



# **Programa de Reabilitação das Hidroelétricas Furnas e Luiz Carlos Barreto de Carvalho**

**(BR-L1278/2549/OC-BR)**

## **Relatório de Término de Projeto (PCR)**

***Equipe do Projeto Original:** Sylvia Larrea (INE/ENE) e Alejandro Melandri (INE/ENE), Co-Chefes de Equipo; Alejandro Fros (ENE/CAR); Jorge Ordóñez (INE/ENE); José Félix Filho (VPS/ESG); Teresa Maurea Faria (LEG/SGO); Mónica Merlo (CSC/CBR); Marcos Texeira (CSC/CBR); Carlos Lago (VPC/PDP); Tulio Correa (VPC/PDP); Wesley Bazilio (CSC/CBR); abaixo da supervisão de Leandro Alves, Chefe da Divisão de Energía (INE/ENE) e Fernando Carrillo-Florez (CSC/CBR).*

***Equipo PCR:** Sylvia Larrea (INE/ENE); Augusto Bonzi Teixeira (INE/ENE); Virginia Snyder (INE/ENE); Stephanie Suber (INE/ENE); Alberto Villalba (VPS/ESG).*

*A preparação deste documento contou com apoio de: Rodrigo Soria (Eletrobras-Furnas); Leonardo Pereira (Eletrobras-Furnas); Amílcar Batista (Eletrobras-Furnas); Rodrigo Junqueira Calixto (Eletrobras-Furnas), e Manoel Nogueira (consultor BID)*

## Índice

<b>Acessos eletrônicos .....</b>	<b>ii</b>
<b>Siglas e abreviações .....</b>	<b>iii</b>
<b>Informação básica (quantidade em dólares americanos US\$) .....</b>	<b>iv</b>
I. Sumário Executivo .....	1
II. Introdução .....	3
III. Critérios Centrais .....	3
A Relevância .....	4
a. Alinhamento com prioridades do país .....	4
b. Lógica vertical .....	4
B Eficácia .....	6
a. Declaração dos objetivos de desenvolvimento do projeto .....	6
b. Resultados Atingidos .....	7
c. Análise da atribuição de resultados .....	14
d. Resultados imprevistos .....	16
C Eficiência .....	16
D Sustentabilidade .....	22
IV. Critérios não centrais .....	23
A Alinhamento estratégico .....	23
B Monitoramento e avaliação (M&A) .....	24
a. Desenho do M&A .....	22
b. Implementação do M&A .....	22
c. Utilização do M&A .....	22
C Uso de sistemas do país .....	25
D Salvaguardas ambientais e sociais .....	25
V. Conclusões e Recomendações .....	27
A Dimensão técnico-setorial .....	27
B Dimensão organizacional e gerencial .....	27
C Dimensão relacionadas aos processos públicos e atores .....	28
D Dimensão fiduciária e gerenciamento de riscos .....	29

## **Links eletrônicos**

1. Matriz de Efetividade de Desenvolvimento (DEM)  
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40828333>
2. Última versão do Relatório de Progresso e Monitoramento (PMR)  
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40830139>
3. PCR checklist  
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40830008>

## **Links eletrônicos opcionais**

1. Análise econômica *ex-post*  
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40827872>
2. Minuta da reunião de término de projeto  
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40827973>

## Siglas e abreviações

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Eléctrica
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
CME	Custo Marginal da Expansão
CMG	Custo Marginal de Geração
EE	Eficiência Energética
Furnas	Furnas Centrais Eléctricas S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GBR	Governo do Brasil
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWh	Gigawatt hora
ID	Índice de Disponibilidade
M&A	Monitoramento e Avaliação
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora, unidade de energia
MW <sub>médio</sub>	Potência média anual em megawatt
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAAS	Plano de Ação Ambiental, Saúde e Segurança
PAC	Programa para Aceleração do Crescimento
PCR	Relatório de Encerramento de Projeto
PDE	Plano Decenal de Expansão
POA	Planos Operacionais Anuais
Programa	Programa de Reabilitação das Hidrelétricas Luiz Carlos Barreto De Carvalho (UHE LCBC) e Furnas (UHE Furnas)
RGAS	Relatório de Gestão Ambiental e Social
SDDP	Programação Dinâmica Dual Estocástica
SECCI	Iniciativa em Energia Sustentável e Mudança Climática
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
TIRE	Taxa Interna de Retorno Econômico
UHE Furnas	Usina Hidroelétrica Furnas
UHE LCBC	Usina Hidroelétrica Luiz Carlos Barreto de Carvalho
UHE	Usina Hidroelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

## Informação básica (quantidade em dólares americanos US\$)

NÚMERO DO PROJETO (S): BR-L1278	
TÍTULO: PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO DAS HIDROELÉTRICAS “FURNAS” E “LUIZ CARLOS BARRETO DE CARVALHO”	
INSTRUMENTO DE EMPRÉSTIMO: Contrato 2549/OC-BR – PROJETO DE INVESTIMENTO ESPECÍFICO (ESP)	
PAÍS: BRASIL	
MUTUÁRIO: FURNAS - CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. (FURNAS)	
EMPRÉSTIMO (S): US\$ 128.660.000,00	
CONTRAPARTIDA LOCAL: US\$ 24.500.000,00	
SECTOR/SUBSETOR: ENERGIA – PROJETOS DE NOVAS HIDROELÉTRICAS	
DATA DA APROVAÇÃO: 25 DE JULHO DE 2011	
DATA DA ASSINATURA DO CONTRATO DE EMPRÉSTIMO: 22 DE DEZEMBRO DE 2011	
DATA DO PRIMEIRO DESEMBOLSO DO EMPRÉSTIMO: 19 DE JANEIRO DE 2012	
VALOR DO EMPRÉSTIMO (S)	
VALOR ORIGINAL: US\$128.660.000,00	
VALOR ATUAL: US\$ 128.660.000,00	
PARI PASU: BID 84%; APORTE LOCAL 16%	
CUSTO TOTAL DO PROJETO: US\$ 153.160.000,00	
MESES DE EXECUÇÃO ATÉ JUNHO 2015	
DESDE APROVAÇÃO: 48 MESES	
DESDE ASSINATURA DO CONTRATO: 42 MESES	
PERÍODOS DE DESEMBOLSO	
DATA ORIGINAL DO DESEMBOLSO FINAL: 22 DE JUNHO DE 2015	
DATA ATUAL DE DESEMBOLSO FINAL: 22 DE JUNHO 2015	
EXTENSÃO ACUMULADA (MESES):	
EXTENSÃO ESPECIAL (MESES):	
DESEMBOLSOS	
VALOR TOTAL DOS DESEMBOLSOS NESTA DATA: US\$ 124.560.000,00	
REDIRECIONAMENTO. DESTE PROJETO:	
RECEBEU FUNDOS DE OUTRO PROJETO?	NÃO
ENVIOU FUNDOS A OUTRO PROJETO?	NÃO
METODOLOGIA DE ANÁLISE ECONÔMICA EX POST: ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO	
METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO EX POST: A AVALIAÇÃO SE REALIZOU COMPARANDO OS PRODUTOS E OS INDICADORES DE RESULTADO DO PROGRAMA COM SEUS RESPECTIVOS VALORES NO FECHAMENTO DO PROGRAMA.	

## I. Sumário Executivo

- 1.1 O contrato de empréstimo entre Furnas Centrais Elétricas S.A. e o Banco Interamericano de Desenvolvimento para apoiar o financiamento do Programa de Recuperação das suas hidroelétricas – Luiz Carlos Barreto de Carvalho (UHE LCBC) e Furnas (UHE Furnas) – se justificou devido a necessidade das produtoras de energia no Brasil de modernizar e otimizar suas centrais mais antigas, com mais de 40 anos de operação. A deterioração acumulada dos equipamentos destas centrais resultou em: (i) uma redução da potência máxima – e da quantidade de energia produzida – que as centrais poderiam oferecer; (ii) um aumento do período de inatividade; e (iii) um aumento do custo de manutenção. Estes fatores prejudicaram financeiramente a Furnas com custos mais elevados e uma necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo a fim de satisfazer seus contratos.
- 1.2 O valor do empréstimo do Banco foi de US\$ 128,66 milhões com uma contra-partida de US\$ 24,5 milhões, representando um total de US\$ 153,16 milhões. O objetivo deste Programa de Reabilitação foi ajudar a restaurar e preservar a capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis, com um impacto na eficiência energética (EE) e nas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Os objetivos específicos do Programa foram financiar e modernizar as centrais Furnas e LCBC para: (i) recuperar a capacidade de geração de energia; (ii) aumentar a eficiência, confiabilidade, e redução do período de manutenção e custos; (iii) aumentar a vida útil das plantas; e (iv) introduzir uma atualização tecnológica. Para alcançar estes objetivos, dois componentes foram estabelecidos: o primeiro relacionado as obras de engenharia com a restauração das turbinas e geradores; e o segundo direcionado aos serviços de engenharia e apoio administrativo. O desenho do Programa incluiu dois indicadores de produto e cinco indicadores de resultados.
- 1.3 A relevância do Programa perante a empresa beneficiada, bem como as prioridades do País e a estratégia do Banco, se manteve inalterada desde sua aprovação até o presente momento. O Programa está alinhado com a Estratégia do Banco como Brasil 2012-2014 (GN-2662-1) que estabelece como prioridade a expansão, recuperação e conservação de energia elétrica de fontes renováveis e também com a Estratégia atual 2016-2018 (GN-2850) que estabelece como áreas prioritárias o aumento da produtividade e competitividade. Considerando que a geração hídrica é a mais importante fonte de energia no Brasil, este Programa contribuiu para o fortalecimento do setor devido ao seu baixo custo de investimento – aproximadamente 25% do custo de construção de uma nova central, sem os impactos ambientais e sociais de construção de novas centrais, e com uma forte contribuição a uma maior confiabilidade e desempenho do sistema elétrico Brasileiro.
- 1.4 Ao término do Programa, todas as metas dos indicadores de produto de modernizar oito unidades geradoras foram atingidas. A UHE LCBC concluiu a reabilitação das unidades geradoras (UG) 4, 5 e 6 entre agosto 2010 e abril 2012, e a UHE Furnas concluiu a reabilitação das UG 1, 2, 3, 7, e 8 entre novembro 2010 e janeiro 2015. O desenho do Programa incluiu também cinco indicadores de resultado. As metas de três destes indicadores foram atingidas (i.e., redução da taxa equivalente de indisponibilidade forçada; redução da taxa equivalente de indisponibilidade programada; e aumento do

índice de disponibilidade). Entretanto, as centrais não atingiram as metas dos dois outros indicadores (i.e., aumento da energia anual gerada; e redução dos custos de operação e manutenção) devido ao período de seca na região das duas centrais que teve seu período mais intenso em 2013. Este evento, entretanto, deve ser visto como um fato temporal devido à falta de chuvas e não decorrentes da modernização das centrais, e fora da responsabilidade da empresa Furnas.

