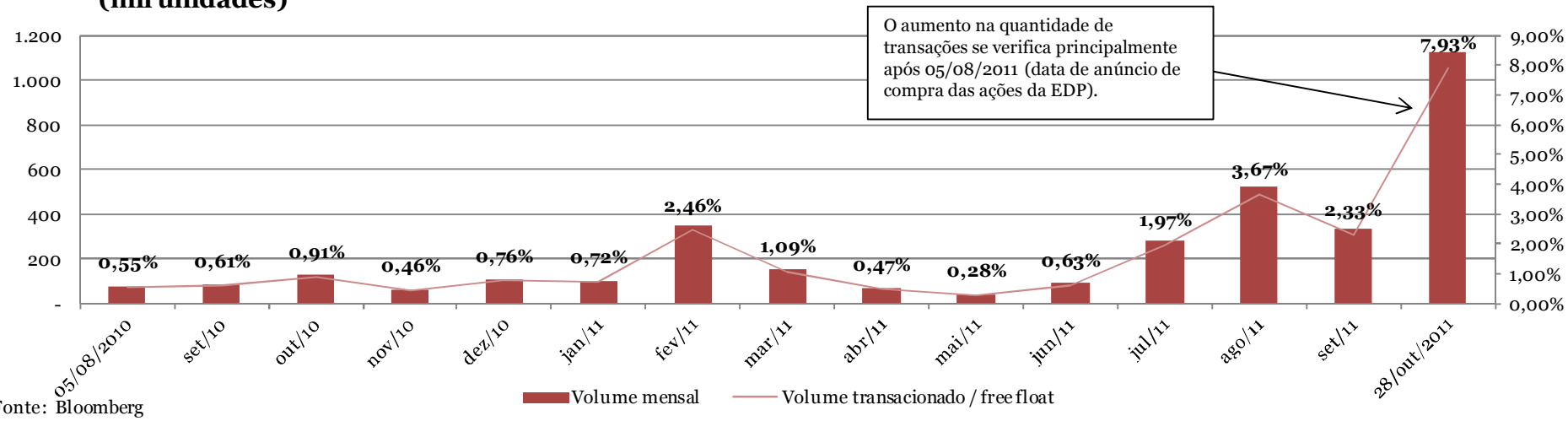
Evolução do preço relativo da ação (CBEE3) ao Ibovespa

Período de 05/08/2010 a 28/10/2011.

Fonte: Bloomberg

Anexo 1
Análise de liquidez

Volumes transacionados CBEE3 (mil unidades)



Fonte: Bloomberg

Anexo 1
Cálculo do Capital Próprio

Cálculo do valor de 100% das ações (Capital Próprio) com base nos PMPs:

	Período	
CBEE3	**05/08/2010 a 04/08/2011**	**05/08/2011 a 28/10/2011**
Preço médio ponderado das Ações (R$/ação)	1,34	1,67
Ações negociadas no período (quant. em milhões)	1,7	0,2
Ações totais (quant. em milhões)	3.923	3.923
Capital Próprio (R$ milhões)	**5.266**	**6.549**

Anexo
2 – Valor do Patrimônio Líquido

Anexo 2
Valor do patrimônio líquido

Calculado com base nas informações das últimas demonstrações financeiras enviadas pela Empresa à CVM, relativas a 30 de junho de 2011 e, para efeito de comparação, com base nas últimas demonstrações financeiras auditadas, relativas a 31 de dezembro de 2010.

Esta metodologia atribui valor a ativos e passivos das Empresas de forma estática e com base em critérios contábeis.

O objetivo deste método não é apurar o valor de mercado da Empresa, pois não considera o valor de mercado de seus ativos e passivos, nem eventuais ativos intangíveis ou perspectivas de rentabilidade das mesmas, tornando-o inadequado para definição do valor do Capital Próprio.

Patrimônio líquido contábil da Ampla Energia

Em R$ mil	30/06/2011	31/12/2010
Ativo Total	**4.423.694**	**4.313.606**
Ativo Circulante	724.122	737.482
Ativo Não Circulante	3.699.572	3.576.124
Passivo Total	**4.423.694**	**4.313.606**
Passivo Circulante	1.143.765	1.057.712
Passivo Não Circulante	1.557.880	1.672.425
Patrimônio Líquido	**1.722.049**	**1.583.469**
Quantidade de ações (em milhões)	3.922.516	3.922.516
Valor do PL/mil ações (R$)	**0,44**	**0,40**

Fonte: ITR da empresa de 30/06/2011

Anexo
3 – Fluxo de Caixa Descontado

Anexo 3

Fluxo de Caixa Descontado

Critérios

- Data base: 30 de junho de 2011

- As projeções foram elaboradas em reais correntes, descontados a valor presente pela taxa ponderada de capital (WACC), ajustando-se ativos e passivos não operacionais e deduzindo-se a dívida líquida da data-base.

- As projeções operacionais foram fornecidas pela Administração, baseadas nas revisões mais recentes disponíveis do orçamento da Coelce. Estas projeções consideram o período entre o segundo semestre de 2011 e o final de 2021.

- Adotou-se a premissa que a concessão será renovada pelo poder concedente. A Administração, assim como diversos analistas de mercado, acredita ser esta a hipótese mais provável, principalmente porque o encerramento das diversas concessões do setor elétrico resultaria num desencaixe bastante relevante para o poder concedente.

- O primeiro fluxo da perpetuidade (ano 2022) foi determinado com base no fluxo de 2021, considerando a taxa de crescimento na perpetuidade e o ajuste do valor de investimentos (Capex) para refletir a média de investimentos projetados no período de 2012 à 2021.

- A perpetuidade foi calculada com base nos fluxos de caixa projetados para 2022, com crescimento equivalente à inflação projetada de longo prazo mais 1,5% a.a. de crescimento real.

- as taxas de desconto foram calculadas em reais correntes utilizando-se a metodologia WACC resultando em 9,66% a.a., sendo realizadas sensibilidades 0, 15 ponto percentual para cima e para baixo.

Base de preparação das projeções

- A Empresa publica suas demonstrações financeiras com base no BRGAAP (que engloba a utilização dos CPCs, especialmente o ICPC 01, que trata de concessões). Adicionalmente, para efeito de apresentação à ANEEL, a Empresa prepara demonstrações financeiras em formato específico, o “Formato Regulatório”.

