

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf
CNPJ nº 33.541.368/0001-16
COMPANHIA ABERTA

Recife, 15 de novembro de 2012.

Senhores Acionistas:

Nesta data, foi convocada Assembleia Geral Extraordinária – AGE da Companhia, a ser realizada às 14:00 horas (horário de Recife) do dia 03 de dezembro de 2012, para deliberar acerca das seguintes matérias:

1. Eleição de membro do Conselho de Administração representante do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, nos termos do § 2º, artigo 19, do Estatuto Social da Empresa; e
2. Prorrogação dos Contratos de Concessão nºs 061/2001 - ANEEL e 006/2004 - ANEEL, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012, do Decreto nº 7.805, de 14.09.2012, das Portarias MME nºs 578 e 579, de 31.10.2012, e da Portaria Interministerial MME/MF nº 580, de 01.11.2012.

Desta forma, em atendimento às Instruções CVM nº 480 e 481/2009, apresentamos a seguir as informações necessárias ao exercício do direito de voto na AGE, referente à eleição de membro do Conselho de Administração, bem como, à deliberação sobre a Prorrogação dos Contratos de Concessão:

1. Eleição de membro do Conselho de Administração
 - Informações dos itens 12.6 a 12.10 do Formulário de Referência;
2. Prorrogação dos Contratos de Concessão
 - Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012;
 - Decreto nº 7.805, de 14.09.2012;
 - Portaria MME nº 578, de 31.10.2012;
 - Portaria MME nº 579, de 31.10.2012;
 - Portaria Interministerial MME/MF nº 580, de 01.11.2012;
 - Contrato de Concessão ANEEL nº 006/2004, disponível no *hiperlink*:
(http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/conteudos_portal/docs/Contrato_de_Concessao_ANEEL_n_0062004.pdf);
 - Contrato de Concessão ANEEL nº 061/2001, disponível no *hiperlink*:
(http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/conteudos_portal/docs/Contrato_de_Concessao_ANEEL_n_0612001.pdf);
 - Ofício nº 214/2012-SPE-MME, de 01/11/2012;
 - Ofício nº 237/2012-SPE-MME, de 01/11/2012;
 - Minuta do Primeiro Termo Aditivo do CC ANEEL nº 006/2004, *hiperlink*:
(http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/conteudos_portal/docs/Minuta_do_Primeiro_Termo_Aditivo_do_CC_ANEEL_n_0062004.pdf);
 - Minuta do Primeiro Termo Aditivo do CC ANEEL nº 061/2001, *hiperlink*:
(http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/conteudos_portal/docs/Minuta_do_Primeiro_Termo_Aditivo_do_CC_ANEEL_n_0612001.pdf); e
 - Nota Técnica DF nº 01/2012 – Prorrogação das Concessões - Avaliação Econômico-Financeira.

Atenciosamente,

A Administração

Eleição de membros do Conselho de Administração

Em conformidade com o art. 10 da Instrução CVM nº 481/2009, apresentamos as informações dos itens 12.6 a 12.10 do Formulário de Referência, relativamente a candidata Ana Lúcia Amorim de Brito indicada para compor o Conselho de Administração da Companhia, cumprindo mandato até a Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2013.

12.6. Informações pessoais dos membros do Conselho de Administração:

Nome	Ana Lúcia Amorim de Brito
Idade	49 anos
Profissão	Graduada em Letras
CPF ou passaporte	060.754.618-25
Cargo eletivo a ocupar	Membro do Conselho de Administração
Data de eleição	03 de dezembro de 2012
Data da posse	03 de dezembro de 2012
Prazo do mandato	Até a Assembleia Geral Ordinária de 2013
Outros cargos ou funções exercidos no emissor	Não exerce outro cargo na Companhia
Indicação se foi eleito pelo controlador ou não	Sim

12.7. Fornecer as informações mencionadas no item 12.6 em relação aos membros dos comitês estatutários, bem como dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, ainda que tais comitês ou estruturas não sejam estatutários

Não aplicável.

12.8. Em relação a cada um dos membros do Conselho de Administração:

a) Currículo

Graduada em Letras, Pós-graduada em Gestão Empresarial Competitiva pela Universidade de São Paulo – USP, em Gestão Estratégica da Informação pela Universidade do Distrito Federal – UDF, em Marketing pela Universidade Estadual de Maringá, e em Consultoria de Processos pela Fundação Dom Cabral. Possui 15 anos de experiência em gestão estratégica, tendo atuado como alta executiva da Caixa Econômica Federal nas áreas de desenvolvimento empresarial, modernização de processo, modelagem organizacional, gestão de pessoas, gestão por competências, gestão de rede de filiais e gestão de projetos. Ainda na Caixa Econômica Federal, atuou na implantação e gestão de programas sociais do Governo, tais como Cadastro Único do Governo Federal, Bolsa Família e Minha Casa Minha Vida, dentre outros. Em 2012, atuou como consultora da presidência da Dataprev na estruturação e acompanhamento de projetos voltados para a gestão da informação, especialmente os relacionados aos Cadastros Sociais do Governo Federal, como SIRC e CNIS.

12.8. b) Descrição de qualquer dos seguintes eventos que tenham ocorrido durante os últimos 5 anos:

i. qualquer condenação criminal

Não há condenação criminal.

ii. **qualquer condenação em processo administrativo da CVM e as penas aplicadas.**

Não há condenação em processo administrativo da CVM.

iii. **qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer**

Não há condenação transitada em julgado nas esferas judiciais ou administrativa.

12.9 Informar a existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas a administradores da Chesf, controladas e controladores.

Não há relação conjugal, união estável ou de parentesco, até o segundo grau, relacionada com administradores da Chesf, controladas e controladores.

12.10. Informar sobre relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Chesf e:

a) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pelo emissor

Não possui relação de subordinação, prestação de serviço ou controle em sociedade controlada direta ou indiretamente.

b) controlador direto ou indireto do emissor

Nome do Administrador	Ana Lúcia Amorim de Brito
Cargo/Função do Administrador	Membro do Conselho de Administração
Nome empresarial da pessoa relacionada	União Federal
Tipo de pessoa	Pessoa Jurídica
CNPJ	00.394.460/0001-41
Cargo ou função do Administrador na pessoa relacionada	Secretária de Gestão do Ministério do Planejamento
Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Subordinação
Tipo de pessoa relacionada	Controlador Indireto

c) caso seja relevante, fornecedor, cliente, devedor ou credor do emissor, de sua controlada ou controladoras ou controladas de alguma dessas pessoas

Não possui relação de subordinação, prestação de serviço ou controle em fornecedor, cliente, devedor ou credor da Companhia, de sua controlada, ou controladoras ou controladas de alguma dessas pessoas.



Presidência da República
Casa Civil
Subchefia para Assuntos Jurídicos

MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012.

Exposição de Motivos

Regulamento

Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

A PRESIDENTA DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 62 da Constituição, adota a seguinte Medida Provisória, com força de lei:

CAPÍTULO I

DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DO REGIME DE COTAS

Art. 1º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo [art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela ANEEL, conforme regulamento do poder concedente; e

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

§ 2º A distribuição das cotas de que trata o inciso II do § 1º e sua respectiva remuneração obedecerão a critérios previstos em regulamento, devendo buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias de distribuição do SIN.

§ 3º As cotas de que trata o inciso II do § 1º serão revisadas periodicamente e a respectiva alocação às concessionárias de distribuição será formalizada mediante a celebração de contratos, conforme regulamento do poder concedente.

§ 4º Os contratos de concessão e de cotas definirão as responsabilidades das partes e a alocação dos riscos decorrentes de sua atividade.

§ 5º Nas prorrogações de que trata este artigo, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

§ 6º Caberá à ANEEL disciplinar a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas, conforme regulamento do poder concedente.

§ 7º O disposto neste artigo se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica que, nos termos do [art. 19 da Lei nº 9.074, de 1995](#), foram ou não prorrogadas, ou que estejam com pedido de prorrogação em tramitação.

§ 8º O disposto nesta Medida Provisória também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2º.

§ 9º Vencido o prazo das concessões de geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a um MegaWatt - MW, aplica-se o disposto no [art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995](#).

Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, cuja potência da usina seja igual ou inferior a cinquenta MW, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos.

§ 1º O disposto no art. 1º não se aplica às prorrogações de que trata o **caput**.

§ 2º Todo o excedente de energia elétrica não consumida pelas unidades consumidoras do titular da concessão de autoprodução será liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

§ 3º O disposto neste artigo se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, independentemente da potência, desde que não interligadas ao SIN.

§ 4º A prorrogação de que trata este artigo será feita a título oneroso, sendo o pagamento pelo uso do bem público revertido em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento do poder concedente.

Art. 3º Caberá à ANEEL, conforme regulamento do poder concedente, instituir mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das concessionárias de distribuição do SIN, decorrentes da alocação de cotas a que se refere o inciso II do § 1º do art. 1º.

Parágrafo único. Ocorrendo excedente no montante de energia contratada pelas concessionárias de distribuição do SIN, haverá a cessão compulsória de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, cujo suprimento já tenha se iniciado ou venha a se iniciar até o ano para o qual a cota foi definida, para a concessionária de distribuição que tenha redução no montante de energia contratada.-

Art. 4º O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, a ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Medida Provisória, observado o princípio da modicidade tarifária.

§ 1º A garantia física de energia e potência da ampliação de que trata o **caput** será distribuída em cotas, observado o disposto no inciso II do § 1º do art. 1º.

§ 2º Os investimentos realizados para a ampliação de que trata o **caput** serão considerados nos processos tarifários.

Art. 5º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de geração de energia termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até vinte anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a segurança do sistema.

§ 1º A prorrogação de que trata o **caput** deverá ser requerida pela concessionária com antecedência mínima de vinte e quatro meses do termo final do respectivo contrato de concessão ou ato de outorga.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, a concessionária deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até noventa dias contado da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º A critério do poder concedente, as usinas prorrogadas nos termos deste artigo poderão ser diretamente contratadas como energia de reserva.

CAPÍTULO II

DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

- I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; e
- II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Art. 7º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo [art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

CAPÍTULO III

DA LICITAÇÃO

Art. 8º As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Medida Provisória, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

§ 1º A licitação de que trata o **caput** poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

§ 2º O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 3º Aplica-se o disposto nos § 1º ao § 6º do art. 1º às outorgas decorrentes de licitações de empreendimentos de geração de que trata o **caput**.

Art. 9º Não havendo a prorrogação do prazo de concessão e com vistas a garantir a continuidade da prestação do serviço, o titular poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas por esta Medida Provisória.

§ 1º Caso não haja interesse do concessionário na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas nesta Medida Provisória, o serviço será explorado por meio de órgão ou entidade da administração pública federal, até que seja concluído o processo licitatório de que trata o art. 8º.

§ 2º Com a finalidade de assegurar a continuidade do serviço, o órgão ou entidade de que trata o § 1º fica autorizado a realizar a contratação temporária de pessoal imprescindível à prestação do serviço público de energia elétrica, até a contratação de novo concessionário.

§ 3º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá receber recursos financeiros para assegurar a continuidade e a prestação adequada do serviço público de energia elétrica.

§ 4º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá aplicar os resultados homologados das revisões e reajustes tarifários, bem como contratar e receber recursos de Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Reserva Global de Reversão - RGR, nos termos definidos pela ANEEL.

§ 5º As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o § 1º na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

§ 6º O poder concedente poderá definir remuneração adequada ao órgão ou entidade de que trata o § 1º, em razão das atividades exercidas no período da prestação temporária do serviço público de energia elétrica.

Art. 10. O órgão ou entidade responsável pela prestação temporária do serviço público de energia elétrica deverá:

I - manter registros contábeis próprios relativos à prestação do serviço; e

II - prestar contas à ANEEL e efetuar acertos de contas com o poder concedente.

CAPÍTULO IV

DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 11. As prorrogações referidas nesta Medida Provisória deverão ser requeridas pelo concessionário, com antecedência mínima de sessenta meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º.

§ 1º Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for inferior a sessenta meses da publicação desta Medida Provisória, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até trinta dias da data do início de sua vigência.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até trinta dias contados da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º O contrato de concessão ou o termo aditivo conterão cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem o disposto nesta Medida Provisória.

Art. 12. O poder concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até sessenta meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.

§ 1º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o

contrato de concessão ou o termo aditivo, que contemplará as condições previstas nesta Medida Provisória, no prazo de até trinta dias contados da convocação.

§ 2º O descumprimento do prazo de que trata o § 1º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 3º O concessionário de geração deverá promover redução nos montantes contratados dos CCEARs de energia existente vigentes, conforme regulamento.

Art. 13. Na antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 12, o poder concedente definirá, conforme regulamento, a tarifa ou receita inicial para os concessionários de geração, transmissão e distribuição.

§ 1º A ANEEL realizará revisão extraordinária das tarifas de uso dos sistemas de transmissão para contemplar a receita a que se refere o **caput**.

§ 2º A ANEEL procederá à revisão tarifária extraordinária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão, para contemplar as tarifas a que se refere este artigo. ([Vide Decreto nº 7.805, de 2012](#))

Art. 14. Os prazos das concessões prorrogadas nos termos desta Medida Provisória serão contados:

I - a partir do primeiro dia subsequente ao termo do prazo de concessão; ou

II - a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da assinatura do contrato de concessão ou termo aditivo, no caso de antecipação dos efeitos da prorrogação.

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Medida Provisória deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1º O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o **caput** ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 2º Os bens reversíveis vinculados às concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), existentes em 31 de maio de 2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, serão considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão, não sendo indenizados ou incluídos na receita de que trata o **caput**.

§ 3º A critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

§ 4º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Medida Provisória, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

§ 5º As informações necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das concessões prorrogadas nos termos desta Medida Provisória, que não forem apresentadas pelos concessionários, não serão consideradas na tarifa ou receita inicial, ou para fins de indenização. ([Vide Decreto nº 7.805, de 2012](#))

§ 6º As informações de que trata o parágrafo anterior, quando apresentadas, serão avaliadas e consideradas na tarifa do concessionário a partir da revisão periódica, não havendo recomposição tarifária

quanto ao período em que não foram consideradas.

§ 7º O regulamento do poder concedente disporá sobre os prazos para envio das informações de que tratam os § 5º e § 6º.

Art. 16. O regulamento do poder concedente disporá sobre as garantias exigidas das concessionárias beneficiárias das prorrogações de que trata esta Medida Provisória.

CAPÍTULO V

DOS ENCARGOS SETORIAIS

Art. 17. Fica a União autorizada a adquirir créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS detém contra a Itaipu Binacional.

Parágrafo único. Para a cobertura dos créditos de que trata o **caput**, a União poderá emitir, sob a forma de colocação direta, em favor da ELETROBRÁS, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, cujas características serão definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda, respeitada a equivalência econômica com o valor dos créditos.

Art. 18. Fica a União autorizada a destinar os créditos objeto do art. 17, e os créditos que possui diretamente junto à Itaipu Binacional, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Art. 19. Fica a União autorizada a celebrar contratos com a ELETROBRÁS, na qualidade de Agente Comercializador de Energia de Itaipu Binacional, nos termos do [art. 4º da Lei nº 5899, de 5 de julho de 1973](#), com a finalidade excluir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional, preservadas as atuais condições dos fluxos econômicos e financeiros da ELETROBRÁS.

Parágrafo único. Os pagamentos realizados pela ELETROBRÁS correspondentes à aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional não serão alterados em função do disposto no **caput**, permanecendo integralmente respeitadas as condições previstas no Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, promulgado pelo Decreto Legislativo nº 23, de 30 de maio de 1973.

Art. 20. Ficam a Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o [art. 4º da Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971](#), e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata o [art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), autorizadas a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

§ 1º A RGR e a CDE poderão utilizar parte do seu fluxo de recebimento futuro para amortizar a operação de que trata o **caput**.

§ 2º A ANEEL considerará a parcela anual resultante da amortização da operação de que trata o **caput**, para efeito de cálculo das quotas anuais da CDE.

§ 3º As operações financeiras de que trata o **caput** poderão ter como garantia o fluxo futuro de recebimento da arrecadação da RGR e da CDE.

Art. 21. Ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir da publicação desta Medida Provisória; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas

ou licitadas nos termos desta Medida Provisória.

Art. 22. Os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.

Art. 23. A [Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“[Art. 13](#). Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando o desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

I - promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

II - garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;

III - prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

IV - prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;

V - promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no [§ 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998](#); e

VI -promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e gás natural.

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionárias, permissionárias e autorizadas, e dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012.

§ 2º O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE calculadas pela ANEEL corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de que trata o § 1º.

§ 3º A quotas anuais da CDE deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

§ 4º O repasse da CDE a que se refere o inciso V do **caput** observará o limite de até cem por cento do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os [§§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998](#), podendo a ANEEL ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível.

§ 5º A CDE será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela ELETROBRÁS.

§ 6º Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão - RGR e à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para atender às finalidades dos incisos III e IV do **caput**.

§ 7º Os dispêndios para a finalidade de que trata o inciso V do **caput** serão custeados pela CDE até 2027.

.....

§ 10. A nenhuma das fontes eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, gás natural e carvão mineral nacional, poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse a 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, junto à ELETROBRÁS, de disponibilidade de recursos.” (NR)

Art. 24. Fica extinto o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, de que trata o § 3º do art. 1º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993.

CAPÍTULO VI

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 25. A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

.....

§ 16. A quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados será limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da ANEEL.” (NR)

Art. 26. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 10.

.....

§ 3º O disposto neste artigo não se aplica à comercialização de energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional, pela Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear e à energia produzida pelas concessionárias de geração de energia hidrelétrica prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

Art. 27. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

XXI - definir as tarifas das concessionárias de geração hidrelétrica que comercializarem energia no regime de cotas de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

Parágrafo único.” (NR)

“Art. 15.

.....

II - no contrato que prorrogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na legislação vigente;

.....” (NR)

“Art. 26.

.....

§ 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do **caput** deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, observados os prazos de carência constantes dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

.....” (NR)

Art. 28. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

.....

§ 2º

.....

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo um e no máximo quinze anos;

.....

§ 3º

.....

§ 8º

.....
II -

.....
e) empreendimentos de geração cuja concessão foi prorrogada ou licitada nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

Art. 29. Ficam revogados:

I - o [art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993](#);

II - os [§ 8º e § 9º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#); e

III - o [art. 13 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009](#).

Art. 30. Esta Medida Provisória entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 11 de setembro de 2012; 191º da Independência e 124º da República.

DILMA ROUSSEFF
Guido Mantega
Edison Lobão
Luís Inácio Lucena Adams

Este texto não substitui o publicado no DOU de 12.9.2012



Presidência da República

Casa Civil

Subchefia para Assuntos Jurídicos

DECRETO Nº 7.805, DE 14 DE SETEMBRO DE 2012

Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

A PRESIDENTA DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, **caput**, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012,

DECRETA:

Art. 1º As concessões de energia elétrica alcançadas pelos [arts. 17, § 5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), poderão ser prorrogadas, mediante requerimento, a critério do Poder Concedente, pelo prazo de até trinta anos, nos termos da [Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012](#), e deste Decreto.

CAPÍTULO I

DO REQUERIMENTO DE PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 2º O requerimento de prorrogação do prazo de concessão deverá ser dirigido à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, acompanhado de documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial, e de qualificação jurídica, econômico-financeira e técnica.

§ 1º Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for igual ou inferior a sessenta meses, o requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 15 de outubro de 2012.

§ 2º As concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que apresentaram o requerimento de prorrogação nos termos da legislação anterior à entrada em vigor da [Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012](#) e que tiverem interesse na prorrogação, deverão ratificá-lo no prazo previsto no § 1º, manifestando concordância integral com as condições de prorrogação estabelecidas na referida Medida Provisória e neste Decreto.

§ 3º Os requerimentos de prorrogação e as ratificações de que trata este artigo serão encaminhados pela ANEEL ao Ministério de Minas e Energia, instruídos com manifestação quanto à prorrogação pretendida.

§ 4º No requerimento de prorrogação ou ratificação de que trata este artigo, a concessionária de geração deverá declarar que toda a garantia física de energia e de potência das usinas hidrelétricas será disponibilizada ao mercado regulado, para a contratação em regime de cotas

§ 5º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, a concessionária deverá assinar o contrato de concessão ou termo aditivo, que contemplará as condições previstas na [Medida Provisória nº 579, de 2012](#), e neste Decreto, no prazo de trinta dias, contado de sua convocação.

§ 6º O descumprimento do prazo de que trata o § 5º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

Art. 3º Até 1º de novembro de 2012 o poder concedente, convocará as concessionárias para a assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão de energia elétrica, divulgará a respectiva minuta e definirá:

I - para cada usina hidrelétrica:

a) a tarifa; e

b) o valor da indenização;

II - para as instalações de transmissão:

a) a Receita Anual Permitida - RAP; e

b) o valor da indenização.

§ 1º Aplica-se o disposto neste artigo para antecipação dos efeitos da prorrogação.

§ 2º A ANEEL realizará a revisão extraordinária das tarifas de uso dos sistemas de transmissão, para contemplar a receita a que se refere a alínea "a" do inciso II do **caput**, até 11 de dezembro de 2012.

§ 3º As tarifas e a RAP de que trata este artigo serão aplicadas a partir de 1º de janeiro de 2013.

CAPÍTULO II

DA ALOCAÇÃO DAS COTAS DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA E DE POTÊNCIA

Art. 4º A alocação inicial das cotas de garantia física de energia e de potência, bem como o mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN, a serem definidos pela ANEEL, observarão a necessidade de atendimento ao mercado e o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias de distribuição do SIN.

§ 1º A definição do rateio a que se refere o **caput** buscará a alocação das cotas de garantia física de energia e de potência de forma proporcional ao mercado de cada concessionária de distribuição do SIN, limitada ao respectivo montante de energia contratada mediante Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs.

§ 2º Para atingir o equilíbrio na redução das tarifas e compensar as variações no nível de contratação das concessionárias de distribuição, o mecanismo a que se refere o **caput** estabelecerá a cessão compulsória de CCEARs.

§ 3º Caso não seja possível atingir o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias de distribuição mediante a aplicação do mecanismo de cessão compulsória de CCEARs, a ANEEL poderá promover uma alocação inicial das cotas de garantia física de energia e de potência de forma não proporcional ao mercado de cada concessionária de distribuição.

§ 4º As concessionárias de distribuição deverão disponibilizar, para cessão, montante de energia contratada em CCEARs equivalente à parcela recebida de cotas que exceda seu nível de contratação anterior à alocação inicial de cotas, conforme cálculo da ANEEL.

§ 5º A energia, para cessão, nos termos do § 4º, deverá ser proveniente dos CCEARs selecionados pela ANEEL, cujo suprimento já tenha se iniciado ou venha a se iniciar até o ano para o qual a cota foi definida.

§ 6º As concessionárias de distribuição, cujas cotas recebidas forem inferiores ao necessário para

recompôr seu nível de contratação anterior à alocação inicial de cotas, receberão o montante necessário de energia para atingir o respectivo nível de contratação dentre os CCEARs cedidos nos termos dos §§ 4º e 5º.

§ 7º A ANEEL autorizará o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, caso os mecanismos previstos neste artigo não sejam suficientes para compensar as variações de seu nível de contratação, decorrentes da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência.

§ 8º A ANEEL deverá regular o mecanismo de cessão compulsória de CCEARs, incluindo o tratamento para as garantias contratuais.

§ 9º As concessionárias de distribuição que se interligarem ao SIN durante o ano de 2013 participarão da alocação inicial de cotas de que trata este artigo.

§ 10. O mecanismo de que trata este artigo deverá observar disposto no art. 8º.

§ 11. A ANEEL divulgará até 20 de janeiro de 2013 a alocação das cotas.

Art. 5º A concessionária de geração deverá disponibilizar toda a garantia física de energia e de potência associada às usinas hidrelétricas cujas concessões sejam prorrogadas em regime de cotas nos termos deste Decreto.

§ 1º A concessionária de geração deverá promover a redução nos montantes contratados dos CCEARs de energia existente para atender o disposto no **caput**.

§ 2º As concessionárias de distribuição do SIN que não aceitarem a redução de CCEAR de que trata o § 1º terão suas cotas reduzidas em igual montante, e o repasse às tarifas de distribuição será limitado às tarifas das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas.

Art. 6º A alocação das cotas de garantia física de energia e de potência, a ser definida pela ANEEL, posteriores àquela prevista no art. 4º, será feita proporcionalmente ao mercado de cada concessionária de distribuição do SIN e revisada periodicamente.

CAPÍTULO III

DA CONTRATAÇÃO DE COTAS DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA E DE POTÊNCIA

Art. 7º A ANEEL elaborará o Contrato de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, que será assinado pelas concessionárias de geração que tiverem suas concessões prorrogadas e pelas concessionárias de distribuição do SIN, nos termos deste Decreto.

Parágrafo único. No contrato de que trata o **caput** constarão, dentre outras disposições:

a) a alocação integral da garantia física de energia e de potência das usinas das concessionárias de geração;

b) a alocação das cotas para cada concessionária de distribuição, conforme definida pela ANEEL, observado o disposto no art. 8º;

c) a forma de faturamento bilateral entre as concessionárias de distribuição e as concessionárias de geração;

d) a forma de recebimento da receita, pelas concessionárias de geração, decorrente da aplicação da tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, o que ocorrerá por meio de liquidação financeira centralizada a ser promovida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

e) as garantias financeiras que serão aportadas pelas concessionárias de distribuição em garantia de pagamento da receita às concessionárias de geração;

f) a forma de rateio entre as concessionárias de geração decorrente de eventual inadimplência por parte das concessionárias de distribuição, após a liquidação financeira centralizada de que trata a alínea “d”;

g) o prazo de vigência do contrato;

h) os direitos e as obrigações das partes contratantes; e

i) mecanismo de solução de controvérsias.

Art. 8º Para fins de aferição de lastro para cobertura de consumo das concessionárias de distribuição, será considerado o montante de 95% (noventa e cinco por cento) das cotas de garantia física de energia e de potência alocadas, nos termos dos arts. 4º e 6º.

CAPÍTULO IV

DA INDENIZAÇÃO E DO VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO

Art. 9º A indenização do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados será calculada com base no Valor Novo de Reposição - VNR, e considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação, até 31 de dezembro de 2012, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

Parágrafo único. O valor da indenização será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária.

Art. 10. Os estudos para a definição do VNR dos empreendimentos de geração de energia elétrica serão realizados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a partir das informações do Projeto Básico do Empreendimento a ser fornecido à ANEEL pela concessionária de geração.

§ 1º Os custos unitários utilizados nos estudos de que trata o **caput** serão obtidos a partir de banco de preços da EPE.

§ 2º Os projetos básicos dos empreendimentos de geração deverão ser protocolizados junto à ANEEL até 15 de outubro de 2012, observado o disposto no [§ 5º do art. 15 da Medida Provisória nº 579, de 2012](#).

§ 3º No projeto básico do empreendimento devem constar os quantitativos de materiais, equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, e serviços.

Art. 11. Os estudos para a definição do VNR das instalações de transmissão autorizadas pela ANEEL a partir de 31 de maio de 2000 serão realizados pela ANEEL, a partir da base atualizada de dados utilizada para a composição das respectivas Receitas Anuais Permitidas.

Parágrafo único. Os valores a serem utilizados nos estudos de que trata o **caput** serão obtidos a partir do banco de preços homologado pela ANEEL.

Art. 12. O valor da indenização será estabelecido em ato do poder concedente, até a data da convocação para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão.

CAPÍTULO V

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 13. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 13.

.....

III -.....

d) cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012; e

e) Angra I e II.” (NR)

“Art. 24.

.....

§ 7º A apuração do montante de reposição deverá considerar os efeitos da alocação de cotas da garantia física de energia e de potência proveniente das usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e de cotas de Angra I e II, conforme regulação da ANEEL.” (NR)

Art. 14. O Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

.....

XI - promover a Liquidação Financeira da Contratação de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, cujos custos administrativos, financeiros e tributários deverão ser repassados para as concessionárias de geração signatárias dos Contratos de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência.” (NR)

Art. 15. Os efeitos decorrentes dos [arts. 21, 23 e 24 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012](#), serão considerados no cálculo das tarifas das concessionárias de distribuição na revisão tarifária extraordinária de que trata a [§ 2º do art. 13 da referida Medida Provisória](#), a ser realizada pela ANEEL até 5 de fevereiro de 2013.

Parágrafo único. Permanecerão inalterados, até 31 de dezembro de 2012, os procedimentos cobrança e cálculo adotado nos processos tarifários em relação aos encargos setoriais, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e Reserva Global de Reversão - RGR.

Art. 16. A ANEEL deverá expedir os atos necessários e adequar a Convenção, as Regras e os Procedimentos de Comercialização para dar cumprimento ao disposto neste Decreto.

Art. 17. No Setor Elétrico, o poder concedente é representado pelo Ministério de Minas e Energia para os fins do disposto na [Medida Provisória nº 579, de 2012](#), e neste Decreto.

Art. 18. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 14 de setembro de 2012; 191º da Independência e 124º da República.

DILMA ROUSSEFF
Guido Mantega
Edison Lobão
Luís Inácio Lucena Adams

Este texto não substitui o publicado no DOU de 17.9.2012



Ministério de Minas e Energia
Gabinete do Ministro

PORTARIA Nº 578, DE 31 DE OUTUBRO DE 2012.

O MINISTRO DE ESTADO, INTERINO, DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, resolve:

Art. 1º Definir as tarifas iniciais, de que trata o art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 2012, conforme descrito no Anexo à presente Portaria, para as Usinas Hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória nº 579, de 2012, com base no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, observada a decisão de que trata o seu art. 12.

§ 1º Estão incluídos nos valores das tarifas os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, entre outros.