- 1.5 Este relatório conclui que todos os objetivos específicos do Programa foram atingidos: (i) a recuperação da capacidade de geração de energia foi possibilitada com a recuperação das características originais das duas centrais; (ii) o aumento da eficiência e confiabilidade da manutenção e redução do tempo de parada também foi alcançada como demonstrado nos índices de disponibilidade das UHEs LCBC e Furnas de 95,3% e 96,9% respectivamente; (iii) o aumento da vida útil das plantas foi confirmado pois as centrais estão preparadas para operar nos próximos 30-40 anos com os mais altos níveis de produtividade exigidos pelo órgão regulador; e (iv) a introdução de atualizações tecnológicas também foram efetuadas com a modernização das centrais.
- 1.6 Para avaliar a eficiência da intervenção, o Programa utilizou a análise custo-benefício calculando as taxas internas de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL 12%). Esta metodologia ex-post foi a mesma que ex-ante utilizada na elaboração do programa de empréstimo com atualização dos principais parâmetros. O Programa na UHE Furnas na avaliação ex-post gerou uma TIR de 17,8% (VPL 12% de \$147 milhões) e na UHE LCBC uma TIR de 13,1% (VPL 12% de \$32 milhões). Estes resultados ficaram acima da taxa de desconto de 12% e da avaliação ex-ante, indicando um resultado positivo da análise custo-benefício. A análise econômica calculou também sensibilidades com variações nos parâmetros da análise custo-benefício, e concluiu que os resultados se mostraram robustos quando consideradas estas variações.
- 1.7 A análise da sustentabilidade do Programa não identificou riscos à manutenção das reabilitações. A análise das salvaguardas ambientais e sociais concluiu que o Programa de Reabilitação não provocou nenhum impacto negativo, pois este consistia essencialmente na renovação ou modernização de equipamentos eletromecânicos e não foi instalada capacidade adicional nem alterado as barragens e reservatórios. Além disto, os riscos previamente identificados foram propriamente administrados durante o Programa, e nenhum destes riscos se materializou.
- 1.8 A última sessão apresenta as conclusões e recomendações que poderiam ser úteis para outras empresas planejando atividades similares. Estas são: (i) inclusão no cronograma de tempos de contingência mais longos para solução de serviços não contemplados no escopo original; (ii) melhor definição das responsabilidades na execução dos serviços por parte das contratadas; (iii) contemplar um nível maior de complexidade nos serviços de reabilitações parciais; (iv) rever condições comerciais do contrato, incluindo detalhamento das planilhas de preços; (v) planejar ações de mitigação por adversidades de fatores externos; e (vi) incluir maior atividades de interface com as autoridades do setor, incluindo monitoramento das alterações das metodologias introduzidas. Em suma, este Programa pode ser considerado uma intervenção onde os objetivos foram alcançados, e com contribuição à sociedade Brasileira com o fortalecimento do setor energético.

## II. Introdução

- 2.1 Em 22 de dezembro de 2011 foi assinado entre Furnas - Centrais Elétricas S.A. (Furnas<sup>1</sup>) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) o contrato de empréstimo número 2549/OC-BR (operação BR-L1278) para financiar a implementação do programa de reabilitação das Hidrelétricas de Furnas - UHE Furnas, e Luiz Carlos Barreto de Carvalho - UHE LCBC (Programa). O empréstimo se justificou devido a necessidade das concessionárias e produtoras de energia de otimizar a operação de suas centrais hidrelétricas mais antigas buscando reduzir o período de inatividade que causam perdas de receita e indisponibilidade para o sistema elétrico Brasileiro.
- 2.2 A hidroeletricidade tem um papel importante no Brasil, pois aproximadamente 66% (88.885 megawatts, MW) de geração de eletricidade vêm de hidrelétricas<sup>2</sup>. Em 2011 a empresa Furnas possuía 10 plantas hidroelétricas com capacidade instalada de 8.662 MW e duas termoelétricas com capacidade de 796 MW, representando no total aproximadamente 12% da capacidade instalada nacional. Entretanto, 57% das plantas de geração em Furnas possuíam mais de 30 anos de uso (em termos de operação comercial). A UHE Furnas (localizada no Estado de Minas Gerais e com potência instalada de 1.216 MW em 8 unidades geradoras de 152 MW cada) entrou em operação em 1963 e em 2010 possuía 47 anos de operação. A UHE LCBC (localizada na fronteira dos Estados de Minas Gerais e São Paulo, com potência instalada de 1.050 MW em 6 unidades geradoras de 175 MW cada) entrou em operação em 1969 e em 2010 possuía 42 anos de operação.
- 2.3 Devido à deterioração dos equipamentos das centrais UHE Furnas e UHE LCBC ao longo do tempo, a sua eficiência foi gradualmente se reduzindo, e paradas para manutenção preventiva e corretiva foram se tornando mais frequentes, demoradas e custosas. Isto levou a uma redução da potência máxima que as plantas poderiam oferecer e uma redução da quantidade de energia produzida. A confiabilidade reduzida prejudicava Furnas financeiramente devido a custos operacionais mais elevados resultantes da redução de geração de energia firme e uma maior necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo a fim de cumprir seus contratos.
- 2.4 Com o término do Programa, este relatório conclui que todos os seus objetivos foram atingidos, como demonstrado nos indicadores de produto e de resultados, e o Programa se manteve alinhado com os objetivos e prioridades de desenvolvimento do Brasil.

## III. Critérios Centrais

- 3.1 Este capítulo analisa os quatro critérios centrais que definem o desempenho do programa: (i) relevância; (ii) eficácia; (iii) eficiência; e (iv) sustentabilidade. Este desempenho foi determinado de uma forma objetiva com base nos indicadores de produto e de resultados do mesmo.

---

<sup>1</sup> A empresa Furnas é uma subsidiária da holding Eletrobras, que é uma empresa de capital aberto, semi-pública onde o Governo Federal do Brasil possui controle de 58% de suas ações nas bolsas de São Paulo, Nova York, e Madri.

<sup>2</sup> EPE Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 (Ano Base 2014).



## **A Relevância**

- 3.2 A relevância deste projeto perante a empresa beneficiada, bem como perante as prioridades do País e a estratégia do Banco se manteve inalterada desde a aprovação da operação até o presente momento; ou seja, as principais condições que fizeram o projeto relevante em 2011 se mantêm válidas até 2017, conforme as condições estabelecidas no contrato de empréstimo.

### **a. Alinhamento com as prioridades do País.**

- 3.3 A proposta de empréstimo descreveu os investimentos necessários no setor elétrico para apoiar o crescimento sustentável do País naquele momento descrito no Programa para Aceleração do Crescimento (PAC), com foco no setor de infraestrutura. A reabilitação das plantas, contribuiu para otimizar os investimentos futuros em novas centrais evitando a construção de novas unidades. No momento de sua aprovação, este programa estava alinhado com os objetivos estratégicos do BID com o Brasil<sup>3</sup> de melhorar as condições de infraestrutura do país e com o objetivo específico do setor de energia de contribuir, expandir recuperar e conservar a capacidade de geração elétrica utilizando fontes renováveis e alternativas. O programa estava também alinhado com a iniciativa Sustainable Energy and Climate Change Initiative (SECCI) pois este promove projetos de energia renováveis, eficiência energética (EE), e evita emissões de gases de efeito estufa (GEE).
- 3.4 Estes benefícios estão alinhados também com a recente Estratégia de País 2016-2018<sup>4</sup> que estabelece como áreas estratégicas o aumento da produtividade e competitividade, pois as hidroelétricas possuem os mais baixos custos de geração de energia, contribuindo assim para o aumento da competitividade em todo o País. Esta estratégia mostra que os baixos níveis de investimentos no país resultam em uma infraestrutura de qualidade limitada e com altos custos para as empresas e a sociedade. Este Programa contribui para reduzir o preço de geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) onde os benefícios de uma geração mais eficiente contribuem para reduzir os custos do SIN e gerar benefícios a todos consumidores. Em geral, a reabilitação de uma central é um dos melhores investimentos para manter o suprimento de energia, pois esta possui um custo de investimento menor – aproximadamente 25% do custo de construção de uma nova central.
- 3.5 Além disto, a reabilitação das duas centrais contribui para a redução de emissões de GEE, tema transversal, e não possui nenhum dos impactos ambientais e sociais quando comparados a novas centrais.
- 3.6 O programa de reabilitação das duas centrais está também alinhado com o marco setorial de energia do Banco<sup>5</sup>; em particular o foco na: (i) sustentabilidade energética (promovendo ações de eficiência energética), (ii) energia renovável como geração

---

<sup>3</sup> GN-2662-1.

<sup>4</sup> GN-2850.

<sup>5</sup> Documento de Marco Sectorial de Energía. División de Energía. Noviembre 2015.

hidroelétrica e mitigação de mudanças climáticas com redução de gases de efeito estufa; e (iii) segurança energética (investimentos em infraestrutura de energia).

- 3.7 Finalmente, a contribuição do projeto para a empresa beneficiada Furnas. Em 2005 as unidades geradoras da UHE Furnas possuíam mais de 40 anos de operação, ou seja, 10 anos mais que sua vida útil nominal. Se as plantas não conseguissem atender aos requisitos operacionais, de confiabilidade do sistema, de segurança e ambientais, o montante da sua "energia firme" seria reduzida causando perdas financeiras a Furnas. A redução da capacidade de geração das centrais iria necessitar a empresa a comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir os contratos já assinados, com forte impacto na estabilidade financeira da empresa.