- As projeções foram preparadas pela Administração e são apresentadas neste Laudo utilizando o Formato Regulatório, o que não afeta o cálculo dos fluxos de caixa futuros. A principal diferença entre os dois padrões contábeis refere-se a contabilização da concessão e respectivos efeitos, não-caixa, de igual valor, na receita e custo. Adicionalmente, as projeções não consideram CVA (Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da “Parcela A”) por tratar-se de uma diferença temporal com compensação no curto prazo. Para efeito comparativo, neste Anexo os dados históricos também são apresentados no Formato Regulatório.

Anexo 3

Premissas Gerais

Premissas Macroeconômicas

Inflação:

IGP-M: as premissas de inflação são baseadas no Boletim Focus do BACEN de 07 de outubro de 2011 para os anos de 2011 e 2012. Para os demais anos, utilizamos as projeções elaboradas por um banco de primeira linha.

Segundo o Boletim Focus do BACEN, a projeção de variação do IGP–M para os anos de 2011 e 2012 é de 5,9% e 5,2%, respectivamente. Para os anos posteriores a análise do banco prevê uma taxa de 4,5 % para os anos de 2013 a 2021.

Demanda por energia:

A projeção da Administração considera o crescimento da demanda de acordo com o previsto no plano estratégico da Empresa até 2021. A previsão foi realizada com base em modelos econométricos, utilizando-se premissas de mercado e dados macroeconômicos.

Câmbio:

Reais/US Dólar: as premissas de câmbio são baseadas no Boletim Focus do BACEN de 07 de outubro de 2011 para os anos de 2011 e 2012. Para os demais anos, utilizamos as projeções elaboradas por um banco de primeira linha, conforme tabela abaixo:

PIB:

PIB: as premissas de PIB são baseadas no Boletim Focus do BACEN de 07 de outubro de 2011 para os anos de 2011 e 2012. Para os demais anos, utilizamos as projeções elaboradas por um banco de primeira linha, conforme tabela abaixo:

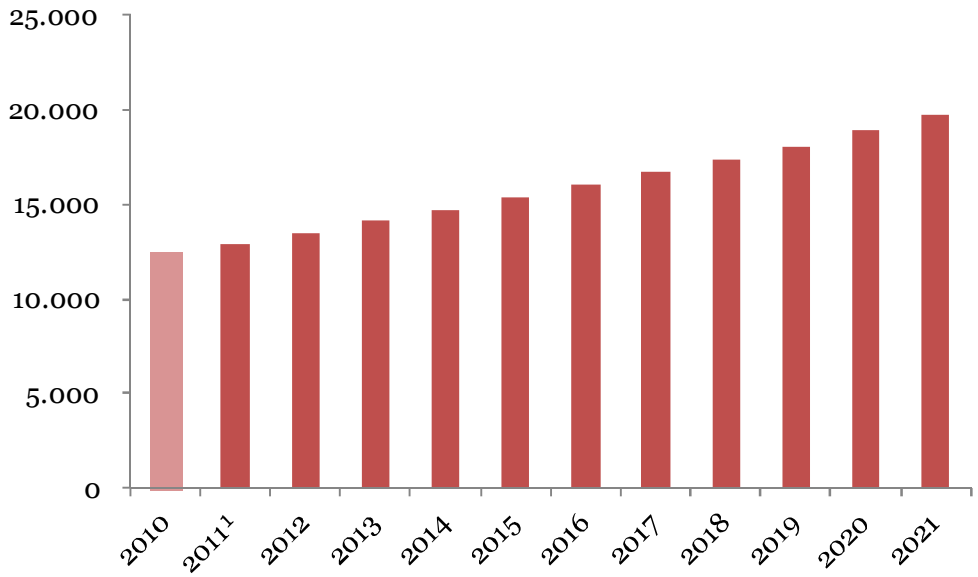
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
PIB (% cresc. Real)	7,5%	3,7%	3,5%	4,3%	4,4%	4,7%	5,0%	4,7%	4,8%	4,9%	5,0%	5,0%
R$/US$ - final de período	1,75	1,65	1,70	1,80	1,90	2,00	2,04	2,08	2,12	2,16	2,21	2,25

Anexo 3

Receitas

Volume de Fornecimento

O gráfico abaixo demonstra a evolução do volume de energia fornecida em GWh:



(1) Período representado pelo histórico do 1º semestre de 2011 e projeção do 2º semestre de 2011.

São adicionados às projeções da Administração os consumos referentes aos projetos: Programa Luz para Todos e Universalização, Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, Programa de Combate às Perdas, dentre outros.

Anexo 3

Receitas

Evolução da tarifa de acordo com o ano tarifário

Segue abaixo projeção das tarifas de acordo como ano tarifário (ajustes ocorridos anualmente em março) :

Em R$/GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Tarifa reajustada	113	115	126	133	139	100	103	107	110	114	99	102	106
Evolução		1,3%	10,0%	5,2%	4,5%	-26,7%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	-9,8%	3,2%	3,2%

A Administração projeta a receita com base na expectativa das correções tarifárias realizadas pela ANEEL. As tarifas para distribuição de energia elétrica são definidas a partir de análises sobre os custos e estrutura da empresa.

A tarifa apresentada refere-se exclusivamente à "Parcela B" da receita, destinada a cobrir os custos operacionais e a prover remuneração adequada sobre os investimentos realizados, e é líquida dos impostos incidentes. A projeção considera o reajuste tarifário anual e a revisão tarifária periódica a cada 5 anos, sendo a primeira prevista para 2014.

Os reajustes tarifários consideram o compartilhamento dos ganhos de eficiência com o consumidor, determinado a cada Revisão Tarifária Periódica e representado pelos Fatores X (Xe, Xa e Xc). A última revisão tarifária ocorrida em 2009 considerou um Fator Xe de 0%, sendo que o projetado para as próximas revisões é 1,3%. Os Fatores Xa e Xc não foram projetados, em função da projeção do não descasamento entre IGP-M e IPCA (Fator Xa) e do caráter qualitativo do Fator Xc (satisfação do consumidor).