§ 2º Os valores constantes desta Portaria foram calculados considerando como data-base o mês de outubro de 2012.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN

ANEXO

Tarifas de Concessões de Geração de Energia Elétrica

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Tarifa (R\$/kW.ano)
006/2004-ANEEL	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Complexo Paulo Afonso (Apolônio Sales/Moxotó, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III, Paulo Afonso IV)	4.279,60	29,91667
003/2004-ANEEL	COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO - CESP	Complexo Ilha Solteira (Ilha Solteira, Três Irmãos)	4.251,50	28,62518
006/2004-ANEEL	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Xingó	3.162,00	35,60967
003/2004-ANEEL	COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO - CESP	Jupia (Engenheiro Souza Dias)	1.551,20	40,25851
006/2004-ANEEL	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	42,67433
004/2004-ANEEL	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Marimbondo	1.440,00	39,21777
004/2004-ANEEL	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Furnas	1.216,00	40,60244
004/2004-ANEEL	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.048,00	41,57983
002/2004-ANEEL	EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. - EMAE	Henry Borden	889,00	102,15853
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Três Marias	396,00	58,48553
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Volta Grande	380,00	59,08092
004/2004-ANEEL	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Corumbá I	375,30	57,59175

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Tarifa (R\$/kW.ano)
004/2004-ANEEL	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Porto Colômbia	319,20	60,93612
45/1999-ANEEL	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	260,00	57,10940
006/2004-ANEEL	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Boa Esperança	237,30	66,73710
004/2004-ANEEL	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	Funil	216,00	66,58729
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Jacuí	180,00	75,04383
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Passo Real	158,00	65,59124
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Salto Grande	102,00	89,27921
002/2012-ANEEL	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL	Coaracy Nunes	76,95	100,25490
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Itutinga	52,00	94,88619
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Camargos	46,00	92,23039
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Canastra	42,50	101,71999
006/2004-ANEEL	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Funil	30,00	103,71246
011/1999-ANEEL	EMPRESA SANTA CRUZ GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	Paranapanema	29,84	113,95863
002/2004-ANEEL	EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. - EMAE	Porto Góes	24,80	127,89610
55/1999-ANEEL	Celesc Geração S.A.	Palmeiras	24,60	120,87788

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Tarifa (R\$/kW.ano)
002/2004-ANEEL	EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. - EMAE	Rasgão	22,00	118,52527
006/2004-ANEEL	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Pedra	20,01	82,64841
10/1999-ANEEL	COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	Rio do Peixe	18,06	103,29087
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Piau	18,01	140,93844
55/1999-ANEEL	CELESC GERAÇÃO S.A.	Bracinho	15,00	130,44562
003/2006-ANEEL	SOCIBE ENERGIA S.A.	Agro Trafo	14,68	124,59594
062/2000-ANEEL	CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	São Domingos	14,34	129,12653
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Gafanhoto	14,00	127,51929
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Bugres	11,12	170,49279
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Peti	9,40	158,87350
55/1999-ANEEL	CELESC GERAÇÃO S.A.	Garcia	8,92	172,65642
048/1999-ANEEL	DME DISTRIBUIÇÃO S.A. - DMED	Pedro Affonso Junqueira (Antas I)	8,60	157,27263
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Tronqueiras	8,50	146,19005
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Joasal	8,40	160,02056
45/1999-ANEEL	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	Mourão I	8,20	163,57187

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Tarifa (R\$/kW.ano)
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Martins	7,70	129,76072
55/1999-ANEEL	CELESC GERAÇÃO S.A.	Cedros (Rio dos Cedros)	7,28	192,37890
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Cajuru	7,20	152,18112
39/1999-ANEEL	ZONA DA MATA GERAÇÃO S.A.	Ervália	6,97	147,65355
39/1999-ANEEL	ZONA DA MATA GERAÇÃO S.A.	Neblina	6,47	180,94701
55/1999-ANEEL	CELESC GERAÇÃO S.A.	Salto (Salto Weissbach)	6,28	192,48094
39/1999-ANEEL	ZONA DA MATA GERAÇÃO S.A.	Coronel Domiciano	5,04	192,21548
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Ernestina	4,80	190,88203
55/1999-ANEEL	CELESC GERAÇÃO S.A.	Pery	4,40	217,58880
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Paciência	4,08	188,19722
006/2004-ANEEL	COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO	Araras	4,00	38,86361
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Marmelos	4,00	204,86441
062/2000-ANEEL	CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	Rochedo	4,00	204,08464
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Capigui	3,76	157,56361
107/2000-ANEEL	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE JUÍ - DEMEI	Passo do Ajuricaba	3,40	196,68026

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Tarifa (R\$/kW.ano)
043/1999-ANEEL	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO - CHESP	Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)	3,01	206,34411
07/1999-ANEEL	QUATIARA ENERGIA S.A.	Quatiara	2,60	214,31435
55/1999-ANEEL	CELESC GERAÇÃO S.A.	Ivo Silveira	2,60	226,23572
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Dona Rita	2,41	193,26319
09/1999-ANEEL	COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CJE	Macaco Branco	2,36	232,66941
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Sumidouro	2,12	139,73608
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Anil	2,08	216,85424
45/1999-ANEEL	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	Chopim I	1,98	249,13342
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Guarita	1,76	231,58120
45/1999-ANEEL	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	Rio dos Patos	1,72	237,48997
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Herval	1,44	175,88789
39/1999-ANEEL	ZONA DA MATA GERAÇÃO S.A.	Sinceridade	1,42	185,30162
007/1997-DNAEE	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT	Poquim	1,41	251,18478
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Santa Rosa	1,40	255,85368
08/1999-ANEEL	QUATIARA ENERGIA S.A.	Pari	1,34	254,22740

Contrato de Concessão	Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Tarifa (R\$/kW.ano)
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Passo do Inferno	1,33	217,89820
011/1999-ANEEL	EMPRESA SANTA CRUZ GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	Rio Novo	1,26	258,50965
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Forquilha	1,00	324,44189
25/2000-ANEEL	COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE- GT	Ijuizinho	1,00	290,29263



Ministério de Minas e Energia
Gabinete do Ministro

PORTARIA Nº 579, DE 31 DE OUTUBRO DE 2012.

O MINISTRO DE ESTADO, INTERINO, DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e considerando

os estudos de que trata o art. 11 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, que foram realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e serviram de base para a definição das Receitas Anuais Permitidas – RAP das instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas no art. 6º da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, resolve:

Art. 1º Definir as RAP iniciais, de que trata o art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 2012, conforme descrito no Anexo à presente Portaria, das instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas no art. 6º da referida Medida Provisória, observada a decisão prevista no seu art. 12.

§ 1º Nos valores da RAP estão incluídos o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento, nos termos do art. 3º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, nos termos do art. 12 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§ 2º Os valores constantes desta Portaria foram calculados considerando como data-base o mês de outubro de 2012.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN

ANEXO

**Receitas Anuais Permitidas de Concessões de Serviço Público de
Transmissão de Energia Elétrica**

Contrato de Concessão	Concessionária	RAP (R\$/ano)
063/2001-ANEEL	Celg Geração e Transmissão S.A. - CELG-GT	16.468.803,68
006/1997-DNAEE	Cemig Geração e Transmissão S.A. - CEMIG GT	148.535.678,05
058/2001-ANEEL	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	276.252.486,49
059/2001-ANEEL	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	515.621.172,35
055/2001-ANEEL	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	177.047.949,36
061/2001-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	517.607.206,41
060/2001-ANEEL	Copel Geração e Transmissão S.A. - COPEL	116.093.982,73
057/2001-ANEEL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	406.109.440,15
062/2001-ANEEL	Furnas - Centrais Elétricas S.A. - FURNAS	629.802.717,27



**Ministério de Minas e Energia
Gabinete do Ministro**

PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº 580/MME/MF, DE 1º DE NOVEMBRO DE 2012.

O MINISTRO DE ESTADO, INTERINO, DE MINAS E ENERGIA E O MINISTRO DE ESTADO DA FAZENDA, no uso das atribuições que lhes conferem o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

Considerando:

a) os estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE para a definição do Valor Novo de Reposição – VNR dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que trata o art. 10 do Decreto nº 7.805, de 2012; e

b) os estudos realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para a definição do Valor Novo de Reposição – VNR das instalações de transmissão de que trata o art. 11 do Decreto nº 7.805, de 2012,

RESOLVEM:

Art. 1º Ficam definidos, na forma do Anexo I a esta Portaria, os valores das indenizações, referenciados a preços de junho de 2012, para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, observado o disposto no art. 9º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

Parágrafo único. A indenização referente às usinas hidrelétricas com potência total igual ou inferior a 30 MW, que não tiverem entrado em operação comercial na totalidade de sua potência até 31 de dezembro de 2012, será contemplada na revisão tarifária.

Art. 2º Ficam definidos, na forma do Anexo II a esta Portaria, os valores das indenizações, referenciados a preços de outubro de 2012, das instalações, integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica, enquadradas no art. 6º da aludida Medida Provisória, observado o disposto no art. 9º do Decreto nº 7.805, de 2012.

Art. 3º Os valores das indenizações serão atualizados até a data de seu efetivo pagamento, para as concessionárias, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA relativo ao mês anterior ao do pagamento, nos termos do parágrafo único do art. 9º do Decreto nº 7.805, de 2012.

Parágrafo único. Caso venha a ocorrer a extinção do IPCA, adotar-se-á outro índice oficial que venha a substituí-lo e, na falta desse, outro com função similar, conforme determinado pelo Poder Concedente.

(Fls. 2 da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012)

Art. 4º Fica facultado ao concessionário o recebimento da indenização de que tratam os arts. 1º e 2º desta Portaria, de acordo com as seguintes alternativas:

I – À vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, atualizada pelo IPCA nos termos do art. 3º;

II – Em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação desta Portaria, atualizadas pelo IPCA nos termos do art. 3º, acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

§ 1º As parcelas mensais de que trata o inciso II deste artigo serão pagas no dia 15 de cada mês, respeitado o prazo mínimo de 45 dias contados da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão para o pagamento da primeira parcela.

§ 2º O concessionário deverá apresentar requerimento ao Ministério de Minas e Energia indicando a alternativa de pagamento de que trata o caput, no prazo para assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do §1º do art. 12 da Medida Provisória nº 579, de 2012.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN
Ministro de Estado, Interino, de Minas e Energia

GUIDO MANTEGA
Ministro de Estado da Fazenda

ANEXO I

Valores de indenização para Concessões de Geração de Energia Elétrica

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MJ	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Indenização (R\$)	Início de Operação Comercial
003/2004-ANEEL	Companhia Energética de São Paulo - CESP	60.933.603/0001-78	Ilha Solteira	3.444,00	21.886.060,00	18/07/1973
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Xingó	3.162,00	2.925.318.050,00	16/12/1994
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Paulo Afonso IV	2.462,40	360.472.600,00	01/12/1979
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	1.687.105.590,00	13/06/1988
004/2004-ANEEL	FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A.	23.274.194/0001-19	Marimbondo	1.440,00	64.368.040,00	25/10/1975
003/2004-ANEEL	Companhia Energética de São Paulo - CESP	60.933.603/0001-78	Três Irmãos	807,50	985.691.850,00	28/11/1983
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Apolônio Sales (Moxotó)	400,00	84.612.540,00	15/04/1977
004/2004-ANEEL	FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A.	23.274.194/0001-19	Corumbá I	375,00	666.571.570,00	31/10/1996
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	72.783.280,00	02/10/1970
002/2012-ANEEL	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE	00.357.038/0001-16	Coaracy Nunes	67,98	35.492.480,00	30/12/1975
048/1999-ANEEL	DME DISTRIBUIÇÃO S.A. - DMED	23.664.303/0001-04	Antas I (Pedro Affonso Junqueira)	8,78	27.187.360,00	1911
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A	04.677.733/0001-16	Ervália	6,97	26.407.480,00	1999
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A	04.677.733/0001-16	Coronel Domiciano	5,04	20.421.790,00	1911
055/1999-ANEEL	Celesc Geração S. A. - CELESC	08.336.804/0001-78	Pery	30,00	98.493.980,00	1965
043/1999-ANEEL	Companhia Hidroelétrica São Patricio	01.377.555/0001-10	Cachoeira do Lavrinha	3,01	854.080,00	1981

ANEXO II

Valores de indenização para Concessões de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MF	Indenização (R\$)
055/2001-ANEEL	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	92.715.812/0001-31	661.085.854,71
063/2001-ANEEL	Celg Geração e Transmissão S.A. - CELG-GT	07.779.299/0001-73	98.740.514,73
006/1997-DNAEE	Cemig Geração e Transmissão S.A. - CEMIG GT	06.981.176/0001-58	285.438.044,29
061/2001-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	1.587.160.434,07
060/2001-ANEEL	Copel Geração e Transmissão S.A. - COPEL	04.370.282/0001-70	893.922.937,78
059/2001-ANEEL	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	02.998.611/0001-04	2.891.290.828,50
058/2001-ANEEL	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	00.357.038/0001-16	1.682.267.636,86
057/2001-ANEEL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	00.073.957/0001-68	1.985.568.720,82
062/2001-ANEEL	Furnas - Centrais Elétricas S.A. - FURNAS	23.274.194/0001-19	2.878.027.799,89



48360.005249/2012-00

Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º andar, sala 509
70065-900 – Brasília - DF
Telefones: (61) 2032-5802 - 5672/ Fax: (61) 2032-5185/ spe@mme.gov.br

Ofício nº 214/2012-SPE-MME

Brasília, 1 de novembro de 2012.

Ao Senhor
JOÃO BOSCO DE ALMEIDA
Diretor-Presidente
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF)
Rua Delmiro Gouveia nº 333, Bairro Bongi
50761-901 - Recife - PE

Assunto: Prorrogação do prazo de concessões integrantes do Contrato de Concessão nº 006/2004-ANEEL, de titularidade da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF).

Senhor Diretor-Presidente,

1. Faço referência ao Despacho do Ministro de Estado, Interino, de Minas e Energia, de 31 de outubro de 2012, publicado nesta data, que trata do requerimento de prorrogação do prazo de concessões de geração de energia elétrica de titularidade dessa Empresa, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

2. Em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.805, de 2012, convoco essa Concessionária para assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 006/2004-ANEEL, no prazo de até trinta dias, na Sede do Ministério de Minas e Energia, localizado na Esplanada dos Ministérios, bloco "U", Sala 509, bem como encaminhando, em anexo, a minuta do referido Termo Aditivo.

Para tanto, solicito confirmar e informar, com a antecedência mínima de 10 dias úteis, os dados dos representantes legais da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) e do Controlador, como Interviente, e enviar as qualificações para assinar o mencionado Termo Aditivo, assim como apresentar as certidões fiscais, previdenciária, trabalhista e de adimplemento setorial, nos respectivos prazos de validade, originais ou cópias autenticadas.

Atenciosamente,

ALTINO VENTURA FILHO
Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º andar, sala 509
70065-900 – Brasília - DF
Telefones: (61) 2032-5802 – 5672/ Fax-(61) 2032-5185/ spe@mme.gov.br

Ofício nº 237/2012-SPE-MME

Brasília, 1 de novembro de 2012.

Ao Senhor
JOÃO BOSCO DE ALMEIDA
Diretor-Presidente
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf
Rua Delmiro Gouveia, nº 333, Bloco A, sala 307, Bairro Bongi
CEP 50.761-901 - Recife- PE

Assunto: Prorrogação do prazo de concessões integrantes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 061/2001-ANEEL, de titularidade da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf.

Senhor Diretor-Presidente,

1. Faço referência ao Despacho do Ministro de Estado, Interino, de Minas e Energia, de 31 de outubro de 2012, publicado nesta data, que trata do requerimento de prorrogação do prazo de concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica de titularidade dessa Empresa, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.
2. Em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.805, de 2012, convoco essa Concessionária para assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 061/2001-ANEEL, no prazo de até trinta dias, na Sede do Ministério de Minas e Energia, localizado na Esplanada dos Ministérios, bloco "U", Sala 509, bem como encaminhando, em anexo, a minuta do referido Termo Aditivo.
3. Para tanto, solicito confirmar e informar, com a antecedência mínima de 10 dias úteis, os dados dos representantes legais da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf e do Controlador, como Interviente, e qualificações para assinar o mencionado Termo Aditivo, assim como apresentar ao órgão competente do Ministério de Minas e Energia as certidões iscais, previdenciária, trabalhista e de adimplemento setorial, nos respectivos prazos de validade, originais ou cópias autenticadas.

Atenciosamente,

ALTINO VENTURA FILHO
Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético



PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES

Avaliação Econômico-Financeira

Nota Técnica DF nº 01/2012

Recife, 08 de Novembro de 2012

A presente Nota Técnica teve a colaboração de todas as Diretorias da Chesf, incluindo a Presidência, que contribuíram com informações básicas e esclarecimentos adicionais ao longo da sua elaboração.

Sumário

1.	Introdução	5
2.	Contextualização	7
3.	Investimentos.....	15
3.1.	Investimentos Corporativos	16
3.2.	Inversões em Participações.....	26
3.3.	Investimentos pós MP 579	30
3.4.	Indenizações dos Ativos Geração e Transmissão	33
4.	Receitas	34
4.1.	Receita de Geração	35
4.2.	Receita de Transmissão.....	42
5.	Custos Operacionais.....	44
5.1.	Custos Operacionais Atuais da Empresa	45
5.2.	Melhoria da Eficiência Operacional	46
5.3.	Resultado do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional.....	47
5.4.	Diferença entre o “antes e o depois” do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional....	49
5.5.	Resultado do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional no Custo Direto do Investimento	51
6.	Resultados	52
6.1.	Cenário 1 - Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013), Somente investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação e manutenção	58
6.2.	Cenário 2 - Não Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013) e mais 70% (2015), manutenção dos ativos não afetados, somente investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação e manutenção, manutenção dos ativos não afetados	69
6.3.	Cenário 3 - Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013), investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação, manutenção e programa de inversões em SPEs (novas)	80

6.4. Cenário 4 - Não Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013) e mais 70% (2015), manutenção dos ativos não afetados, investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação, manutenção e programa de inversões em SPEs (novas), manutenção dos ativos não afetados.....	91
7. Conclusão	103

1. Introdução

O Decreto-Lei 8.031, que criou a Chesf em 1945, autorizou o aproveitamento progressivo do potencial energético do rio São Francisco, durante 50 anos, no trecho situado entre Juazeiro (BA) e Piranhas (AL), que abrange as usinas de Xingó, Complexo de Paulo Afonso, Apolônio Sales e Luiz Gonzaga. A concessão para o trecho do rio para a construção da usina de Sobradinho foi outorgada posteriormente, em 10/02/1972, pelo Decreto nº 70.138. Além dessas usinas da Bacia do Rio São Francisco, outras hidrelétricas foram incorporadas à Chesf: Boa Esperança, Funil, Pedra, Araras e Curemas. Em 1995, com base na Lei nº 9.074/95 foi prorrogado o prazo de concessão por mais 20 anos, após o qual uma nova concessão teria que ser submetida a leilão. Em decorrência, entre julho e outubro de 2015 venceriam as concessões das usinas hidrelétricas da Chesf, com exceção de Sobradinho e Curemas, Contrato de Concessão nº 006/2004-Aneel, com vencimento em 09/02/2022 e 25/11/2024, respectivamente. Também se encerraria em 2015, a concessão de 97% dos ativos da transmissão contemplados no Contrato de Concessão nº 061/2001-Aneel.

A Medida Provisória nº 579/2012, de 11/09/2012, doravante denominada **MP 579**, que “dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências”, possibilitou a prorrogação dessas concessões à alternativa de licitação pública em 2015. Em complementação à MP 579, as Portarias MME nº 578 e 579/2012, de 1º de novembro do corrente ano, publicaram as tarifas iniciais de concessão com base nos valores dos Custos de Gestão dos Ativos de Geração – GAG e a Receita Anual Permitida – RAP para os ativos de transmissão. A Portaria Interministerial do MME/MF nº 580/2012 fixou os valores de indenização para os respectivos ativos.

O objetivo desta nota técnica é apresentar estudos comparativos entre a possibilidade de prorrogação ou não das concessões, buscando a hipótese mais vantajosa para Chesf, nos Termos apresentados pela MP 579.

2. Contextualização

A Chesf, concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Eletrobras, é uma sociedade de economia mista de capital aberto, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031, de 03 de outubro de 1945, e constituída na 1ª Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 15 de março de 1948, tendo por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica.

A Chesf tem como atividades principais a geração, a comercialização e a transmissão de energia elétrica, e sendo integrante do Sistema Interligado Nacional – SIN, realiza intercâmbio de energia com os sistemas Norte, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. A quase totalidade dos seus ativos está situada na Região Nordeste, onde atende diretamente aos Estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, cobrindo uma área superior a 1,2 milhões de quilômetros quadrados equivalente a 14,3% do território nacional.

O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual próximo a 97% da produção total. Atualmente, seu parque gerador possui 10.615 MW de potência instalada, sendo composto por 14 usinas hidrelétricas, supridas por nove reservatórios com capacidade de armazenamento máximo de 52 bilhões de metros cúbicos de água e uma usina térmica bicomustível com 346,8 MW de potência instalada.

Usinas	Rio	Capacidade Instalada (MW)
HIDRELÉTRICAS:	-	10.268,328
Sobradinho	São Francisco	1.050,300
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400
Piloto	São Francisco	2,000
Xingo	São Francisco	3.162,000
Funil	de Contas	30,000
Pedra	de Contas	20,007
Boa Esperança	Parnaíba	237,300
Curemas	Piancó	3,520
Araras	Acaraú	4,000
TERMELETRICA:		346,803
Camaçari	-	346,803
TOTAL		10.615,131

O sistema de transmissão da Chesf em dezembro de 2011 era composto por 18.644,6 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.118,4 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 12.805,6 km de circuitos de transmissão em 230 kV, e 720,6 km de circuitos de transmissão em tensões inferiores; 101 subestações e 509 transformadores em operação em níveis de tensão superiores a 69 kV, totalizando uma capacidade de transformação de 43.827 MVA, além 6.210 km de cabos de fibra óptica.

A Chesf possui, ainda, participações em dez empreendimentos de geração e sete de transmissão, por meio de SPE.

O Capital Social da Companhia em dezembro de 2011, no montante de R\$ 7.720,8 milhões, é representado por 51.565 mil ações nominativas, divididas em 50.095 mil ações ordinárias e 1.470 mil ações preferenciais, todas sem valor nominal. Deste total, 99,554% pertencem à Eletrobras, 0,376% ao Ministério da Fazenda, 0,017% à Light, e 0,053% a outros acionistas.

Nos itens a seguir apresenta-se um resumo dos principais resultados e indicadores da Chesf para o ano de 2011 comparativamente à anos anteriores, extraídos do Relatório da Administração e suas Demonstrações Contábeis disponíveis no site da empresa e na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

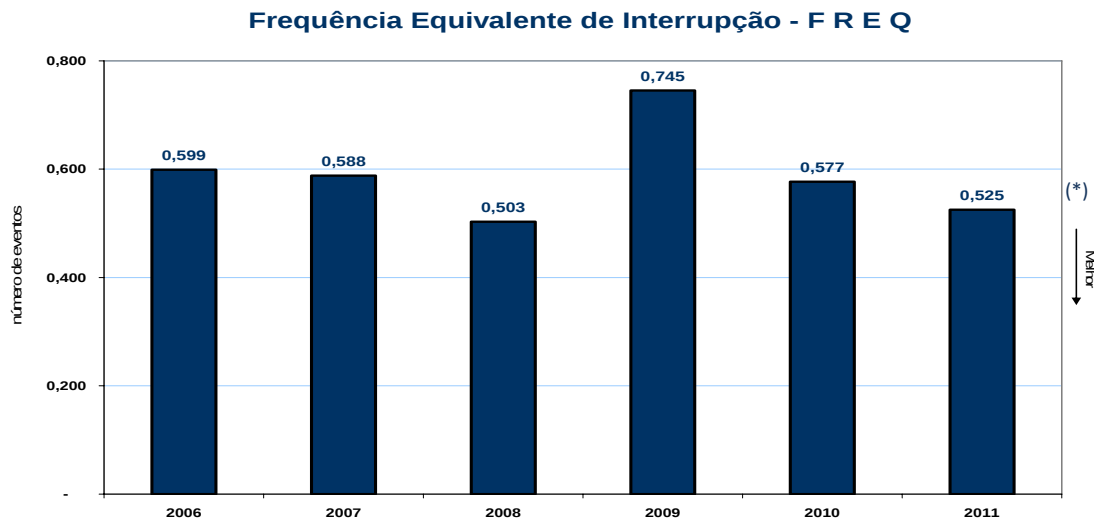
2.1.1. Desempenho Operacional

Os resultados em 2011 para os indicadores de Frequência Equivalente de Interrupção – FREQ, Duração Equivalente de Interrupção – DREQ e Energia Interrompida – ENES apontam melhoria de desempenho no atendimento à carga, em relação aos últimos dois anos. A incidência de eventos com demanda interrompida abaixo de 50 MW, cerca de 90%, a otimização do planejamento das intervenções e o pronto atendimento nos desligamentos intempestivos contribuíram para estes resultados.

Os indicadores de Disponibilidade Operacional de Geração e de Linhas de Transmissão também apontam para o bom desempenho do serviço prestado, repetindo praticamente os melhores índices verificados nos últimos cinco anos.

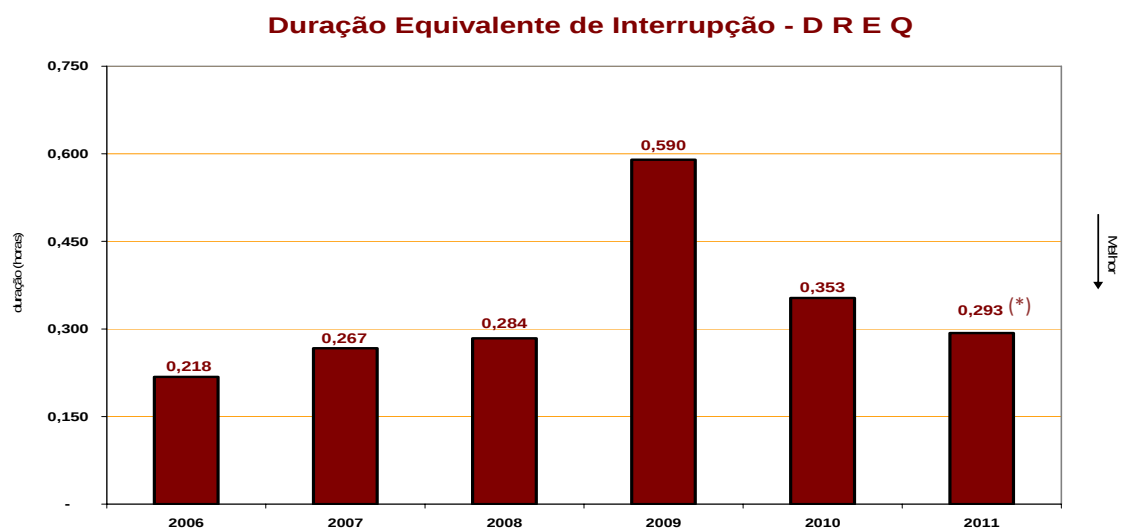
Frequência Equivalente de Interrupção - FREQ

Indica o número equivalente de interrupções no fornecimento de energia elétrica no ano.



Duração Equivalente de Interrupção - DREQ

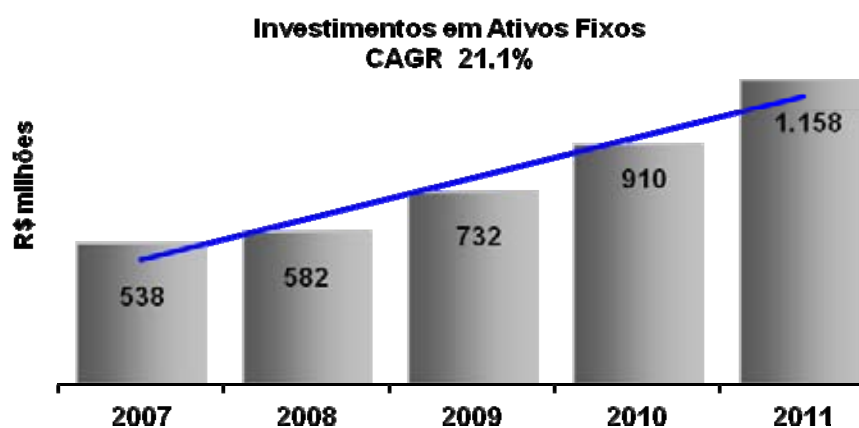
Indica a duração equivalente, em horas, das interrupções no fornecimento de energia elétrica no ano.



(*) Não foi considerada, na apuração do indicador, a ocorrência do dia 04.02.2011 que afetou a Região Nordeste, por ter sido de natureza sistêmica.

Investimentos

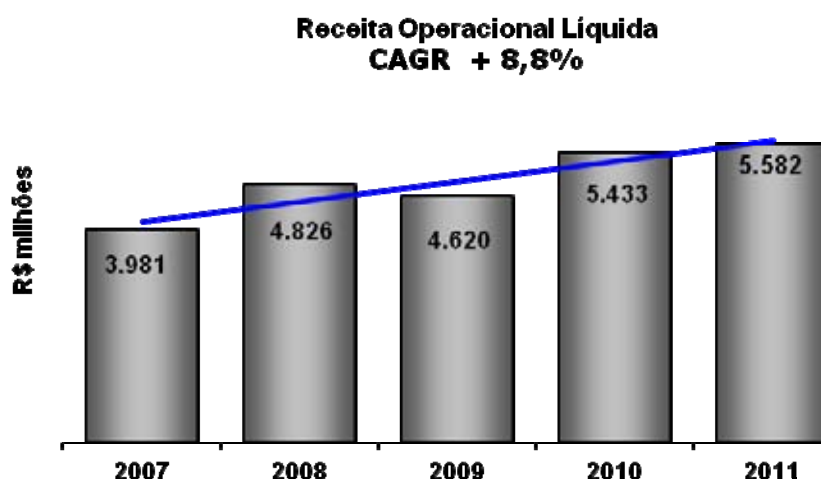
Conforme citado no Relatório de Administração da Chesf, ano 2011, o gráfico a seguir apresenta os investimentos ao longo dos últimos cinco anos. Verifica-se que o volume de investimentos corporativos mais que dobrou para o período apontado.