#### **b. Lógica vertical**

- 3.8 A avaliação da relevância do programa analisa também a validade da relação entre os produtos e seus resultados e impactos, ou seja, a verificação que existe a relação de causa e efeito nos resultados do projeto apresentados na Matriz de Resultados (MR). A análise identifica se os produtos financiados contribuíram para o atingimento dos objetivos e se a relação esperada entre os produtos e os resultados ocorreu ou não conforme o esperado.
- 3.9 A reforma do setor elétrico Brasileiro introduzida em 2004 determinou que a demanda total de energia seja coberta por contratos que assegurem – sem interrupções – o adequado suprimento para o Sistema Interconectado Nacional (SIN). Como fornecedora de energia, Furnas possui contratos de longo prazo que requerem o aproveitamento eficiente de suas centrais com o suprimento de energia firme. A modernização de duas de suas centrais contribuiu para Furnas atender estas obrigações contratuais, permitindo maior confiabilidade e desempenho ao sistema elétrico Brasileiro. O retorno às características originais das plantas com o aumento de suas vidas úteis levou a obtenção dos objetivos do programa de ajudar a preservar a capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis, com um significativo impacto na EE e nas emissões de GEE no país.
- 3.10 Conforme o desenho do programa, a análise da relevância confirma o alinhamento do programa com a estratégia do Banco com o país, em particular o resultado da expansão da capacidade de geração utilizando fontes alternativas e renováveis medido pelo indicador do número de megawatts (MW) novos instalados no sistema de geração. O Programa não instalou megawatts novos, mas sem o Programa as plantas estariam cada vez com maior indisponibilidade até se pararem. O Programa evitou a parada das plantas e a diminuição da capacidade instalada de fontes renováveis. A implementação dos componentes I e II levaram ao atingimento de todos os indicadores de produto de modernização das unidades geradoras, que em seguida levou a alcançar os objetivos do programa como demonstrado nos indicadores a seguir.

### **B Eficácia**

#### **a. Declaração dos objetivos de desenvolvimento do projeto**

- 3.11 O objetivo deste Programa foi ajudar a restaurar e preservar a capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis, com um importante impacto na eficiência energética (EE) e nas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), uma vez que as fontes de energia renováveis evitam o uso de combustíveis fósseis para geração de eletricidade e otimizam o uso dos recursos hídricos já previamente identificados.
- 3.12 Os objetivos específicos do Programa foram financiar a reabilitação e modernização das UHEs Furnas e LCBC para: (i) recuperar a capacidade de geração de energia; (ii) aumentar a eficiência, confiabilidade, e redução do período de manutenção e custos; (iii) aumentar a vida útil das plantas; e (iv) introduzir uma atualização tecnológica. Para alcançar os objetivos do Programa, dois componentes e seus respectivos produtos foram desenvolvidos como descritos a seguir.
- 3.13 **Componente I Investimentos.** Incluiu a reabilitação de elementos eletromecânicos e de transformação de energia das duas centrais, envolvendo a: (i) restauração de turbinas, geradores, equipamentos hidromecânicos e sistemas associados; (ii) modernização dos sistemas de controle, vigilância e proteção, incluindo a atualização e/ou implementação de novos sistemas de controle, comando, supervisão e proteção; e (iii) execução de obras civis associadas.
- 3.14 **Componente II Engenharia,** administração e auditoria. Incluiu o monitoramento e apoio técnico e administrativo para a pronta execução do programa através de adequada supervisão, incluindo supervisão socioambiental, bem como serviços técnicos e de logística para a administração, auditoria e avaliação do programa.
- 3.15 O desenho do Programa de reabilitação das UHEs Furnas e LCBC apresentou dois indicadores de produto e cinco indicadores de resultado como descritos na MR<sup>6</sup>.
- 3.16 Os **indicadores de produto** do programa consistiram em reabilitar os turbogeradores 4, 5 e 6 da UHE LCBC, e os turbogeradores 1, 2, 3, e os geradores 7, e 8 da UHE Furnas<sup>7</sup>. Como parte das atividades de modernização, a empresa Furnas reabilitou as demais unidades geradoras (i.e., UG 4, 5 e 6 de UHE Furnas; e UG 1, 2, e 3 de UHE LCBC) entre 2005 e 2009.
- 3.17 Os **indicadores de resultado** utilizados no Programa foram: (i) redução na taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF), medida em percentagem, com uma linha de base de 3,53% e uma meta de 2,51%; (ii) redução da taxa equivalente de indisponibilidade programada (TEIP), com uma linha de base de 6,57% e uma meta de 4%; (iii) aumento do índice de disponibilidade (ID), com uma linha de base de 89,9% e uma meta de 93,5%; (iv) aumento da potência média de duas hidrelétricas, com uma base de 982,6 MW e uma meta esperado de 1.023 MW; e, finalmente, (v) redução dos

---

<sup>6</sup> Os ajustes nos indicadores de produto e de resultados introduzidos durante o programa estão descritos na tabela 1.

<sup>7</sup> Para facilidade de compreensão, relatório considera *turbogeradores* e *geradores* como as *unidades geradoras* UG).

custos de operação e manutenção (O&M), com uma linha de base de R\$ 2,19 por MWh e uma meta de R\$ 1,91 por MWh.

## **b. Resultados Atingidos**

- 3.18 Durante a execução do programa foram realizadas visitas técnicas de acompanhamento e verificação, que junto com os informes e relatórios de execução, informaram os indicadores dos produtos e de resultados do programa e de progresso das obras. Neste contexto, estes indicadores foram coletados e analisados durante a execução e o fechamento do projeto utilizando uma metodologia consistente com a definida na aprovação do programa, e reportados regularmente nos Relatórios de Monitoramento de Progresso (PMR). Esta sessão da análise dos resultados atingidos foi elaborada considerando os valores reportados no PMR.
- 3.19 Em 2012, durante o início da execução do Programa dois ajustes foram introduzidos na MR: (i) o cronograma da reabilitação da UHE Furnas foi ajustado em quatro das cinco unidades geradoras por situações encontradas durante a reabilitação e típicas deste tipo de obras, e pelas dificuldades apresentadas pela ONS na liberação das máquinas para início das modernizações; ambas situações fora do controle do executor; e (ii) as metas dos indicadores de resultado foram ajustadas para adequar os valores aos estudos técnicos de engenharia do Programa apresentadas na proposta de empréstimo onde por engano foi utilizada as metas de 2020 em vez das de 2015. Nesse processo, todos os indicadores originais da MR da proposta de empréstimo foram mantidos<sup>8</sup>. Estes ajustes foram acordados ente a empresa Furnas e o BID. Os detalhes destes ajustes estão descritos na tabela 1 (Mudanças na Matriz de Resultados).

## **Indicadores de Produto**

- 3.20 A avaliação da performance do programa confirmou que seus objetivos de ajudar a restaurar e preservar a capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis foi atingido em sua totalidade com a finalização da reabilitação das oito unidades geradoras planejadas como apresentada nos indicadores de produto. A UHE LCBC concluiu a reabilitação das suas unidades geradoras 4, 5, e 6 entre agosto de 2010 e abril de 2012, excluindo deste intervalo o período de manutenção de 8.000 horas de operação comercial<sup>9</sup>. Similarmente, a UHE Furnas concluiu a reabilitação das unidades geradoras 1, 2, 3, 7 e 8 entre novembro 2010 e janeiro de 2015. As datas específicas de cada central estão descritas na tabela 2.
- 3.21 Os objetivos específicos do programa de reabilitação também foram atingidos: (i) a recuperação da capacidade de geração de energia foi possibilitada com a finalização das reabilitações que recuperaram as características originais das centrais como

---

<sup>8</sup> Nenhum indicador foi incluído ou excluído do desenho do Programa) e estes ajustes não impactaram o escopo nem as conclusões do Programa

<sup>9</sup> O período de manutenção de 8.000 horas depois da reabilitação determina o fim dos ajustes finos dos serviços de reabilitação, período este onde é esperado que o equipamento requeira uma elevada manutenção.

demonstrado nos testes feitos por solicitação do órgão regulador<sup>10</sup>; (ii) o aumento da eficiência e confiabilidade da manutenção, e redução do tempo de parada e custos também foi alcançado como demonstrado nos valores finais dos índices de disponibilidade nas UHEs LCBC e Furnas de 95,3% e 96,9% respectivamente. Além disto, as máquinas modernizadas podem entrar em operação mais rapidamente, facilitando a gestão da ONS; (iii) o aumento da vida útil das plantas, pois com as reabilitações, as duas centrais estão preparadas para operar nos próximos 30-40 anos com os mais altos níveis de produtividade e eficiência como exigidos pela ANEEL e ONS; e finalmente (iv) a introdução de atualizações tecnológicas também foram concluídas com a modernização das unidades geradoras utilizando tecnologias mais atualizadas que permitiram melhoria na produtividade e possibilidade de operação remota das centrais. Por exemplo, com a atualizações técnicas foi possível reduzir o número de operadores por turno de 5 para 3 em UHE Furnas

### **Indicadores de Resultado**

3.22 A proposta de empréstimo apresentou cinco indicadores de resultados para avaliar o desempenho do programa. Esta seção apresenta os valores alcançados para estes cinco indicadores, comparando-os com as suas linhas de base e metas reportadas nos PMRs. A tabela 2 resume estes resultados.

3.23 **i) Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (%) – TEIF.** Este índice quantifica, em percentagem, a fração do tempo que os geradores ficaram parados por motivo forçado, ou seja, sem planejamento prévio. A TEIF possui uma linha de base de 3,53% e uma meta de 2,51%. Os resultados<sup>11</sup> demonstram a UHE Furnas atingiu uma taxa de 1,16% e UHE LCBC de 2,61% em 2016. O valor da UHE LCBC ficou ligeiramente acima da meta devido a uma parada técnica em Agosto de 2016 que foi consequência de um problema nos equipamentos os quais foram recuperados rapidamente pela equipe de manutenção de Furnas. Desconsiderando este mês, a média anual da UHE LCBC seria de 1,12% entre Janeiro e Julho de 2016.

3.24 **ii) Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (%) – TEIP.** Este índice quantifica, em percentagem, a fração do tempo que os geradores ficaram parados para realizar manutenção previamente planejadas. A TEIP possui uma linha de base de 6,57% e uma meta de 4,00%. Os resultados demonstram que a UHE LCBC apresentou uma taxa de 2,04% e a UHE Furnas 1,93% em 2016, confirmando a redução dos períodos em que as máquinas ficaram paradas nas duas centrais devido a manutenções programadas.

3.25 **iii) Aumento do Índice de Disponibilidade (%) – ID.** O ID representa o percentual das horas que a unidade geradora está disponível para operação, independentemente de

---

<sup>10</sup> Este Programa teve como objetivo o retorno a capacidade original, e não o aumento da potência das plantas. Os testes indicaram uma potência máxima medida nas UHE LCBC e Furnas de 1.104 MW e 1.313 MW respectivamente, confirmando o retorno a capacidade original das plantas.