Os custos não gerenciáveis pela concessionária, representados pela "Parcela A", são repassados integralmente ao consumidor final através do Reajuste Tarifário Anual e compõem a receita total da Empresa.

Anexo 3

Receitas

Preço Bruto x Preço Líquido

Com o objetivo de demonstrar a composição do preço bruto divulgado e a tarifa líquida aplicada a Administração demonstrou a seguintes conciliação:

Projeção 2012 - Em R$/ GWh	
Preço Bruto médio	**466**
Compra de energia	(121)
Deduções impostos	(177)
Encargos regulatórios	(42)
Preço Líquido médio	**126**

Anexo 3

Perdas

A administração da Ampla Energia projeta a redução das perdas de energia (técnicas e não técnicas) da faixa de 19% em 2011 para 14% a partir de 2022 e até o final da concessão. Esta redução é devida, principalmente, à maior eficiência no combate às perdas não técnicas e fortalecimento da infraestrutura de distribuição

Na tentativa de minimizar as perdas de energia causadas por falhas técnicas, a Empresa lançou em 2010 o Plano de Qualidade, que prevê investimentos tanto em infraestrutura quanto em capacitação de força-tarefa para atendimento a emergências. Para os próximos dez anos estão previstos investimentos na ordem de R$ 1.164 milhões destinados exclusivamente ao combate à perda de energia.

Os comentários da Administração da Ampla Energia contidos no Relatório Anual de Sustentabilide incluem foco na área de perdas, para a qual menciona medidas em andamento, incluindo investimentos em novas tecnologias de medição e comunidades de relacionamento na área de atuação da Ampla que se encontram em situação de vulnerabilidade social, em que são detectados elevados índices de perdas de energia associados ao furto.

Os ganhos com a diminuição das perdas, por outro lado, não produzem impacto pleno nas finanças da empresa, tendo em vista que o melhor desempenho na área de perdas é incluído no cálculo da RTP, e esta produtividade é compartilhada com o consumidor a cada cinco anos.

Em GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Perdas	2.533	2.562	2.421	2.474	2.472	2.555	2.656	2.763	2.804	2.827	2.882	2.958	3.068
% Demanda	21%	21%	19%	18%	18%	17%	17%	17%	17%	16%	16%	16%	16%

Anexo 3

Receitas e deduções

Receita Operacional Bruta, deduções e Receita Operacional Líquida
Formato Regulatório

Em R$ mil	2010 (1)	2011 (2)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Receita Ope. Bruta	**4.293.875**	**4.488.966**	**5.127.956**	**5.622.914**	**5.435.230**	**5.786.547**	**6.319.491**	**6.751.322**	**7.247.042**	**7.237.820**	**7.808.048**	**8.480.325**
(-) Deduções	**(1.593.986)**	**(1.626.144)**	**(1.751.995)**	**(1.921.100)**	**(1.856.977)**	**(1.977.006)**	**(2.159.089)**	**(2.306.627)**	**(2.475.992)**	**(2.472.841)**	**(2.667.663)**	**(2.897.350)**
Parcela A	1.454.645	1.492.847	1.695.587	1.966.346	2.138.670	2.287.184	2.482.128	2.673.542	2.878.135	3.111.136	3.370.939	3.649.499
Parcela B (3)	1.245.243	1.369.974	1.680.374	1.735.469	1.439.583	1.522.357	1.678.274	1.771.153	1.892.914	1.653.842	1.769.446	1.933.476
Receita Ope. Líquida	**2.699.888**	**2.862.822**	**3.375.961**	**3.701.814**	**3.578.254**	**3.809.541**	**4.160.401**	**4.444.695**	**4.771.050**	**4.764.978**	**5.140.385**	**5.582.975**
Evolução (%)		6,03%	17,92%	9,65%	-3,34%	6,46%	9,21%	6,83%	7,34%	-0,13%	7,88%	8,61%

(1) A Receita Bruta conforme o BRGAAP em 2010 foi de R$ 4,75 bilhões. A diferença refere-se essencialmente a contabilização de receitas do ICPC 01 (R$ 395 milhões). Para efeito do BRGAAP, o mesmo valor referente ao ICPC 01 é também contabilizado em custos.
(2) Período representado pelo histórico do 1º semestre de 2011 e projeção do 2º semestre de 2011.
(3) Para efeito de demonstração a Parcela B acima inclui outras receitas, tais como: recuperação de créditos, pesquisa e exploração.

As receitas foram calculadas com base nas premissas de demanda e tarifa, descritas anteriormente.

Os impostos sobre a receita foram calculados com base na legislação vigente, mantendo-se a referência histórica.

Calculamos um percentual médio de 34% de deduções da receita bruta com base no histórico.

ICMS: a alíquota média é de 27,3% sobre a receita bruta de distribuição
PIS/COFINS: foi utilizada a média histórica de 5,5 %, já levando-se em consideração as reversões de provisões contidas nos dados históricos recentes.
Outros impostos e encargos regulatórios: 1,2% sobre as receitas de distribuição de energia.

Anexo 3

Custos

Apuração Custos

Os custos da Empresa são compostos por: compra de energia elétrica, custos administrativos e depreciação / amortização:

Em R$ mil	2011 (1)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Custos com Energia Elétrica	1.492.847	1.695.587	1.966.346	2.138.670	2.287.184	2.482.128	2.673.542	2.878.135	3.111.136	3.370.939	3.649.499
Custos Administrativos	517.475	598.033	625.938	609.906	634.868	662.034	690.511	721.311	743.922	776.407	814.888
Depreciação/ Amortização	205.685	239.374	262.459	281.633	298.768	315.046	338.592	367.915	393.491	415.113	436.659
Custos - Total	**2.216.008**	**2.532.995**	**2.854.742**	**3.030.209**	**3.220.821**	**3.459.208**	**3.702.645**	**3.967.362**	**4.248.550**	**4.562.458**	**4.901.046**
Evolução total (%)		**14,3%**	**12,7%**	**6,1%**	**6,3%**	**7,4%**	**7,0%**	**7,1%**	**7,1%**	**7,4%**	**7,4%**

(1) Período representado pelo histórico do 1º semestre de 2011 e projeção do 2º semestre de 2011.