2.1.2. Desempenho Econômico-Financeiro

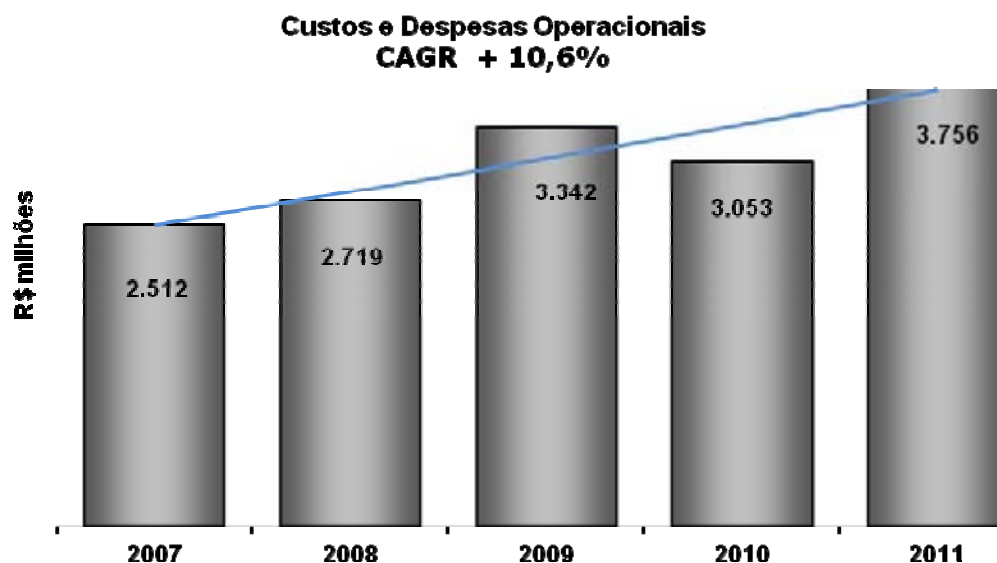
Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida, que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, registrou aumento de 2,7% (+ R\$ 149,3 milhões) em relação ao ano de 2010, atingindo R\$ 5.582,4 milhões em 2011. De 2007 a 2011, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +8,8%.



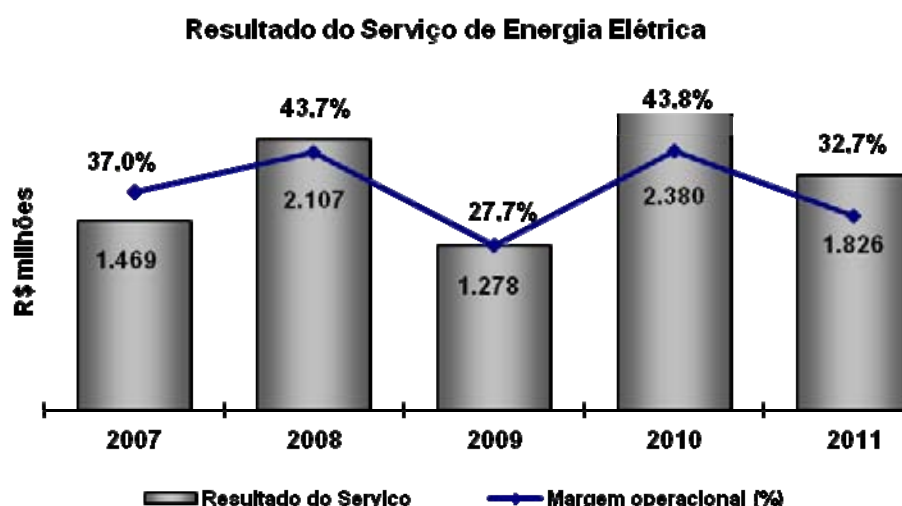
Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais somaram R\$ 3.756,5 milhões em 2011, +23,0% em relação ao ano anterior. Este aumento reflete, principalmente, as seguintes variações: +36,2% na rubrica pessoal; +51,1% nos custos de construção (investimento na transmissão); +5,2 em encargos de uso da rede elétrica; +16,4% na compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e +92,9% em provisões para contingências. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +10,6%, no período 2007 a 2011.



Resultado do Serviço de Energia Elétrica e Margem Operacional

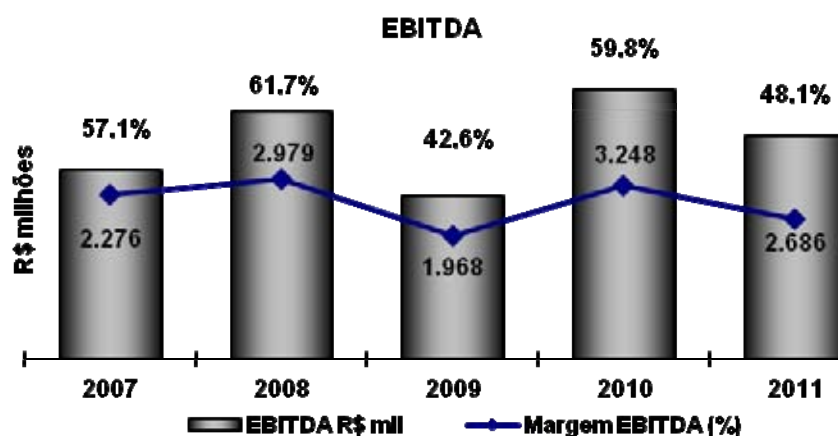
Como efeito dos fatos anteriormente mencionados, o resultado operacional do serviço (EBIT), no valor de R\$ 1.825,9 milhões, apresentou uma redução de 23,3% em relação ao montante de R\$ 2.379,6 milhões obtido em 2010. Com este resultado, a margem operacional do serviço (resultado do serviço/receita operacional líquida), passou de 43,8% em 2010, para 32,7% em 2011, um decréscimo de 11,1 pontos percentuais.



Geração Operacional de Caixa

A geração operacional de caixa foi de R\$ 2.686,3 milhões, representando uma redução de 17,3% em relação aos R\$ 3.247,6 milhões registrados em 2010.

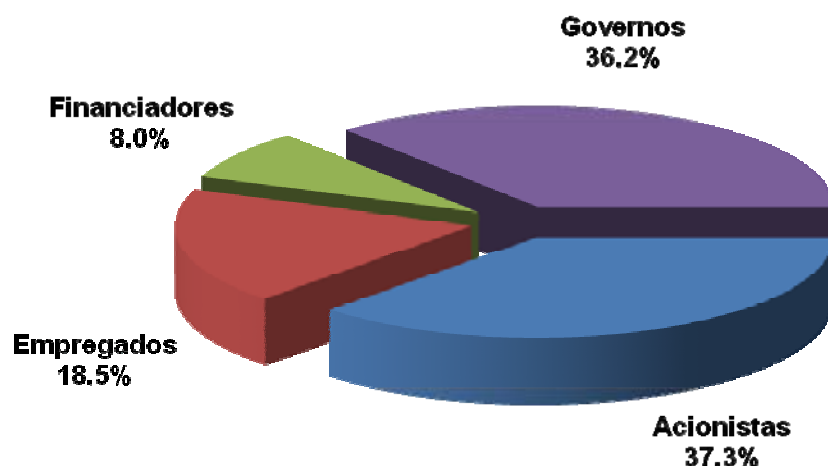
A margem EBITDA (EBTIDA/Receita operacional líquida) é de 48,1%, ante a 59,8% obtida em 2010, representa uma redução de 11,7 pontos percentuais.



Valor Adicionado

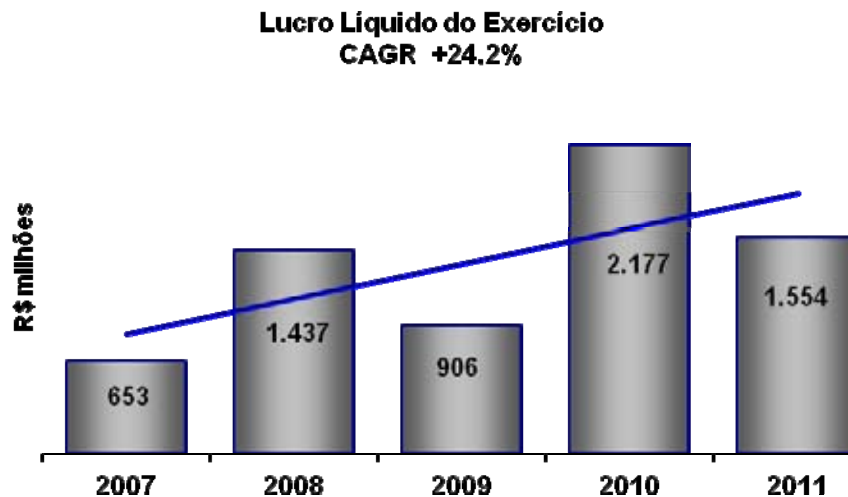
O valor econômico gerado pela Companhia em 2011, conforme o balanço consolidado foi de R\$ 4.173,2 milhões, montante 8,6% inferior aos R\$ 4.453,7 milhões de 2010. Este valor foi devolvido à sociedade em forma de: salários, encargos e benefícios aos empregados (18,5%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (36,2%); juros aos financiadores (8,0%); e lucros aos acionistas (37,3%).

Distribuição do Valor Adicionado



Lucro Líquido do Exercício

O lucro líquido consolidado apurado pela Chesf em 2011 foi de R\$ 1.554,1 milhões, registrando uma redução de 28,6%, quando comparado aos R\$ 2.177,2 milhões de 2010. De 2007 a 2011, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +24,2%.



2.1.3. Gestão de Pessoas

A Companhia encerrou o exercício de 2011 com um quadro de pessoal de 5.659 empregados sendo 1.175 mulheres e 4.484 homens, registrando o índice de *turnover* em 7,16%, resultado, principalmente, do desligamento da maioria dos empregados que aderiram ao Plano de Desligamento Voluntário Programado 2009-2011 e da admissão de novos empregados. No ano anterior, esse índice foi de 2,47%.

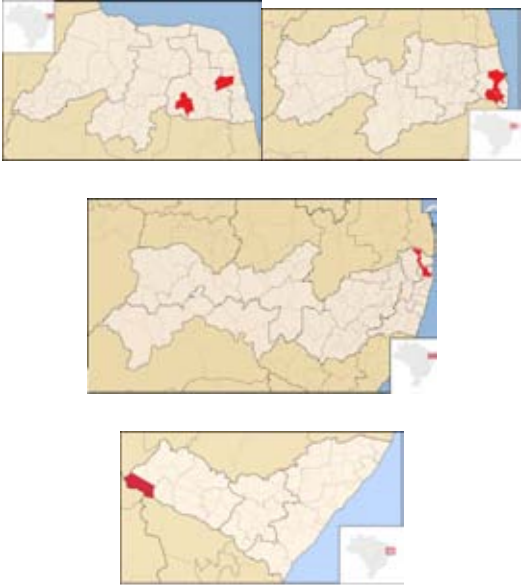
3. Investimentos

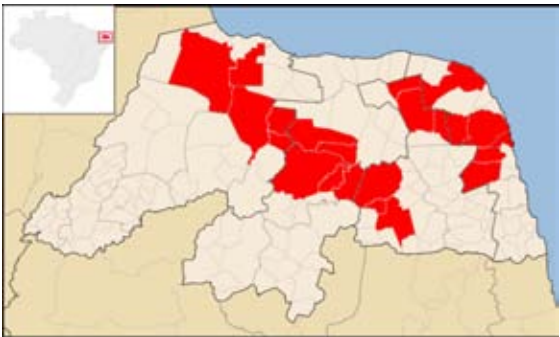
3.1. Investimentos Corporativos

Uma das estratégias da Chesf para ampliar seus sistemas de geração e transmissão de energia elétrica é a participação em leilões de novos empreendimentos promovidos pela Aneel. Dentre as diversas concessões obtidas pela Chesf nessas licitações estão as dos empreendimentos de transmissão a seguir relacionados:

Leilão Aneel 001/2004 – Lote H • LT MILAGRES/TAUA 230KV - C1 SIMPLES – CONSTRUCAO	
Leilão Aneel 001/2004 – Lote I • LT MILAGRES/COREMAS 230 KV- C2-SIMPLES	
Leilão Aneel 003/2006 – Lote D • LT IBICOARA/BRUMADO 230KV C1	

Leilão Aneel 003/2006 – Lote F • LT PICOS/TAUA 230KV C1	
Leilão Aneel 005/2006 – Lote E • LT FUNIL/ITAPEBI 230 KV - C3	
Leilão nº 004/2007 – Lote E • LT JARDIM/PENEDO 230KV C1	
Leilão Aneel 004/2008 - Lote G • LT 230 kV EUNÁPOLIS – TEIXEIRA DE FREITAS II • SE TEIXEIRA DE FREITAS II	

Leilão Aneel 004/2008 – Lote G • SE SUAPE II • SE SUAPE III	
Leilão Aneel 001/2009 - Lote F • LT 230 kV PAU FERRO – SANTA RITA II • LT 230 kV PAULO AFONSO III - ZEBU • SE 230/69 kV SANTA RITA II - 300 MVA • SE 230/69 kV ZEBU - 200 MVA • SE 230/69 kV NATAL III - 300 MVA	
Leilão Aneel 001/2009 - Lote L • LT 230 kV EUNÁPOLIS – TEIXEIRA DE FREITAS II C2	

Leilão Aneel 005/2009 - Lote F SE 500/230 kV: CAMAÇARI IV - 2400 MVA	
Leilão Aneel 001/2010 - Lote G SE 230/69 kV: ARAPIRACA III - 100 MVA	
Leilão Aneel 001/2010 – Lote H SE 230/69 kV: POLO – 100 MVA	
Leilão Aneel 006/2010 - Lote A - LT EXTREMOZ II – JOÃO CÂMARA - 230 kV - LT AÇU II – PARAÍSO - 230 kV C3 - LT AÇU II – MOSSORÓ II - 230 kV – C2 - SE EXTREMOZ II – 230 kV - SE JOÃO CÂMARA – 230/69 kV – 360 MVA	

Leilão Aneel 006/2010 – Lote B • LT IGAPORÃ - BOM JESUS DA LAPA II - 230 kV • SE IGAPORÃ - 230/69 kV	
Leilão Aneel 006/2010 – Lote C • LT SOBRAL III - ACARAÚ II - 230 kV - CS • SE ACARAÚ II - 230/69 kV - 200 MVA	
Leilão Aneel 001/2011 - Lote B • SE MORRO DO CHAPÉU 230/69 kV (150 MVA) • LT MORRO DO CHAPÉU – IRECÊ 230 kV	
Leilão Aneel 001/2011 – Lote C • SE 230/69kV IBIAPINA - 200 MVA • SE 230/69 kV LAGOA NOVA 300 MVA • LT 230 kV PARAÍSO - LAGOA NOVA, CS	

Leilão Aneel 004/2011 - Lote G • LT TERESINA II – TERESINA III CD - 230 kV • SE TERESINA III - 230/69 kV	
Leilão Aneel 004/2011 - Lote H • LT RECIFE II – SUAPE II C2 - 500 kV	
Leilão Aneel 004/2011 – Lote I • LT CAMAÇARI IV – SAPEAÇU - 500 kV • LT SAPEAÇU – SANTO ANTÔNIO DE JESUS - 230 kV	
Leilão Aneel 006/2011 - Lote B • LT 230 kV MESSIAS – MACEIÓ II CD • LT 230 kV JARDIM – NOSSA SENHORA DO SOCORRO SE 230/69 kV MACEIÓ II • SE 230/69 kV NOSSA SENHORA DO SOCORRO • SE 230/138 kV POÇÕES II	

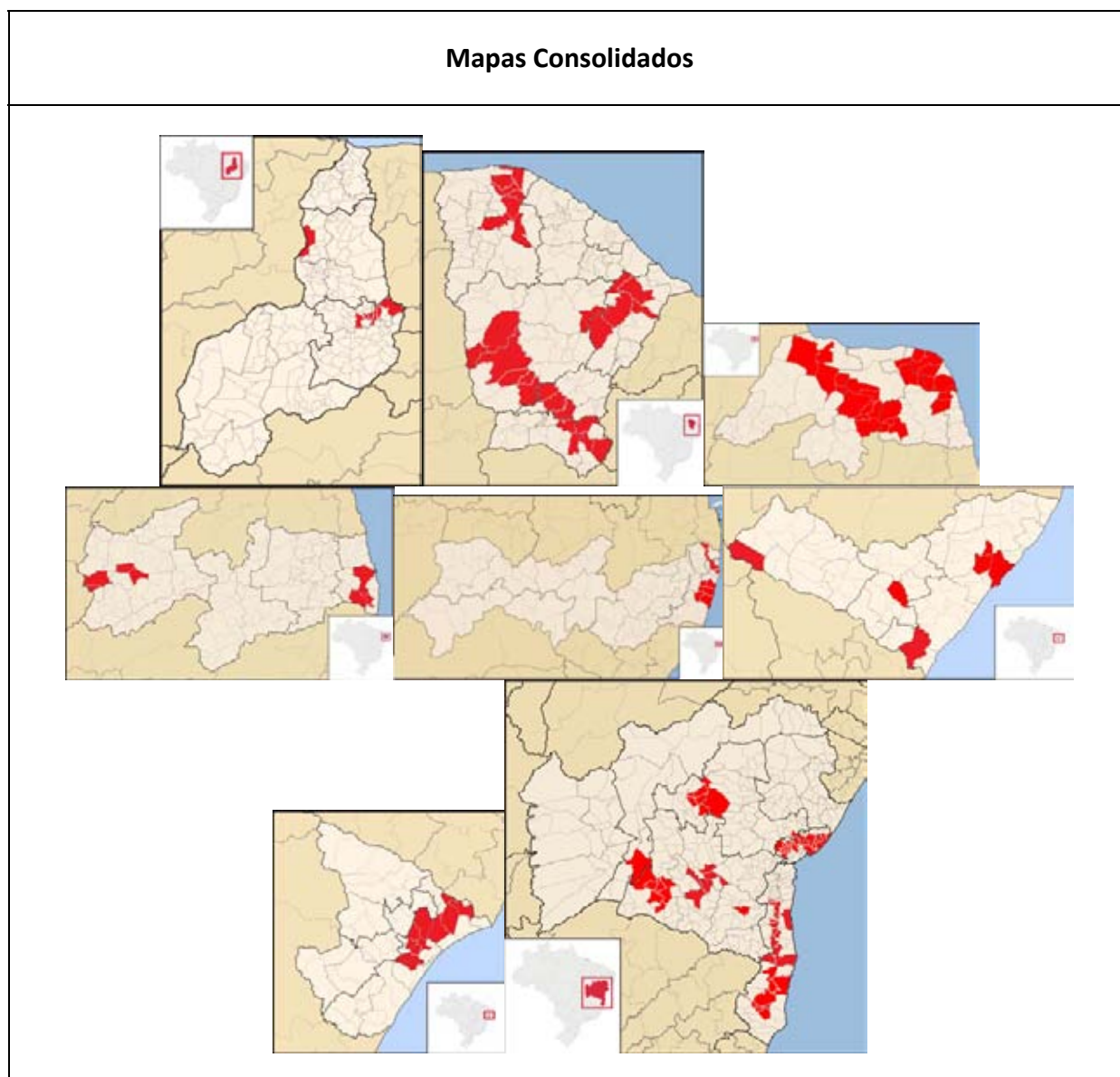
Leilão Aneel 002/2012 - Lote D • SE PIRAJÁ 230/69 kV – 360 MVA • LT 230 kV CAMAÇARI IV – PITUAÇU, CS • LT 230 kV PITUAÇU – PIRAJÁ, CD	
Leilão Aneel 003/2012 - Lote A • SE 230/69 kV MIRUEIRA II • SE 230/69 kV JABOATÃO II	
Leilão Aneel 003/2012 - Lote B • LT RUSSAS II - BANABUIU C2 - 230 kV • LT TOUROS – CEARÁ MIRIM II - 230 kV • LT MOSSORÓ IV – MOSSORÓ II - 230 kV • SE COLETORAS - 230/69 kV • SE TOUROS - 230/69 kV • SE MOSSORÓ IV - 230/69 kV	

Leilão Aneel 003/2012 – Lote C

- LT IGAPORÃ III – PINDAÍ II - 230 kV
- LT IGAPORÃ III – IGAPORÃ II C1 E C2 - 230 kV
- SE IGAPORÃ III 500/230 kV – (6+1)X250 MVA
- SE PINDAÍ II 230/69 kV – 2X150 MVA



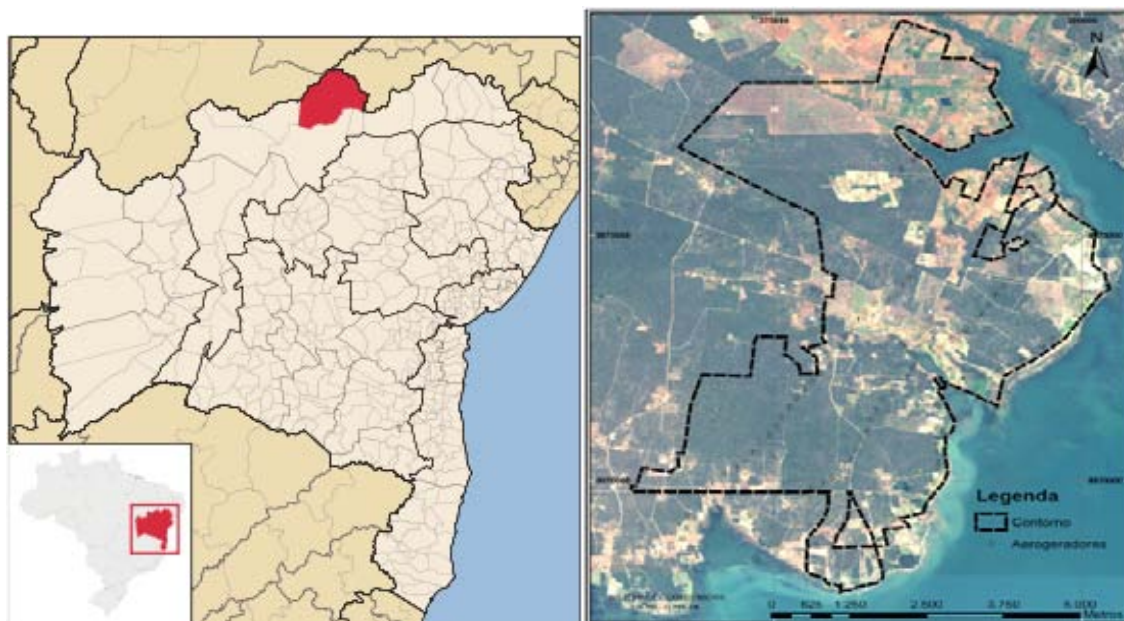
Os empreendimentos de transmissão serão implantados na Região Nordeste, abrangendo diversos municípios localizados nos estados de Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Bahia, Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Sergipe.



A grande maioria desses empreendimentos entrará em operação nos próximos anos, 2013, 2014 e 2015. Também se prevê a realização de futuras autorizações de investimentos na Rede Básica, aumentando a capacidade da prestação do serviço, bem como a sua confiabilidade. Esses investimentos trazem para a empresa receitas adicionais para o período do contrato de concessão. Aqui o agente regulador estabelece, por meio de revisões

tarifárias, a revisão da receita com base na remuneração dos ativos e custos de operação e manutenção.

Dentre os investimentos em geração, o de maior destaque é a Usina Eólica de Casa Nova que está em implantação na zona rural da cidade de Casa Nova, município situado na microrregião de Juazeiro e mesorregião do Vale do São Francisco, no norte do estado da Bahia. O projeto utilizará o potencial eólico da região para gerar eletricidade com 120 aerogeradores de 1,5 MW, totalizando uma potência instalada de 180 MW.



Também são previstos investimentos nas atuais usinas da empresa, modernizando-as e substituindo ativos já depreciados, mantendo a garantia de geração de energia, além dos investimentos em infraestrutura que são necessários para fazer frente ao patrimônio da empresa, espalhado por oito estados do nordeste, como o apoio logístico e operacional nas funções básicas de transmissão e geração.

Com a adoção da MP 579 os novos investimentos em ativos de geração serão precedidos de autorização pelo agente regulador, que estabelecerá a respectiva receita adicional, remunerando o investimento para um período de amortização em igual período da concessão. Essa novidade para os geradores segue a mesma sistemática já aplicada pela Aneel aos casos de novos investimentos em ativos de transmissão.

São previstas revisões das receitas de transmissão e de geração, realizadas periodicamente pelo agente regulador Aneel.

3.2. Inversões em Participações

A Chesf possui participações minoritárias em empreendimentos de geração por meio de Sociedades de Propósito Específico - SPE, de 2.597,7 MW, conforme quadro a seguir:

Empresa	Empreendimento	Local	MW	Participação	Início Operação	MW Equivalente
Energética Águas da Pedra S.A.	UHE Dardanelos	Aripuanã/MT	261,0	24,50%	09/08/2011	63,9
ESBR Participações S.A.	UHE Jirau Porto	Velho/RO	3.750,0	20,00%	Prev. 2013	750
Norte Energia S.A.	UHE Belo Monte	Altamira/PA	11.233,0	15,00%	Prev. 2015	1.685,00
Pedra Branca S.A.	CGE Pedra Branca	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	Prev. 2012	14,7
São Pedro do Lago S.A.	CGE São Pedro do Lago	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	Prev. 2012	14,7
Sete Gameleiras S.A.	CGE Sete Gameleiras	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	Prev. 2012	14,7
Em formação: Chesf/Voltaia Loilão nº 7/2011	CGEs Juncos I, II, Caiçara I, II	Jijoca de Jericoacoara e Cruz/CE	111,6	49,00%	Prev. 2015	54,7
Total equivalente em SPE						2.597,70

Também possui participações em empreendimentos de transmissão, por meio de Sociedades de Propósito Específico - SPE, conforme quadro abaixo:

Empresa	Participação	LT	Circuito	Tensão	Extensão	Extensão
				(kV)	(Km)	Equivalente
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0%	Teresina II/Fortaleza II	CD	500,0	327,0	160,2
		Sobral III/Fortaleza II	CD	500,0	219,0	107,3
				TOTAL	546,0	267,5
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0%	Colinas/Miracema	CS	500,0	173,0	20,8
		Miracema/Gurupi	CS	500,0	255,0	30,6
		Gurupi/Peixe II	CS	500,0	72,0	8,6
		Peixe II/Serra da Mesa II	CS	500,0	195,0	23,4
				TOTAL	695,0	83,4
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5%	Orximiná/Silves	CD	500,0	335,0	65,3
		Silves/Ledruça	CD	500,0	224,0	43,7
				TOTAL	559,0	109,0
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5%	Porto Velho/Araraquara II	CS	600,0	2.375,0	581,9
				TOTAL	2.375,0	581,9
TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0%	São Luiz II/São Luiz III	CS	230,0	36,0	17,6
		Secc. Sobral III/Fortaleza II C1/C2	CS	230,0	120,0	58,8
				TOTAL	156,0	76,4
Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.	49,0%	Ceará Mirim/João Câmara II	CS	500,0	64,0	31,4
		Ceará Mirim/Campina Grande III	CS	500,0	201,0	98,5
		Ceará Mirim/Extremoz II	CS	230,0	26,0	12,7
		Campina Grande III/Campina Grande II	CS	230,0	8,5	4,2
		Secc. Campina Grande II/Extremoz II C1/C2	CS	230,0	12,5	6,1
				TOTAL	312,0	152,9
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0%	Luiz Gonzaga/Garanhuns	CS	500,0	224,0	109,7
		Garanhuns/Pau Ferro	CS	500,0	239,0	117,1
		Garanhuns/Campina Grande III	CS	500,0	190,0	93,1
		Garanhuns/Angelim	CS	230,0	13,0	6,4
				TOTAL	666,0	326,3
Total LTs em operação – SPE					1.241,0	350,9
Total LTs em construção – SPE					4.068,0	1.246,5
Total Geral					5.309,0	1.597,5

Dos empreendimentos de geração a UHE Dardanelos é a única em operação, tendo a UHE de Jirau previsão de gerar no próximo ano. A UHE de Belo Monte encontra-se no início de construção. As Eólicas de Sento Sé tem sua previsão de conclusão, também, para o próximo ano, 2013. Parte das inversões projetadas é para atendimento de aporte de capital nessas SPE's.

A SPE ETN S.A. será incorporada ao ativo da Chesf, considerando a desistência de parceria do sócio privado à época do leilão. Dessa forma ela deixará de ser uma SPE para ser um ativo de transmissão da Chesf.

Seguem abaixo informações adicionais sobre as SPE's listadas:

Geração

- Energética Águas da Pedra S.A.

24,5% no capital social da SPE Energética Águas da Pedra S.A., constituída em 3 de abril de 2007, tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Dardanelos, no Rio Aripuanã, situada em Mato Grosso, com potência de 261 MW e prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos. A entrada em operação das unidades geradoras foi concluída em setembro de 2011.

- ESBR Participações S.A.

20% no capital social da SPE ESBR Participações S.A., constituída em 12 de fevereiro de 2009, que passou a deter, a partir de maio/2009, a totalidade das ações da empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau, no Rio Madeira, em Porto Velho/ Rondônia, com 3.750 MW e prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos. O início de operação da sua primeira unidade está previsto para janeiro de 2013, como estabelecido no Contrato de Concessão.

- Norte Energia S.A.

15% no capital social da SPE Norte Energia S. A., constituída em 21 de julho de 2010, tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Belo Monte, de 11.233MW, no Rio Xingu, no Estado do Pará e prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos.

Esta hidrelétrica é composta de duas casas de força: a principal, denominada Belo Monte, com 18 unidades geradoras de potência unitária de 611,1 MW, com turbinas Francis; e a segunda, denominada Pimental, com 6 unidades geradoras de potência unitária de 38,85 MW, com turbinas Bulbo. A entrada em operação da primeira unidade geradora de Pimental está prevista para fevereiro de 2015 enquanto que a de Belo Monte é prevista para março de 2016.

- Pedra Branca S.A.

49% do capital social da SPE Pedra Branca S.A., constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico Pedra Branca, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de Autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de concessão de 20 (vinte) anos.

- São Pedro do Lago S.A.

49% do capital social da SPE São Pedro do lago S.A, constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico São Pedro do Lago, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de Autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de concessão de 20 (vinte) anos.

- Sete Gameleiras S.A.

49% do capital social da SPE Sete Gameleiras S.A, constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico Sete Gameleiras, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de Autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de concessão de 20 (vinte) anos.

- Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II

49% na SPE a ser constituída proveniente do Leilão n.º 007/2011-Aneel realizado em 20 de dezembro de 2011, em consórcio com a empresa francesa Voltalia, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas eólicas Junco I e II, de 30 MW, e Caiçara I e II, de 30MW e 21MW, respectivamente, serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, no Estado do Ceará e totalizarão 111 MW de potência instalada, com um investimento da ordem de R\$ 180,0 milhões. Início das operações previsto para até janeiro de 2016.

Transmissão

- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

49% no capital social da SPE STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., constituída em 27 de outubro de 2003, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 500 kV Teresina II (PI) / Sobral III (CE) / Fortaleza II (CE), em operação desde janeiro de 2006, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos.