<sup>11</sup> No momento da elaboração do relatório de PCR, a ONS havia divulgado o resultado da TEIP somente até Agosto 2016.

estar gerando energia ou não, com relação às horas totais do período de análise. O ID possui uma linha de base de 89,9% e uma meta esperada de 93,5%. Os resultados comprovam que em 2016 a UHE LCBC obteve um ID de 95,3% e a UHE Furnas teve um desempenho similar com um valor de 96,9%. Sendo o ID um dos principais indicadores da eficácia, estes resultados demonstram a alta disponibilidade das centrais após o processo de modernização.

- 3.26 **iv) Aumento da energia anual gerada em termos de potência média (MWMÉDIO).** A potência média em cada central é calculada somando a potência total em um determinado ano e dividindo este valor por 8.760 (total de horas de um ano). Este indicador possui uma linha de base de 982,6 MWMÉDIO e uma meta esperada de 1.023 MWMÉDIO. Os resultados consolidados das duas centrais indicam que a potência média total das centrais atingiu o valor de 535,4 MW em 2016, não atingindo a meta esperada por uma situação fora do controle do executor. O principal motivo para esta redução da potência média foi o período de seca na bacia do Rio Grande (região das UHEs Furnas e LCBC) que se iniciou em 2013 quando a ONS restringiu o despacho das centrais. Entretanto, esta redução na energia gerada das centrais deve ser considerada como um evento temporal devido à falta de chuvas e não decorrentes da modernização.
- 3.27 Como referência a este evento, ao final do período de chuvas em 2015, o reservatório de Furnas possuía somente 28% de sua capacidade de armazenamento de água, o que significa que a central tinha apenas 8% de sua capacidade útil de água para ser utilizada no período de seca. Em janeiro 2015 o nível de lagos na região sudeste estava em 17,2%, menos da metade do registrado no mesmo período do ano anterior. Como consequência da redução do regime hídrico do Rio Grande, a ONS reduziu drasticamente o serviço de operação das duas usinas, o que diminuiu a quantidade de energia anual gerada pelas mesmas. Em 2016, aconteceu uma reposição parcial dos reservatórios levando a um aumento da geração elétrica de ambas UHEs, porém ainda não alcançando o valor da linha base ou as metas esperadas.
- 3.28 Por solicitação da ANEEL, durante este período foram realizados testes nos geradores reabilitados – um de cada central – com o objetivo de verificar a potência máxima das centrais. A potência máxima medida em UHE LCBC foi de 1.104 MW (potência nominal de 1.050 MW) e em UHE Furnas foi de 1.312 MW (potência nominal de 1.216 MW), comprovando assim que as potências das duas centrais foram restauradas, e seus geradores estão preparados para retorno aos níveis de geração assim que o regime hídrico no país for normalizado e a plena geração autorizada pelo ONS.
- 3.29 **v) Redução dos Custos de Operação e Manutenção (R\$/MWh).** O custo unitário de operação e manutenção (O&M) foi calculado pela razão entre estes custos e a quantidade de energia elétrica gerada em cada central em um ano. Este indicador possui uma linha de base de R\$ 2,19/MWh e uma meta de R\$ 1,91/MWh para cada central.
- 3.30 O custo de operação e manutenção das duas centrais foi de R\$ 7,61/MWh em UHE LCBC e de R\$ 7,82/MWh em UHE Furnas ficando acima da meta esperada de R\$

1,91/MWh. O motivo desses valores mais elevados é a redução da geração das duas centrais imposta pela restrição hídrica e baixa dos níveis dos reservatórios, como descrito anteriormente. Entretanto, é matematicamente possível verificar o valor deste indicador quando as plantas estiverem operando em plena capacidade. Neste cálculo, a quantidade de energia gerada utilizou a disponibilidade média anual apresentada anteriormente no ID (ver indicador iii) multiplicado pela potência nominal de cada central (1.050 MW para UHE LCBC e 1.216 MW para UHE Furnas, valores estes mais conservadores que os testes realizados pela ANEEL como descrito anteriormente) e considerando que o custo de O&M não é alterado. No caso da UHE LCBC o custo índice passaria de R\$7,61/MWh para R\$ 2,01/MWh, um valor abaixo da linha de base e próximo da meta. A UHE Furnas passaria de R\$ 7,82/MWh para R\$ 1,80/MWh e assim cumprindo a meta com um valor abaixo da sua linha de base.

- 3.31 As UHEs LCBC e UHE Furnas finalizaram a modernização de suas unidades geradoras e com isto atingiram todas as metas dos indicadores de produtos do programa. Com relação aos indicadores de resultados, as duas UHEs atingiram três das cinco metas sendo que os dois indicadores restantes (i.e., aumento da potência média e redução dos custos de operação e manutenção) foram impactados por eventos externos e fora do controle do programa como a redução das chuvas na região das centrais. Mesmo assim, estes indicadores apresentam uma tendência positiva de melhoria e quando normalizados apresentaram valores consistentes com as metas estimadas.
- 3.32 As duas próximas tabelas consolidam os indicadores do Programa. A tabela 1 descreve os ajustes introduzidos na Matriz de Resultados (MR) durante implementação do Programa em comum acordo entre Furnas e o BID, e a tabela 2 apresenta as metas atingidas para cada indicador na MR.

Tabela 1 – Mudança na Matriz de Resultado (MR)<sup>12</sup>

Seção da MR onde os ajustes foram feitos	Ajuste específico realizado	Tipo de ajuste	Motivo para ajuste	Data do ajuste	Data de ajuste acordada com entidade executora
<b>Indicador de produto</b>					
Reabilitação dos geradores da UHE Furnas	Foi alterado o ano das reabilitações das unidades geradoras: UG2 (de 2011 para 2012), UG1 (2010 para 2013), UG7 (2012 para 2014) e UG8 (2013 para 2014)	Alteração dos anos <sup>13</sup>	Ajuste no cronograma de implementação conforme parecer de Furnas	2012	2012
<b>Indicador de resultado</b>					
TEIF (%)	Foi alterado a meta de 1,05 para 2,51	Alteração dos valores da meta	Alinhamento com estudo técnico de engenharia.	2012	2012
TEIP (%)	Foi alterado a meta de 1,95 para 4,00	Alteração dos valores da meta	Alinhamento com estudo técnico de engenharia.	2012	2012
Índice de Disponibilidade (%)	Foi alterado a meta de 97,0 para 93,5	Alteração dos valores da meta	Alinhamento com estudo técnico de engenharia.	2012	2012
Potência Média (MW <sub>MÉDIO</sub> )	Foi alterado a meta de 1.060,2 para 1.023	Alteração dos valores da meta	Alinhamento com estudo técnico de engenharia.	2012	2012
Custo de Operação e Manutenção (R\$/MWh)	Foi alterada a meta de 1,62 para 1,91	Alteração dos valores da meta	Alinhamento com estudo técnico de engenharia.	2012	2012
Ano das metas dos indicadores de resultado	Foi alterado o período final de avaliação dos indicadores de resultado de 2013 para 2016	Alteração do período de avaliação final do projeto	Reavaliação conforme revisão no cronograma de reabilitação de UHE Furnas	2012	2012
TEIF (%), TEIP (%), ID (%) e Custo de Operação e Manutenção	Foram reportados separadamente para cada uma das duas centrais	Apresentação dos resultados por central	Ajuste permite uma análise mais precisa dos resultados	2016	2016

<sup>12</sup> As mudanças na MR foram feitas no início da execução do Programa em 2012, e incluem ajustes na meta dos indicadores de resultado das duas centrais e na data dos indicadores de produto da UHE Furnas. Não houve alteração, inclusão ou exclusão de indicadores na MR.

<sup>13</sup> As alterações no cronograma das reabilitações foram introduzidas em diferentes aditamentos dos contratos de Furnas com os prestadores de serviço.



Tabela - 2 Matriz de Resultados Alcançados

Indicador de Produto	Unidade de Medida	Valor da linha de base	Ano da linha de base	Metas originais, revisadas e alcançadas		% Atingido	Meio de comprovação
UHE LCBC							
Unidade Geradora 05 (UG 05)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 01, UG 02 y UG 03)	2009	Original	2010	100%	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	N/A		
				Alcançada	2010		
Unidade Geradora 04 (UG 04)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 01, UG 02 y UG 03)	2009	Original	2011	100%	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	N/A		
				Alcançada	2011		
Unidade Geradora 06 (UG 06)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 01, UG 02 y UG 03)	2009	Original	2012	100%	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	N/A		
				Alcançada	2012		
UHE Furnas							
Unidade Geradora 03 (UG 03)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 04, UG 05 y UG 06)	2009	Original	2010	100%	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	N/A		
				Alcançada	2010		
Unidade Geradora 02 (UG 02)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 04, UG 05 y UG 06)	2009	Original	2012	100%	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	2012		
				Alcançada	2012		
Unidade Geradora 01 (UG 01)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 04, UG 05 y UG 06)	2009	Original	2013	100%	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	2013		
				Alcançada	2013		
Unidade Geradora 07 (UG 07)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 04, UG 05 y UG 06)	2009	Original	2014	100% <sup>14</sup>	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	2014		
				Alcançada	2015		
Unidade Geradora 08 (UG 08)	Unidade Geradora reabilitada	3 UG já reabilitadas (UG 04, UG 05 y UG 06)	2009	Original	2014	100%	Data de entrega do gerador para operação comercial
				Revisada	2014		
				Alcançada	2014		

<sup>14</sup> Reabilitação concluída em janeiro 2015.

Indicador de Resultado UHE Furnas	Unidade de medida	Valor da linha de base	Ano da linha de base	Metas originais, revisadas e alcançadas <sup>15</sup>	% Atingido		Meio de comprovação
Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada	%	3,53	2004-2005	Original	2,51	>100%	Publicação ONS
				Revisada	2,51		
				Alcançada	1,16		
Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada	%	6,57	2004-2005	Original	4,00	>100%	Publicação ONS
				Revisada	4,00		
				Alcançada	1,93		
Aumento do índice de disponibilidade	%	89,9	2004-2005	Original	93,5	>100%	Publicação ONS
				Revisada	93,5		
				Alcançada	96,9		
Redução dos custos de operação e manutenção	R\$/MWh	2,19	2004-2005	Original	1,62	<100% <sup>16</sup>	Informe Furnas
				Revisada	1,91		
				Alcançada	7,82		
Indicador de Resultado UHE LCBC							
Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada	%	3,53	2004-2005	Original	2,51	<100%	Publicação ONS
				Revisada	2,51		
				Alcançada	2,61		
Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada	%	6,57	2004-2005	Original	4,00	>100%	Publicação ONS
				Revisada	4,00		
				Alcançada	2,04		
Aumento do índice de disponibilidade	%	89,9	2004-2005	Original	93,5	>100%	Publicação ONS
				Revisada	93,5		
				Alcançada	95,3		
Redução dos custos de operação e manutenção	R\$/MWh	2,19	2004-2005	Original	1,62	<100% <sup>15</sup>	Informe Furnas
				Revisada	1,91		
				Alcançada	7,61		
Aumento da potência média das UHEs LCBC e Fumas	MW <sub>MÉDIO</sub>	982,6	2004-2005	Original	1.060,2	<100% <sup>15</sup>	Informe Fumas
				Revisada	1.023,0		
				Alcançada	535,4		

<sup>15</sup> As metas originais foram alteradas em 2012 no início do projeto como reportado no PMR primeiro semestre 2012.