• Custos com Energia Elétrica

Valores baseados nos contratos de compra de energia e transmissão existentes. Os principais fornecedores de energia da Ampla Energia são Furnas, CHESF e Itaipu. A partir de 2005, conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras passaram a comprar energia elétrica por meio de contratos regulados de compra e venda em leilões promovidos pelo governo.

Por se tratar de componentes não gerenciáveis ("Parcela A"), o impacto dos Custos com Energia Elétrica, encargos setoriais, e uso do sistema de transmissão pouco interferem na rentabilidade da empresa, uma vez que são repassados ao consumidor final através do Reajuste Tarifário Anual.

• Custos Administrativos

A Administração projeta crescimento médio dos Custos Administrativos de 4% até 2021, com crescimentos inferiores a média nos anos de revisão tarifária.

• Depreciação / Amortização

A amortização e depreciação são calculadas de forma linear com base na vida útil média dos ativos conforme demonstração financeira de 30 de junho de 2011.

A taxa média de depreciação é de 5,06% ao ano sobre o ativo permanente original e sobre os novos investimentos, o que equivale a uma vida útil média de 19,76 anos.

Anexo 3

Resultado Operacional

Evolução EBITDA

Conforme dados apresentados, há uma projeção de margem decrescente de EBITDA, resultante da aplicação do Fator X e dos impactos da Revisão Tarifária Periódica.

Historicamente, a margem EBITDA situou-se entre 24% e 27% da receita líquida e a projeção atinge a média de 24,5% nos próximos 10 anos. Há uma projeção de margem decrescente de EBITDA, considerando a aplicação do Fator X e as perspectivas de reduções de tarifa nos ajustes periódicos.

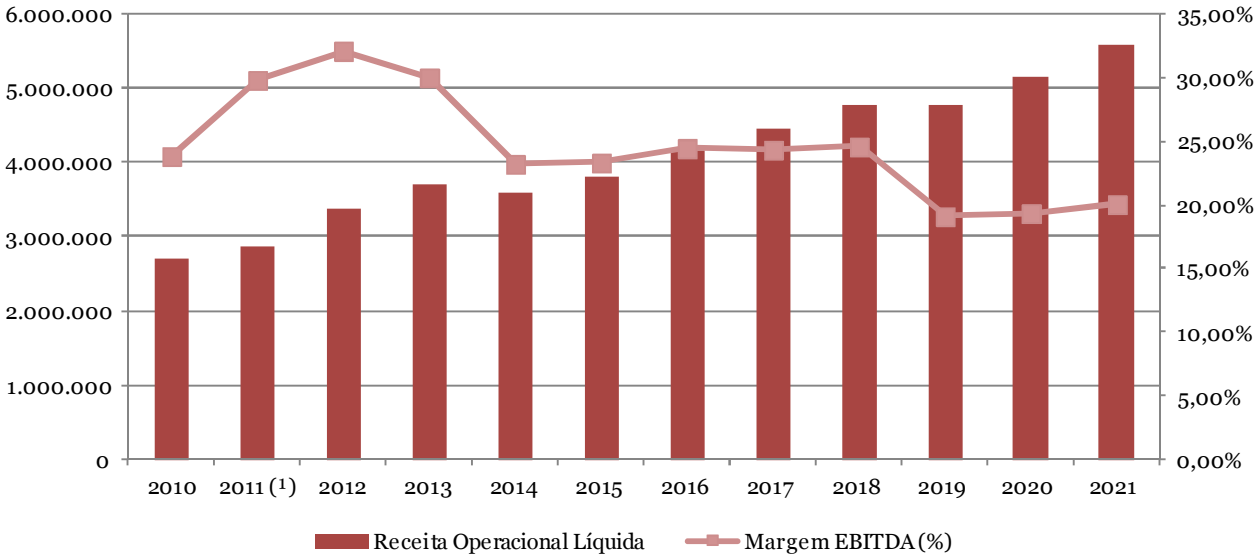
Reais Mil	2010	2011 (1)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Receita Operacional	4.293.875	4.488.966	5.127.956	5.622.914	5.435.230	5.786.547	6.319.491	6.751.322	7.247.042	7.237.820	7.808.048	8.480.325
(-) Deduções	(1.593.986)	(1.626.144)	(1.751.995)	(1.921.100)	(1.856.977)	(1.977.006)	(2.159.089)	(2.306.627)	(2.475.992)	(2.472.841)	(2.667.663)	(2.897.350)
Receita Ope. Líquida	**2.699.888**	**2.862.822**	**3.375.961**	**3.701.814**	**3.578.254**	**3.809.541**	**4.160.401**	**4.444.695**	**4.771.050**	**4.764.978**	**5.140.385**	**5.582.975**
Custo Energia Elétrica	(1.454.645)	(1.492.847)	(1.695.587)	(1.966.346)	(2.138.670)	(2.287.184)	(2.482.128)	(2.673.542)	(2.878.135)	(3.111.136)	-3.370.939	(3.649.499)
Custos administrativos	(602.637)	(517.475)	(598.033)	(625.938)	(609.906)	(634.868)	(662.034)	(690.511)	(721.311)	(743.922)	-776.407	(814.888)
EBITDA	**642.606**	**852.499**	**1.082.341**	**1.109.531**	**829.677**	**887.488**	**1.016.239**	**1.080.643**	**1.171.603**	**909.920**	**993.039**	**1.118.587**
Margem EBITDA (%)	23,80%	29,78%	32,06%	29,97%	23,19%	23,30%	24,43%	24,31%	24,56%	19,10%	19,32%	20,04%

(1) Período representado pelo histórico do 1º semestre de 2011 e projeção do 2º semestre de 2011.

Anexo 3

Resultado Operacional

Evolução EBITDA (cont.)



(1) Período representado pelo histórico do 1º semestre de 2011 e projeção do 2º semestre de 2011.