- Integração Transmissora de Energia S.A.

12% no capital social da SPE Integração Transmissora de Energia S.A., constituída em 20 de dezembro de 2005, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 500 kV Colinas / Serra da Mesa II, 3º circuito, em operação desde maio de 2008, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos.

- Manaus Transmissora de Energia S.A.

19,5% no capital social da SPE Manaus Transmissora de Energia S.A., constituída em 22 de abril de 2008, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 500 kV Oriximiná / Silves / Lechuga, da subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) 500/138 kV (150 MVA) e da subestação Lechuga (antes denominada Cariri) 500/230 kV (1.800 MVA), com início das operações previsto para 2012 e prazo de concessão de 30 (trinta) anos.

- Manaus Construtora Ltda.

19,5% no capital da SPE Manaus Construtora Ltda., constituída em 30 de janeiro de 2009, que tem como objetivo a construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a linha de transmissão de 500 kV Oriximiná / Silves / Lechuga, CD, a subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV e a subestação Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

- Interligação Elétrica do Madeira S.A.

24,5% no capital da SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A., constituída em 18 de dezembro de 2008, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 600 kV Coletora Porto Velho (RO)/Araraquara 2 (SP), em corrente contínua, da estação retificadora de corrente alternada para corrente contínua 500/600 kV, localizada na subestação Coletora Porto Velho, com capacidade de 3.150 MW, e da estação inversora de corrente contínua para corrente alternada 600/500 kV, localizada na subestação Araraquara 2, com capacidade de 2.950 MW, com início das operações previsto para abril de 2013 e prazo de concessão de 30(trinta) anos.

- TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

49% no capital da SPE TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., constituída em 12 de janeiro de 2010, que tem como objetivo social a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da Linha de Transmissão São Luiz II – São Luiz III, em 230 kV, localizada no estado do Maranhão e das subestações Pecém II, em 500 kV, e Aquiraz

II, em 230 kV, localizadas no estado do Ceará. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos.

- Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.

49% no capital da SPE Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A., constituída em 07 de julho de 2011, que tem por objetivo a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da LT Ceará Mirim – João Câmara II, circuito simples, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, circuito simples, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, circuito simples, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, circuito simples, em 230 kV, com 8,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV e instalação de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, banco de transformadores 500/138 kV na SE João Câmara II. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos para as instalações de transmissão que comporão a Rede Básica e de 18 (dezoito) anos para as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG. Início das operações previsto para agosto de 2013.

- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

49% no capital da SPE Interligação Elétrica Garanhuns S.A., constituída em 22 de setembro de 2011, que tem por objetivo a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos e o início das Operações está previsto para junho de 2014.

3.3. Investimentos pós MP 579

Investimentos Corporativos

O programa de investimentos corporativos é apresentado na tabela a seguir. Note-se que a partir de 2014 o volume de investimentos é reduzido considerando a limitação temporária da participação em leilões corporativos, pelo agente regulador. Os investimentos afetados são relativos aos empreendimentos existentes e às melhorias, tanto da geração como da transmissão. Na totalidade o programa de investimentos depende fortemente do volume dos recursos oriundos da indenização dos ativos tanto de geração como de transmissão.

Investimento Corporativo - em Reais									
Ano	Geração	Transmissão	Infraestrutura	Total	Ano	Geração	Transmissão	Infraestrutura	Total
2013	508.439.291	1.140.969.082	31.739.393	1.681.147.766	2028	95.990.663	479.801.771	64.254.595	640.047.029
2014	51.553.119	658.401.899	33.469.190	743.424.208	2029	100.703.805	503.360.038	67.409.495	671.473.338
2015	52.655.735	263.016.927	35.222.975	350.895.637	2030	105.648.361	528.075.016	70.719.301	704.442.678
2016	55.294.293	276.167.773	36.984.124	368.446.190	2031	110.835.696	554.003.499	74.191.619	739.030.814
2017	57.952.774	289.672.377	38.792.648	386.417.799	2032	116.277.729	581.205.071	77.834.428	775.317.227
2018	60.786.665	303.837.356	40.689.608	405.313.629	2033	121.986.965	609.742.240	81.656.098	813.385.303
2019	63.759.132	318.695.003	42.679.330	425.133.466	2034	127.976.525	639.680.584	85.665.412	853.322.521
2020	66.876.954	334.279.189	44.766.350	445.922.492	2035	134.260.173	671.088.900	89.871.584	895.220.657
2021	70.147.237	350.625.441	46.955.424	467.728.102	2036	140.852.347	704.039.365	94.284.279	939.175.991
2022	71.999.200	359.882.331	48.195.098	480.076.628	2037	147.768.197	738.607.698	98.913.637	985.289.532
2023	75.534.360	377.552.553	50.561.477	503.648.391	2038	155.023.616	774.873.336	103.770.297	1.033.667.248
2024	79.243.098	396.090.383	53.044.046	528.377.527	2039	162.635.275	812.919.617	108.865.418	1.084.420.310
2025	83.133.934	415.538.421	55.648.508	554.320.863	2040	170.620.667	852.833.970	114.210.710	1.137.665.348
2026	87.215.810	435.941.358	58.380.850	581.538.018	2041	178.998.142	894.708.118	119.818.456	1.193.524.716
2027	91.498.106	457.346.078	61.247.350	610.091.534	2042	187.786.951	938.638.287	125.701.542	1.252.126.780

Para a projeção dos investimentos futuros estabeleceu-se como premissa básica a condição de realização dos investimentos programados, contratados e projeção de investimentos em melhorias, tanto de geração como de transmissão bem como a alocação de parte dos recursos em inversões financeiras em SPE's.

É importante destacar que havendo alavancagem financeira de recursos junto aos bancos, a Chesf terá uma condição muito superior a que está sendo apresentada nessa análise. Essa alavancagem permitirá aumentar: a capacidade de investimentos corporativos, a rentabilidade do seu patrimônio líquido, e, finalmente, a sua participação no mercado de energia elétrica.

Inversões Financeiras

Para a projeção dos investimentos futuros estabeleceu-se como premissa básica a condição de realização de todos os investimentos corporativos em andamento, ou seja, em construção e, temporariamente, direcionar os esforços em novas Sociedades de Propósito Específico – SPE's, até que o impedimento por parte do agente regulador de participar em novos empreendimentos na forma corporativa seja removido. Assim, a busca de parcerias privadas manteria a perspectiva de crescimento empresarial e garantiria a aplicação dos recursos financeiros da empresa, advindos da indenização dos ativos, na opção de prorrogação da concessão. Essas novas inversões em SPE's garantirão um fluxo de dividendos futuros para a empresa.

Nesse sentido, para as parcerias no segmento de transmissão, utilizou-se, como referência as projeções de dividendos da SPE IE Garanhuns. Para o segmento de geração utilizou-se as projeções das SPE's Sento Sé.

Inversões em SPE's Existentes - R\$			
Ano	Geração	Transmissão	Total
2013	532.821.483	180.017.794	712.839.277
2014	236.127.925	86.102.612	322.230.537
2015	225.372.543		225.372.543
2016	25.213.228	0	25.213.228
Total	1.019.535.180	266.120.406	1.285.655.585

Inversões em SPE's Novas - R\$			
Ano	Geração	Transmissão	Total
2013	255.800.000	530.538.899	786.338.899
2014	290.100.000	1.461.975.332	1.752.075.332
2015	163.000.000	550.049.948	713.049.948
2016	71.500.000	492.005.052	563.505.052
Total	780.400.000	3.034.569.232	3.814.969.232

O total de inversões em SPE's para o período compreendido entre 2013 e 2016 totaliza R\$ 5.100 milhões. Destaque-se que nas inversões alocadas para as SPE's em transmissão há a previsão de compra de ativos em operação no montante de R\$ 1 bilhão, sendo previsto R\$ 500 milhões em 2013 e R\$ 500 milhões em 2014.

A seguir encontra-se tabela contendo o cronograma de desembolso dos investimentos e das inversões com valores corrigidos pelo IPCA.

Investimento e Inversões Financeiras SPEs - em Reais									
Ano	Investimentos	Inversões Contratadas	Inversões Previstas	Total	Ano	Investimentos	Inversões Contratadas	Inversões Previstas	Total
2013	1.681.147.766	712.839.277	786.338.899	3.180.325.942	2028	640.047.029			640.047.029
2014	743.424.208	322.230.537	1.752.075.332	2.817.730.077	2029	671.473.338			671.473.338
2015	350.895.637	225.372.543	713.049.948	1.289.318.128	2030	704.442.678			704.442.678
2016	368.446.190	25.213.228	563.505.052	957.164.470	2031	739.030.814			739.030.814
2017	386.417.799			386.417.799	2032	775.317.227			775.317.227
2018	405.313.629			405.313.629	2033	813.385.303			813.385.303
2019	425.133.466			425.133.466	2034	853.322.521			853.322.521
2020	445.922.492			445.922.492	2035	895.220.657			895.220.657
2021	467.728.102			467.728.102	2036	939.175.991			939.175.991
2022	480.076.628			480.076.628	2037	985.289.532			985.289.532
2023	503.648.391			503.648.391	2038	1.033.667.248			1.033.667.248
2024	528.377.527			528.377.527	2039	1.084.420.310			1.084.420.310
2025	554.320.863			554.320.863	2040	1.137.665.348			1.137.665.348
2026	581.538.018			581.538.018	2041	1.193.524.716			1.193.524.716
2027	610.091.534			610.091.534	2042	1.252.126.780			1.252.126.780

3.4. Indenizações dos Ativos Geração e Transmissão

<u>Portaria Interministerial Nº 580/MME/MF, de</u> <u>01.11.2012 - Valor das Indenizações</u>	
Usinas Hidrelétricas	
	R\$
Xingó	2.925.318.050,00
Paulo Afonso IV	360.472.600,00
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.687.105.590,00
Apolônio Sales (Moxotó)	84.612.540,00
Boa Esperança (Castelo Branco)	72.783.280,00
Instalações de Transmissão	
	R\$
Contrato 61/2001	1.587.160.434,07

O total da indenização para os ativos de geração e transmissão é de R\$ 6.717.452.494,07.

4. Receitas

4.1. Receita de Geração

4.1.1. Custos Anuais dos Ativos de Geração – GAG Usinas Afetadas

A receita de geração é formada a partir do custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG que deve cobrir as despesas relativas à Administração, Operação e Manutenção. Este custo está calculado a partir da disponibilização das usinas em MW instalado e pela tarifa de disponibilização, dada em R\$ por kW.ano, aplicada às usinas.

Gestão dos Ativos de Geração			
Administração, Operação e Manutenção			
	Potência	R\$/Kw Ano	R\$/Ano
Complexo PA	4.279,60	29,92	128.031.380,93
Xingó	3.162,00	35,61	112.597.776,54
Itaparica	1.479,60	42,67	63.140.938,67
Boa Esperança	237,30	66,74	15.836.713,83
Funil	30,00	103,71	3.111.373,80
Pedra	20,01	82,65	1.653.794,68
Araras	4,00	38,86	155.454,44
CHESF	9.212,51	TOTAL - GAG	324.527.432,89

Base:Out/2012

Fonte: Diário Oficial Edição Extraordinária, 01/11/2012

4.1.2. Receita Anual de Geração - RAG

A partir da GAG, indicada no item anterior, deve-se incluir os encargos e impostos associados à empresa, considerando que o Custo da Administração é líquido de impostos. Dessa forma deve-se incluir os seguintes encargos: Pesquisa e Desenvolvimento - P&D (1,0%), Taxa de Fiscalização dos Serviços Elétricos – TFSEE (0,5%), Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (6,75% da TAR - 72,87 R\$/MWh) e custo relativo a Utilização do Serviço de Transmissão, que está associado à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Finalmente agrega-se a tributação sobre a receita, PIS/PASEP/COFINS (9,25%).

	Complexo PA	Xingó	Itaparica	Boa Esperança	Funil	Pedra	Araras
R\$/MWh (*)	21,96	20,56	24,35	37,26	69,55	132,56	1.495,30
GAG - O&M e A	128.031.381	112.597.777	63.140.939	15.836.714	3.111.374	1.653.795	155.454
P&D	1.280.314	1.125.978	631.409	158.367	31.114	16.538	1.555
TFSEE	512.126	450.391	252.564	63.347	12.445	6.615	622
CFURH	95.870.869	92.165.298	41.321.422	6.161.588	601.078	161.149	1.293
TUST	162.817.507	143.190.592	80.296.332	20.139.549	3.956.734	2.103.131	197.691
Custos sem Impostos	388.512.196	349.530.036	185.642.665	42.359.565	7.712.745	3.941.228	356.615
PIS/PASEP COFINS	39.600.417	35.627.028	18.922.255	4.317.642	786.148	401.723	36.349
RAG R\$ / Ano	428.112.613	385.157.065	204.564.920	46.677.207	8.498.893	4.342.951	392.964

(*) Tarifa Média

4.1.3. Receita Anual de Geração – RAG – Chesf – Tarifa Média

O Valor da Receita Anual de Geração – RAG é definida a partir do valor do custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, onde se inclui os encargos setoriais e impostos. No caso da determinação da TUST, encargos relativos ao uso dos sistemas de transmissão, ainda indefinido dada a nova condição da MP-579/2012, a Aneel, no presente momento, colocou em audiência pública a discussão da metodologia a ser aplicada para as empresas. O valor desse encargo é calculado a partir do Montante do Uso do Sistema de Transmissão, definido como MUST, em capacidade instalada por MW, e a tarifa respectiva. As empresas que optarem por prorrogar a concessão em suas usinas, não arcarão com o valor a ser pago referente a esse encargo, ficando os distribuidores, em suas cotas, responsáveis por ressarcir às geradoras. Dessa forma este encargo de transmissão não terá efeito líquido, enquanto custo, na gestão e definição de preço, que agora passa a ser tarifa.

A tarifa média da Chesf, nessa condição, é de **R\$ 22,44 / MWh**. Devido a existência de algumas usinas da concessão da Chesf não atingidas pela MP 579, a empresa passa a conviver com o regime duplo, um regime determinado pelo preço da energia, em ambiente de competição livre, e outro pelo regime custo do serviço, no ambiente regulado.

A Chesf estará submetida ao regime de tarifa regulada em 91% dos seus ativos de geração, uma vez optando pela prorrogação da concessão, ficando apenas o percentual restante (9%) para praticar preços de mercado, que corresponde a sua capacidade de geração representada pelas Usinas Hidrelétricas de Sobradinho e Curemas e a Usina Térmica de Camaçari.

O quadro abaixo demonstra o montante de Receita da RAG para o ano de 2013, que perdurará até 30 de junho de 2014, quando sofrerá o primeiro reajuste, havendo uma concatenação entre a receita das transmissoras e dos geradores em regime de cota.

2013	CHESF
R\$/MWh (*)	22,44
GAG - O&M e A	324.527.433
P&D	3.245.274
TFSEE	1.298.110
CFURH	236.399.897
TUST	412.701.536
Custos sem Impostos	978.172.250
PIS/PASEP COFINS	99.703.508
RAG R\$ / Ano	1.077.875.758

(*) Tarifa Média

A projeção da RAG para os anos futuros é apresentada a seguir, tendo sua correção definida pelo IPCA, sem adoção de revisões tarifárias bem como possíveis receitas adicionais. Essas receitas adicionais serão definidas pela Aneel a partir de autorizações de investimentos com objetivos de aumentar a capacidade de geração, modernização tecnológica e reposição de ativos ou prestação de outros tipos de serviços elétricos.

Receita de Geração Afetada			
Ano	RAG	Ano	RAG
2013	1.077.875.758	2028	2.594.460.681
2014	1.175.763.391	2029	2.721.329.809
2015	1.237.373.392	2030	2.854.402.836
2016	1.299.242.062	2031	2.993.983.135
2017	1.362.774.999	2032	3.140.388.910
2018	1.429.414.696	2033	3.293.953.928
2019	1.499.313.075	2034	3.455.028.275
2020	1.572.629.484	2035	3.623.979.158
2021	1.649.531.066	2036	3.801.191.739
2022	1.947.611.272	2037	3.987.070.015
2023	2.042.849.463	2038	4.182.037.738
2024	2.142.744.802	2039	4.386.539.384
2025	2.248.251.217	2040	4.601.041.160
2026	2.358.190.702	2041	4.826.032.072
2027	2.473.506.227	2042	5.062.025.041

Base: Preços Nominais em reais

4.1.4. Receita de Geração não afetada

Com o advento da MP 579 foi estabelecido um novo ambiente associado à comercialização de energia da Empresa através da disponibilização de seus ativos de geração em troca de uma receita anual de geração (RAG), mediante a celebração de um contrato de adesão em regime de cotas de energia que serão adquiridas por todas as empresas distribuidoras do SIN.

No caso da Chesf, o direito de opção pela prorrogação das concessões e a consequente adesão ao regime de cotas abrange **91%** da garantia física total constituída pelas usinas hidrelétrica da Empresa, cujas concessões venceriam em 2015.

Na tabela abaixo são listadas todas as usinas da Chesf, inclusive aquelas passíveis de prorrogação da concessão a partir de janeiro de 2013.

USINAS	Vencimento da Concessão	Grantia Física (MW médios)	Potência (MW)	Possibilidade de Prorrogação
COMPLEXO P.A	02/10/15	2.225,00	4.279,60	SIM
ITAPARICA	03/10/15	959,00	1.479,60	SIM
XINGÓ	02/10/15	2.139,00	3.162,00	SIM
SOBRADINHO	09/02/22	531,00	1.050,30	NÃO
BOA ESPERANÇA	10/10/15	143,00	237,30	SIM
PEDRA	07/07/15	3,74	20,01	SIM
CUREMAS	25/11/24	1,00	3,52	NÃO
FUNIL	07/07/15	13,95	30,00	SIM
ARARAS	07/07/15	0,03	4,00	SIM
TOTAL		6.015,72	10.266,33	

A MP 579 prevê que as obrigações contratuais de compra e venda de energia existentes no Ambiente de Contratação Livre – ACL são de inteira responsabilidade do concessionário que optar pela prorrogação das concessões. Neste contexto, a Chesf possui as seguintes obrigações contratuais:

Tipo de Contrato	Submercado	Quantidade (MW médios)					
		2013	2014	2015	2016	2017	2018 a 2034
Compra	SE/CO	125,26	208,36	151,37	107,59	107,59	107,59
TOTAL		125,26	208,36	151,37	107,59	107,59	107,59
Venda	SE/CO	25,00					
Venda	NE	424,28	143,45	140,95	124,00	124,00	
Venda	NE (*)	827,00	853,00	426,50			
TOTAL		1.276,28	996,45	567,45	124,00	124,00	

(*) Contratos de venda de energia celebrado com os Consumidores Industriais "Cativos".

A receita total relativa à comercialização de energia está condicionada:

- à decisão da Empresa pela prorrogação ou não das concessões vincendas em 2015;
- ao equacionamento das obrigações contratuais de venda de energia;
- à estratégia de comercialização do lastro de energia da Empresa no curto, médio e longo prazos.

Foram estabelecidas premissas e critérios gerais para balizarem os estudos de previsão da receita de comercialização nas hipóteses de prorrogação ou não das concessões Chesf. Nessa avaliação foram adotados os seguintes critérios e premissas gerais:

- **Horizonte de análise:** 2013 a 2042. As receitas/despesas na CCEE serão estimadas até 2015, tendo em vista que até este horizonte, o nível de exposição da Empresa aos preços de curto prazo poderá ser significativo. Neste período foi adotado os valores de receita/despesa na CCEE para um risco de 30%;
- **Hedge:** 5% do lastro da Empresa (quando possível);

- **UTE Camaçari:** Não será utilizado o lastro da usina para atendimento de contratos, tendo em vista o elevado custo de geração da usina (CVU) da ordem de 1.100 R\$/MWh;
- **Consumidores Industriais:** Dependendo da alternativa de prorrogação, eventuais insuficiências de lastro serão atendidas via contratos de compra, tendo como referência as necessidades médias anuais (2013 e 2014) e semestrais (2015);
- **Sulgipe:** Não está claro na MP o tratamento a ser dado a Sulgipe. Considerando a modicidade tarifária, foi admitido que o montante contratado da Sulgipe com a Chesf será incorporado às cotas;
- **Preço de Venda de Energia da Chesf para os novos contratos do ACL:** 120,00 R\$/MWh (2013 a 2015) e 102,00 R\$/MWh (CME do PDE-2021) para o restante do período, corrigido anualmente pelo IGPM;
- **Preço de Compra de lastro pela Chesf para atendimento aos Consumidores Industriais:** 134,00 R\$/MWh (2013 a 2015) no submercado Sudeste/Centro Oeste, corrigido anualmente pelo IGPM;
- **Receitas dos contratos existentes:** Serão corrigidas anualmente nas respectivas datas de aniversário dos contratos com base nas projeções de IGPM/IPCA estimadas pela área financeira da Chesf;
- **Referência de Preços:** Todos os preços estão referenciados a Janeiro/2013.

Na hipótese de prorrogação das concessões, as fontes de receitas de comercialização são oriundas de dois regimes de contratação, além da liquidação na CCEE:

- Receitas provenientes do contrato de disponibilidade relativo à alocação das cotas referentes às usinas prorrogadas (Receita Anual de Geração – RAG);
- Receitas provenientes dos contratos no ACL e dos Consumidores Industriais;
- Receitas decorrentes de eventuais liquidações na CCEE.

Por outro lado, a prorrogação das concessões submete a Empresa a exposições contratuais que provocam as seguintes despesas referentes à comercialização:

- Despesas provenientes da necessidade de celebração de contratos de compra de energia para atendimento às obrigações contratuais existentes;
- Despesas decorrentes de eventuais exposições na CCEE;
- Despesas com compra de energia de Jirau (jul/2015 a jan/2034), conforme obrigação dos acionistas constante no contrato de financiamento BNDES e a UHE Jirau.

Para avaliação dessas receitas, além das premissas e critérios gerais detalhados anteriormente, para esta hipótese, têm-se as seguintes premissas específicas:

- Aquisição de **604 MW médios** em 2013, **211 MW médios** em 2014 e **265 MW médios** em 2015 (até junho), no submercado Sudeste/Centro-Oeste para atender os Industriais;

- Venda de energia no Sudeste/Centro-Oeste, referente ao lastro Jirau (jul/2015 a jan/2034) e Nordeste (lastro Sobradinho) de jul/2015 a jan/2022.
- Venda de todo o lastro de Casa Nova no período pós atendimento aos Industriais até jun/2033.

Para o caso da prorrogação da concessão os valores correspondentes às receitas e despesas associadas à comercialização de energia no ACL e na liquidação da CCEE estão apresentadas na tabela a seguir:

Receita - R\$					Despesa - R\$				
Ano	Fornecimento	ACL	CCEE	Total	Ano	Fornecimento	ACL	CCEE	Total
2013	753.287	490.709	27.512	1.271.508	2013	710.942	146.422	49.352	906.716
2014	817.345	234.980	15.780	1.068.105	2014	261.820	307.166	2.298	571.284
2015	423.898	573.762	19.879	1.017.538	2015	171.730	246.269	0	417.998
2016	0	786.823	0	786.823	2016	0	189.833	0	189.833
2017	0	819.987	0	819.987	2017	0	185.653	0	185.653
2018	0	746.026	0	746.026	2018	0	181.145	0	181.145
2019	0	779.598	0	779.598	2019	0	190.003	0	190.003
2020	0	816.905	0	816.905	2020	0	199.836	0	199.836
2021	0	851.340	0	851.340	2021	0	209.040	0	209.040
2022	0	282.132	0	282.132	2022	0	219.262	0	219.262
2023	0	236.080	0	236.080	2023	0	229.984	0	229.984
2024	0	247.377	0	247.377	2024	0	241.886	0	241.886
2025	0	257.805	0	257.805	2025	0	253.026	0	253.026
2026	0	269.406	0	269.406	2026	0	265.399	0	265.399
2027	0	281.529	0	281.529	2027	0	278.377	0	278.377
2028	0	295.002	0	295.002	2028	0	293.986	0	293.986
2029	0	307.437	0	307.437	2029	0	306.268	0	306.268
2030	0	321.272	0	321.272	2030	0	321.245	0	321.245
2031	0	335.729	0	335.729	2031	0	336.954	0	336.954
2032	0	351.795	0	351.795	2032	0	354.391	0	354.391
2033	0	300.852	0	300.852	2033	0	370.713	0	370.713
2034	0	19.565	0	19.565	2034	0	16.379	0	16.379

Base: Preços Nominais

A tabela a seguir apresenta as receitas e despesas para o caso da Chesf não optar pela prorrogação da concessão.

Ano	Receita					Despesas
	INDUSTRIAIS	CCEAR's (EXISTENTES)	CCEAR's (RENOVADOS)	ACL (EXISTENTES + NOVOS)	CCEE	CONTRATOS DE COMPRA (ACL)
2013	753.287	1.639.232	1.582.065	802.542	260.508	146.422
2014	817.345	855.619	2.449.638	999.284	135.132	253.966
2015	423.898	436.614	2.064.100	1.254.775	232.425	246.269
2016	-	-	-	786.823	-	189.833
2017	-	-	-	819.987	-	185.653
2018	-	-	-	746.026	-	181.145
2019	-	-	-	779.598	-	189.870
2020	-	-	-	816.905	-	199.437
2021	-	-	-	851.340	-	209.040
2022	-	-	-	282.132	-	219.262
2023	-	-	-	236.080	-	229.984
2024	-	-	-	247.377	-	241.886
2025	-	-	-	257.805	-	253.026
2026	-	-	-	269.406	-	265.399
2027	-	-	-	281.529	-	278.377
2028	-	-	-	295.002	-	293.986
2029	-	-	-	307.437	-	306.268
2030	-	-	-	321.272	-	321.245
2031	-	-	-	335.729	-	336.954
2032	-	-	-	351.795	-	354.391
2033	-	-	-	300.852	-	370.713
2034	-	-	-	19.565	-	16.379

Base: Preços Nominais em reais

4.2. Receita de Transmissão

4.2.1. Receita Anual Permitida – RAP afetada

A Receita de Transmissão definida para a Chesf, quando da prorrogação da concessão, permanecerá até 30 de junho de 2013, quando será corrigida desde a sua publicação, outubro de 2012. A RAP já contempla na sua formação os encargos relativos à P&D e à Taxa de Fiscalização, devendo ser incorporados também os tributos relativos ao PIS/PASEP e o COFINS.

	R\$/Ano
RAP MP-579/2012	517.607.206,41
Base: Out/2012	
Correção IPCA (Out/2012 a Junho/2013)	18.359.523,33
RAP sem Impostos	535.966.729,74
PIS/PASEP COFINS	54.630.217,63
RAP Corrigida após impostos	590.596.947,37

Fonte: Diário Oficial Edição Extraordinária, 01/11/2012

O quadro a seguir demonstra a projeção da RAP até 2042.

Receita Anual Permitida MP 579			
Ano	RAP	Ano	RAP
2013	590.596.947	2028	1.220.441.439
2014	622.784.481	2029	1.280.121.026
2015	655.418.388	2030	1.342.718.944
2016	688.189.307	2031	1.408.377.900
2017	721.841.764	2032	1.477.247.579
2018	757.139.827	2033	1.549.484.986
2019	794.163.964	2034	1.625.254.802
2020	832.998.582	2035	1.704.729.762
2021	873.732.213	2036	1.788.091.047
2022	916.457.718	2037	1.875.528.699
2023	961.272.500	2038	1.967.242.053
2024	1.008.278.725	2039	2.063.440.189
2025	1.057.583.555	2040	2.164.342.414
2026	1.109.299.391	2041	2.270.178.758
2027	1.163.544.131	2042	2.381.190.500

Base: Preços Nominais em reais

4.2.2. Receita Anual Permitida - RAP não afetada

As receitas indicadas no quadro abaixo dizem respeito aos leilões ganhos pela Chesf e às receitas de autorizações da Aneel para realização dos investimentos no sistema de transmissão corporativos com objetivo de reforços e melhorias no sistema elétrico.

Receita de Transmissão não Afetada							
Anos	Licitadas	Autorizações	Total geral	Anos	Licitadas	Autorizações	Total geral
2013	56.211.835	37.568.571	93.780.406	2028	337.311.865	135.046.090	472.357.954
2014	168.235.785	66.822.512	235.058.298	2029	350.945.763	141.129.479	492.075.242
2015	207.873.953	76.062.673	283.936.626	2030	365.246.359	147.486.929	512.733.287
2016	215.718.005	79.579.265	295.297.270	2031	380.246.253	154.130.786	534.377.040
2017	223.405.963	83.175.122	306.581.085	2032	395.979.643	161.073.956	557.053.599
2018	231.469.862	86.921.746	318.391.609	2033	412.482.395	168.329.923	580.812.318
2019	239.928.086	90.837.150	330.765.237	2034	429.792.132	175.912.780	605.704.912
2020	248.799.918	94.928.939	343.728.856	2035	447.948.315	183.837.256	631.785.572
2021	258.105.581	99.205.058	357.310.640	2036	466.992.336	192.118.743	659.111.079
2022	267.866.292	103.673.813	371.540.106	2037	486.967.609	200.773.326	687.740.935
2023	278.104.302	108.343.883	386.448.185	2038	507.919.673	209.817.815	717.737.488
2024	288.842.950	113.224.337	402.067.287	2039	529.896.293	219.269.778	749.166.071
2025	300.106.718	118.324.654	418.431.371	2040	552.947.569	229.147.575	782.095.144
2026	311.921.284	123.654.739	435.576.023	2041	577.126.053	238.983.258	816.109.311
2027	324.313.583	129.224.945	453.538.528	2042	593.314.610	217.273.008	810.587.618

Base: Preços Nominais em reais

5. Custos Operacionais

As projeções de custos operacionais estão baseadas nos valores realizados em 2012 corrigidos pelo IPCA.

5.1. Custos Operacionais Atuais da Empresa

O quadro a seguir apresenta a projeção dos custos da empresa, admitindo como hipótese básica a manutenção dos valores realizados no ano de 2012 e atualizados para os demais anos pelo índice do IPCA.