<sup>16</sup> Ver seção 3.2.b Resultados Atingidos (itens iv e v).

### **c. Análise da atribuição de resultados**

- 3.33 A análise de atribuição de resultados busca demonstrar a eficácia das intervenções realizadas pelo programa estabelecendo a ligação entre seus produtos e objetivos. Originalmente o Programa não considerou o desenvolvimento de uma avaliação de impacto, entretanto os investimentos realizados nas duas centrais tiveram uma contribuição real para o atingimento dos objetivos da reabilitação.
- 3.34 Os resultados apresentados foram comprovados com análises e visitas técnicas que informaram os valores reportados regularmente nos PMRs, com o relatório de final de projeto submetido pelo órgão executor, e com as estatísticas dos indicadores reportadas pela empresa e a agência reguladora. Estes resultados ficam também evidentes quando se analisa outras características das centrais antes e depois do programa. Anteriormente os equipamentos das duas centrais estavam envelhecidos e em estágio avançado de deterioração, levando a uma redução de seu desempenho, aumento nas taxas de defeitos e redução da confiabilidade, segurança e disponibilidade. Considerando que as unidades geradoras já possuíam mais de 40 anos de operação, e estavam baseados em tecnologias antigas, a tendência era que seus desempenhos continuariam a se deteriorar rapidamente. Com a reabilitação das centrais, os equipamentos modernizados possuem uma vida útil adicional de 30 a 40 anos, com tecnologia atualizada e um índice de disponibilidade consistente com os valores estabelecidos pelo órgão regulador Brasileiro.
- 3.35 A avaliação da atribuição dos resultados considerou também uma análise adicional ajustando a linha da base dos indicadores de resultados para mensurar mais diretamente a intervenção do Banco. O desenho original do Programa estabeleceu a linha de base para o ano 2005, porém entre esta data e 2010 a empresa Furnas já havia implementado reabilitações em algumas de suas unidades geradoras. Assim sendo, a linha de base de cada central foi recalculada para o ano de 2009, de tal forma que possa ser medido de uma forma mais direta o impacto da intervenção do Banco nos indicadores de resultados.
- 3.36 Esta avaliação demonstra que em geral, as conclusões apresentadas anteriormente na seção 3.2 (b) Resultados Atingidos se mantem. As TEIPs, TEIFs e IDs das duas usinas obtiveram uma melhora com relação a sua linha de base ajustada, exceto a TEIF da UHE LCBC pelos motivos técnicos de parada em agosto 2016 como informado anteriormente. Entretanto, o custo unitário de manutenção e o aumento da potência média não obtiveram melhorias quando comparados às suas linhas de base ajustadas, pelos motivos do período da seca já explicados anteriormente na seção dos resultados atingidos dos indicadores de resultados (ver item iv página 12). A tabela 3 apresenta os valores da linha de base original e ajustado para cada indicador de resultado.

Tabela 3 – Avaliação considerando linha de base ajustada

Indicador de Resultado	UHE	Linha de Base Original 2005	Linha de Base Ajustada 2009	Valor Final
Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF)	Fumas	3,53	3,58	1,16
	LCBC	3,53	2,11	2,61
Redução da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP)	Fumas	6,57	8,52	1,93
	LCBC	6,57	6,98	2,04
Aumento do Índice de Disponibilidade (ID)	Fumas	89,9	87,9	96,9
	LCBC	89,9	90,9	96,9
Redução dos custos de operação e manutenção (R\$/MWh)	Fumas	2,19	2,05	7,82 <sup>17</sup>
	LCBC	2,19	3,50	7,61 <sup>14</sup>
Aumento da potência média das centrais (MW <sub>Médio</sub> )	UHEs LCBC e Fumas	982,6	1.284,4	535,4 <sup>18</sup>

3.37 Outra maneira de confirmar a atribuição dos resultados de programas de reabilitação é verificar os resultados atingidos no longo prazo em reabilitações similares. Para esta análise, foi identificada a UHE Jupiá (Eng. Souza Dias) localizada no Rio Paraná, no Brasil, na divisa dos estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, com capacidade nominal instalada de 1.551 MW. Esta central iniciou sua construção em 1960 e foi inaugurada em 1969. A UHE Jupiá<sup>19</sup> foi reabilitada e modernizada em 1996 (20 anos atrás), justificada pela necessidade de manutenções cada vez maiores e a redução da sua geração<sup>20</sup>.

3.38 Considerando os dados mais recentes divulgados pelo ONS, em novembro 2016 a UHE Jupiá obteve um índice de disponibilidade de 93,7%, uma taxa equivalente de indisponibilidade forçada ajustada (TEIFa) de 2,4, indicadores estes compatíveis com novas centrais construídas recentemente. Considerando que as UHEs Furnas e LCBC tiveram modernizações semelhantes a UHE Jupiá, os atuais índices de desempenho desta central (mesmo que 20 anos após sua modernização) apresentam indicações importantes de atribuição de resultados.

3.39 A atribuição de resultados pode ser também evidenciada em outros exemplos apresentados na literatura. A atividade de reabilitação de centrais é uma prática

<sup>17</sup> Valores finais impactados pela redução da geração imposta pela restrição hídrica e baixo nível dos reservatórios. Estes indicadores quando corrigidos com as plantas operando a plena capacidade resultam em um valor de R\$ 2,01/MWh para UHE LCBC e R\$ 1,80/MWh para UHE Furnas, apresentando assim melhoria sobre sua linha de base.

<sup>18</sup> Valores finais impactados pelos mesmos motivos da restrição hídrica. Os testes feitos por solicitação do órgão regulador indicam potência máxima de 1.104 MW em UHE LCBC e 1.214 MW em UHE Furnas como explicado na página 12.

<sup>19</sup> O escopo da modernização da UHE Jupiá incluiu também um pequeno aumento de sua potência.

<sup>20</sup> Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais. José Roberto Campos da Veiga. São Paulo 2001.

relativamente recente no Brasil com limitações nos indicadores disponíveis das centrais reabilitadas. Apesar disto, um estudo<sup>21</sup> da EPE no Brasil concluiu que os principais benefícios das ações de repotenciação e modernização (R&M) de usinas hidroelétricas incluem: (i) extensão da vida útil das usinas; (ii) aumento da sua confiabilidade; (iii) segurança no controle e fornecimento de ponta; (iv) redução dos custos de manutenção; e (v) aumento de geração de energia. No exterior, esta é uma prática com maior utilização. Uma pesquisa<sup>22</sup> considerando uma amostra 66 reabilitações (predominantemente na América do Norte) concluiu que as reabilitações de geradores e turbinas obtiveram melhoras significativas de capacidade, eficiência econômica, e confiabilidade, resultando em ganhos de energia de 13%, 23%, e 61% para centrais de escala grande, média, e pequena respectivamente.

#### **d. Resultados imprevistos**

3.40 O Programa de Reabilitação das duas centrais não gerou resultados imprevistos.

### **C Eficiência**

3.41 Para avaliar a eficiência da intervenção, foi utilizada a análise custo-benefício com e sem o Programa de reabilitação, considerando que seu principal benefício direto é o valor econômico da eletricidade que seria deixada de ser produzida caso o Programa não fosse executado. Esta metodologia ex-post foi a mesma que foi utilizada ex-ante no momento da elaboração do programa de empréstimo, com atualizações dos principais parâmetros e uma análise de sensibilidade com variações dos principais parâmetros. A metodologia utilizada na análise custo-benefício foi aplicada em cada uma das centrais isoladamente, com o objetivo de apresentar separadamente os resultados de cada central. A taxa de desconto de 12% foi utilizada nas análises econômicas ex-ante e ex-post.

3.42 A análise custo-benefício considerou três tipos de benefícios: (i) benefícios de energia associados com o aumento da geração elétrica por incremento da disponibilidade da capacidade nas duas centrais durante suas vidas úteis; (ii) benefícios de redução dos custos de operação e manutenção (O&M) quando as duas centrais poderão operar com custos menores de uma forma sustentável; e (iii) benefícios ambientais e climáticos com a redução das emissões de CO<sub>2</sub> no restante do SIN associados a uma maior geração hidroelétrica nas duas centrais devida ao projeto<sup>23</sup>.

3.43 Para calcular os benefícios de energia se estimou a geração de cada central “com” e “sem” o programa de reabilitação, sendo que os benefícios de energia se contabilizaram

---

<sup>21</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE) Nota Técnica DEN 03/08 – Considerações sobre Repotenciação e Modernização de usinas hidrelétricas. Série Recursos Energéticos (2008)

<sup>22</sup> Electric Power Research Institute (EPRI). Rehabilitating and Upgrading Hydropower Plants. A Hydropower Technology Round-Up Report, Volume 2 (2006). References in pages 1-2, 2-4, 2-5.

<sup>23</sup> Para estes benefícios foi-se utilizado um fator de emissão média de 0,25 ton CO<sub>2</sub>/MWh, e um valor fixo de \$8/ton CO<sub>2</sub> para as reduções de GEE. Este valor foi mantido inalterado da avaliação econômica ex-ante e ex-post e foi formulado internamente pela equipe da divisão de energia do Banco. A análise de sensibilidades apresentada na tabela 5 indicam que variações com outros valores no preço de CO<sub>2</sub> não possuem grande impacto nas análises econômicas.

pela diferença da energia despachada valorada ao custo marginal de geração (CMG) e o custo marginal de expansão (CME) no Brasil<sup>24</sup>. Para cada um dos dois cenários, se estimou a energia anual despachada com base na potência assegurada<sup>25</sup> e tomando em consideração as características básicas de cada planta geradora sobre a indisponibilidade esperada<sup>26</sup> e sua capacidade instalada.