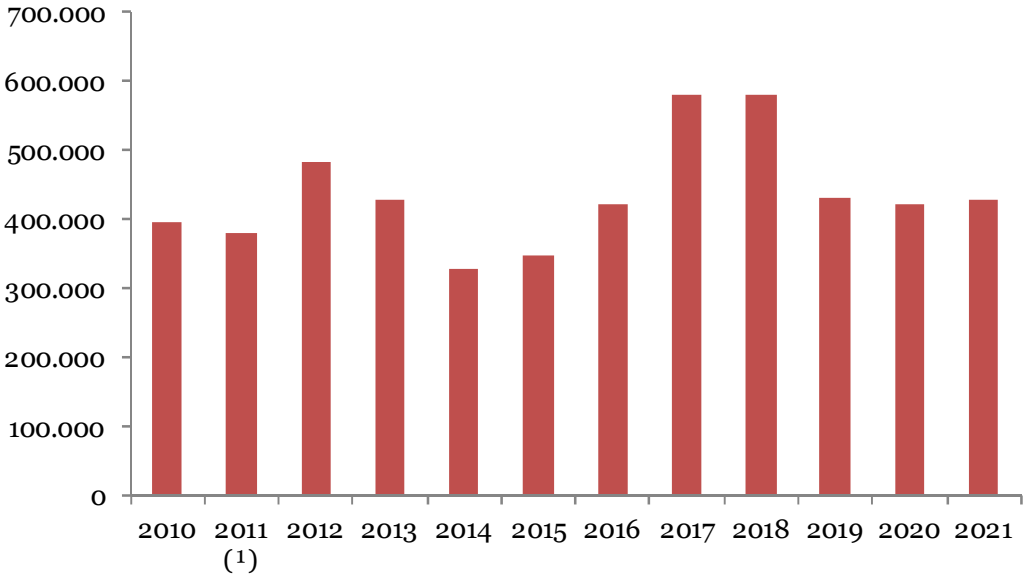
A margem EBITDA tende a ser decrescente, devido ao repasse do ganho da eficiência na revisão tarifária periódica (a ser realizada em 2014 e 2019).

Anexo 3
Investimentos

Projeção de investimentos

Os investimentos são destinados às principais frentes: construção de estruturas para atendimento de novas demandas e para manutenção da atual base de clientes, redução das perdas, segurança, manutenção da qualidade do serviço prestado, segurança e adequações regulatórias.

Evolução dos Investimentos líquidos - em R$ mil



(1) Período representado pelo histórico do 1º semestre de 2011 e projeção do 2º semestre de 2011.

Investimentos projetados até 2021 são baseados nos programas de investimentos existentes na Empresa.

Anexo 3

Impostos

Imposto de Renda / Contribuição Social

- As alíquotas de Imposto sobre a Renda e de CSLL utilizadas na avaliação foram de 25% e 9%, respectivamente.
- A Ampla Energia possui créditos tributários registrados em seu balanço patrimonial de 30 de junho de 2011 referentes a diferenças temporais entre o lucro apurado na atividade de distribuição de energia elétrica e o lucro reconhecido para fins de apuração. Estes créditos foram tratados, para fins de avaliação, como ativos não operacionais.

Anexo 3

Capital de Giro e Dívida Líquida Inicial

Itens não operacionais em 30 de junho de 2011 em R$ mil

Foram identificados os seguintes itens não operacionais na posição patrimonial da Empresa de 30/06/2011. Estes itens não são refletidos no Fluxo de Caixa projetado mas ensejam ajuste ao valor do Capital Próprio.

Itens não operacionais	
Tributos diferidos	360.635
Outros créditos	172.081
Dividendos a pagar	(28.908)
Provisões para contingências	(444.448)
Benefício pós-emprego [1]	(361.646)
Outras obrigações	(44.209)
Total	**(346.495)**

[1] Os saldos referentes aos Benefícios pós-emprego foram tratados como ajuste ao valor da empresa na premissa de que, para o período projetado, as despesas com estes benefícios serão suficientes para cobrir os saldos atuariais dos respectivos planos.

Capital de Giro

As contas de capital de giro, bem como sua movimentação, foram projetadas utilizando-se, principalmente, os parâmetros verificados nos períodos anteriores (exercício de 2010 e primeiro semestre de 2011).

Dívida líquida inicial

Segue composição da dívida líquida em 30 de junho de 2011.

Reais mil	30/06/2011
Empréstimos e financiamentos	614.379
Debêntures	658.085
Caixa e equivalentes de caixa	(29.893)
Dívida líquida inicial	**1.242.571**

Conforme a demonstração financeira publicada o custo médio da dívida é 10,5% a.a em termos nominais.

Anexo 3

Demonstração do Resultado

Reais mil	2010	2011 (1)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Receita Operacional	4.293.875	4.488.966	5.127.956	5.622.914	5.435.230	5.786.547	6.319.491	6.751.322	7.247.042	7.237.820	7.808.048	8.480.325
(-) Deduções	(1.593.986)	(1.626.144)	(1.751.995)	(1.921.100)	(1.856.977)	(1.977.006)	(2.159.089)	(2.306.627)	(2.475.992)	(2.472.841)	(2.667.663)	(2.897.350)
Receita Ope. Líquida	**2.699.888**	**2.862.822**	**3.375.961**	**3.701.814**	**3.578.254**	**3.809.541**	**4.160.401**	**4.444.695**	**4.771.050**	**4.764.978**	**5.140.385**	**5.582.975**
(-) Custo de Energia Elétrica	(1.454.645)	(1.492.847)	(1.695.587)	(1.966.346)	(2.138.670)	(2.287.184)	(2.482.128)	(2.673.542)	(2.878.135)	(3.111.136)	(3.370.939)	(3.649.499)
(-) Custo / Despesa de Pessoal	(602.637)	(517.475)	(598.033)	(625.938)	(609.906)	(634.868)	(662.034)	(690.511)	(721.311)	(743.922)	(776.407)	(814.888)
EBITDA	**642.606**	**852.499**	**1.082.341**	**1.109.531**	**829.677**	**887.488**	**1.016.239**	**1.080.643**	**1.171.603**	**909.920**	**993.039**	**1.118.587**
Margem (%)	23,80%	29,78%	32,06%	29,97%	23,19%	23,30%	24,43%	24,31%	24,56%	19,10%	19,32%	20,04%
(-) Amortização/ Depreciação	(172.122)	(205.685)	(239.374)	(262.459)	(281.633)	(298.768)	(315.046)	(338.592)	(367.915)	(393.491)	(415.113)	(436.659)
Resultado Operacional	**470.484**	**646.814**	**842.967**	**847.072**	**548.044**	**588.720**	**701.193**	**742.050**	**803.688**	**516.429**	**577.926**	**681.929**
Margem (%)	17,43%	22,59%	24,97%	22,88%	15,32%	15,45%	16,85%	16,70%	16,85%	10,84%	11,24%	12,21%
(-/+) Resultado Financeiro	(163.473)	(103.930)										
(-) IR/CS	(104.716)	(184.839)	(286.585)	(287.981)	(186.311)	(200.141)	(238.382)	(252.273)	(273.230)	(175.562)	(196.471)	(231.832)
Resultado do Exercício	**202.296**	**358.045**	**556.382**	**559.092**	**361.733**	**388.580**	**462.812**	**489.777**	**530.458**	**340.867**	**381.455**	**450.097**
Margem (%)	7,49%	12,51%	16,48%	15,10%	10,11%	10,20%	11,12%	11,02%	11,12%	7,15%	7,42%	8,06%