Custos Operacionais – Não ajustados					
Ano	Pessoal	Material	Serviço de Terceiros	Outras Despesas Operacionais	Total
2012	864.094.139	24.842.028	203.334.528	95.361.181	1.187.631.875
2013	908.335.759	26.113.940	213.745.255	100.243.673	1.248.438.627
2014	957.840.058	27.537.149	225.394.372	105.706.953	1.316.478.532
2015	1.008.030.877	28.980.096	237.205.037	111.245.998	1.385.462.007
2016	1.058.432.421	30.429.101	249.065.289	116.808.297	1.454.735.107
2017	1.110.189.766	31.917.084	261.244.581	122.520.223	1.525.871.654
2018	1.164.478.045	33.477.829	274.019.441	128.511.462	1.600.486.778
2019	1.221.421.022	35.114.895	287.418.992	134.795.673	1.678.750.582
2020	1.281.148.510	36.832.013	301.473.781	141.387.181	1.760.841.485
2021	1.343.796.672	38.633.099	316.215.849	148.301.014	1.846.946.634
2022	1.409.508.329	40.522.257	331.678.804	155.552.934	1.937.262.324
2023	1.478.433.287	42.503.796	347.897.897	163.159.472	2.031.994.452
2024	1.550.728.674	44.582.231	364.910.104	171.137.970	2.131.358.980
2025	1.626.559.306	46.762.302	382.754.209	179.506.617	2.235.582.434
2026	1.706.098.056	49.048.979	401.470.889	188.284.491	2.344.902.415
2027	1.789.526.251	51.447.474	421.102.816	197.491.602	2.459.568.144
2028	1.877.034.085	53.963.255	441.694.744	207.148.942	2.579.841.026
2029	1.968.821.052	56.602.059	463.293.617	217.278.525	2.705.995.252
2030	2.065.096.401	59.369.899	485.948.674	227.903.445	2.838.318.420
2031	2.166.079.615	62.273.087	509.711.565	239.047.923	2.977.112.190
2032	2.272.000.909	65.318.241	534.636.460	250.737.367	3.122.692.977
2033	2.383.101.753	68.512.303	560.780.183	262.998.424	3.275.392.663
2034	2.499.635.429	71.862.555	588.202.334	275.859.047	3.435.559.364
2035	2.621.867.601	75.376.634	616.965.428	289.348.554	3.603.558.217
2036	2.750.076.927	79.062.551	647.135.037	303.497.698	3.779.772.214
2037	2.884.555.689	82.928.710	678.779.941	318.338.736	3.964.603.075
2038	3.025.610.462	86.983.924	711.972.280	333.905.500	4.158.472.166
2039	3.173.562.813	91.237.438	746.787.724	350.233.479	4.361.821.455
2040	3.328.750.035	95.698.949	783.305.644	367.359.896	4.575.114.524
2041	3.491.525.912	100.378.627	821.609.290	385.323.795	4.798.837.624
2042	3.662.261.529	105.287.142	861.785.984	404.166.129	5.033.500.784

Base: Preços Nominais em reais

5.2. Melhoria da Eficiência Operacional

A Chesf, desde o início de 2012, já vinha se preparando para a melhoria de sua eficiência operacional, considerando a perspectiva do encerramento dos contratos de concessão em 2015, e naquela ocasião, estabeleceu diretrizes, tendo como meta inicial uma redução global de custos da ordem de 15% até aquela data, final das concessões. Dentre as diretrizes estabelecidas destaca-se a revisão detalhada de todos os contratos de fornecimento de bens e serviços, monitoramento sistemático dos custos variáveis, tais como horas extras, viagens, periculosidade, sobreaviso, transporte, comunicação, patrocínio e publicidade, com uma intensa avaliação dos processos organizacionais e o estabelecimento de políticas e diretrizes para renovação do quadro de pessoal.

Todas essas diretrizes estão detalhadas no Sistema de Gestão Empresarial e monitorado pelo Grupo de Gerenciamento Matricial de Custos.

Os estudos aqui apresentados consideram esses ganhos de eficiência nos resultados da empresa. Desta feita com uma meta global de redução de custos de 20% já no ano de 2013.

5.3. Resultado do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional

Nos quadros seguintes são apresentados diversos cenários com ajustes realizados pelo programa de melhoria da eficiência operacional:

Prorrogação da Concessão em 2013

Custos Operacionais ajustados

Ano	Pessoal	Material	Serviço de Terceiros	Outras Despesas Operacionais	Total
2012	1.429.852.741	24.842.028	203.334.528	95.361.181	1.753.390.477
2013	758.822.109	26.113.940	133.449.231	100.243.673	1.018.628.952
2014	779.856.716	27.537.149	140.722.214	105.496.441	1.053.612.521
2015	787.616.881	28.980.096	148.096.058	110.771.264	1.075.464.298
2016	826.997.725	30.429.101	155.500.861	116.187.978	1.129.115.665
2017	867.437.914	31.917.084	163.104.853	121.869.570	1.184.329.421
2018	914.771.373	33.477.829	171.080.680	127.828.992	1.247.158.875
2019	961.222.401	35.114.895	179.446.525	134.079.830	1.309.863.652
2020	1.008.226.177	36.832.013	188.221.461	140.636.334	1.373.915.984
2021	1.057.528.437	38.633.099	197.425.490	147.513.451	1.441.100.476
2022	1.109.241.577	40.522.257	207.079.596	154.726.858	1.511.570.289
2023	1.163.483.490	42.503.796	217.205.789	162.293.002	1.585.486.076
2024	1.220.377.833	44.582.231	227.827.152	170.229.130	1.663.016.346
2025	1.280.054.309	46.762.302	238.967.900	178.553.334	1.744.337.845
2026	1.342.648.965	49.048.979	250.653.430	187.284.592	1.829.635.966
2027	1.408.304.499	51.447.474	262.910.383	196.442.809	1.919.105.164
2028	1.477.170.589	53.963.255	275.766.700	206.048.862	2.012.949.407
2029	1.549.404.231	56.602.059	289.251.692	216.124.651	2.111.382.633
2030	1.625.170.098	59.369.899	303.396.100	226.693.147	2.214.629.244
2031	1.704.640.916	62.273.087	318.232.169	237.778.442	2.322.924.614
2032	1.787.997.856	65.318.241	333.793.722	249.405.807	2.436.515.627
2033	1.875.430.952	68.512.303	350.116.235	261.601.751	2.555.661.241
2034	1.967.139.525	71.862.555	367.236.919	274.394.077	2.680.633.076
2035	2.063.332.648	75.376.634	385.194.804	287.811.947	2.811.716.033
2036	2.164.229.614	79.062.551	404.030.830	301.885.952	2.949.208.947
2037	2.270.060.443	82.928.710	423.787.938	316.648.175	3.093.425.265
2038	2.381.066.398	86.983.924	444.511.168	332.132.270	3.244.693.760
2039	2.497.500.545	91.237.438	466.247.764	348.373.538	3.403.359.285
2040	2.619.628.322	95.698.949	489.047.280	365.409.004	3.569.783.554
2041	2.747.728.147	100.378.627	512.961.692	383.277.505	3.744.345.970
2042	2.882.092.053	105.287.142	538.045.518	402.019.775	3.927.444.488

Base: Preços Nominais em reais

Não Prorrogação da Concessão em 2013
Custos Operacionais ajustados em 20% (2013) e mais 70% (2015)

Ano	Pessoal	Material	Serviço de Terceiros	Outras Despesas Operacionais	Total
2012	1.429.852.741	24.842.028	203.334.528	95.361.181	1.753.390.477
2013	758.822.109	26.113.940	133.449.231	100.243.673	1.018.628.952
2014	779.856.716	27.537.149	140.722.214	105.496.441	1.053.612.521
2015	2.251.610.474	23.184.077	118.476.846	88.819.564	2.482.090.961
2016	231.905.453	9.128.730	46.650.258	34.972.703	322.657.145
2017	243.245.630	9.575.125	48.931.456	36.682.869	338.435.079
2018	255.140.341	10.043.349	51.324.204	38.476.661	354.984.555
2019	267.616.704	10.534.468	53.833.958	40.358.170	372.343.299
2020	280.703.161	11.049.604	56.466.438	42.331.684	390.550.887
2021	294.429.545	11.589.930	59.227.647	44.401.703	409.648.825
2022	308.827.150	12.156.677	62.123.879	46.572.947	429.680.653
2023	323.928.798	12.751.139	65.161.737	48.850.364	450.692.037
2024	339.768.916	13.374.669	68.348.146	51.239.147	472.730.877
2025	356.383.616	14.028.691	71.690.370	53.744.741	495.847.417
2026	373.810.775	14.714.694	75.196.029	56.372.859	520.094.356
2027	392.090.121	15.434.242	78.873.115	59.129.491	545.526.970
2028	411.263.328	16.188.977	82.730.010	62.020.924	572.203.239
2029	431.374.105	16.980.618	86.775.508	65.053.747	600.183.977
2030	452.468.299	17.810.970	91.018.830	68.234.875	629.532.973
2031	474.593.999	18.681.926	95.469.651	71.571.560	660.317.136
2032	497.801.645	19.595.472	100.138.117	75.071.410	692.606.644
2033	522.144.146	20.553.691	105.034.870	78.742.402	726.475.109
2034	547.676.994	21.558.766	110.171.076	82.592.905	761.999.741
2035	574.458.399	22.612.990	115.558.441	86.631.698	799.261.529
2036	602.549.415	23.718.765	121.209.249	90.867.988	838.345.418
2037	632.014.082	24.878.613	127.136.381	95.311.433	879.340.508
2038	662.919.570	26.095.177	133.353.350	99.972.162	922.340.259
2039	695.336.337	27.371.231	139.874.329	104.860.800	967.442.698
2040	729.338.284	28.709.685	146.714.184	109.988.494	1.014.750.646
2041	765.002.926	30.113.588	153.888.507	115.366.931	1.064.371.953
2042	802.411.569	31.586.143	161.413.655	121.008.374	1.116.419.741

Base: Preços Nominais em reais

5.4. Diferença entre o “antes e o depois” do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional

Com o objetivo de apresentar os impactos do programa de redução de custos nos cenários em estudo, foram elaborados os quadros a seguir, sendo comparados com o caso base de manutenção dos gastos da empresa ao nível de 2012, projetados para os anos seguintes com a correção do IPCA.

Prorrogação da Concessão em 2013 e Ajustes dos Custos Operacionais em 2013

Ano	Pessoal	Material	Serviço de Terceiros	Outras Despesas Operacionais	Total
2012	565.758.602	0	0	-24.700.028	541.058.574
2013	-149.513.650	0	-80.296.025	-25.964.669	-255.774.344
2014	-177.983.342	0	-84.672.158	-27.325.218	-289.980.718
2015	-220.413.996	0	-89.108.979	-28.691.479	-338.214.454
2016	-231.434.696	0	-93.564.428	-30.094.492	-355.093.616
2017	-242.751.852	0	-98.139.729	-31.566.113	-372.457.694
2018	-249.706.673	0	-102.938.761	-33.109.696	-385.755.130
2019	-260.198.621	0	-107.972.467	-34.728.760	-402.899.847
2020	-272.922.333	0	-113.252.320	-36.426.996	-422.601.650
2021	-286.268.235	0	-118.790.359	-38.208.277	-443.266.871
2022	-300.266.752	0	-124.599.207	-40.076.661	-464.942.621
2023	-314.949.796	0	-130.692.109	-42.036.410	-487.678.315
2024	-330.350.841	0	-137.082.953	-44.091.990	-511.525.784
2025	-346.504.997	0	-143.786.309	-46.248.089	-536.539.395
2026	-363.449.092	0	-150.817.460	-48.509.620	-562.776.172
2027	-381.221.752	0	-158.192.433	-50.881.741	-590.295.926
2028	-399.863.496	0	-165.928.043	-53.369.858	-619.161.397
2029	-419.416.821	0	-174.041.925	-55.979.644	-649.438.389
2030	-439.926.303	0	-182.552.575	-58.717.049	-681.195.927
2031	-461.438.700	0	-191.479.396	-61.588.312	-714.506.408
2032	-484.003.052	0	-200.842.738	-64.599.981	-749.445.771
2033	-507.670.801	0	-210.663.948	-67.758.920	-786.093.669
2034	-532.495.904	0	-220.965.415	-71.072.331	-824.533.650
2035	-558.534.953	0	-231.770.624	-74.547.768	-864.853.345
2036	-585.847.312	0	-243.104.207	-78.193.154	-907.144.674
2037	-614.495.246	0	-254.992.003	-82.016.799	-951.504.048
2038	-644.544.064	0	-267.461.112	-86.027.420	-998.032.596
2039	-676.062.268	0	-280.539.960	-90.234.161	-1.046.836.390
2040	-709.121.713	0	-294.258.365	-94.646.612	-1.098.026.689
2041	-743.797.765	0	-308.647.599	-99.274.831	-1.151.720.195
2042	-780.169.476	0	-323.740.466	-104.129.370	-1.208.039.312

Base: Preços Nominais em reais

Não Prorrogação da Concessão em 2013 e Ajustes dos Custos Operacionais em 2013 e 2015

Ano	Pessoal	Material	Serviço de Terceiros	Outras Despesas Operacionais	Total
2012	565.758.602	0	0	-24.700.028	541.058.574
2013	-149.513.650	0	-80.296.025	-25.964.669	-255.774.344
2014	-177.983.342	0	-84.672.158	-27.325.218	-289.980.718
2015	1.243.579.598	-5.796.019	-118.728.191	-50.643.179	1.068.412.209
2016	-826.526.967	-21.300.370	-202.415.031	-111.309.767	-1.161.552.136
2017	-866.944.136	-22.341.959	-212.313.126	-116.752.815	-1.218.352.035
2018	-909.337.704	-23.434.480	-222.695.237	-122.462.028	-1.277.929.450
2019	-953.804.318	-24.580.426	-233.585.035	-128.450.421	-1.340.420.200
2020	-1.000.445.349	-25.782.409	-245.007.343	-134.731.646	-1.405.966.748
2021	-1.049.367.127	-27.043.169	-256.988.202	-141.320.024	-1.474.718.522
2022	-1.100.681.179	-28.365.580	-269.554.925	-148.230.573	-1.546.832.257
2023	-1.154.504.489	-29.752.657	-282.736.161	-155.479.048	-1.622.472.355
2024	-1.210.959.758	-31.207.562	-296.561.959	-163.081.974	-1.701.811.253
2025	-1.270.175.691	-32.733.612	-311.063.839	-171.056.682	-1.785.029.823
2026	-1.332.287.282	-34.334.285	-326.274.860	-179.421.354	-1.872.317.781
2027	-1.397.436.130	-36.013.232	-342.229.701	-188.195.058	-1.963.874.121
2028	-1.465.770.757	-37.774.279	-358.964.734	-197.397.796	-2.059.907.565
2029	-1.537.446.947	-39.621.441	-376.518.109	-207.050.549	-2.160.637.045
2030	-1.612.628.103	-41.558.929	-394.929.844	-217.175.320	-2.266.292.197
2031	-1.691.485.617	-43.591.161	-414.241.914	-227.795.194	-2.377.113.885
2032	-1.774.199.263	-45.722.769	-434.498.343	-238.934.378	-2.493.354.754
2033	-1.860.957.607	-47.958.612	-455.745.312	-250.618.270	-2.615.279.802
2034	-1.951.958.434	-50.303.788	-478.031.258	-262.873.503	-2.743.166.984
2035	-2.047.409.202	-52.763.644	-501.406.987	-275.728.017	-2.877.307.850
2036	-2.147.527.512	-55.343.786	-525.925.788	-289.211.117	-3.018.008.203
2037	-2.252.541.607	-58.050.097	-551.643.559	-303.353.541	-3.165.588.805
2038	-2.362.690.892	-60.888.747	-578.618.930	-318.187.529	-3.320.386.097
2039	-2.478.226.476	-63.866.206	-606.913.395	-333.746.899	-3.482.752.977
2040	-2.599.411.751	-66.989.264	-636.591.460	-350.067.123	-3.653.059.598
2041	-2.726.522.986	-70.265.039	-667.720.783	-367.185.405	-3.831.694.212
2042	-2.859.849.960	-73.700.999	-700.372.329	-385.140.771	-4.019.064.059

Base: Preços Nominais em reais

5.5. Resultado do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional no Custo Direto do Investimento

A tabela abaixo apresenta a economia apurada no custo direto do investimento: Prorrogação e não prorrogação.

Efeito do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional no Custo Direto do Investimento					
Ano	Prorrogação	Não Prorrogação	Ano	Prorrogação	Não Prorrogação
2013	-37.850.006	-37.850.006	2028	-106.292.828	0
2014	-48.849.385	-48.849.385	2029	-111.490.547	0
2015	-51.409.093	-51.409.093	2030	-116.942.435	0
2016	-53.979.548	0	2031	-122.660.920	0
2017	-56.619.148	0	2032	-128.659.039	0
2018	-64.303.569	0	2033	-134.950.466	0
2019	-69.166.722	0	2034	-141.549.544	0
2020	-72.548.975	0	2035	-148.471.317	0
2021	-76.096.619	0	2036	-155.731.564	0
2022	-79.817.744	0	2037	-163.346.838	0
2023	-83.720.832	0	2038	-171.334.498	0
2024	-87.814.781	0	2039	-179.712.755	0
2025	-92.108.923	0	2040	-188.500.709	0
2026	-96.613.050	0	2041	-197.718.393	0
2027	-101.337.428	0	2042	-207.386.823	0

Base: Preços Nominais em reais

6. Resultados

Para avaliação econômica e financeira da empresa é apresentado a seguir os Demonstrativos de Resultado do Exercício – DRE, tanto no regime societário quanto no regulatório e os fluxos de caixa, onde se pode observar o comportamento das principais variáveis, como a Receita de Geração e Transmissão, os custos e despesas operacionais, os encargos do setor e impostos, dentre outras.

A avaliação dos resultados na empresa é identificada pelo fluxo de caixa, onde se pode obter o Valor Presente Líquido - VPL, calculado pelo desconto da taxa de remuneração de capital da empresa. Essa taxa de remuneração é denominada de Custo Médio Ponderado de Capital, ou WACC, comumente utilizada nas avaliações econômicas e financeiras. A escolha dessa métrica considera o valor do dinheiro no tempo e reflete o quanto é valorizado os ativos da empresa frente à geração de caixa para os anos futuros a partir das projeções das receitas, dos custos operacionais, das despesas, encargos setoriais, e impostos de modo geral.

Para comparação entre as alternativas, presente nessa avaliação, considerou-se vantajosa aquela que obtiver no cálculo do VPL **o de maior valor**. O valor do VPL é calculado para o período compreendido entre os anos de 2013 e 2042 utilizando o WACC informado pela Eletrobras para esse objetivo, ou seja, para o caso de geração 4,56% e para transmissão 4,35%.

O fluxo de caixa final da empresa representa todas as entradas e saídas de caixa, provenientes das receitas, recursos oriundo de financiamentos, bem como repasses (a exemplo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE), dos investimentos corporativos programados, das inversões em SPE's e todos os gastos com custos e despesas, impostos e encargos setoriais. Sob a ótica do VPL é perceptível que os primeiros anos do fluxo têm uma importância maior que os anos futuros da empresa, onde se privilegia a liquidez dos recursos financeiros.

Complementarmente, apontam-se indicadores de rentabilidade da empresa, onde se pode observar o comportamento de alguns itens como a relação Custo Total pela Receita Operacional Líquida – ROL, como a rentabilidade do patrimônio líquido, medida pela relação do Lucro Líquido e o Patrimônio Líquido da empresa, que representa o valor do capital dos sócios da empresa, a margem EBTIDA e o grau de alavancagem financeira.

Para simulação dos casos de prorrogar ou não prorrogar, não foi considerada a captação de recursos financeiros junto aos bancos como fator de aumento da capacidade de investimento da Chesf nesses anos futuros. Para balizamento das simulações foi necessário adotar as mesmas premissas, em particular o mesmo programa de investimento e inversões, para todos os cenários. Desta forma, foram elaborados os seguintes casos:

1. Somente investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação e manutenção:
 - 1.1. Cenário 1 - Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013);
 - 1.2. Cenário 2 - Não Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013) e 70% (2015), manutenção dos ativos não afetados;
2. Investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação, manutenção e programa de inversões em SPEs (novas):
 - 2.1. Cenário 3 - Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013);
 - 2.2. Cenário 4 - Não Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013) e 70% (2015), manutenção dos ativos não afetados;

No cenário prorrogar a concessão a indenização é paga para a empresa em 2013, e para o caso da não prorrogação em 2013, a indenização será paga em 2015 pelos mesmos mecanismos apresentados pela MP 579, descontada a depreciação no período de janeiro de 2013 a junho de 2015.

As tabelas a seguir apresentam os resumos das entradas e saídas de caixa dos Cenários apresentados anteriormente, calculando-se o VPL para cada opção e as suas diferenças. As comparações estão nas seguintes condições: considerar ou não novos investimentos. Dessa forma, não é prudente comparar as opções dos cenários que contemplam novos investimentos, representando uma saída de caixa maior, comparando com a outra opção que não leva em conta, em seu plano de negócio, investimentos novos.

As tabelas a seguir evidenciam a geração interna de caixa, para fins de cálculo do VPL, em milhões de reais, nos diversos cenários considerados.

	Cenário 1			Cenário 2		
Ano	Entradas	Saídas	Geração de Caixa	Entradas	Saídas	Geração de Caixa
2013	10.271	(5.914)	4.357	6.789	(6.117)	672
2014	3.581	(4.156)	(575)	7.289	(4.836)	2.454
2015	3.740	(3.494)	247	12.226	(4.971)	7.255
2016	3.669	(3.189)	480	1.846	(1.986)	(140)
2017	3.940	(3.293)	647	1.968	(1.916)	51
2018	4.113	(3.580)	533	1.990	(1.923)	67
2019	4.302	(3.862)	440	2.030	(1.967)	63
2020	4.542	(4.033)	510	2.125	(2.008)	117
2021	4.759	(4.202)	556	2.196	(2.056)	140
2022	4.654	(4.267)	387	1.696	(1.784)	(88)
2023	4.865	(4.458)	407	1.706	(1.809)	(104)
2024	5.155	(4.673)	482	1.784	(1.858)	(75)
2025	5.479	(4.911)	568	1.885	(1.909)	(25)
2026	5.717	(5.154)	563	1.888	(1.964)	(75)
2027	6.035	(5.409)	626	1.960	(2.021)	(60)
2028	6.373	(5.681)	692	2.039	(2.083)	(44)
2029	6.848	(5.966)	882	2.242	(2.147)	95
2030	7.283	(6.269)	1.014	2.391	(2.218)	173
2031	7.902	(6.592)	1.310	2.710	(2.296)	414
2032	8.191	(6.932)	1.259	2.684	(2.378)	306
2033	8.351	(7.264)	1.087	2.512	(2.437)	75
2034	8.502	(7.290)	1.212	2.316	(2.176)	140
2035	8.993	(7.650)	1.343	2.443	(2.233)	210
2036	9.486	(8.038)	1.447	2.553	(2.298)	256
2037	10.017	(8.460)	1.557	2.684	(2.383)	301
2038	10.385	(8.902)	1.483	2.632	(2.471)	161
2039	10.958	(9.365)	1.593	2.765	(2.560)	204
2040	11.532	(9.858)	1.674	2.878	(2.661)	217
2041	12.160	(10.379)	1.780	3.023	(2.767)	256
2042	12.746	(10.929)	1.817	3.105	(2.881)	224
VPL	8.834			VPL	8.516	
Diferença entre o Cenário 2 e 1						
(318)						

Ano	Cenário 3			Cenário 4		
	Entradas	Saídas	Geração de Caixa	Entradas	Saídas	Geração de Caixa
2013	10.244	(6.695)	3.549	6.772	(6.896)	(124)
2014	3.494	(5.870)	(2.375)	7.249	(6.552)	697
2015	3.604	(4.137)	(533)	12.131	(5.684)	6.447
2016	3.540	(3.665)	(125)	1.711	(2.463)	(752)
2017	3.847	(3.195)	652	1.869	(1.819)	49
2018	4.042	(3.438)	604	1.910	(1.824)	87
2019	4.280	(3.757)	523	1.997	(1.866)	130
2020	4.619	(3.932)	687	2.188	(1.907)	281
2021	4.862	(4.102)	760	2.287	(1.955)	332
2022	4.783	(4.167)	617	1.814	(1.684)	130
2023	5.022	(4.358)	664	1.851	(1.709)	142
2024	5.341	(4.572)	769	1.958	(1.758)	200
2025	5.697	(4.811)	886	2.090	(1.810)	280
2026	5.969	(5.055)	915	2.127	(1.865)	262
2027	6.324	(5.311)	1.013	2.235	(1.923)	312
2028	6.700	(5.584)	1.116	2.352	(1.986)	365
2029	7.217	(5.870)	1.346	2.596	(2.052)	544
2030	7.696	(6.176)	1.520	2.789	(2.125)	664
2031	8.362	(6.501)	1.861	3.155	(2.205)	950
2032	8.702	(6.845)	1.857	3.179	(2.291)	889
2033	8.915	(7.179)	1.736	3.061	(2.353)	708
2034	9.123	(7.209)	1.914	2.921	(2.096)	826
2035	9.675	(7.574)	2.101	3.108	(2.158)	950
2036	10.232	(7.968)	2.264	3.283	(2.228)	1.055
2037	10.832	(8.395)	2.437	3.480	(2.319)	1.162
2038	11.273	(8.844)	2.428	3.501	(2.414)	1.087
2039	11.923	(9.314)	2.609	3.709	(2.510)	1.199
2040	12.579	(9.816)	2.763	3.903	(2.619)	1.284
2041	13.293	(10.346)	2.947	4.134	(2.735)	1.399
2042	13.971	(10.906)	3.065	4.306	(2.859)	1.447
VPL	VPL	7.792		VPL	7.383	

Diferença entre o Cenário 4 e 3
(409)

Apresentamos a seguir, a síntese comparativa dos quadros demonstrados anteriormente:

- Prorrogar ou não prorrogar em 2013 sem novas inversões (SPE's):
(Cenário 1 x Cenário 2) = a melhor opção é o **Cenário 1**;
- Prorrogar ou não prorrogar em 2013 com novas inversões (SPE's):
(Cenário 3 x Cenário 4) = a melhor opção é o **Cenário 3**;

Por fim, apresenta-se um quadro síntese dos cenários e os seus respectivos VPL's.