3.44 A análise considerou dois tipos de custos: (i) custos de investimentos em cada central em moeda local convertidos a dólares americanos equivalentes de outubro 2016 usando a taxa de câmbio da época e atualizada pelo Índice de Preços ao Produtor (IPP) dos Estados Unidos; e (ii) custos de operação e manutenção (O&M) de cada central em moeda local convertidos a dólares pela mesma metodologia. A tabela 4 apresenta as mudanças nos principais parâmetros utilizado na elaboração da proposta de empréstimo (ex-ante) comparados com os utilizados na elaboração do PCR (ex-post).

*Tabela 4- Principais parâmetros da análise custo-benefício*

Parâmetros	Avaliação econômica utilizada pela proposta de empréstimo (ex-ante)	Avaliação econômica utilizada pelo documento de PCR (ex-post)	Observações
Custos de investimentos (US\$ milhões) <sup>27</sup>	611,2	587,6	Variações entre as taxas de câmbio estimadas e reais; e contabilização final de custos e aplicação do IPP.
Custos de O&M com programa de reabilitação (US\$ milhões/ano)	6,3 UHE Fumas 4,2 UHE LCBC	5,4 UHE Fumas 5,8 UHE LCBC	Revisão considerando: (i) valor ex-ante estimado por Fumas, e ex-post estimado na média de 2013-2016 (UHE Fumas) e 2014-2016 (UHE LCBC); e (ii) variações entre as taxas de câmbio estimadas e reais e aplicação IPP.
Volume de geração (MW <sub>médio</sub> )	714 UHE Fumas 595 UHE LCBC	598 UHE Fumas 495 UHE LCBC	Revisão dos volumes de geração <sup>28</sup> .
Benefícios de energia (Preços de Liquidação das Diferenças, e Custo	2014 a 2018 = 146 2019 a 2023 = 153 Após 2025 = 163	2013 = 263 2014 = 690 2015 = 288	Estatística da PLD na região Sudeste até 2016 e atualização do CME pela EPE <sup>29</sup> .

<sup>24</sup> O CMG foi estimado com os Preços para Liquidação de Diferencias (PLD) até setembro de 2016, e com o Custo Marginal de Expansão (CME) a partir desta data.

<sup>25</sup> Potência assegura representa a garantia física de cada central.

<sup>26</sup> No cenário de “com” reabilitação, se considerou uma indisponibilidade esperada média de 5% durante os 30 anos da nova vida econômica das centrais, informada por Furnas, baseado na sua experiência observada em plantas similares. Para o caso “sem” reabilitação, as estimativas de Furnas consideraram que devido à idade avançada das unidades geradoras, a indisponibilidade aumentaria entre 5 a 10 pontos percentuais por ano; ou seja, para UHE Furnas passaria de 12,94% em 2010 para 40% em 2013, e para UHE LCBC passaria de 11,02% em 2010 para 40% em 2019. Após atingir o nível de 40% a taxa de indisponibilidade aumentaria 1% ao ano.

<sup>27</sup> Estes custos diferem dos valores do empréstimo para refletir os investimentos totais nas centrais. Os valores incluem os investimentos anteriores nas duas usinas e foram atualizados para US\$ de 2016 considerando os valores históricos de conversão R\$/US\$ atualizados pelo índice de preços ao produtor (Denominado PPI-Commodities (série WPUFD492076)).

<sup>28</sup> A avaliação ex-ante estimou a geração das centrais com uma modelagem de sua operação futura considerando várias hipóteses de volume médio. Na avaliação ex-post foi feita com os valores regulados pela ANEEL de sua garantia física, representando uma situação bem conservadora na avaliação econômica.

<sup>29</sup> A análise econômica considerou o preço da eletricidade no Brasil utilizando o Custo Marginal de Expansão (CME) – uma combinação ótima dos vários tipos de geração – informado pela Empresa de Pesquisa

Marginal de Expansão (R\$/MWh)		2016 = 71 Após 2017 = 193	
-----------------------------------	--	------------------------------	--

3.45 A análise custo-benefício<sup>30</sup> também considerou seis tipos de sensibilidade com variações nos seguintes parâmetros: (i) custos de investimento; (ii) benefícios de O&M; (iii) benefícios de energia; (iv) benefícios ambientais; (v) taxas de indisponibilidade; e (vi) volume de geração. A tabela 5 resume os resultados ex-post das análises econômicas para cada uma das centrais.

*Tabela 5. Resultados análise custo-benefício e sensibilidades*

		UHE Furnas		UHE LCBC	
		VPL 12% (US\$ M)	TIR (%)	VPL 12% (US\$ M)	TIR (%)
<b>Caso Básico</b>		147	17,8%	32	13,1%
<b>Sensibilidades</b>					
1. Custos de investimento	+20%	117	16,1%	-8	11,7%
	-20%	177	19,9%	72	14,8%
2. Benefícios de O&M	+20%	150	17,9%	34	13,2%
	-20%	144	17,7%	29	13,0%
3. Benefício de energia	+ 20%	202	19,4%	74	14,4%
	- 20%	92	15,9%	-11	11,6%
4. Benefícios ambientais	+20%	149	17,8%	33	13,1%
	-20%	145	17,7%	30	13,3%
5. Taxa de indisponibilidade	Note <sup>31</sup>	144	17,3%	55	13,7%
6. Volume de geração	Note <sup>32</sup>	111	16,5%	21	12,7

3.46 A análise custo-benefício ex-post apresentou um VPL positivo e uma TIR acima da taxa de desconto, indicando que os benefícios do programa de reabilitação excederam os custos. A reabilitação da UHE Furnas apresentou uma TIR de 17,8% e um VPL (12%) de \$147 milhões, e a UHE LCBC uma TIR de 13,1% e um VPL (12%) de \$32 milhões.

Energética (EPE) com base no Plano Decenal de Energia (PDE). Este valor é atualizado regularmente e esta análise econômica considerou o PDE 2025 (período 2021-2025). A EPE não disponibiliza informações sobre o custo marginal de expansão de prazos maiores que este período.

<sup>30</sup> Os custos e os benefícios foram estimados utilizando o uso de “recursos reais e sem impostos” considerando que a empresa executora das reabilitações é um agente nacional, o que implica que sob um ponto de vista econômico, os valores pagos com impostos são meramente uma transferência financeira de um agente interno ao Governo.

<sup>31</sup> Esta sensibilidade considera que a indisponibilidade partiria do valor histórico de 2010 (12,9% para UHE Furnas e 11,0% para LCBC) e aumentaria em 2,2% para UHE Furnas (i.e., passando de 12,9% para 15,1% em um ano, e a 17,3% em dois anos); e similarmente em 2,3% para UHE LCBC (i.e. passando de 11,0% a 13,3% em um ano, e a 15,6% em dois anos). Estes valores foram calculados pela firma de consultoria Finenge.

<sup>32</sup> Para estes cálculos, a geração média das centrais foi estimada a partir de suas garantias físicas reduzidas em 20%, representando uma redução teórica da UHE Furnas de 598 MW para 498 MW, e na UHE LCBC de 495 MW para 412 MW.

Estes valores são consistentes e ligeiramente acima da avaliação econômica realizada no momento da elaboração da proposta de empréstimo (ex-ante), que identificou uma TIR de 15,3% para UHE Furnas e 13,1% para UHE LCBC.

- 3.47 A análise das sensibilidades demonstrou também a robustez das reabilitações, pois variações de + / - 20% nos parâmetros 1 a 4 da tabela não tiveram um impacto significativo nos indicadores econômicos do VPL e da TIR. O parâmetro que apresentou maior variabilidade na sensibilidade foi o benefício de energia (parâmetro 3 incluindo variações no preço de energia ou no montante da geração), porém o impacto associado a esta variação no VPL e na TIR foi moderado e concentrado na UHE LCBC, que poderia teoricamente levar a uma TIR ligeiramente abaixo de 12% e um VPL marginalmente negativo em um cenário de 20% de redução dos benefícios de energia. Variações semelhantes +/- 20% nos outros três parâmetros de custos de investimentos, custos de O&M e benefícios ambientais não apresentaram desvios significativos da atratividade econômica do programa de reabilitações.
- 3.48 Além destas sensibilidades apresentadas de +20% e -20%, a análise econômica ex-post calculou duas outras sensibilidades, sem, contudo, apresentar um impacto significativo nos resultados quando comparado ao caso básico. A primeira sensibilidade utilizou diferentes taxas de indisponibilidade, e apresentou os valores de 17,3% e \$144 milhões da TIR (%) e VPL (12%) respectivamente em UHE Furnas, e 13,7% e \$55 milhões em UHE LCBC.
- 3.49 A segunda sensibilidade considerou um menor volume de geração física, analisando o impacto econômico de um período prolongado de falta de chuvas na bacia do Rio Grande onde se localizam as duas centrais, e consequente um menor volume de água para ser utilizado nas centrais. Nesta sensibilidade, uma redução simulada de 20% do volume da UHE Furnas de 598 MW para 498 MW levaria a uma redução na sua TIR de 17,8% para 16,5%, e na UHE LCBC uma redução simulada de 495 MW para 412 MW levaria a uma redução na TIR de 13,1% para 12,7%. Assim sendo, mesmo considerando condições no futuro mais extremas de longos períodos de falta de chuvas, estas sensibilidades de custo-benefício apresentaram resultados moderadamente positivos para as duas reabilitações.

### **Análise dos investimentos**

- 3.50 O custo total apresentado na proposta de empréstimo foi de \$153,16 milhões, sendo US\$ 128,66 milhões do empréstimo do Banco e US\$24,5 milhões de contrapartida local. Estes valores referentes as atividades realizadas a partir de 2010 incluíram o investimento feito por Furnas durante 18 meses (entre Janeiro 2010 e Junho 2011) de US\$29,8 milhões, que foi considerado como período elegível de acordo com as políticas internas do Banco aplicáveis (Política Operacional OP-504).
- 3.51 Durante o período 2005-2009 Furnas já havia investido US\$474 milhões na modernização das duas centrais, porém, de acordo com as políticas do Banco (OP-504) estes valores não foram reconhecidos ou contemplados na contrapartida local.



3.52 Os custos finais do projeto em dólar ficaram próximos da estimativa original, com apenas 1,1% de desvio a menor, como demonstrado na tabela 6. O custo total do programa apresentado na proposta de empréstimo de \$153,16 milhões apresentou o resultado final foi de \$149,1 milhões. A participação do BID sobre este total foi planejada em \$128,66 milhões e o custo real para o BID foi de \$124,6 milhões. O valor desta diferença de \$4,1 milhões foi retornado ao BID. O valor de investimento feito pela empresa Furnas de \$24,5 milhões se manteve constante como estimado na proposta de empréstimo.