(1) Período representado pelo histórico do 1º semestre de 2011 e projeção do 2º semestre de 2011.

Anexo 3

Fluxo de Caixa

Em R$ milhões

Em R$ milhões	2S2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Lucro Operacional	**362.242**	**842.967**	**847.072**	**548.044**	**588.720**	**701.193**	**742.050**	**803.688**	**516.429**	**577.926**	**681.929**
+ Depreciação	113.566	239.374	262.459	281.633	298.768	315.046	338.592	367.915	393.491	415.113	436.659
- IR/CS	(123.150)	(286.585)	(287.981)	(186.311)	(200.141)	(238.382)	(252.273)	(273.230)	(175.562)	(196.471)	(231.832)
Sub total	**352.658**	**795.756**	**821.550**	**643.366**	**687.348**	**777.857**	**828.369**	**898.373**	**734.358**	**796.568**	**886.756**
Invest. em Capital de Giro	41.868	(44.735)	(25.117)	24.337	(19.324)	(31.888)	(23.625)	(28.079)	14.483	(31.367)	(38.320)
Investimentos em CAPEX	(177.444)	(483.837)	(428.451)	(329.326)	(347.846)	(420.435)	(579.414)	(579.414)	(431.366)	(423.119)	(428.364)
Fluxo de Caixa	**217.082**	**267.185**	**367.983**	**338.377**	**320.177**	**325.535**	**225.330**	**290.879**	**317.475**	**342.083**	**420.073**

Anexo 3

Taxa de Desconto

As premissas utilizadas para o cálculo do WACC foram:

- **Data base para o cálculo e levantamento de informações:** 30 de junho de 2011.
- ***Rf* (Taxa de retorno livre de risco – *Risk free rate*)**: 4,18% - com base na média de dois anos do T-Bond de 30 anos (fonte: *Bloomberg*).
- **Risco país**: 1,96% - com base na média de dois anos índice EMBI.
- ***Rm – Rf* (Prêmio médio de risco de mercado – *Market Risk Premium*)**: 5,50% (fonte: estudos PwC Global).
- **Beta desalavancado:** 0,45 - com base na média da amostra de empresas comparáveis (Coelce: 0,42; Eletropaulo: 0,59 e Equatorial: 0,35)
- **Endividamento**: 50% (estrutura ótima proposta pela ANEEL para o setor de distribuição, fonte: nota técnica número 95/2011).
- **Taxa de imposto no Brasil**: 34% (CSLL e IRPJ)
- **Inflação Brasil:** 4,23% média das projeções de inflação de 2011 a 2021 (fonte: Boletim Focus do Bacen para 2011 e 2012 e projeções de um banco nacional de primeira linha de 2013 a 2021).
- **Inflação U.S.**: 2,13% compatível com a inflação média do período de projeção (fonte: US Congressional Budget Office).
- **Custo da dívida**: média ponderada do custo de captação total da dívida de longo prazo.

Parâmetro	
Risk Free - média de 2 anos, T-Bond 30 anos	4,18%
Risco País - média 2 anos JP EMBI+	1,96%
Market Premium	5,50%
Beta desalavancado	0,45
% Dívida [D/(D+E)]	50,00%
% Equity [E/(D+E)]	50,00%
Impostos Brasil (IRPJ + CSLL)	34,0%
Beta alavancado	0,75
Inflação Brasil	4,23%
Inflação EUA	2,13%
Custo do Capital Próprio em R$ correntes	**12,39%**
Custo da Dívida em R$ correntes	10,50%
Custo da Dívida em R$ correntes (líquido de impostos)	6,93%
WACC em R$ correntes	**9,66%**

Anexo 3

Resultado

R$ mil			
WACC	**9,50%**	**9,66%**	**9,80%**
Valor presente dos fluxos com perpetuidade	**5.995.496**	**5.774.533**	**5.595.318**
Ativos/passivos não operacionais	(346.495)	(346.495)	(346.495)
Valor da empresa	**5.649.001**	**5.428.038**	**5.248.823**
Dìvida líquida	(1.242.571)	(1.242.571)	(1.242.571)
Valor das Ações Ampla Energia	**4.406.430**	**4.185.467**	**4.006.252**
Valor por ação (R$/ mil ações)	**1,12**	**1,07**	**1,02**

Os resultados acima indicam um múltiplo implícito de EV / EBITDA (últimos 12 meses, com data-base de 30/06/2011) de 7,61x a 8,15x.

Anexo
4 – Múltiplos de mercado

Anexo 4
Múltiplos de Mercado

Foi considerado o múltiplo de EV / EBITDA de mercado para a data-base de 30/06/11. Analisamos os múltiplos da Eletropaulo, Equatorial e Coelce, empresas essencialmente distribuidoras e cujas ações têm liquidez no mercado. Os valores médios obtidos foram aplicados para a Ampla Energia.