R\$ Milhões		
Diferença		
	VPL	(a) - (b)
Cenário 1 (a)	8.834	318
Cenário 2 (b)	8.516	
Melhor Opção: Cenário 1 Prorrogar as concessões		

Diferença		
	VPL	(c) - (d)
Cenário 3 (c)	7.792	409
Cenário 4 (d)	7.383	
Melhor Opção: Cenário 3 Prorrogar as concessões		

6.1. Cenário 1 - Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013), Somente investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação e manutenção

R\$ Milhões

DRE - REGULATÓRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	6.685	3.072	3.183	3.289	3.177	3.336	3.392	3.565	3.749	3.938
Geração	5.015	2.349	2.249	2.260	2.092	2.189	2.182	2.285	2.396	2.508
Suprimento - COTAS	3.810	1.078	1.181	1.243	1.305	1.369	1.435	1.506	1.579	1.657
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	518	251	594	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	684	895	989	1.047	1.107	1.170	1.237	1.308	1.383
Repasse + Outras Receitas	232	38	39	40	38	41	41	43	45	48
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(371)	(382)	(393)	(375)	(394)	(399)	(419)	(440)	(462)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.767	2.701	2.802	2.896	2.801	2.942	2.994	3.146	3.309	3.476
DESPESA OPERACIONAL	(3.558)	(2.883)	(2.634)	(2.549)	(2.422)	(2.522)	(2.632)	(2.758)	(2.889)	(3.025)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(788)	(827)	(867)	(915)	(961)	(1.008)	(1.058)
Material	(25)	(26)	(28)	(29)	(30)	(32)	(33)	(35)	(37)	(39)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(148)	(156)	(163)	(171)	(179)	(188)	(197)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(907)	(571)	(418)	(190)	(186)	(181)	(190)	(200)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(118)	(126)	(134)	(142)	(151)	(160)	(170)
Taxa de Fiscalização	(26)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(15)	(16)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(288)	(302)	(317)	(333)	(349)	(366)	(384)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(512)	(539)	(568)	(596)	(625)	(656)	(688)	(722)	(757)
Depreciação e Amortização	(661)	(134)	(134)	(134)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	0	(86)	(91)	(96)	(100)	(105)	(111)	(116)	(122)	(128)
Créditos de PIS/COFINS	0	48	50	53	55	58	61	64	67	70
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.208	(182)	168	346	380	420	362	388	420	451
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	53	122	138	214	290	274	307	314
RESULTADO FINANCEIRO	26	366	305	300	335	379	424	460	486	507
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	(5.941)	253	529	771	853	1.012	1.075	1.122	1.213	1.271
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	0	(43)	(119)	(162)	(178)	(198)	(194)	(207)	(221)	(233)
Provisão para Contribuição Social ou Participação r	0	(15)	(43)	(58)	(64)	(71)	(70)	(75)	(80)	(84)
Benefício Fiscal	0	0	15	47	52	58	45	48	52	56
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	(5.941)	194	383	598	664	801	857	888	964	1.010
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(113)	(120)	(135)	(143)	(152)	(159)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	(6.043)	101	285	492	551	681	722	745	812	851

DRE - REGULATÓRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	3.746	3.884	4.090	4.306	4.533	4.773	5.025	5.290	5.569	5.862
Geração	2.237	2.286	2.398	2.514	2.636	2.764	2.899	3.039	3.186	3.341
Suprimento - COTAS	1.955	2.050	2.151	2.257	2.367	2.483	2.604	2.731	2.865	3.005
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	1.462	1.549	1.640	1.737	1.840	1.949	2.063	2.184	2.313	2.448
Repasse + Outras Receitas	47	49	52	54	57	60	63	66	70	73
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(427)	(442)	(465)	(489)	(515)	(542)	(570)	(600)	(632)	(665)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.319	3.443	3.625	3.817	4.019	4.231	4.455	4.689	4.937	5.197
DESPESA OPERACIONAL	(3.103)	(3.250)	(3.406)	(3.568)	(3.738)	(3.917)	(4.107)	(4.302)	(4.509)	(4.726)
Pessoal	(1.109)	(1.163)	(1.220)	(1.280)	(1.343)	(1.408)	(1.477)	(1.549)	(1.625)	(1.705)
Material	(41)	(43)	(45)	(47)	(49)	(51)	(54)	(57)	(59)	(62)
Serviço de Terceiros	(207)	(217)	(228)	(239)	(251)	(263)	(276)	(289)	(303)	(318)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(181)	(192)	(204)	(216)	(229)	(243)	(258)	(274)	(290)	(308)
Taxa de Fiscalização	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(403)	(422)	(443)	(465)	(488)	(511)	(536)	(563)	(590)	(619)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(723)	(759)	(796)	(835)	(876)	(918)	(963)	(1.010)	(1.060)	(1.112)
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(134)	(140)	(147)	(154)	(162)	(170)	(178)	(187)	(196)	(206)
Créditos de PIS/COFINS	67	71	74	78	81	85	90	94	98	103
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	216	192	219	249	280	314	348	387	428	471
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	379	442	509	598	588	645	705	884	1.001	1.279
RESULTADO FINANCEIRO	529	539	555	575	596	618	643	675	713	761
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	1.124	1.173	1.284	1.422	1.464	1.576	1.695	1.946	2.142	2.511
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(180)	(177)	(187)	(200)	(213)	(226)	(241)	(259)	(278)	(301)
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	(65)	(64)	(67)	(72)	(77)	(81)	(87)	(93)	(100)	(108)
Benefício Fiscal	11	5	9	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	889	938	1.038	1.151	1.175	1.268	1.368	1.594	1.764	2.102
Participação nos lucros	(167)	(175)	(184)	(193)	(202)	(212)	(222)	(233)	(244)	(256)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	723	763	854	958	973	1.057	1.145	1.361	1.519	1.845

DRE - REGULATÓRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	6.172	6.430	6.473	6.796	7.157	7.537	7.937	8.358	8.802	9.269	9.760
Geração	3.504	3.607	3.487	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Suprimento - COTAS	3.152	3.306	3.468	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmissão	2.591	2.743	2.903	3.072	3.251	3.439	3.639	3.850	4.073	4.308	4.557
Repasse + Outras Receitas	77	80	82	86	91	96	100	106	111	117	123
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(700)	(727)	(726)	(761)	(785)	(827)	(871)	(917)	(966)	(1.017)	(1.071)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.472	5.703	5.747	6.034	6.371	6.710	7.066	7.441	7.836	8.252	8.689
DESPESA OPERACIONAL	(4.955)	(5.194)	(5.071)	(5.299)	(5.556)	(5.826)	(6.108)	(6.399)	(6.711)	(7.038)	(7.381)
Pessoal	(1.788)	(1.875)	(1.967)	(2.063)	(2.164)	(2.270)	(2.381)	(2.498)	(2.620)	(2.748)	(2.882)
Material	(65)	(69)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(96)	(100)	(105)
Serviço de Terceiros	(334)	(350)	(367)	(385)	(404)	(424)	(445)	(466)	(489)	(513)	(538)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(326)	(346)	(366)	(388)	(412)	(436)	(462)	(489)	(518)	(549)	(582)
Taxa de Fiscalização	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(30)	(31)	(33)	(35)	(37)	(39)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(649)	(681)	(714)	(749)	(786)	(824)	(865)	(907)	(951)	(998)	(1.047)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(1.166)	(1.223)	(1.283)	(1.346)	(1.411)	(1.480)	(1.553)	(1.629)	(1.708)	(1.792)	(1.879)
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(216)	(226)	(237)	(249)	(261)	(274)	(287)	(301)	(316)	(331)	(348)
Créditos de PIS/COFINS	108	114	119	125	131	138	144	151	158	166	174
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	517	509	676	735	815	884	958	1.042	1.125	1.214	1.308
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.209	1.068	1.135	1.252	1.330	1.422	1.333	1.426	1.492	1.585	1.610
RESULTADO FINANCEIRO	811	852	894	945	1.000	1.058	1.115	1.174	1.238	1.306	1.376
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	2.536	2.430	2.705	2.932	3.144	3.364	3.406	3.641	3.855	4.105	4.294
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(324)	(333)	(385)	(412)	(445)	(477)	(509)	(544)	(581)	(619)	(660)
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	(117)	(120)	(138)	(148)	(160)	(172)	(183)	(196)	(209)	(223)	(238)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	2.095	1.977	2.182	2.372	2.539	2.716	2.714	2.901	3.066	3.263	3.397
Participação nos lucros	(269)	(282)	(296)	(310)	(326)	(341)	(358)	(376)	(394)	(413)	(433)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.826	1.695	1.886	2.062	2.213	2.374	2.356	2.526	2.672	2.850	2.963

R\$ Milhões										
DRE - SOCIETÁRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	7.511	4.155	3.722	3.398	3.289	3.452	3.512	3.688	3.874	4.066
Geração	5.015	2.349	2.249	2.260	2.092	2.189	2.182	2.285	2.396	2.508
Suprimento - COTAS	3.810	1.078	1.181	1.243	1.305	1.369	1.435	1.506	1.579	1.657
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	518	251	594	787	820	746	780	817	851
Repasse + Outras Receitas Operacionais	232	38	39	40	38	41	41	43	45	48
Receita de O&M	822	622	714	767	809	851	896	943	992	1.045
Receita Construção	938	1.141	710	316	331	348	365	382	401	421
Receita Financeira (Ativo financeiro)	503	5	8	11	14	16	19	21	24	26
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(371)	(382)	(393)	(375)	(394)	(399)	(419)	(440)	(462)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.592	3.784	3.341	3.004	2.914	3.058	3.113	3.269	3.434	3.604
DESPESA OPERACIONAL	(4.257)	(4.003)	(3.322)	(2.844)	(2.732)	(2.849)	(2.975)	(3.119)	(3.269)	(3.425)
Custo de Construção	(938)	(1.141)	(710)	(316)	(331)	(348)	(365)	(382)	(401)	(421)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(788)	(827)	(867)	(915)	(961)	(1.008)	(1.058)
Material	(25)	(26)	(28)	(29)	(30)	(32)	(33)	(35)	(37)	(39)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(148)	(156)	(163)	(171)	(179)	(188)	(197)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(907)	(571)	(418)	(190)	(186)	(181)	(190)	(200)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(118)	(126)	(134)	(142)	(151)	(160)	(170)
Taxa de Fiscalização	(26)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(15)	(16)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(288)	(302)	(317)	(333)	(349)	(366)	(384)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(512)	(539)	(568)	(596)	(625)	(656)	(688)	(722)	(757)
Depreciação e Amortização	(422)	(113)	(113)	(113)	(113)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.334	(219)	18	160	182	209	138	150	166	179
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	53	122	138	214	290	274	307	314
RESULTADO FINANCEIRO	26	366	305	300	335	379	424	460	486	507
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	(5.712)	216	380	585	656	802	852	884	959	1.000
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	0	(43)	(119)	(162)	(178)	(198)	(194)	(207)	(221)	(233)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	0	(15)	(43)	(58)	(64)	(71)	(70)	(75)	(80)	(84)
Benefício Fiscal	0	0	15	47	52	58	45	48	52	56
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	(5.712)	158	233	412	466	590	633	649	710	739
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(113)	(120)	(135)	(143)	(152)	(159)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	(5.813)	64	135	307	353	471	498	506	558	580

DRE - SOCIETÁRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	3.867	4.003	4.206	4.419	4.642	4.876	5.123	5.380	5.650	5.934
Geração	2.237	2.286	2.398	2.514	2.636	2.764	2.899	3.039	3.186	3.341
Suprimento - COTAS	1.955	2.050	2.151	2.257	2.367	2.483	2.604	2.731	2.865	3.005
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Repasses + Outras Receitas Operacionais	47	49	52	54	57	60	63	66	70	73
Receita de O&M	1.100	1.157	1.218	1.282	1.350	1.420	1.495	1.574	1.657	1.744
Receita Construção	432	453	475	499	523	549	576	604	634	665
Receita Financeira (Ativo financeiro)	29	31	33	35	37	39	40	42	43	43
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(427)	(442)	(465)	(489)	(515)	(542)	(570)	(600)	(632)	(665)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.439	3.561	3.741	3.930	4.127	4.334	4.552	4.779	5.018	5.269
DESPESA OPERACIONAL	(3.514)	(3.682)	(3.860)	(4.045)	(4.240)	(4.445)	(4.661)	(4.885)	(5.121)	(5.370)
Custo de Construção	(432)	(453)	(475)	(499)	(523)	(549)	(576)	(604)	(634)	(665)
Pessoal	(1.109)	(1.163)	(1.220)	(1.280)	(1.343)	(1.408)	(1.477)	(1.549)	(1.625)	(1.705)
Material	(41)	(43)	(45)	(47)	(49)	(51)	(54)	(57)	(59)	(62)
Serviço de Terceiros	(207)	(217)	(228)	(239)	(251)	(263)	(276)	(289)	(303)	(318)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(181)	(192)	(204)	(216)	(229)	(243)	(258)	(274)	(290)	(308)
Taxa de Fiscalização	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(403)	(422)	(443)	(465)	(488)	(511)	(536)	(563)	(590)	(619)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(723)	(759)	(796)	(835)	(876)	(918)	(963)	(1.010)	(1.060)	(1.112)
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(74)	(121)	(118)	(115)	(113)	(110)	(109)	(105)	(103)	(101)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	379	442	509	598	588	645	705	884	1.001	1.279
RESULTADO FINANCEIRO	529	539	555	575	596	618	643	675	713	761
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	834	860	946	1.058	1.071	1.152	1.238	1.453	1.611	1.939
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(180)	(177)	(187)	(200)	(213)	(226)	(241)	(259)	(278)	(301)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(65)	(64)	(67)	(72)	(77)	(81)	(87)	(93)	(100)	(108)
Benefício Fiscal	11	5	9	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	599	625	700	786	782	844	911	1.101	1.233	1.530
Participação nos lucros	(167)	(175)	(184)	(193)	(202)	(212)	(222)	(233)	(244)	(256)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	433	450	517	594	580	633	688	868	989	1.274

R\$ Milhões

DRE - SOCIETÁRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	6.232	6.478	6.505	6.812	7.154	7.513	7.889	8.284	8.699	9.133	9.574
Geração	3.504	3.607	3.487	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Suprimento - COTAS	3.152	3.306	3.468	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Repasse + Outras Receitas Operacionais	77	80	82	86	91	96	100	106	111	117	123
Receita de O&M	1.836	1.933	2.035	2.142	2.255	2.374	2.499	2.631	2.770	2.916	3.055
Receita Construção	697	732	768	805	845	886	930	976	1.023	1.074	1.126
Receita Financeira (Ativo financeiro)	43	43	42	40	38	35	31	27	21	13	5
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(700)	(727)	(726)	(761)	(785)	(827)	(871)	(917)	(966)	(1.017)	(1.071)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.533	5.750	5.779	6.050	6.369	6.686	7.019	7.367	7.733	8.116	8.503
DESPESA OPERACIONAL	(5.631)	(5.904)	(5.817)	(6.083)	(6.380)	(6.691)	(7.017)	(7.353)	(7.713)	(8.090)	(8.486)
Custo de Construção	(697)	(732)	(768)	(805)	(845)	(886)	(930)	(976)	(1.023)	(1.074)	(1.126)
Pessoal	(1.788)	(1.875)	(1.967)	(2.063)	(2.164)	(2.270)	(2.381)	(2.498)	(2.620)	(2.748)	(2.882)
Material	(65)	(69)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(96)	(100)	(105)
Serviço de Terceiros	(334)	(350)	(367)	(385)	(404)	(424)	(445)	(466)	(489)	(513)	(538)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(326)	(346)	(366)	(388)	(412)	(436)	(462)	(489)	(518)	(549)	(582)
Taxa de Fiscalização	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(30)	(31)	(33)	(35)	(37)	(39)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(649)	(681)	(714)	(749)	(786)	(824)	(865)	(907)	(951)	(998)	(1.047)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(1.166)	(1.223)	(1.283)	(1.346)	(1.411)	(1.480)	(1.553)	(1.629)	(1.708)	(1.792)	(1.879)
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(99)	(154)	(38)	(33)	(11)	(5)	2	14	20	26	18
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.209	1.068	1.135	1.252	1.330	1.422	1.333	1.426	1.492	1.585	1.610
RESULTADO FINANCEIRO	811	852	894	945	1.000	1.058	1.115	1.174	1.238	1.306	1.376
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	1.921	1.767	1.991	2.164	2.318	2.475	2.450	2.613	2.750	2.917	3.003
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(324)	(333)	(385)	(412)	(445)	(477)	(509)	(544)	(581)	(619)	(660)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(117)	(120)	(138)	(148)	(160)	(172)	(183)	(196)	(209)	(223)	(238)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	1.479	1.314	1.468	1.605	1.713	1.827	1.758	1.873	1.961	2.075	2.106
Participação nos lucros	(269)	(282)	(296)	(310)	(326)	(341)	(358)	(376)	(394)	(413)	(433)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.210	1.032	1.172	1.294	1.387	1.485	1.400	1.498	1.567	1.661	1.672

R\$ Milhões										
FLUXO DE CAIXA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Saldo Inicial	1.195	1.007	5.364	4.789	5.036	5.516	6.163	6.696	7.135	7.473
(+) Entradas	7.451	10.271	3.581	3.740	3.669	3.940	4.113	4.302	4.714	5.024
Receitas Operacionais	6.454	3.034	3.144	3.249	3.138	3.295	3.351	3.522	3.704	3.891
Suprimento - COTAS	3.810	1.078	1.181	1.243	1.305	1.369	1.435	1.506	1.579	1.657
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	518	251	594	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	684	895	989	1.047	1.107	1.170	1.237	1.308	1.383
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	233	41	43	42	40	41	41	43	45	48
Dividendos SPEs	53	66	53	122	138	214	290	274	307	314
Financiamentos Contratados	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	68	412	342	328	353	390	431	463	487	507
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	6.717	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Divide	599	-	-	-	-	-	-	-	172	265
(-) Saídas	(7.639)	(5.914)	(4.156)	(3.494)	(3.189)	(3.293)	(3.580)	(3.862)	(4.377)	(4.732)
Despesas Operacionais	(4.108)	(3.558)	(3.139)	(2.969)	(2.849)	(2.963)	(3.239)	(3.506)	(3.659)	(3.811)
Investimentos	(1.650)	(1.643)	(695)	(299)	(314)	(330)	(341)	(356)	(373)	(392)
Inversões Financeiras	(755)	(713)	(322)	(225)	(25)	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.127)	0	0	0	0	0	0	0	(345)	(530)
Saldo Corrente	(188)	4.357	(575)	247	480	647	533	440	337	291
Saldo Final	1.007	5.364	4.789	5.036	5.516	6.163	6.696	7.135	7.473	7.764
Benefício Fiscal	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	15	47	52	58	45	48	52	56

										R\$ Milhões
FLUXO DE CAIXA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Saldo Inicial	7.764	7.880	8.085	8.358	8.685	8.971	9.327	9.723	10.284	10.891
(+) Entradas	4.926	5.067	5.364	5.720	5.994	6.306	6.668	7.170	7.689	8.366
Receitas Operacionais	3.699	3.835	4.039	4.252	4.476	4.713	4.962	5.223	5.499	5.789
Suprimento - COTAS	1.955	2.050	2.151	2.257	2.367	2.483	2.604	2.731	2.865	3.005
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	1.462	1.549	1.640	1.737	1.840	1.949	2.063	2.184	2.313	2.448
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	47	49	52	54	57	60	63	66	70	73
Dividendos SPEs	379	442	509	598	588	645	705	884	1.001	1.279
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	529	539	555	575	596	618	643	675	713	761
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Divide	271	201	209	241	277	270	295	321	407	463
(-) Saídas	(4.810)	(4.861)	(5.092)	(5.393)	(5.708)	(5.950)	(6.271)	(6.609)	(7.083)	(7.519)
Despesas Operacionais	(3.867)	(4.038)	(4.232)	(4.449)	(4.669)	(4.901)	(5.147)	(5.406)	(5.682)	(5.975)
Investimentos	(400)	(420)	(441)	(462)	(485)	(509)	(534)	(560)	(588)	(616)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(543)	(403)	(419)	(482)	(554)	(541)	(590)	(643)	(813)	(927)
Saldo Corrente	116	206	273	327	286	355	397	561	607	847
Saldo Final	7.880	8.085	8.358	8.685	8.971	9.327	9.723	10.284	10.891	11.738
Benefício Fiscal	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
MP 2199 - Redução de 75% do IR	11	5	9	-	-	-	-	-	-	-

FLUXO DE CAIXA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Saldo Inicial	11.738	12.398	12.917	13.646	14.440	15.280	16.186	16.972	17.909	18.881	19.927
(+) Entradas	8.790	8.919	8.985	9.543	10.093	10.667	11.082	11.614	12.234	12.894	13.525
Receitas Operacionais	6.095	6.350	6.390	6.709	7.066	7.441	7.837	8.253	8.691	9.152	9.638
Suprimento - COTAS	3.152	3.306	3.468	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Transmissão	2.591	2.743	2.903	3.072	3.251	3.439	3.639	3.850	4.073	4.308	4.557
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	77	80	82	86	91	96	100	106	111	117	123
Dividendos SPEs	1.209	1.068	1.135	1.252	1.330	1.422	1.333	1.426	1.492	1.585	1.610
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	811	852	894	945	1.000	1.058	1.115	1.174	1.238	1.306	1.376
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Divide	599	568	483	549	607	651	697	656	702	734	779
(-) Saídas	(8.130)	(8.400)	(8.256)	(8.749)	(9.252)	(9.761)	(10.296)	(10.676)	(11.262)	(11.848)	(12.487)
Despesas Operacionais	(6.286)	(6.585)	(6.578)	(6.903)	(7.255)	(7.638)	(8.040)	(8.460)	(8.909)	(9.384)	(9.884)
Investimentos	(647)	(678)	(712)	(747)	(783)	(822)	(862)	(905)	(949)	(996)	(1.045)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.197)	(1.137)	(966)	(1.099)	(1.214)	(1.301)	(1.394)	(1.312)	(1.404)	(1.469)	(1.558)
Saldo Corrente	660	519	729	794	840	906	786	937	972	1.046	1.038
Saldo Final	12.398	12.917	13.646	14.440	15.280	16.186	16.972	17.909	18.881	19.927	20.965
Benefício Fiscal	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Custo Operacional/ ROL	61,70%	106,75%	94,00%	88,05%	86,45%	85,74%	87,91%	87,65%	87,31%	87,03%
PMSO / ROL	31,05%	72,92%	62,11%	55,99%	51,65%	51,23%	52,78%	52,88%	52,91%	52,97%
LL / PL	-39,12%	0,43%	0,90%	2,01%	2,29%	3,02%	3,19%	3,25%	3,55%	3,63%
Dívida Líquida / EBITDA	(0,12)	(4,61)	(5,09)	(7,69)	(8,13)	(8,65)	(10,27)	(10,53)	(10,53)	(10,46)
Margem EBITDA	64,07%	39,74%	31,42%	21,71%	23,78%	24,13%	21,90%	21,78%	21,74%	21,65%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Custo Operacional/ ROL	93,51%	94,42%	93,95%	93,47%	93,02%	92,59%	92,19%	91,74%	91,34%	90,94%
PMSO / ROL	58,91%	59,86%	59,85%	59,81%	59,81%	59,81%	59,86%	59,84%	59,86%	59,89%
LL / PL	2,66%	2,73%	3,09%	3,49%	3,35%	3,59%	3,83%	4,73%	5,25%	6,58%
Dívida Líquida / EBITDA	(15,48)	(16,50)	(16,26)	(16,08)	(15,85)	(15,72)	(15,68)	(15,81)	(15,99)	(16,48)
Margem EBITDA	15,54%	14,24%	14,18%	14,15%	14,09%	14,02%	13,92%	13,88%	13,79%	13,71%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Custo Operacional/ ROL	90,55%	91,07%	88,24%	87,82%	87,21%	86,83%	86,45%	86,00%	85,64%	85,29%	84,94%
PMSO / ROL	59,94%	60,67%	56,36%	56,27%	56,16%	56,22%	56,28%	56,24%	56,32%	56,40%	56,60%
LL / PL	6,04%	4,99%	5,52%	5,92%	6,15%	6,38%	5,81%	6,03%	5,77%	6,12%	6,16%
Dívida Líquida / EBITDA	(16,65)	(17,90)	(15,68)	(15,87)	(15,79)	(16,00)	(16,05)	(16,12)	(16,28)	(16,47)	(16,81)
Margem EBITDA	13,61%	12,65%	15,15%	15,08%	15,19%	15,07%	14,96%	14,93%	14,80%	14,66%	14,36%

6.2. Cenário 2 - Não Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013) e mais 70% (2015), manutenção dos ativos não afetados, somente investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação e manutenção, manutenção dos ativos não afetados

R\$ Milhões

DRE - REGULATÓRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	6.685	6.668	7.149	5.618	1.164	1.214	1.156	1.208	1.264	1.319
Geração	5.015	5.038	5.257	4.412	787	820	746	780	817	851
Suprimento - COTAS	3.810	3.221	3.305	2.501	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	1.063	1.134	1.487	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	1.566	1.825	1.151	353	368	385	402	420	439
Repasse + Outras Receitas	232	64	67	56	24	25	25	26	27	29
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(896)	(960)	(755)	(156)	(163)	(155)	(162)	(170)	(177)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.767	5.772	6.189	4.864	1.008	1.051	1.001	1.045	1.094	1.142
DESPESA OPERACIONAL	(3.558)	(3.029)	(3.244)	(3.936)	(900)	(924)	(949)	(989)	(1.032)	(1.076)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(2.252)	(232)	(243)	(255)	(268)	(281)	(294)
Material	(25)	(26)	(28)	(23)	(9)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(118)	(47)	(49)	(51)	(54)	(56)	(59)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(146)	(254)	(246)	(190)	(186)	(181)	(190)	(199)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(96)	(44)	(46)	(48)	(51)	(54)	(57)
Taxa de Fiscalização	(26)	(26)	(28)	(22)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(170)	(27)	(28)	(29)	(31)	(32)	(34)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(911)	(961)	(563)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)
Depreciação e Amortização	(661)	(663)	(664)	(400)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	0	(86)	(91)	(96)	(100)	(105)	(111)	(116)	(122)	(128)
Créditos de PIS/COFINS	0	84	89	52	11	12	13	13	14	15
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.208	2.743	2.945	927	108	127	52	56	63	66
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	53	122	138	214	290	274	307	314
RESULTADO FINANCEIRO	26	6	47	298	525	528	537	545	554	563
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	2.309	2.819	3.048	(7.033)	772	869	878	875	923	943
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(486)	(684)	(748)	0	(157)	(182)	(166)	(170)	(175)	(179)
Provisão para Contribuição Social ou Participação r	(192)	(246)	(269)	0	(57)	(65)	(60)	(61)	(63)	(64)
Benefício Fiscal	395	496	535	0	1	17	3	4	4	5
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	2.027	2.384	2.566	(7.033)	559	639	656	648	690	705
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(34)	(36)	(37)	(39)	(41)	(43)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.925	2.291	2.468	(7.139)	525	604	619	609	649	661

	R\$ Milhões									
DRE - REGULATÓRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	767	746	784	823	864	907	954	1.001	1.051	1.104
Geração	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	459	483	509	536	564	593	625	658	692	729
Repasses + Outras Receitas	26	27	28	29	31	32	34	36	37	39
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(103)	(100)	(105)	(110)	(116)	(122)	(128)	(134)	(141)	(148)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	664	646	679	712	748	786	826	866	910	956
DESPESA OPERACIONAL	(937)	(977)	(1.019)	(1.062)	(1.107)	(1.155)	(1.207)	(1.258)	(1.313)	(1.371)
Pessoal	(309)	(324)	(340)	(356)	(374)	(392)	(411)	(431)	(452)	(475)
Material	(12)	(13)	(13)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
Serviço de Terceiros	(62)	(65)	(68)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(95)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(60)	(63)	(66)	(70)	(73)	(77)	(82)	(86)	(90)	(95)
Taxa de Fiscalização	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(134)	(140)	(147)	(154)	(162)	(170)	(178)	(187)	(196)	(206)
Créditos de PIS/COFINS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(273)	(331)	(340)	(349)	(359)	(369)	(381)	(391)	(403)	(416)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	379	442	509	598	588	645	705	884	1.001	1.279
RESULTADO FINANCEIRO	550	518	490	464	436	408	380	357	339	327
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	656	629	660	713	665	683	704	850	937	1.191
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(92)	(71)	(63)	(56)	(48)	(40)	(32)	(25)	(19)	(15)
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	(33)	(26)	(23)	(20)	(17)	(14)	(11)	(9)	(7)	(5)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	530	532	574	637	600	629	660	816	910	1.170
Participação nos lucros	(45)	(47)	(50)	(52)	(55)	(57)	(60)	(63)	(66)	(69)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	485	485	524	585	545	572	600	753	844	1.101

R\$ Milhões

DRE - REGULATÓRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	1.160	1.151	912	940	989	1.041	1.095	1.153	1.213	1.277	1.344
Geração	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmissão	767	808	850	895	942	992	1.044	1.099	1.156	1.217	1.281
Repasse + Outras Receitas	41	43	43	45	47	49	52	54	57	60	63
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(156)	(155)	(123)	(126)	(109)	(114)	(120)	(126)	(133)	(140)	(147)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.004	997	790	813	880	927	975	1.026	1.080	1.137	1.196
DESPESA OPERACIONAL	(1.433)	(1.495)	(1.189)	(1.224)	(1.277)	(1.334)	(1.392)	(1.448)	(1.513)	(1.581)	(1.652)
Pessoal	(498)	(522)	(548)	(574)	(603)	(632)	(663)	(695)	(729)	(765)	(802)
Material	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(29)	(30)	(32)
Serviço de Terceiros	(100)	(105)	(110)	(116)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)	(161)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(100)	(106)	(111)	(117)	(123)	(130)	(137)	(144)	(152)	(160)	(168)
Taxa de Fiscalização	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(216)	(226)	(237)	(249)	(261)	(274)	(287)	(301)	(316)	(331)	(348)
Créditos de PIS/COFINS	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(428)	(499)	(399)	(410)	(397)	(407)	(417)	(422)	(433)	(444)	(456)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.209	1.068	1.135	1.252	1.330	1.422	1.333	1.426	1.492	1.585	1.610
RESULTADO FINANCEIRO	315	293	269	251	235	221	204	186	172	161	151
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	1.095	862	1.005	1.093	1.168	1.236	1.120	1.190	1.232	1.302	1.305
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(11)	0	(11)	(6)	(8)	(4)	0	0	0	0	0
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	(4)	0	(4)	(2)	(3)	(1)	0	0	0	0	0
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	1.080	862	990	1.085	1.157	1.230	1.120	1.190	1.232	1.302	1.305
Participação nos lucros	(73)	(76)	(80)	(84)	(88)	(92)	(97)	(102)	(107)	(112)	(117)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.008	786	910	1.001	1.069	1.138	1.023	1.089	1.125	1.191	1.188

	R\$ Milhões									
DRE - SOCIETÁRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	7.511	7.775	7.862	5.906	1.375	1.430	1.378	1.434	1.495	1.554
Geração	5.015	5.038	5.257	4.412	787	820	746	780	817	851
Suprimento - COTAS	3.810	3.221	3.305	2.501	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	1.063	1.134	1.487	787	820	746	780	817	851
Repasses + Outras Receitas Operacionais	232	64	67	56	24	25	25	26	27	29
Receita de O&M	822	895	1.043	658	202	211	220	230	240	251
Receita Construção	938	1.141	710	158	38	40	42	44	46	48
Receita Financeira (Ativo financeiro)	503	637	783	621	322	332	342	352	362	371
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(896)	(960)	(755)	(156)	(163)	(155)	(162)	(170)	(177)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.592	6.880	6.901	5.152	1.219	1.267	1.222	1.272	1.325	1.377
DESPESA OPERACIONAL	(4.257)	(3.929)	(3.713)	(3.963)	(916)	(943)	(969)	(1.011)	(1.056)	(1.102)
Custo de Construção	(938)	(1.141)	(710)	(158)	(38)	(40)	(42)	(44)	(46)	(48)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(2.252)	(232)	(243)	(255)	(268)	(281)	(294)
Material	(25)	(26)	(28)	(23)	(9)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(118)	(47)	(49)	(51)	(54)	(56)	(59)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(146)	(254)	(246)	(190)	(186)	(181)	(190)	(199)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(96)	(44)	(46)	(48)	(51)	(54)	(57)
Taxa de Fiscalização	(26)	(26)	(28)	(22)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(170)	(27)	(28)	(29)	(31)	(32)	(34)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(911)	(961)	(563)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)
Depreciação e Amortização	(422)	(422)	(423)	(269)	(113)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.334	2.950	3.188	1.189	302	325	253	260	269	275
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	53	122	138	214	290	274	307	314
RESULTADO FINANCEIRO	26	6	47	298	525	528	537	545	554	563
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	2.435	3.026	3.292	(7.096)	966	1.067	1.080	1.079	1.130	1.151
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(486)	(684)	(748)	0	(157)	(182)	(166)	(170)	(175)	(179)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(192)	(246)	(269)	0	(57)	(65)	(60)	(61)	(63)	(64)
Benefício Fiscal	395	496	535	0	1	17	3	4	4	5
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	2.153	2.591	2.809	(7.096)	753	837	857	852	896	913
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(34)	(36)	(37)	(39)	(41)	(43)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	2.051	2.497	2.711	(7.201)	719	802	820	813	855	870

	R\$ Millhões									
DRE - SOCIETÁRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	1.004	984	1.022	1.059	1.097	1.135	1.175	1.212	1.250	1.287
Geração	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Repasse + Outras Receitas Operacionais	26	27	28	29	31	32	34	36	37	39
Receita de O&M	262	276	291	306	322	339	357	376	396	417
Receita Construção	49	52	54	57	60	63	66	69	72	76
Receita Financeira (Ativo financeiro)	380	389	396	403	409	413	416	416	415	411
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(103)	(100)	(105)	(110)	(116)	(122)	(128)	(134)	(141)	(148)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	901	884	917	948	981	1.013	1.046	1.078	1.109	1.139
DESPESA OPERACIONAL	(965)	(1.007)	(1.052)	(1.097)	(1.146)	(1.196)	(1.252)	(1.305)	(1.364)	(1.426)
Custo de Construção	(49)	(52)	(54)	(57)	(60)	(63)	(66)	(69)	(72)	(76)
Pessoal	(309)	(324)	(340)	(356)	(374)	(392)	(411)	(431)	(452)	(475)
Material	(12)	(13)	(13)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
Serviço de Terceiros	(62)	(65)	(68)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(95)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(60)	(63)	(66)	(70)	(73)	(77)	(82)	(86)	(90)	(95)
Taxa de Fiscalização	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(64)	(123)	(135)	(149)	(165)	(183)	(205)	(228)	(255)	(287)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	379	442	509	598	588	645	705	884	1.001	1.279
RESULTADO FINANCEIRO	550	518	490	464	436	408	380	357	339	327
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	865	837	864	913	860	870	880	1.013	1.085	1.319
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(92)	(71)	(63)	(56)	(48)	(40)	(32)	(25)	(19)	(15)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(33)	(26)	(23)	(20)	(17)	(14)	(11)	(9)	(7)	(5)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	739	740	778	837	795	816	837	979	1.058	1.299
Participação nos lucros	(45)	(47)	(50)	(52)	(55)	(57)	(60)	(63)	(66)	(69)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	694	693	729	785	740	758	777	916	992	1.229