3.53 Em conclusão, os custos do programa foram consistentes com o planejamento inicial.

Tabela 6 – Custos do Projeto (US\$ mil)

Componente	Produto		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
I Custos Diretos	UHE Fumas - Contrato de obras	P	2.106	7.749	24.088	25.250	16.417	1.025		76.635
		P(a)	3.740	14.357	2.000	25.250	16.417	14.868	6.660	91.953
		A	2.105	7.723	30.721	21.211	10.821	12.711		85.293
	UHE LCBC - Contrato de obras	P	12.991	16.355	13.488	9.000				51.814
		P(a)	12.952	29.205	12.000	9.000		1.375		50.734
		A	12.723	15.352	18.511	2.901	1.697			50.734
II Engenharia, Gestão e Auditoria	UHE Fumas – Engenharia e Supervisão	P	-	3.259	1.791	-	-	-	-	5.050
		P(a)	-	3.415	3.527	-	-	2.210	-	5.226
		A	-	1.661	3.386	-	-	178		5.226
	UHE LCBC - Engenharia e Supervisão	P	-	1.891	2.680	-	-	-	-	4.571
		P(a)	-	3.198	3.165	-	-	260	-	3.089
		A	-	605	2.484	-	-	-	-	3.089
	Administração	P	89	135	164	380	400	282	-	1.450
		P(a)	-	365	250	380	400	265	-	635
		A	70	117	157	59	33	200	-	635
	Auditoria externa e avaliação	P	-	-	-	50	-	250	-	300
		P(a)	-	-	-	50	-	287	-	52
		A	-	-	-	12	-	40	-	52
III Sem vínculo	Imprevistos e escalamento	P	-	-	9.140	-	-	-	-	9.140
		P(a)	-	6.638	8.500	-	-	-	-	-
		A	-	-	-	-	-	-	-	-
Administração e outros custos	Juros, compromissos e taxas	P	-	-	-	2.000	1.800	400	-	4.200
		P(a)	-	-	1.121	2.000	1.800	3.306	-	4.114
		A	-	-	-	894	-	3.220	-	4.114
Total (Projeto) <sup>33</sup>		P	15,186	29.369	51.351	36.680	18.617	1.957	-	153.160
		P(a)	16,692	57.178	30.563	36.680	18.617	20.363	6.660	155.806
		A	14,449	25.458	55.260	25.079	12.550	16.350	-	149.146

<sup>33</sup> A diferença de US\$4,1 milhões foi cancelada em 2016.

## **D Sustentabilidade**

- 3.54 A sustentabilidade do projeto avalia os fatores que poderiam influenciar a realização e manutenção dos resultados já alcançados e esperados após a execução do programa. A análise de sustentabilidade contém dois componentes: primeiramente a análise do grau em que o plano para mitigar os riscos identificados foi adequado; e em seguida a identificação e avaliação de riscos que podem dificultar a manutenção dos resultados. O programa identificou originalmente quatro tipos de riscos: (i) institucional e fiduciário; (ii) ambiental e social; (iii) de construção; e (iv) de operação e manutenção. Nenhum destes riscos se materializou durante a execução do programa.
- 3.55 A análise da parte institucional e fiduciária na elaboração do empréstimo concluiu que Furnas atendia os critérios e requerimentos de governança corporativos próprios para uma eficiente tomada de decisão. A revisão dos sistemas fiduciários informou que sua performance era satisfatória, apresentando um risco baixo, o que não necessitou a elaboração de um projeto de gerenciamento da matriz de risco.
- 3.56 A avaliação ambiental e social conduzida durante a preparação do projeto analisou os potenciais impactos que poderiam representar passivos ou riscos de reputação nas atividades ambientais realizado nas UHEs Furnas e LCBC e em Furnas como empresa. Os projetos apresentados naquele momento onde a questão não estava totalmente resolvida eram o reassentamento na UHE Serra da Mesa que na época estava sendo negociado, e o projeto de UHE Santo Antônio que foi licenciada pelas autoridades ambientais competentes, mas poderia ter impactos socioambientais. Estes riscos foram acompanhados pela empresa Furnas, que não reportou nenhum incidente que pudesse impactar a reputação da empresa. Além disto, como informado em seguida na seção de Salvaguardas ambientais e sociais, o programa de reabilitação não apresentou impactos negativos na modernização das máquinas.
- 3.57 Risco de construção. Na proposta de empréstimo foi identificado o risco da autorização dos agentes do setor para parar a unidade geradora a ser reabilitada. Além disto, existia o risco relativo as incertezas do estado real das máquinas depois de serem abertas com possíveis impactos nos custos estimados. Durante a reabilitação houve atrasos e aumento de custos em moeda local nas obras causados principalmente por: (i) serviços fora do escopo de trabalho inicial previsto, pois este possuía incertezas no diagnóstico da real situação dos componentes internos dos geradores; (ii) revisão do planejamento e execução dos novos serviços; e (iii) limitações e autorizações da ONS para interromper a parada dos geradores para executar os serviços de reabilitação.
- 3.58 Durante o período de modernização, a ONS definiu as condições de interrupção da operação dos geradores para intervenção que foram<sup>34</sup>: (i) somente uma máquina por central poderia ser parada; (ii) a data da parada estava condicionada as necessidades

---

<sup>34</sup> A Resolução da ANEEL 688/2003 regulamenta o processo de reabilitação em centrais, porém é necessário solicitar formalmente autorização ao ONS, que junto do agente de geração coordenará o melhor período para a realização da modernização, tendo em vista fatores meramente operacionais (vazões afluências, indisponibilidades de outras centrais, entre outros fatores).

do sistema, ou seja, a aprovação da ONS. Essas restrições impediram a antecipação das ações mitigadoras com o intuito de compensar atrasos decorrentes dos serviços fora-de-escopo, da liberação das máquinas pela ONS, dos acidentes da execução, das restrições administrativas e das greves dos funcionários.

- 3.59 Risco de operação e manutenção (O&M). O maior risco de O&M identificado na proposta de empréstimo era relativo às primeiras 8.000 horas de operação (cerca de um ano após a reabilitação), quando podem ocorrer falhas eletromecânicas que necessitam parar a unidade geradora para ajustes. Em dezembro de 2016, todas as unidades já tinham sido reabilitadas e somente a UG-01 de Furnas terá o término de sua manutenção de 8.000 horas em 2017<sup>35</sup>. Conclui-se que com o pronto acompanhamento da equipe de engenharia da UGP, este risco de O&M foi mitigado com sucesso.
- 3.60 Porém, como informado antes, um fato que ocorreu durante a execução do projeto com impacto no alcance das metas dos indicadores foi o período de forte seca no Rio Grande que levou a uma significativa redução dos reservatórios. Como consequência à redução do regime hídrico do rio, a ONS reduziu o despacho das usinas o que reduziu a quantidade de energia gerada anual. Este fato impactou diretamente no valor obtido pelas centrais para os indicadores “aumento da potência média” e “redução dos custos de operação e manutenção”. Em 2016 o nível dos reservatórios havia aumentado com um impacto positivo na geração de eletricidade.
- 3.61 No momento da elaboração do PCR, não foi identificado novos riscos para a sustentabilidade do programa. Como informado anteriormente, a reabilitação aumentou a sobrevida das usinas por mais 30-40 anos de operação, com uma significativa melhora nas suas condições de operação, sua eficiência, segurança e confiabilidade.

#### **IV. Critérios não centrais**

##### **A Alinhamento estratégico**

- 4.1 O programa contribuiu para os objetivos estratégicos e prioritários do Banco como definido na Atualização da Estratégia institucional<sup>36</sup> nos temas de produtividade e inovação e de mudanças climáticas e sustentabilidade ambiental uma vez que o programa incluiu atividades para melhorar eficiência energética de centrais hidroelétricas e o fortalecimento de geração elétrica no País usando fontes renováveis, sem impacto no meio ambiente, e que não emitem GEE. O aumento da produtividade se obteve devido aos menores custos de uma reabilitação quando comparados a uma nova central. Para grandes centrais hidroelétricas, o custo de novas centrais varia entre 2.000 e 8.000 R\$/kW (sem considerar linhas de transmissão e subestação), enquanto no caso de reabilitações os valores são de 500 a 2.000 R\$/kW, ou seja 25% dos custos de uma nova central.

---

<sup>35</sup> Como a reabilitação das UG 07 e 08 de UHE Furnas foi apenas nos geradores, não há a necessidade de realizar a revisão das 8.000 horas, mas sim de 25.000 horas conforme o Manual Técnico de Campo Módulo 99.02.ZZZ.00;07-R3.

<sup>36</sup> Atualização da Estratégia Institucional 2010-2020. BID Março 2015.

- 4.2 O programa está também alinhado com o marco setorial do setor de energia do Banco, em particular o foco na sustentabilidade energética (ações de eficiência energética, energia renovável e mitigação de mudanças climáticas) e segurança energética (investimentos em infraestrutura de energia). Nos últimos anos o BID trabalhou com os países as áreas críticas da infraestrutura de energia elétrica (geração, distribuição e transmissão) através de financiamento de longo prazo e assistência técnica.

## **B Monitoramento e avaliação (M&A)**

### **a. Desenho do M&A**

- 4.3 **Monitoramento.** Na concepção do projeto foi estabelecido que o sistema de monitoramento fosse baseado nos seguintes instrumentos a ser preparado pelo executor: (i) Planos Operacionais Anuais (POA), que além de detalhar as atividades incluem as medidas tomadas para reduzir os riscos identificados; (ii) relatórios semestrais, que iriam relatar os progressos realizados no que diz respeito ao POA; (iii) relatórios com os resultados alcançados na execução das atividades; e (iv) um plano de ação para cada semestre subsequente naquelas áreas que necessitam de ações corretivas para melhorar o desempenho do projeto.
- 4.4 **Avaliação.** O sistema de avaliação foi concebido para verificar o cumprimento das metas acordadas na MR. Para este fim, foi acordado obter os seguintes instrumentos: (i) um relatório de desempenho e acompanhamento destinado a obter resultados, apresentados conjuntamente pelo executor com os relatórios de acompanhamento semestrais; (ii) uma avaliação intermediária para verificar a conformidade com a implementação do projeto global e do progresso no sentido de atingir as metas da MR; (iii) uma avaliação final que iria relatar os resultados do projeto, o atingimento das metas da MR, e documentar as lições aprendidas com o projeto. Tanto a avaliação intermediária quanto a final seriam financiadas com recursos do empréstimo e conduzidas por um consultor independente.