R$ Milhões	EV / EBITDA [1]	EV / EBITDA [2] ajustado
Eletropaulo	3,47x	3,26x
Coelce	3,93x	3,93x
Equatorial	4,10x	4,02x
Média	**3,84x**	**3,74x**

R$ Milhões	EV / EBITDA	EV / EBITDA ajustado
Base de cálculo (EBITDA)[3]	735	735
Múltiplo médio calculado	3,84x	3,74x
EV Ampla Energia	2.821	2.749
(-) Dívida líquida	(1.243)	(1.243)
Valor do Capital Próprio	**1.578**	**1.507**
Valor por ação (R$/mil ações)	**0,40**	**0,38**

Nota: Os dados utilizados foram publicados pelas empresas (ITR, IAN, press-releases e Bloomberg). Segue abaixo os dados utilizados no cálculo dos múltiplos (em R$ mil):

	EV	EBITDA	EBITA ajustado
Eletropaulo	7.314.132	2.105.500	2.241.500
Coelce	3.154.699	802.320	802.320
Equatorial	2.264.943	551.800	562.900

[1] Os múltiplos foram calculados com dados financeiros com data-base de 30/06/2011, exceto pelo preço das Ações utilizado no cálculo do Capital Próprio, para o qual foi utilizado a data de divulgação ao mercado dos resultado do 2º trimestre de 2011.

[2] Calculado com o EBITDA ajustado informado pelas empresas comparáveis. A Coelce divulga que não realiza ajustes de EBITDA.

[3] O EBITDA utilizado corresponde aos 12 meses anteriores a data-base de 30/06/2011.

A média obtida para os múltiplos de mercado foi de 3,84x e 3,74x, enquanto o múltiplo implícito da cotação de mercado das Ações da Ampla Energia resulta em 7,71x. Este fato leva a crer que as ações da Empresa negociadas livremente no mercado ("free float") podem conter um desvio que não se verifica nas outras metodologias de avaliação, especialmente em função do tamanho bastante reduzido de free float (0,36% do total de ações).

O valor do Capital Próprio demonstrado acima não considera o múltiplo da própria Ampla Energia.

Dado o nível de eficiência operacional da Ampla Energia encontrar-se abaixo dos níveis das empresas utilizadas como comparáveis, a aplicação de múltiplos não captura a expectativa da Administração de melhoria destes índices, gerando assim resultados inferiores aos identificados nas outras metodologias, inclusive inferior a metodologia de Valor do Patrimônio Líquido. Desta forma, entendemos que a aplicação de múltiplos neste caso é inadequada para definição de valor do Capital Próprio.

Anexo
5 – Transação com a EDP

Anexo 5
Transação com a EDP

Informações sobre a transação

No dia 05 de agosto de 2011 foi divulgado ao mercado a assinatura de contrato de aquisição pela Endesa Latinoamérica S.A. da totalidade da participação da EDP Energias de Portugal S.A. nas empresas Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.

As ações transferidas pela EDP Energias de Portugal representam 7,70% do capital social de cada uma das empresas transacionadas. O valor total da operação foi de EUR 85 milhões, sendo o montante de EUR 76 milhões relacionados à participação na Ampla Energia e Serviços S.A. e os EUR 9 milhões restantes relacionados à participação na Ampla Investimentos e Serviços S.A., conforme informado pelo Grupo Endesa.

Cálculo do valor por ação da CBEE3 com base na transação com a EDP

Transação com a EDP	
Participação acionária negociada	7,70%
Preço pago para a EDP (em milhões de EUR)	76
Preço pago para a EDP (em milhões de R$)[1]	171
Quantidade de ações negociadas (em mil unidades)	302.176
Preço pago por ação, em R$/mil ações	**0,57**
Valor do Capital Próprio (em milhões de R$)	**2.220**

[1] Convertido com base na PTAX de fechamento informada pelo Banco Central do Brasil no dia da transação de R$/EUR 2,25

Com base no preço unitário da ação AMPI3 aplicado na transação, calculamos o Capital Próprio da Ampla Energia em R$ 2.220 milhões.

Apesar de ser uma transação entre partes não-relacionadas, o que seria um bom indicativo, o valor desta transação foi significativamente diferente do obtido com a aplicação das demais metodologias. Desta forma, desconsideramos este parâmetro na definição do valor do Capital Próprio.

Anexo
6 – Relatório dos analistas

Anexo 6
Relatório dos analistas

Resultado: metodologia não aplicável
A Ampla Energia não é avaliada por analistas de mercado, conforme informado pela Administração.

Glossário de termos e abreviações

Glossário

Termo	Definição
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente do Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BACEN	Banco Central do Brasil
BD	Benefício Definido
BES	Banco Espírito Santo
Beta	Coeficiente que quantifica o risco não diversificável a que um ativo esta sujeito. O índice é determinado por meio de uma regressão linear entre a série de variações no preço do ativo e a série de variações no preço da carteira de mercado.
Bloomberg	Serviço especializado de informações financeiras
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
BM&FBOVESPA	Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
Capex	Termo em inglês para gastos em bens de capital (Capital Expenditure)
CAPM	Sigla em inglês para modelo de precificação de ativos financeiros
CCC	Conta Consumo de Combustível
CCEARs	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Taxa média praticada pelas instituições financeiras nas operações com Certificados de Depósitos Interfinanceiros
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
Coelce	Companhia Energética do Ceará
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia

Glossário (cont.)

Termo	Definição
CPL	Consumidores Potencialmente Livres
CSL	Contribuição Sobre o Lucro Líquido
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CVM	Comissão de Valores Mobiliárias
Due dilligence	Termo em inglês que designa um procedimento de análise através do qual um comprador tem como se certificar da veracidade e segurança da informação obtida durante a fase de negociação
EBITDA	Sigla em inglês para lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização – LAJIDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, Depreciation and Amortization).
EDP	Energias de Portugal S.A
Eletropaulo	Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A.
Encargos Sociais	Referem-se ao INSS e FGTS sobre folha de pagamento
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Equatorial	Equatorial Energia S.A.
ESS	Encargo do Serviço do Sistema
ETEO	Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.
EV	Sigla em inglês para Valor da Empresa (Enterprise Value)
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FNDCT	Fundo Nacional de desenvolvimento Científico e Tecnológico
Free Float	Termo em inglês para livre flutuação
Gigawatt ou GW	Unidade equivalente a um bilhão de Watts
Gigawatt-hora ou GWh	Unidade equivalente a um gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de Watts-hora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICPC 01	Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre produto industrializado
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica

Glossário (cont.)