R\$ Milhões

DRE - SOCIETÁRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	1.325	1.293	1.026	1.021	1.031	1.038	1.040	1.037	1.028	1.011	987
Geração	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Repasses + Outras Receitas Operacionais	41	43	43	45	47	49	52	54	57	60	63
Receita de O&M	439	462	486	512	538	567	597	628	661	696	732
Receita Construção	80	84	88	92	97	101	106	112	117	123	129
Receita Financeira (Ativo financeiro)	404	393	379	360	336	307	271	227	175	114	43
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(156)	(155)	(123)	(126)	(109)	(114)	(120)	(126)	(133)	(140)	(147)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.169	1.138	904	894	923	924	920	911	895	871	839
DESPESA OPERACIONAL	(1.491)	(1.558)	(1.255)	(1.294)	(1.352)	(1.414)	(1.477)	(1.538)	(1.608)	(1.682)	(1.759)
Custo de Construção	(80)	(84)	(88)	(92)	(97)	(101)	(106)	(112)	(117)	(123)	(129)
Pessoal	(498)	(522)	(548)	(574)	(603)	(632)	(663)	(695)	(729)	(765)	(802)
Material	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(29)	(30)	(32)
Serviço de Terceiros	(100)	(105)	(110)	(116)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)	(161)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(100)	(106)	(111)	(117)	(123)	(130)	(137)	(144)	(152)	(160)	(168)
Taxa de Fiscalização	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(322)	(420)	(352)	(400)	(430)	(490)	(557)	(627)	(714)	(811)	(920)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.209	1.068	1.135	1.252	1.330	1.422	1.333	1.426	1.492	1.585	1.610
RESULTADO FINANCEIRO	315	293	269	251	235	221	204	186	172	161	151
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	1.201	941	1.052	1.104	1.135	1.153	980	985	951	936	841
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(11)	0	(11)	(6)	(8)	(4)	0	0	0	0	0
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(4)	0	(4)	(2)	(3)	(1)	0	0	0	0	0
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	1.186	941	1.037	1.096	1.125	1.148	980	985	951	936	841
Participação nos lucros	(73)	(76)	(80)	(84)	(88)	(92)	(97)	(102)	(107)	(112)	(117)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.114	865	957	1.012	1.037	1.056	883	883	845	824	724

R\$ Milhões										
FLUXO DE CAIXA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Saldo Inicial	1.195	1.007	917	2.185	8.152	8.012	8.063	8.130	8.193	8.310
(+) Entradas	7.451	7.552	8.476	13.514	1.846	1.968	1.990	2.030	2.125	2.196
Receitas Operacionais	6.454	6.604	7.082	5.562	1.140	1.188	1.131	1.181	1.237	1.290
Suprimento - COTAS	3.810	3.221	3.305	2.501	-	-	-	-	-	-
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	1.063	1.134	1.487	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	1.566	1.825	1.151	353	368	385	402	420	439
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	233	67	71	59	26	25	25	26	27	29
Dividendos SPES	53	66	53	122	138	214	290	274	307	314
Financiamentos Contratados	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	68	53	84	325	543	540	544	549	554	563
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	6.158	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	599	762	1.186	1.288	-	-	-	-	-	-
(-) Saídas	(7.639)	(7.641)	(7.208)	(7.547)	(1.986)	(1.916)	(1.923)	(1.967)	(2.008)	(2.056)
Despesas Operacionais	(4.108)	(3.761)	(3.819)	(4.622)	(1.919)	(1.872)	(1.876)	(1.918)	(1.957)	(2.002)
Investimentos	(1.650)	(1.643)	(695)	(124)	(42)	(44)	(47)	(49)	(51)	(54)
Inversões Financeiras	(755)	(713)	(322)	(225)	(25)	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.127)	(1.524)	(2.372)	(2.575)	0	0	0	0	0	0
Saldo Corrente	(188)	(90)	1.267	5.967	(140)	51	67	63	117	140
Saldo Final	1.007	917	2.185	8.152	8.012	8.063	8.130	8.193	8.310	8.450
Benefício Fiscal	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MP 2199 - Redução de 75% do IR	395	496	535	-	1	17	3	4	4	5

										R\$ Milhões
FLUXO DE CAIXA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Saldo Inicial	8.450	7.950	7.518	7.115	6.746	6.299	5.888	5.485	5.213	4.952
(+) Entradas	2.108	2.035	2.111	2.230	2.260	2.310	2.398	2.610	2.825	3.180
Receitas Operacionais	741	719	756	793	833	875	920	965	1.014	1.065
Suprimento - COTAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	459	483	509	536	564	593	625	658	692	729
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	26	27	28	29	31	32	34	36	37	39
Dividendos SPES	379	442	509	598	588	645	705	884	1.001	1.279
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	550	518	490	464	436	408	380	357	339	327
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	412	329	328	345	372	350	359	367	434	470
(-) Saídas	(2.608)	(2.467)	(2.514)	(2.599)	(2.707)	(2.721)	(2.801)	(2.882)	(3.085)	(3.235)
Despesas Operacionais	(1.729)	(1.752)	(1.798)	(1.846)	(1.897)	(1.951)	(2.009)	(2.070)	(2.137)	(2.211)
Investimentos	(55)	(58)	(61)	(64)	(67)	(70)	(74)	(77)	(81)	(85)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(824)	(657)	(656)	(690)	(743)	(700)	(718)	(735)	(867)	(939)
Saldo Corrente	(500)	(432)	(403)	(370)	(447)	(411)	(403)	(273)	(261)	(55)
Saldo Final	7.950	7.518	7.115	6.746	6.299	5.888	5.485	5.213	4.952	4.897
Benefício Fiscal	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

R\$ Milhões											
FLUXO DE CAIXA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Saldo Inicial	4.897	4.620	4.169	3.900	3.657	3.434	3.245	2.906	2.694	2.494	2.352
(+) Entradas	3.266	3.039	2.725	2.896	3.032	3.174	3.131	3.181	3.295	3.422	3.493
Receitas Operacionais	1.119	1.108	870	895	942	992	1.044	1.099	1.156	1.217	1.281
Suprimento - COTAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Transmissão	767	808	850	895	942	992	1.044	1.099	1.156	1.217	1.281
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	41	43	43	45	47	49	52	54	57	60	63
Dividendos SPEs	1.209	1.068	1.135	1.252	1.330	1.422	1.333	1.426	1.492	1.585	1.610
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	315	293	269	251	235	221	204	186	172	161	151
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	582	527	409	453	478	490	499	417	417	398	389
(-) Saídas	(3.542)	(3.491)	(2.993)	(3.139)	(3.255)	(3.363)	(3.469)	(3.394)	(3.494)	(3.564)	(3.658)
Despesas Operacionais	(2.289)	(2.343)	(2.077)	(2.131)	(2.190)	(2.270)	(2.352)	(2.436)	(2.530)	(2.630)	(2.737)
Investimentos	(89)	(94)	(98)	(103)	(108)	(113)	(119)	(125)	(131)	(137)	(144)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.164)	(1.054)	(818)	(905)	(957)	(980)	(998)	(834)	(834)	(797)	(777)
Saldo Corrente	(276)	(452)	(268)	(243)	(223)	(190)	(338)	(213)	(200)	(143)	(165)
Saldo Final	4.620	4.169	3.900	3.657	3.434	3.245	2.906	2.694	2.494	2.352	2.187
Benefício Fiscal	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Custo Operacional/ ROL	61,70%	52,47%	52,42%	80,93%	89,30%	87,94%	94,84%	94,62%	94,26%	94,18%
PMSO / ROL	31,05%	20,34%	21,25%	54,86%	44,44%	43,76%	46,60%	47,00%	47,37%	47,86%
LL / PL	9,66%	11,03%	11,07%	-38,79%	3,82%	4,22%	4,30%	4,26%	4,47%	4,54%
Dívida Líquida / EBITDA	(0,12)	(0,11)	(0,43)	(4,80)	(14,64)	(14,13)	(16,22)	(15,99)	(15,77)	(15,67)
Margem EBITDA	64,07%	78,23%	69,83%	34,05%	53,63%	54,14%	50,31%	49,51%	48,74%	47,81%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Custo Operacional/ ROL	141,18%	151,23%	150,08%	149,04%	148,01%	147,03%	146,20%	145,18%	144,32%	143,48%
PMSO / ROL	78,25%	83,78%	84,66%	85,61%	86,72%	87,97%	89,50%	90,94%	92,69%	94,66%
LL / PL	3,54%	3,47%	3,58%	3,79%	3,50%	3,52%	3,54%	4,10%	4,34%	5,26%
Dívida Líquida / EBITDA	(35,27)	(42,22)	(40,61)	(39,46)	(38,19)	(37,51)	(37,70)	(38,89)	(41,82)	(49,20)
Margem EBITDA	34,40%	27,57%	25,81%	24,00%	22,05%	19,98%	17,62%	15,47%	13,01%	10,42%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Custo Operacional/ ROL	142,66%	150,06%	150,51%	150,43%	145,09%	143,94%	142,77%	141,09%	140,06%	139,06%	138,10%
PMSO / ROL	96,89%	104,63%	96,89%	104,63%	96,39%	100,49%	102,27%	107,53%	113,69%	120,30%	129,30%
LL / PL	4,64%	3,52%	4,64%	3,52%	3,82%	3,96%	3,97%	3,96%	3,25%	3,19%	2,93%
Dívida Líquida / EBITDA	(60,15)	604,18	(60,15)	604,18	(51,55)	(86,33)	(121,45)	213,02	44,53	23,05	13,55
Margem EBITDA	7,65%	-0,69%	7,65%	-0,69%	9,58%	5,21%	3,21%	-1,64%	-6,69%	-11,39%	-17,05%

6.3. Cenário 3 - Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013), investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação, manutenção e programa de inversões em SPEs (novas)

DRE - REGULATÓRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	6.685	3.072	3.183	3.289	3.177	3.336	3.392	3.565	3.749	3.938
Geração	5.015	2.349	2.249	2.260	2.092	2.189	2.182	2.285	2.396	2.508
Suprimento - COTAS	3.810	1.078	1.181	1.243	1.305	1.369	1.435	1.506	1.579	1.657
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	518	251	594	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	684	895	989	1.047	1.107	1.170	1.237	1.308	1.383
Repasses + Outras Receitas	232	38	39	40	38	41	41	43	45	48
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(371)	(382)	(393)	(375)	(394)	(399)	(419)	(440)	(462)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.767	2.701	2.802	2.896	2.801	2.942	2.994	3.146	3.309	3.476
DESPESA OPERACIONAL	(3.558)	(2.883)	(2.634)	(2.549)	(2.422)	(2.522)	(2.632)	(2.758)	(2.889)	(3.025)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(788)	(827)	(867)	(915)	(961)	(1.008)	(1.058)
Material	(25)	(26)	(28)	(29)	(30)	(32)	(33)	(35)	(37)	(39)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(148)	(156)	(163)	(171)	(179)	(188)	(197)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(907)	(571)	(418)	(190)	(186)	(181)	(190)	(200)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(118)	(126)	(134)	(142)	(151)	(160)	(170)
Taxa de Fiscalização	(26)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(15)	(16)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(288)	(302)	(317)	(333)	(349)	(366)	(384)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(512)	(539)	(568)	(596)	(625)	(656)	(688)	(722)	(757)
Depreciação e Amortização	(661)	(134)	(134)	(134)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	0	(86)	(91)	(96)	(100)	(105)	(111)	(116)	(122)	(128)
Créditos de PIS/COFINS	0	48	50	53	55	58	61	64	67	70
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.208	(182)	168	346	380	420	362	388	420	451
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	78	185	255	389	484	511	632	656
RESULTADO FINANCEIRO	26	339	193	101	88	111	158	200	237	268
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	(5.941)	226	443	634	724	920	1.004	1.100	1.289	1.375
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	0	(36)	(91)	(112)	(116)	(131)	(128)	(142)	(159)	(174)
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	0	(13)	(33)	(40)	(42)	(47)	(46)	(51)	(57)	(63)
Benefício Fiscal	0	0	15	47	52	58	45	48	52	56
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	(5.941)	177	334	529	618	799	876	954	1.125	1.195
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(113)	(120)	(135)	(143)	(152)	(159)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	(6.043)	83	236	424	505	680	741	811	973	1.036

	R\$ Milhões									
DRE - REGULATÓRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	3.746	3.884	4.090	4.306	4.533	4.773	5.025	5.290	5.569	5.862
Geração	2.237	2.286	2.398	2.514	2.636	2.764	2.899	3.039	3.186	3.341
Suprimento - COTAS	1.955	2.050	2.151	2.257	2.367	2.483	2.604	2.731	2.865	3.005
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	1.462	1.549	1.640	1.737	1.840	1.949	2.063	2.184	2.313	2.448
Repasses + Outras Receitas	47	49	52	54	57	60	63	66	70	73
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(427)	(442)	(465)	(489)	(515)	(542)	(570)	(600)	(632)	(665)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.319	3.443	3.625	3.817	4.019	4.231	4.455	4.689	4.937	5.197
DESPESA OPERACIONAL	(3.103)	(3.250)	(3.406)	(3.568)	(3.738)	(3.917)	(4.107)	(4.302)	(4.509)	(4.726)
Pessoal	(1.109)	(1.163)	(1.220)	(1.280)	(1.343)	(1.408)	(1.477)	(1.549)	(1.625)	(1.705)
Material	(41)	(43)	(45)	(47)	(49)	(51)	(54)	(57)	(59)	(62)
Serviço de Terceiros	(207)	(217)	(228)	(239)	(251)	(263)	(276)	(289)	(303)	(318)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(181)	(192)	(204)	(216)	(229)	(243)	(258)	(274)	(290)	(308)
Taxa de Fiscalização	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(403)	(422)	(443)	(465)	(488)	(511)	(536)	(563)	(590)	(619)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(723)	(759)	(796)	(835)	(876)	(918)	(963)	(1.010)	(1.060)	(1.112)
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(134)	(140)	(147)	(154)	(162)	(170)	(178)	(187)	(196)	(206)
Créditos de PIS/COFINS	67	71	74	78	81	85	90	94	98	103
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	216	192	219	249	280	314	348	387	428	471
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	738	819	905	1.013	1.023	1.101	1.183	1.386	1.528	1.831
RESULTADO FINANCEIRO	299	319	346	379	413	450	491	541	599	669
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	1.253	1.330	1.470	1.641	1.716	1.865	2.023	2.314	2.555	2.971
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(123)	(122)	(135)	(151)	(167)	(184)	(203)	(225)	(250)	(278)
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	(44)	(44)	(49)	(54)	(60)	(66)	(73)	(81)	(90)	(100)
Benefício Fiscal	11	5	9	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	1.097	1.170	1.295	1.436	1.489	1.614	1.746	2.008	2.215	2.593
Participação nos lucros	(167)	(175)	(184)	(193)	(202)	(212)	(222)	(233)	(244)	(256)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	930	995	1.112	1.243	1.287	1.402	1.524	1.775	1.971	2.337

R\$ Milhões											
DRE - REGULATÓRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	6.172	6.430	6.473	6.796	7.157	7.537	7.937	8.358	8.802	9.269	9.760
Geração	3.504	3.607	3.487	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Suprimento - COTAS	3.152	3.306	3.468	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmissão	2.591	2.743	2.903	3.072	3.251	3.439	3.639	3.850	4.073	4.308	4.557
Repasses + Outras Receitas	77	80	82	86	91	96	100	106	111	117	123
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(700)	(727)	(726)	(761)	(785)	(827)	(871)	(917)	(966)	(1.017)	(1.071)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.472	5.703	5.747	6.034	6.371	6.710	7.066	7.441	7.836	8.252	8.689
DESPESA OPERACIONAL	(4.955)	(5.194)	(5.071)	(5.299)	(5.556)	(5.826)	(6.108)	(6.399)	(6.711)	(7.038)	(7.381)
Pessoal	(1.788)	(1.875)	(1.967)	(2.063)	(2.164)	(2.270)	(2.381)	(2.498)	(2.620)	(2.748)	(2.882)
Material	(65)	(69)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(96)	(100)	(105)
Serviço de Terceiros	(334)	(350)	(367)	(385)	(404)	(424)	(445)	(466)	(489)	(513)	(538)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(326)	(346)	(366)	(388)	(412)	(436)	(462)	(489)	(518)	(549)	(582)
Taxa de Fiscalização	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(30)	(31)	(33)	(35)	(37)	(39)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(649)	(681)	(714)	(749)	(786)	(824)	(865)	(907)	(951)	(998)	(1.047)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(1.166)	(1.223)	(1.283)	(1.346)	(1.411)	(1.480)	(1.553)	(1.629)	(1.708)	(1.792)	(1.879)
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(216)	(226)	(237)	(249)	(261)	(274)	(287)	(301)	(316)	(331)	(348)
Créditos de PIS/COFINS	108	114	119	125	131	138	144	151	158	166	174
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	517	509	676	735	815	884	958	1.042	1.125	1.214	1.308
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.788	1.676	1.772	1.921	2.031	2.157	2.105	2.235	2.341	2.476	2.544
RESULTADO FINANCEIRO	742	809	878	958	1.045	1.137	1.231	1.329	1.436	1.549	1.667
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	3.047	2.994	3.326	3.614	3.891	4.179	4.293	4.606	4.902	5.238	5.519
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(307)	(322)	(380)	(415)	(456)	(496)	(538)	(583)	(630)	(680)	(733)
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	(111)	(116)	(137)	(149)	(164)	(179)	(194)	(210)	(227)	(245)	(264)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	2.629	2.556	2.809	3.050	3.270	3.504	3.562	3.813	4.045	4.314	4.523
Participação nos lucros	(269)	(282)	(296)	(310)	(326)	(341)	(358)	(376)	(394)	(413)	(433)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	2.360	2.274	2.513	2.740	2.945	3.162	3.204	3.438	3.651	3.900	4.089

	R\$ Milhões									
DRE - SOCIETÁRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	7.511	4.155	3.722	3.398	3.289	3.452	3.512	3.688	3.874	4.066
Geração	5.015	2.349	2.249	2.260	2.092	2.189	2.182	2.285	2.396	2.508
Suprimento - COTAS	3.810	1.078	1.181	1.243	1.305	1.369	1.435	1.506	1.579	1.657
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	518	251	594	787	820	746	780	817	851
Repasses + Outras Receitas Operacionais	232	38	39	40	38	41	41	43	45	48
Receita de O&M	822	622	714	767	809	851	896	943	992	1.045
Receita Construção	938	1.141	710	316	331	348	365	382	401	421
Receita Financeira (Ativo financeiro)	503	5	8	11	14	16	19	21	24	26
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(371)	(382)	(393)	(375)	(394)	(399)	(419)	(440)	(462)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.592	3.784	3.341	3.004	2.914	3.058	3.113	3.269	3.434	3.604
DESPESA OPERACIONAL	(4.257)	(4.003)	(3.322)	(2.844)	(2.732)	(2.849)	(2.975)	(3.119)	(3.269)	(3.425)
Custo de Construção	(938)	(1.141)	(710)	(316)	(331)	(348)	(365)	(382)	(401)	(421)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(788)	(827)	(867)	(915)	(961)	(1.008)	(1.058)
Material	(25)	(26)	(28)	(29)	(30)	(32)	(33)	(35)	(37)	(39)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(148)	(156)	(163)	(171)	(179)	(188)	(197)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(907)	(571)	(418)	(190)	(186)	(181)	(190)	(200)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(118)	(126)	(134)	(142)	(151)	(160)	(170)
Taxa de Fiscalização	(26)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(15)	(16)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(288)	(302)	(317)	(333)	(349)	(366)	(384)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(512)	(539)	(568)	(596)	(625)	(656)	(688)	(722)	(757)
Depreciação e Amortização	(422)	(113)	(113)	(113)	(113)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.334	(219)	18	160	182	209	138	150	166	179
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	78	185	255	389	484	511	632	656
RESULTADO FINANCEIRO	26	339	193	101	88	111	158	200	237	268
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	(5.712)	189	293	448	527	709	780	861	1.035	1.104
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	0	(36)	(91)	(112)	(116)	(131)	(128)	(142)	(159)	(174)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	0	(13)	(33)	(40)	(42)	(47)	(46)	(51)	(57)	(63)
Benefício Fiscal	0	0	15	47	52	58	45	48	52	56
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	(5.712)	140	184	343	421	589	652	715	871	924
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(113)	(120)	(135)	(143)	(152)	(159)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	(5.813)	47	86	238	308	469	517	572	719	765

R\$ Milhões										
DRE - SOCIETÁRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	3.867	4.003	4.206	4.419	4.642	4.876	5.123	5.380	5.650	5.934
Geração	2.237	2.286	2.398	2.514	2.636	2.764	2.899	3.039	3.186	3.341
Suprimento - COTAS	1.955	2.050	2.151	2.257	2.367	2.483	2.604	2.731	2.865	3.005
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Repasse + Outras Receitas Operacionais	47	49	52	54	57	60	63	66	70	73
Receita de O&M	1.100	1.157	1.218	1.282	1.350	1.420	1.495	1.574	1.657	1.744
Receita Construção	432	453	475	499	523	549	576	604	634	665
Receita Financeira (Ativo financeiro)	29	31	33	35	37	39	40	42	43	43
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(427)	(442)	(465)	(489)	(515)	(542)	(570)	(600)	(632)	(665)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.439	3.561	3.741	3.930	4.127	4.334	4.552	4.779	5.018	5.269
DESPESA OPERACIONAL	(3.514)	(3.682)	(3.860)	(4.045)	(4.240)	(4.445)	(4.661)	(4.885)	(5.121)	(5.370)
Custo de Construção	(432)	(453)	(475)	(499)	(523)	(549)	(576)	(604)	(634)	(665)
Pessoal	(1.109)	(1.163)	(1.220)	(1.280)	(1.343)	(1.408)	(1.477)	(1.549)	(1.625)	(1.705)
Material	(41)	(43)	(45)	(47)	(49)	(51)	(54)	(57)	(59)	(62)
Serviço de Terceiros	(207)	(217)	(228)	(239)	(251)	(263)	(276)	(289)	(303)	(318)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(181)	(192)	(204)	(216)	(229)	(243)	(258)	(274)	(290)	(308)
Taxa de Fiscalização	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(403)	(422)	(443)	(465)	(488)	(511)	(536)	(563)	(590)	(619)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(723)	(759)	(796)	(835)	(876)	(918)	(963)	(1.010)	(1.060)	(1.112)
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(74)	(121)	(118)	(115)	(113)	(110)	(109)	(105)	(103)	(101)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	738	819	905	1.013	1.023	1.101	1.183	1.386	1.528	1.831
RESULTADO FINANCEIRO	299	319	346	379	413	450	491	541	599	669
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	963	1.017	1.133	1.276	1.323	1.441	1.566	1.822	2.024	2.399
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(123)	(122)	(135)	(151)	(167)	(184)	(203)	(225)	(250)	(278)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(44)	(44)	(49)	(54)	(60)	(66)	(73)	(81)	(90)	(100)
Benefício Fiscal	11	5	9	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	807	857	958	1.071	1.096	1.190	1.289	1.516	1.685	2.022
Participação nos lucros	(167)	(175)	(184)	(193)	(202)	(212)	(222)	(233)	(244)	(256)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	640	682	774	879	894	978	1.067	1.282	1.440	1.765

R\$ Milhões											
DRE - SOCIETÁRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	6.232	6.478	6.505	6.812	7.154	7.513	7.889	8.284	8.699	9.133	9.574
Geração	3.504	3.607	3.487	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Suprimento - COTAS	3.152	3.306	3.468	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Repasses + Outras Receitas Operacionais	77	80	82	86	91	96	100	106	111	117	123
Receita de O&M	1.836	1.933	2.035	2.142	2.255	2.374	2.499	2.631	2.770	2.916	3.055
Receita Construção	697	732	768	805	845	886	930	976	1.023	1.074	1.126
Receita Financeira (Ativo financeiro)	43	43	42	40	38	35	31	27	21	13	5
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(700)	(727)	(726)	(761)	(785)	(827)	(871)	(917)	(966)	(1.017)	(1.071)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.533	5.750	5.779	6.050	6.369	6.686	7.019	7.367	7.733	8.116	8.503
DESPESA OPERACIONAL	(5.631)	(5.904)	(5.817)	(6.083)	(6.380)	(6.691)	(7.017)	(7.353)	(7.713)	(8.090)	(8.486)
Custo de Construção	(697)	(732)	(768)	(805)	(845)	(886)	(930)	(976)	(1.023)	(1.074)	(1.126)
Pessoal	(1.788)	(1.875)	(1.967)	(2.063)	(2.164)	(2.270)	(2.381)	(2.498)	(2.620)	(2.748)	(2.882)
Material	(65)	(69)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(96)	(100)	(105)
Serviço de Terceiros	(334)	(350)	(367)	(385)	(404)	(424)	(445)	(466)	(489)	(513)	(538)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(326)	(346)	(366)	(388)	(412)	(436)	(462)	(489)	(518)	(549)	(582)
Taxa de Fiscalização	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(30)	(31)	(33)	(35)	(37)	(39)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(649)	(681)	(714)	(749)	(786)	(824)	(865)	(907)	(951)	(998)	(1.047)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(1.166)	(1.223)	(1.283)	(1.346)	(1.411)	(1.480)	(1.553)	(1.629)	(1.708)	(1.792)	(1.879)
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(99)	(154)	(38)	(33)	(11)	(5)	2	14	20	26	18
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.788	1.676	1.772	1.921	2.031	2.157	2.105	2.235	2.341	2.476	2.544
RESULTADO FINANCEIRO	742	809	878	958	1.045	1.137	1.231	1.329	1.436	1.549	1.667
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	2.431	2.331	2.612	2.846	3.064	3.290	3.337	3.578	3.797	4.050	4.228
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(307)	(322)	(380)	(415)	(456)	(496)	(538)	(583)	(630)	(680)	(733)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(111)	(116)	(137)	(149)	(164)	(179)	(194)	(210)	(227)	(245)	(264)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	2.013	1.893	2.095	2.282	2.444	2.615	2.606	2.785	2.940	3.126	3.232
Participação nos lucros	(269)	(282)	(296)	(310)	(326)	(341)	(358)	(376)	(394)	(413)	(433)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.744	1.611	1.799	1.972	2.118	2.273	2.248	2.410	2.546	2.712	2.798

R\$ Milhões										
FLUXO DE CAIXA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Saldo Inicial	1.195	1.007	4.556	2.181	1.648	1.523	2.175	2.779	3.301	3.862
(+) Entradas	7.451	10.244	3.494	3.604	3.540	3.847	4.042	4.280	4.745	5.204
Receitas Operacionais	6.454	3.034	3.144	3.249	3.138	3.295	3.351	3.522	3.704	3.891
Suprimento - COTAS	3.810	1.078	1.181	1.243	1.305	1.369	1.435	1.506	1.579	1.657
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	518	251	594	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	684	895	989	1.047	1.107	1.170	1.237	1.308	1.383
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	233	41	43	42	40	41	41	43	45	48
Dividendos SPES	53	66	78	185	255	389	484	511	632	656
Financiamentos Contratados	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	68	386	230	128	106	122	165	203	237	268
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	6.717	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	599	-	-	-	-	-	-	-	126	342
(-) Saídas	(7.639)	(6.695)	(5.870)	(4.137)	(3.665)	(3.195)	(3.438)	(3.757)	(4.184)	(4.785)
Despesas Operacionais	(4.108)	(3.553)	(3.101)	(2.899)	(2.761)	(2.865)	(3.097)	(3.401)	(3.558)	(3.711)
Investimentos	(1.650)	(1.643)	(695)	(299)	(314)	(330)	(341)	(356)	(373)	(392)
Inversões Financeiras	(755)	(1.499)	(2.074)	(938)	(589)	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.127)	0	0	0	0	0	0	0	(253)	(683)
Saldo Corrente	(188)	3.549	(2.375)	(533)	(125)	652	604	523	560	419
Saldo Final	1.007	4.556	2.181	1.648	1.523	2.175	2.779	3.301	3.862	4.280
Benefício Fiscal	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	15	47	52	58	45	48	52	56

R\$ Milhões										
FLUXO DE CAIXA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Saldo Inicial	4.280	4.538	4.902	5.352	5.875	6.377	6.970	7.626	8.471	9.388
(+) Entradas	5.143	5.322	5.661	6.061	6.382	6.743	7.159	7.718	8.299	9.040
Receitas Operacionais	3.699	3.835	4.039	4.252	4.476	4.713	4.962	5.223	5.499	5.789
Suprimento - COTAS	1.955	2.050	2.151	2.257	2.367	2.483	2.604	2.731	2.865	3.005
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	1.462	1.549	1.640	1.737	1.840	1.949	2.063	2.184	2.313	2.448
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	47	49	52	54	57	60	63	66	70	73
Dividendos SPES	738	819	905	1.013	1.023	1.101	1.183	1.386	1.528	1.831
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	299	319	346	379	413	450	491	541	599	669
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	359	300	319	363	413	420	459	501	603	678
(-) Saídas	(4.885)	(4.958)	(5.211)	(5.538)	(5.880)	(6.150)	(6.503)	(6.873)	(7.383)	(7.857)
Despesas Operacionais	(3.766)	(3.938)	(4.132)	(4.349)	(4.570)	(4.802)	(5.050)	(5.310)	(5.588)	(5.885)
Investimentos	(400)	(420)	(441)	(462)	(485)	(509)	(534)	(560)	(588)	(616)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(718)	(600)	(639)	(726)	(825)	(839)	(919)	(1.003)	(1.207)	(1.356)
Saldo Corrente	258	364	449	523	502	593	657	845	917	1.183
Saldo Final	4.538	4.902	5.352	5.875	6.377	6.970	7.626	8.471	9.388	10.571
Benefício Fiscal	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
MP 2199 - Redução de 75% do IR	11	5	9	-	-	-	-	-	-	-