Termo	Definição
ISS	Imposto sobre Serviços
ITR	Informações Trimestrais
Kd	Custo da Dívida
Ke	Custo do Capital Próprio
Kilowatt ou kW	Unidade equivalente a mil Watts
Kilowatt-hora ou kWh	Unidade equivalente a um kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou mil watts-hora
Lafis	Serviço de análises setoriais e informações do mercado financeiro
LALUR	Livro de Apuração do Lucro Real
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
Megawatt ou MW	Unidade equivalente a um milhão de Watts
Megawatt-hora ou MWh	Unidade equivalente a um megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de Watts-hora
MME	Ministério de Minas e Energia
NA	Não aplicável
Network	Rede
NI	Não informado
ON	Ação Ordinária
OPA	Oferta Pública de Aquisição de Ações
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PEE	Programas de Eficiência Energética
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PL	Patrimônio Líquido
PN	Ação Preferencial
PPP	Parceria Público Privada
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

Glossário (cont.)

Termo	Definição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
Project Finance	Financiamento de projeto
Reais ou R$	Moeda Local (Real)
RGE	Rio Grande Energia S.A.
RGR	Reserva Global de Reversão
Risk free rate	Taxa livre de risco
RTP	Revisões Tarifárias Periódicas
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SELIC	Taxa de juros fixada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) do Banco Central do Brasil, mediante cálculo da taxa média ponderada dos juros praticados pelas instituições financeiras
SIN	Sistema Interligado Nacional
Size premium	Prêmio por tamanho da empresa
Stakeholders	Depositários
TFSEE	Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica
WACC	Sigla em inglês para Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost Of Capital)
Watt	A unidade básica de potência de energia elétrica

Limitações de responsabilidade

Nossa avaliação é apenas um dos diversos fatores a serem considerados para se chegar ao valor de uma empresa, determinável basicamente por meio de negociação de livre iniciativa entre as partes interessadas, em um mercado livre e aberto, onde nenhuma das partes tenha motivos especiais para comprar ou para vender e ambas tenham bom conhecimento dos fatos relevantes. Nossa avaliação não levou em consideração eventuais sinergias, motivos estratégicos, economias de escala, ou outros benefícios que eventuais investidores poderiam ter ou perder no caso de troca de participações societárias da Empresa.

Ao elaborarmos a avaliação, utilizamos informações e dados históricos e projetados, não auditados, fornecidos por escrito ou verbalmente pela Administração ou obtidos das fontes mencionadas. O valor dos investimentos considerados nas projeções não foi analisado nem discutido por ou com técnicos independentes especialistas na questão, sendo, portanto baseado exclusivamente nas estimativas da Administração. Adicionalmente, como toda previsão é subjetiva e depende de julgamentos individuais, estando sujeita a incertezas, não apresentamos as previsões como resultados específicos a serem atingidos. Portanto, não estamos em condições de emitir e não emitiremos parecer sobre os dados históricos, projeções e demais informações contidas em nosso Laudo.

Nosso trabalho de avaliação do Capital Próprio da Empresa não levou em consideração quaisquer tipos de contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas na posição patrimonial da data-base do trabalho. Consequentemente, nossas conclusões não consideraram o seu efeito, se houver, sobre os resultados futuros e sobre o valor de avaliação do Capital Próprio da Empresa.

Adicionalmente, não realizamos qualquer trabalho de verificação ou auditoria das demonstrações financeiras da Empresa e, portanto, de seu patrimônio líquido contábil, que é auditado por terceiros.

Nosso trabalho foi desenvolvido visando aos objetivos já descritos Sumário Executivo. Portanto, não deverá ser utilizado para outras finalidades que não a citada.

Quaisquer laudos em forma de minuta ou apresentações preliminares de nosso trabalho serão emitidos unicamente para discussão entre a Administração e a PwC. Portanto, deverão ser utilizados apenas para esta finalidade e não devem ser considerados como documentos finais, pois podem sofrer alterações significativas. As conclusões válidas de nossos trabalhos serão expressas unicamente em nosso Laudo final assinado.

Na eventualidade de tomarmos conhecimento, a qualquer tempo, de fatos ou informações que não nos tenham sido fornecidos antes da emissão dos nossos relatórios finais, reservamo-nos o direito de rever os cálculos e os valores.

Não nos responsabilizamos pela atualização de nossos relatórios em função de eventos ou circunstâncias ocorridas após a data de emissão dos mesmos.

Não assumimos qualquer responsabilidade por perdas ocasionadas à Endesa, à Ampla Energia, empresas a elas ligadas, a seus acionistas, diretores ou a outras partes, como consequência da nossa utilização dos dados e informações fornecidas pela Empresa ou pela Administração, ou obtidas de outras fontes, assim como da utilização de nossos relatórios de forma contrária ou sem observância das ressalvas dos parágrafos anteriores.

Limitações de responsabilidade

Este Laudo não constitui um julgamento, opinião ou recomendação à Administração, aos acionistas da Empresa ou a qualquer terceiro quanto à conveniência e oportunidade, ou quanto à decisão da realização da operação descrita no Sumário Executivo, bem como não se destina a embasar qualquer decisão de investimento ou desinvestimento.

Em nenhuma circunstância a PwC, seus sócios, prepostos e funcionários serão responsáveis por indenizar qualquer parte direta ou indiretamente prejudicada pelos serviços por nós prestados.

O termo “PwC” refere-se à rede (network) de firmas membro da PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ou, conforme o contexto determina, a cada uma das firmas membro participantes da rede da PwC. Cada firma membro da rede constitui uma pessoa jurídica separada e independente e que não atua como agente da PwCIL nem de qualquer outra firma membro. A PwCIL não presta serviços a clientes. A PwCIL não é responsável ou se obriga pelos atos ou omissões de qualquer de suas firmas membro, tampouco controla o julgamento profissional das referidas firmas ou pode obrigá-las de qualquer forma. Nenhuma firma membro é responsável pelos atos ou omissões de outra firma membro, nem controla o julgamento profissional de outra firma membro ou da PwCIL, nem pode obrigá-las de qualquer forma./