R\$ Milhões

FLUXO DE CAIXA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Saldo Inicial	10.571	11.597	12.510	13.666	14.919	16.255	17.694	19.051	20.601	22.228	23.975
(+) Entradas	9.534	9.737	9.881	10.522	11.161	11.830	12.344	12.981	13.714	14.493	15.249
Receitas Operacionais	6.095	6.350	6.390	6.709	7.066	7.441	7.837	8.253	8.691	9.152	9.638
Suprimento - COTAS	3.152	3.306	3.468	3.637	3.815	4.002	4.198	4.403	4.618	4.844	5.081
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Transmissão	2.591	2.743	2.903	3.072	3.251	3.439	3.639	3.850	4.073	4.308	4.557
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	77	80	82	86	91	96	100	106	111	117	123
Dividendos SPEs	1.788	1.676	1.772	1.921	2.031	2.157	2.105	2.235	2.341	2.476	2.544
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	742	809	878	958	1.045	1.137	1.231	1.329	1.436	1.549	1.667
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Divide	832	822	758	847	929	998	1.071	1.059	1.135	1.200	1.278
(-) Saídas	(8.509)	(8.823)	(8.726)	(9.269)	(9.825)	(10.391)	(10.987)	(11.432)	(12.086)	(12.745)	(13.462)
Despesas Operacionais	(6.198)	(6.501)	(6.497)	(6.827)	(7.184)	(7.573)	(7.982)	(8.409)	(8.867)	(9.351)	(9.862)
Investimentos	(647)	(678)	(712)	(747)	(783)	(822)	(862)	(905)	(949)	(996)	(1.045)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.664)	(1.644)	(1.517)	(1.694)	(1.858)	(1.996)	(2.143)	(2.118)	(2.270)	(2.399)	(2.556)
Saldo Corrente	1.025	914	1.156	1.254	1.336	1.438	1.357	1.550	1.627	1.747	1.787
Saldo Final	11.597	12.510	13.666	14.919	16.255	17.694	19.051	20.601	22.228	23.975	25.762
Benefício Fiscal	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Custo Operacional/ ROL	61,70%	106,75%	94,00%	88,05%	86,45%	85,74%	87,91%	87,65%	87,31%	87,03%
PMSO / ROL	31,05%	72,92%	62,11%	55,99%	51,65%	51,23%	52,78%	52,88%	52,91%	52,97%
LL / PL	-39,12%	0,31%	0,57%	1,57%	2,02%	3,04%	3,36%	3,72%	4,64%	4,83%
Dívida Líquida / EBITDA	(0,12)	(3,86)	(2,13)	(2,30)	(2,13)	(3,03)	(4,29)	(4,94)	(5,51)	(5,83)
Margem EBITDA	64,07%	39,74%	31,42%	21,71%	23,78%	24,13%	21,90%	21,78%	21,74%	21,65%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Custo Operacional/ ROL	93,51%	94,42%	93,95%	93,47%	93,02%	92,59%	92,19%	91,74%	91,34%	90,94%
PMSO / ROL	58,91%	59,86%	59,85%	59,81%	59,81%	59,81%	59,86%	59,84%	59,86%	59,89%
LL / PL	3,94%	4,11%	4,57%	5,07%	5,02%	5,35%	5,67%	6,61%	7,17%	8,46%
Dívida Líquida / EBITDA	(9,00)	(10,00)	(10,41)	(10,88)	(11,26)	(11,75)	(12,30)	(13,02)	(13,79)	(14,84)
Margem EBITDA	15,54%	14,24%	14,18%	14,15%	14,09%	14,02%	13,92%	13,88%	13,79%	13,71%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Custo Operacional/ ROL	90,55%	91,07%	88,24%	87,82%	87,21%	86,83%	86,45%	86,00%	85,64%	85,29%	84,94%
PMSO / ROL	59,94%	60,67%	59,94%	60,67%	56,36%	56,27%	56,16%	56,22%	56,28%	56,24%	56,32%
LL / PL	8,00%	7,09%	8,00%	7,09%	7,63%	8,04%	8,28%	8,51%	8,05%	8,32%	7,77%
Dívida Líquida / EBITDA	(15,57)	(17,34)	(15,57)	(17,34)	(15,70)	(16,40)	(16,80)	(17,49)	(18,02)	(18,54)	(19,10)
Margem EBITDA	13,61%	12,65%	13,61%	12,65%	15,15%	15,08%	15,19%	15,07%	14,96%	14,93%	14,80%

6.4. Cenário 4 - Não Prorrogar em 2013, com os ajustes do Programa de Melhoria da Eficiência Operacional de 20% (2013) e mais 70% (2015), manutenção dos ativos não afetados, investimentos corporativos, inversões contratadas e investimentos em operação, manutenção e programa de inversões em SPEs (novas), manutenção dos ativos não afetados

R\$ Milhões

DRE - REGULATÓRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	6.685	6.668	7.149	5.618	1.164	1.214	1.156	1.208	1.264	1.319
Geração	5.015	5.038	5.257	4.412	787	820	746	780	817	851
Suprimento - COTAS	3.810	3.221	3.305	2.501	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	1.063	1.134	1.487	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	1.566	1.825	1.151	353	368	385	402	420	439
Repasse + Outras Receitas	232	64	67	56	24	25	25	26	27	29
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(896)	(960)	(755)	(156)	(163)	(155)	(162)	(170)	(177)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.767	5.772	6.189	4.864	1.008	1.051	1.001	1.045	1.094	1.142
DESPESA OPERACIONAL	(3.558)	(3.029)	(3.244)	(3.936)	(900)	(924)	(949)	(989)	(1.032)	(1.076)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(2.252)	(232)	(243)	(255)	(268)	(281)	(294)
Material	(25)	(26)	(28)	(23)	(9)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(118)	(47)	(49)	(51)	(54)	(56)	(59)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(146)	(254)	(246)	(190)	(186)	(181)	(190)	(199)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(96)	(44)	(46)	(48)	(51)	(54)	(57)
Taxa de Fiscalização	(26)	(26)	(28)	(22)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(170)	(27)	(28)	(29)	(31)	(32)	(34)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(911)	(961)	(563)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)
Depreciação e Amortização	(661)	(663)	(664)	(400)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	0	(86)	(91)	(96)	(100)	(105)	(111)	(116)	(122)	(128)
Créditos de PIS/COFINS	0	84	89	52	11	12	13	13	14	15
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.208	2.743	2.945	927	108	127	52	56	63	66
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	78	185	255	389	484	511	632	656
RESULTADO FINANCEIRO	26	(28)	(97)	65	272	254	263	274	291	312
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	2.309	2.785	2.930	(7.203)	637	770	799	842	986	1.035
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(486)	(676)	(712)	0	(94)	(113)	(97)	(102)	(109)	(116)
Provisão para Contribuição Social ou Participação r	(192)	(243)	(256)	0	(34)	(41)	(35)	(37)	(39)	(42)
Benefício Fiscal	395	491	517	0	1	17	3	4	4	5
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	2.027	2.356	2.478	(7.203)	509	634	669	706	842	881
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(34)	(36)	(37)	(39)	(41)	(43)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.925	2.263	2.380	(7.308)	476	598	632	667	801	838

	R\$ Milhões									
DRE - REGULATÓRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	767	746	784	823	864	907	954	1.001	1.051	1.104
Geração	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	459	483	509	536	564	593	625	658	692	729
Repasses + Outras Receitas	26	27	28	29	31	32	34	36	37	39
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(103)	(100)	(105)	(110)	(116)	(122)	(128)	(134)	(141)	(148)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	664	646	679	712	748	786	826	866	910	956
DESPESA OPERACIONAL	(937)	(977)	(1.019)	(1.062)	(1.107)	(1.155)	(1.207)	(1.258)	(1.313)	(1.371)
Pessoal	(309)	(324)	(340)	(356)	(374)	(392)	(411)	(431)	(452)	(475)
Material	(12)	(13)	(13)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
Serviço de Terceiros	(62)	(65)	(68)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(95)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(60)	(63)	(66)	(70)	(73)	(77)	(82)	(86)	(90)	(95)
Taxa de Fiscalização	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(134)	(140)	(147)	(154)	(162)	(170)	(178)	(187)	(196)	(206)
Créditos de PIS/COFINS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(273)	(331)	(340)	(349)	(359)	(369)	(381)	(391)	(403)	(416)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	738	819	905	1.013	1.023	1.101	1.183	1.386	1.528	1.831
RESULTADO FINANCEIRO	309	286	269	254	240	226	214	209	210	220
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	774	774	834	918	904	958	1.016	1.204	1.335	1.636
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	(32)	(13)	(8)	(3)	0	0	0	0	0	0
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	(11)	(5)	(3)	(1)	0	0	0	0	0	0
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	731	756	823	913	904	958	1.016	1.204	1.335	1.636
Participação nos lucros	(45)	(47)	(50)	(52)	(55)	(57)	(60)	(63)	(66)	(69)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	685	709	773	861	849	900	956	1.141	1.269	1.566

DRE - REGULATÓRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	1.160	1.151	912	940	989	1.041	1.095	1.153	1.213	1.277	1.344
Geração	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmissão	767	808	850	895	942	992	1.044	1.099	1.156	1.217	1.281
Repasse + Outras Receitas	41	43	43	45	47	49	52	54	57	60	63
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(156)	(155)	(123)	(126)	(109)	(114)	(120)	(126)	(133)	(140)	(147)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.004	997	790	813	880	927	975	1.026	1.080	1.137	1.196
DESPESA OPERACIONAL	(1.433)	(1.495)	(1.189)	(1.224)	(1.277)	(1.334)	(1.392)	(1.448)	(1.513)	(1.581)	(1.652)
Pessoal	(498)	(522)	(548)	(574)	(603)	(632)	(663)	(695)	(729)	(765)	(802)
Material	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(29)	(30)	(32)
Serviço de Terceiros	(100)	(105)	(110)	(116)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)	(161)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(100)	(106)	(111)	(117)	(123)	(130)	(137)	(144)	(152)	(160)	(168)
Taxa de Fiscalização	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)	(135)
Itaparica - Custos de Manutenção	(216)	(226)	(237)	(249)	(261)	(274)	(287)	(301)	(316)	(331)	(348)
Créditos de PIS/COFINS	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(428)	(499)	(399)	(410)	(397)	(407)	(417)	(422)	(433)	(444)	(456)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.788	1.676	1.772	1.921	2.031	2.157	2.105	2.235	2.341	2.476	2.544
RESULTADO FINANCEIRO	231	234	237	248	263	282	301	322	349	382	419
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	1.590	1.410	1.610	1.759	1.897	2.032	1.988	2.135	2.257	2.413	2.506
Provisão para o imposto de renda ou a Compensar	0	0	(3)	(5)	(14)	(19)	(24)	(31)	(37)	(46)	(55)
Provisão para Contribuição Social ou Participação n	0	0	(1)	(2)	(5)	(7)	(9)	(11)	(13)	(16)	(20)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	1.590	1.410	1.606	1.752	1.877	2.006	1.956	2.093	2.207	2.351	2.432
Participação nos lucros	(73)	(76)	(80)	(84)	(88)	(92)	(97)	(102)	(107)	(112)	(117)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.518	1.334	1.526	1.668	1.789	1.914	1.859	1.992	2.100	2.240	2.315

	R\$ Milhões									
DRE - SOCIETÁRIA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RECEITA OPERACIONAL	7.511	7.775	7.862	5.906	1.375	1.430	1.378	1.434	1.495	1.554
Geração	5.015	5.038	5.257	4.412	787	820	746	780	817	851
Suprimento - COTAS	3.810	3.221	3.305	2.501	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	1.063	1.134	1.487	787	820	746	780	817	851
Repasse + Outras Receitas Operacionais	232	64	67	56	24	25	25	26	27	29
Receita de O&M	822	895	1.043	658	202	211	220	230	240	251
Receita Construção	938	1.141	710	158	38	40	42	44	46	48
Receita Financeira (Ativo financeiro)	503	637	783	621	322	332	342	352	362	371
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(919)	(896)	(960)	(755)	(156)	(163)	(155)	(162)	(170)	(177)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.592	6.880	6.901	5.152	1.219	1.267	1.222	1.272	1.325	1.377
DESPESA OPERACIONAL	(4.257)	(3.929)	(3.713)	(3.963)	(916)	(943)	(969)	(1.011)	(1.056)	(1.102)
Custo de Construção	(938)	(1.141)	(710)	(158)	(38)	(40)	(42)	(44)	(46)	(48)
Pessoal	(1.430)	(759)	(780)	(2.252)	(232)	(243)	(255)	(268)	(281)	(294)
Material	(25)	(26)	(28)	(23)	(9)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)
Serviço de Terceiros	(203)	(133)	(141)	(118)	(47)	(49)	(51)	(54)	(56)	(59)
Combustível para produção de energia elétrica	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Energia elétrica comprada para revenda	0	(146)	(254)	(246)	(190)	(186)	(181)	(190)	(199)	(209)
Outras despesas operacionais	(95)	(100)	(111)	(96)	(44)	(46)	(48)	(51)	(54)	(57)
Taxa de Fiscalização	(26)	(26)	(28)	(22)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	(249)	(260)	(274)	(170)	(27)	(28)	(29)	(31)	(32)	(34)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(867)	(911)	(961)	(563)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)
Depreciação e Amortização	(422)	(422)	(423)	(269)	(113)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	2.334	2.950	3.188	1.189	302	325	253	260	269	275
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	74	66	78	185	255	389	484	511	632	656
RESULTADO FINANCEIRO	26	(28)	(97)	65	272	254	263	274	291	312
OUTRAS RECEITAS	2	3	4	3	2	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	2.435	2.992	3.173	(7.265)	831	968	1.000	1.046	1.192	1.243
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(486)	(676)	(712)	0	(94)	(113)	(97)	(102)	(109)	(116)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(192)	(243)	(256)	0	(34)	(41)	(35)	(37)	(39)	(42)
Benefício Fiscal	395	491	517	0	1	17	3	4	4	5
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	2.153	2.563	2.722	(7.265)	704	832	871	910	1.049	1.090
Participação nos lucros	(101)	(93)	(98)	(105)	(34)	(36)	(37)	(39)	(41)	(43)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	2.051	2.470	2.623	(7.370)	670	796	833	871	1.007	1.047

	R\$ Millhões									
DRE - SOCIETÁRIA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RECEITA OPERACIONAL	1.004	984	1.022	1.059	1.097	1.135	1.175	1.212	1.250	1.287
Geração	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Repasse + Outras Receitas Operacionais	26	27	28	29	31	32	34	36	37	39
Receita de O&M	262	276	291	306	322	339	357	376	396	417
Receita Construção	49	52	54	57	60	63	66	69	72	76
Receita Financeira (Ativo financeiro)	380	389	396	403	409	413	416	416	415	411
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(103)	(100)	(105)	(110)	(116)	(122)	(128)	(134)	(141)	(148)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	901	884	917	948	981	1.013	1.046	1.078	1.109	1.139
DESPESA OPERACIONAL	(965)	(1.007)	(1.052)	(1.097)	(1.146)	(1.196)	(1.252)	(1.305)	(1.364)	(1.426)
Custo de Construção	(49)	(52)	(54)	(57)	(60)	(63)	(66)	(69)	(72)	(76)
Pessoal	(309)	(324)	(340)	(356)	(374)	(392)	(411)	(431)	(452)	(475)
Material	(12)	(13)	(13)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
Serviço de Terceiros	(62)	(65)	(68)	(72)	(75)	(79)	(83)	(87)	(91)	(95)
Combustível para produção de energia elétrica	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Energia elétrica comprada para revenda	(219)	(230)	(242)	(253)	(265)	(278)	(294)	(306)	(321)	(337)
Outras despesas operacionais	(60)	(63)	(66)	(70)	(73)	(77)	(82)	(86)	(90)	(95)
Taxa de Fiscalização	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(64)	(123)	(135)	(149)	(165)	(183)	(205)	(228)	(255)	(287)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	738	819	905	1.013	1.023	1.101	1.183	1.386	1.528	1.831
RESULTADO FINANCEIRO	309	286	269	254	240	226	214	209	210	220
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	983	982	1.039	1.119	1.099	1.144	1.193	1.367	1.483	1.764
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	(32)	(13)	(8)	(3)	0	0	0	0	0	0
Provisão para Contribuição Social ou Participa	(11)	(5)	(3)	(1)	0	0	0	0	0	0
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	940	964	1.028	1.114	1.099	1.144	1.193	1.367	1.483	1.764
Participação nos lucros	(45)	(47)	(50)	(52)	(55)	(57)	(60)	(63)	(66)	(69)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	894	917	978	1.062	1.044	1.087	1.133	1.304	1.416	1.695

DRE - SOCIETÁRIA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RECEITA OPERACIONAL	1.325	1.293	1.026	1.021	1.031	1.038	1.040	1.037	1.028	1.011	987
Geração	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Suprimento - COTAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fornecimento - Industriais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Repasse + Outras Receitas Operacionais	41	43	43	45	47	49	52	54	57	60	63
Receita de O&M	439	462	486	512	538	567	597	628	661	696	732
Receita Construção	80	84	88	92	97	101	106	112	117	123	129
Receita Financeira (Ativo financeiro)	404	393	379	360	336	307	271	227	175	114	43
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL	(156)	(155)	(123)	(126)	(109)	(114)	(120)	(126)	(133)	(140)	(147)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.169	1.138	904	894	923	924	920	911	895	871	839
DESPESA OPERACIONAL	(1.491)	(1.558)	(1.255)	(1.294)	(1.352)	(1.414)	(1.477)	(1.538)	(1.608)	(1.682)	(1.759)
Custo de Construção	(80)	(84)	(88)	(92)	(97)	(101)	(106)	(112)	(117)	(123)	(129)
Pessoal	(498)	(522)	(548)	(574)	(603)	(632)	(663)	(695)	(729)	(765)	(802)
Material	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(29)	(30)	(32)
Serviço de Terceiros	(100)	(105)	(110)	(116)	(121)	(127)	(133)	(140)	(147)	(154)	(161)
Combustível para produção de energia elétrica	(5)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	0	0	0	0
Energia elétrica comprada para revenda	(354)	(371)	(16)	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras despesas operacionais	(100)	(106)	(111)	(117)	(123)	(130)	(137)	(144)	(152)	(160)	(168)
Taxa de Fiscalização	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)
Compens. financ. pela utiliz. de recur. Hídricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Encargos de uso do sistema de transmissão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e Amortização	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)	(114)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(322)	(420)	(352)	(400)	(430)	(490)	(557)	(627)	(714)	(811)	(920)
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	1.788	1.676	1.772	1.921	2.031	2.157	2.105	2.235	2.341	2.476	2.544
RESULTADO FINANCEIRO	231	234	237	248	263	282	301	322	349	382	419
OUTRAS RECEITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucros / Prejuízos antes do imposto de renda	1.697	1.489	1.657	1.769	1.864	1.950	1.848	1.929	1.977	2.047	2.042
Provisão para o imposto de renda ou a Compe	0	0	(3)	(5)	(14)	(19)	(24)	(31)	(37)	(46)	(55)
Provisão para Contribuição Social ou Participa	0	0	(1)	(2)	(5)	(7)	(9)	(11)	(13)	(16)	(20)
Benefício Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro (Prejuízo) antes das Participações	1.697	1.489	1.653	1.762	1.844	1.924	1.816	1.888	1.926	1.985	1.967
Participação nos lucros	(73)	(76)	(80)	(84)	(88)	(92)	(97)	(102)	(107)	(112)	(117)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.624	1.413	1.573	1.678	1.756	1.831	1.719	1.786	1.819	1.873	1.850

R\$ Milhões										
FLUXO DE CAIXA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Saldo Inicial	1.195	1.007	200	200	4.677	3.926	3.975	4.062	4.192	4.473
(+) Entradas	7.451	7.534	8.422	13.378	1.711	1.869	1.910	1.997	2.188	2.287
Receitas Operacionais	6.454	6.604	7.082	5.562	1.140	1.188	1.131	1.181	1.237	1.290
Suprimento - COTAS	3.810	3.221	3.305	2.501	-	-	-	-	-	-
Fornecimento - Industriais	616	753	817	424	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	589	1.063	1.134	1.487	787	820	746	780	817	851
Transmissão	1.438	1.566	1.825	1.151	353	368	385	402	420	439
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	233	67	71	59	26	25	25	26	27	29
Dividendos SPES	53	66	78	185	255	389	484	511	632	656
Financiamentos Contratados	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	68	35	18	167	290	266	270	278	291	312
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	6.158	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	599	762	1.173	1.246	-	-	-	-	-	-
(-) Saídas	(7.639)	(8.420)	(8.898)	(8.177)	(2.463)	(1.819)	(1.824)	(1.866)	(1.907)	(1.955)
Despesas Operacionais	(4.108)	(3.753)	(3.783)	(4.622)	(1.832)	(1.775)	(1.777)	(1.817)	(1.855)	(1.901)
Investimentos	(1.650)	(1.643)	(695)	(124)	(42)	(44)	(47)	(49)	(51)	(54)
Inversões Financeiras	(755)	(1.499)	(2.074)	(938)	(589)	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.127)	(1.524)	(2.346)	(2.492)	0	0	0	0	0	0
Saldo Corrente	(188)	(886)	(476)	5.201	(752)	49	87	130	281	332
Saldo Final	1.007	200	200	4.677	3.926	3.975	4.062	4.192	4.473	4.805
Benefício Fiscal	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MP 2199 - Redução de 75% do IR	395	491	517	-	1	17	3	4	4	5

										R\$ Milhões
FLUXO DE CAIXA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Saldo Inicial	4.805	4.439	4.158	3.923	3.740	3.499	3.317	3.167	3.174	3.220
(+) Entradas	2.310	2.275	2.392	2.553	2.630	2.729	2.866	3.132	3.407	3.826
Receitas Operacionais	741	719	756	793	833	875	920	965	1.014	1.065
Suprimento - COTAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	282	236	247	258	269	282	295	307	321	336
Transmissão	459	483	509	536	564	593	625	658	692	729
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	26	27	28	29	31	32	34	36	37	39
Dividendos SPES	738	819	905	1.013	1.023	1.101	1.183	1.386	1.528	1.831
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	309	286	269	254	240	226	214	209	210	220
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	496	424	434	463	503	494	515	536	618	671
(-) Saídas	(2.676)	(2.557)	(2.627)	(2.737)	(2.871)	(2.912)	(3.016)	(3.125)	(3.361)	(3.547)
Despesas Operacionais	(1.629)	(1.651)	(1.697)	(1.746)	(1.798)	(1.853)	(1.913)	(1.975)	(2.044)	(2.120)
Investimentos	(55)	(58)	(61)	(64)	(67)	(70)	(74)	(77)	(81)	(85)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(992)	(848)	(869)	(927)	(1.006)	(989)	(1.030)	(1.073)	(1.236)	(1.342)
Saldo Corrente	(366)	(282)	(235)	(183)	(241)	(183)	(150)	7	46	279
Saldo Final	4.439	4.158	3.923	3.740	3.499	3.317	3.167	3.174	3.220	3.499
Benefício Fiscal	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

R\$ Milhões											
FLUXO DE CAIXA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Saldo Inicial	3.499	3.584	3.522	3.678	3.883	4.143	4.472	4.691	5.076	5.515	6.053
(+) Entradas	3.983	3.830	3.591	3.854	4.078	4.312	4.368	4.523	4.749	4.996	5.193
Receitas Operacionais	1.119	1.108	870	895	942	992	1.044	1.099	1.156	1.217	1.281
Suprimento - COTAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento - Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras (CCEE+OUTROS ACL)	352	301	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Transmissão	767	808	850	895	942	992	1.044	1.099	1.156	1.217	1.281
Outras Receitas CCC CDE Proinfa	41	43	43	45	47	49	52	54	57	60	63
Dividendos SPEs	1.788	1.676	1.772	1.921	2.031	2.157	2.105	2.235	2.341	2.476	2.544
Financiamentos Contratados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração do Caixa	231	234	237	248	263	282	301	322	349	382	419
Entrada de Financiamentos (Novos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital (50% dos Dividendos)	803	769	669	745	795	832	868	814	846	861	887
(-) Saídas	(3.897)	(3.892)	(3.434)	(3.649)	(3.818)	(3.983)	(4.149)	(4.138)	(4.311)	(4.458)	(4.632)
Despesas Operacionais	(2.201)	(2.259)	(1.998)	(2.055)	(2.120)	(2.206)	(2.295)	(2.386)	(2.488)	(2.598)	(2.715)
Investimentos	(89)	(94)	(98)	(103)	(108)	(113)	(119)	(125)	(131)	(137)	(144)
Inversões Financeiras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Dividendos	(1.607)	(1.539)	(1.339)	(1.491)	(1.590)	(1.664)	(1.735)	(1.628)	(1.692)	(1.723)	(1.774)
Saldo Corrente	85	(62)	156	205	260	329	219	385	439	538	561
Saldo Final	3.584	3.522	3.678	3.883	4.143	4.472	4.691	5.076	5.515	6.053	6.613
Benefício Fiscal	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
MP 2199 - Redução de 75% do IR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Custo Operacional/ ROL	61,70%	52,47%	52,42%	80,93%	89,30%	87,94%	94,84%	94,62%	94,26%	94,18%
PMSO / ROL	31,05%	20,34%	21,25%	54,86%	44,44%	43,76%	46,60%	47,00%	47,37%	47,86%
LL / PL	9,66%	10,91%	10,74%	-40,27%	3,62%	4,27%	4,46%	4,65%	5,36%	5,56%
Dívida Líquida / EBITDA	(0,12)	0,09	0,29	(3,14)	(7,08)	(6,95)	(8,14)	(8,26)	(8,58)	(8,99)
Margem EBITDA	64,07%	78,23%	69,83%	34,05%	53,63%	54,14%	50,31%	49,51%	48,74%	47,81%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Custo Operacional/ ROL	141,18%	151,23%	150,08%	149,04%	148,01%	147,03%	146,20%	145,18%	144,32%	143,48%
PMSO / ROL	78,25%	83,78%	84,66%	85,61%	86,72%	87,97%	89,50%	90,94%	92,69%	94,66%
LL / PL	4,62%	4,62%	4,81%	5,09%	4,88%	4,95%	5,03%	5,64%	5,94%	6,89%
Dívida Líquida / EBITDA	(19,90)	(23,35)	(22,39)	(21,88)	(21,21)	(21,13)	(21,77)	(23,68)	(27,19)	(35,15)
Margem EBITDA	34,40%	27,57%	25,81%	24,00%	22,05%	19,98%	17,62%	15,47%	13,01%	10,42%

Indicadores CMDE - Plano de Negócios

Resultados dos Indicadores CMDE

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Custo Operacional/ ROL	142,66%	150,06%	150,51%	150,43%	145,09%	143,94%	142,77%	141,09%	140,06%	139,06%	138,10%
PMSO / ROL	96,89%	104,63%	96,89%	104,63%	96,39%	100,49%	102,27%	107,53%	113,69%	120,30%	129,30%
LL / PL	6,37%	5,37%	6,37%	5,37%	5,81%	6,01%	6,10%	6,18%	5,62%	5,68%	5,33%
Dívida Líquida / EBITDA	(46,66)	510,46	(46,66)	510,46	(48,62)	(91,67)	(146,51)	293,61	71,11	42,57	29,11
Margem EBITDA	7,65%	-0,69%	7,65%	-0,69%	9,58%	5,21%	3,21%	-1,64%	-6,69%	-11,39%	-17,05%

7. Conclusão

Os resultados dos estudos evidenciaram a necessidade imediata da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Empresa, de forma a assegurar que os valores das indenizações sejam integralmente destinados aos novos investimentos, de modo a gerar novas receitas e permitindo a retomada do seu crescimento.

Outra questão ressaltada nestas análises foi a constatação de falta de lastro para o atendimento aos consumidores industriais, pelo fato de que toda a garantia física de energia e de potência das usinas hidrelétricas com concessão vincenda em 2015 ter sido disponibilizada ao mercado regulado, para a contratação em regime de cotas. Desta forma, foi considerada nas simulações a aquisição de energia no mercado livre para assegurar os compromissos contratuais assumidos com os grandes consumidores industriais do Nordeste, até 30 de junho de 2015, conforme a Lei nº 11.943, de 23 de maio de 2009, e Decreto nº 7.129, de 11 de março de 2010, que, em termos de energia, podem consumir, conjuntamente, um montante de até 853 MW médios.

Ressalva-se, entretanto, que a velocidade desta retomada de crescimento, viabilizada pela atual situação econômico-financeira equilibrada da Companhia, poderá ser impactada negativamente pelas seguintes restrições:

- (i) permanência da decisão da Aneel, quanto à participação da Chesf de forma corporativa em novos leilões;
- (ii) permanência do Hospital Nair Alves de Souza – HNAS sob a responsabilidade da Chesf;
- (iii) permanência das atividades referentes aos projetos de irrigação do Reassentamento de Itaparica sob a responsabilidade da Chesf.

As atividades dos itens (ii) e (iii) somam custos anuais da ordem de R\$ 114 milhões, a preços atuais, não cobertos pelas novas receitas.

Para análise dos cenários foram utilizados os valores das indenizações dos ativos de geração e transmissão constantes na Portaria Interministerial do MME/MF nº 580/2012. Desta forma, torna-se necessário buscar junto aos órgãos competentes os esclarecimentos necessários ao perfeito entendimento da metodologia utilizada nos cálculos dos valores apresentados, em face de discrepância em relação àqueles constantes na contabilidade da empresa.

Nesses estudos foi considerado o recebimento à vista da indenização dos ativos, necessária para fazer frente ao programa de crescimento da empresa com inversões em SPE's e investimentos corporativos.

Finalmente, em função dos estudos apresentados, **conclui-se** que a prorrogação das concessões e a consequente aceitação dos requisitos da Medida Provisória nº 579 é a mais vantajosa para a empresa, quando comparada com a opção de não prorrogação apresentada nesta Nota Técnica, seja considerando, ou não, novas inversões (SPE's).

Recife, 08 de Novembro de 2012

PAULO GLÍCIO DA ROCHA

Superintende

Superintendência de Planejamento Econômico-Financeiro

ANDRÉ HENRIQUE DA SILVA

Gerente

Departamento de Planejamento Econômico-Financeiro