### **b. Implementação do M&A**

- 4.5 Todas as ações inicialmente previstas foram implementadas, incluindo visitas de acompanhamento no escritório de Furnas e duas visitas em obras de construção, tornando a gestão e acompanhamento do BID de uma forma eficaz. Com este procedimento, as partes discutiram imprevistos que poderiam alterar o escopo do programa ou impactar na sua programação (como por exemplo, o nível de desgaste dos equipamentos que não poderia ser examinado antes do início da reabilitação), e introduziram soluções em comum acordo.

### **c. Utilização do M&A**

- 4.6 Durante o monitoramento do programa se utilizou a MR no PMR. Um dos resultados desta atividade foi identificar que o período de implementação sugerido no programa de empréstimo necessitava ser ajustado por situações encontradas durante a reabilitação e típicas deste tipo de obras, e pelas restrições imposta pelo ONS. Ambas situações fora do controle do executor. A ONS interferiu na data de lançamento de cada

unidade geradora para iniciar os serviços e depois liberou apenas uma máquina de cada vez, resultando em um adiamento do início dos serviços e consequente adiamento do término nas reabilitações.

- 4.7 Além disto os serviços adicionais que foram incluídos também contribuíram para as alterações nos prazos das reabilitações. Estes serviços normalmente só podem ser detectados após a abertura do equipamento para recuperar um componente interno. As atividades de M&A ajustaram os cronogramas de execução física e financeira para torná-los compatíveis com a realidade de incerteza no início e fim das atividades, a fim de permitir a implementação do programa, mantendo um elevado nível técnico e qualidade de execução.

### **C Uso de sistemas do país**

- 4.8 A proposta de empréstimo não compreendia um plano de aquisições porque as empresas hidrelétricas fizeram contratações anteriores à aprovação do empréstimo e o programa já estava em andamento. Foram feitas duas licitações para as obras nas UHE Furnas e LCBC de acordo com a Lei de Licitações Brasileira 8.666/93. Apesar da referida lei não replicar exatamente a política de aquisições do Banco, a lei cumpria com seus princípios básicos. Em ambas licitações várias empresas internacionais submeteram propostas – 16 no caso de Furnas e 14 em LCBC – e os dois consórcios vencedores com as menores propostas incluíam empresas internacionais.

### **D Salvaguardas ambientais e sociais**

- 4.9 Em cumprimento com a Política de Meio Ambiente e de Salvaguardas OP-703 do BID, o Programa foi classificado para sua aprovação como categoria B. No momento de aprovação da operação, foi confirmado que os principais impactos ambientais seriam essencialmente positivos, dado que a reabilitação inclui melhoras nos sistemas de controle de derrames e vazamentos de óleos, melhoras na gestão de resíduos sólidos e líquidos, e uma maior confiabilidade operacional que permitirá as usinas gerarem energia com maior eficiência e de forma sustentável.
- 4.10 Cabe salientar, que as principais ações do Programa de Reabilitação consistiram essencialmente na renovação ou modernização de equipamentos eletromecânicos e sistemas de controle e comunicação obsoletos nas duas hidrelétricas atingidas pela iniciativa. Não foi instalada capacidade adicional, nem tiveram alterações nas barragens e reservatórios. Também, a maiorias das obras de reabilitação foram realizadas dentro dos respectivos edifícios de geração, ou em outras áreas dentro das propriedades das UHEs. Os mencionados fatores contribuem para reduzir substancialmente a natureza e magnitude dos impactos ambientais e sociais relacionados com as obras de reabilitação.
- 4.11 Considerando a natureza dos trabalhos envolvidos e os procedimentos adotados por FURNAS para evitar ou minimizar os impactos e riscos ambientais e sociais, foi possível verificar que o Programa de Reabilitação não provocou os impactos negativos: (i) atingir ou degradar habitats naturais críticos ou destruir sítios culturais críticos; (ii) atingir ou

degradar significativamente habitats naturais; (iii) afetações de povos indígenas; ou (iv) gerar reassentamento involuntário de famílias.

- 4.12 Os principais e potenciais impactos ambientais e sociais negativos associados ao Programa de Reabilitação estiveram relacionados com as atividades de construção, instalação, montagem e suprimento de materiais e equipamentos, a saber: (i) necessidade de remover pequenas formações de vegetação para a execução de algumas obras; (ii) emissões atmosféricas e de ruído; (iii) geração de resíduos sólidos, incluindo equipamentos usados e obsoletos; (iv) geração de efluentes sanitários e vazamentos de óleo; (v) interferência com o dia-a-dia das populações locais devido ao tráfego de veículos associados às obras e ao afluxo de trabalhadores provenientes de outras regiões; e (vi) riscos de acidentes com trabalhadores envolvidos nas obras. Cabe salientar, no entanto, que estes impactos foram limitados em escala e temporários, e foram mitigados pelos procedimentos-padrão de gestão dos aspectos ambientais, sociais e de saúde e segurança adotados pela Empresa e pelos consórcios construtores durante as obras de reabilitação.
- 4.13 Os impactos ambientais e sociais associados à operação das instalações e equipamentos modernizados são considerados essencialmente positivos, dado que a reabilitação inclui melhorias nos sistemas de controle de derrames e vazamentos de óleos (melhores sistemas de drenagem e caixas separadoras de água e óleo), bem como o reforço da capacidade de tratamento de efluentes sanitários. No quarto Relatório de Conformidade Ambiental e Social (RCAS), preparado pela companhia para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2015, foram reportados os temas principais que abrangem os aspectos de conformidade ambiental e social das duas usinas hidroelétricas, envolvidas no processo de modernização desde o ano 2007 até o presente.
- 4.14 A equipe de salvaguardas do BID não fez missões de supervisão durante o ano 2015, mas a equipe técnica de FURNAS fez o acompanhamento das atividades desenvolvidas no processo de modernização de usinas, especialmente a verificação das pendências relacionadas ao Plano de Ação Ambiental de Saúde e Segurança (PAASS), onde foram apresentadas as principais ações para a correção, os resultados com prazos e responsáveis. Cabe salientar que não existe evidência de situações de não conformidades, nem pendências significativas ou riscos de reputação em relação as políticas do BID e a legislação brasileira.
- 4.15 As principais pendências, identificadas durante o ano 2015 já foram corrigidas ou se encontram em processo de correção, e se relacionam com a gestão de resíduos sólidos do processo de modernização das equipes. Os principais resíduos sólidos gerados foram sucata de materiais metálicos, materiais recicláveis de papel, vidro, borracha e plástico, madeira para reuso, resíduos impregnados com óleos, e lâmpadas fluorescentes. Da mesma maneira, os resíduos de construção civil foram depositados no imóvel situado no bairro Cachoeira da Laje, conforme autorização emitida pela Prefeitura Municipal de São José da Barra na data 6 de fevereiro de 2015. Posteriormente, durante o ano 2015, foram realizados vários cursos de treinamento

para gestão de resíduos sólidos e o melhoramento do Plano de Gerenciamento de Resíduos em usinas hidrelétricas. FURNAS também desenvolveu treinamentos e capacitações em segurança e saúde, com um programa anual atualmente em operação para todos os seus empregados, oferecendo treinamentos e capacitações por meio de palestras e cursos em instalações específicas para estes treinamentos em diversas áreas que são executadas seguindo um Plano de Ação de Gestão Integrada.

## **V. Conclusões e Recomendações**

- 5.1 O capítulo de conclusões e recomendações está organizado em quatro dimensões: (i) técnico-setorial, analisando o desenho do programa, seu monitoramento e avaliação; (ii) organizacional e gerencial, considerando o gerenciamento do programa e coordenação; (iii) processos públicos e atores, analisando as prioridades dos atores e implicações regulatórias; e (iv) fiduciário e gerenciamento de riscos, considerando o processo de concorrência, e o orçamento do programa.

### **A Dimensão técnico-setorial**

- 5.2 O adequado desenho do programa reafirmou a ligação entre os produtos implementados e o alcance dos objetivos do programa. A metodologia de reabilitação das centrais utilizada por Furnas é considerada como referência no país com potencial de replicabilidade em outras centrais hidroelétricas no país e na região. Considerando a complexidade das obras, a escolha dos componentes e os indicadores se mostrou adequada desde o desenho do programa, durante o monitoramento do mesmo, e agora na elaboração deste documento de término do projeto. A recomendação é que se faça uma disseminação da metodologia e dos resultados do Programa para posterior utilização em outros programas de reabilitação.
- 5.3 Um aprendizado a ser destacado nesta dimensão é relativo à dificuldade de se estimar com precisão, a priori, os desgastes dos componentes internos das unidades geradoras, principalmente quando estas possuem mais de 40 anos de operação. No caso da reabilitação de projetos hidrelétricos, apesar do detalhamento feito na fase de planejamento, o entendimento completo da situação de equipamentos somente ocorre após a abertura das máquinas. Neste caso, o cronograma de implantação de serviços deve ser tratado como uma versão preliminar e, sujeita a alterações, dependendo do andamento da obra. Portanto, a fixação de datas para alcançar as metas pode sofrer atrasos e indicar erroneamente que um serviço realizado com qualidade e precisão seja interpretado como uma ação descuidada. A recomendação é a inclusão de prazos no cronograma para soluções dos imprevistos e de serviços não contemplados no escopo original. Além disso, poderia ser investigado a possibilidade de definição de indicadores de resultado para cada gerador, em vez de toda a central.
- 5.4 Uma outra lição aprendida foi a importância de reforçar a conexão do objetivo de recuperação de capacidade de geração com um indicador que pudesse avaliar esta capacidade sem geração, e assim não ficar dependente de fatores externos ao programa. No caso da UHEs Furnas e LCBC, o órgão regulador ANEEL conduziu testes



nos geradores reabilitados para mensurar a recuperação da capacidade – e com resultados positivos – porém esta mensuração não fazia parte dos indicadores de resultado originais e talvez não seja parte do processo em outros países. A sugestão para outras reabilitações com escopo semelhante é de incluir indicadores que não fiquem sujeitos a estes fatores externos e não controláveis, como neste programa foi a disponibilidade hídrica.

## **B Dimensão organizacional e gerencial**

- 5.5 O programa confirmou a alta capacidade institucional e técnica da empresa Furnas (como Unidade de Gestão do Projeto - UGP) durante a execução do programa como mencionado no Sistema de Análise da Capacidade Institucional da proposta de empréstimo. Os diversos departamentos de Furnas fizeram um acompanhamento de perto do programa, reportando ao BID as informações e relatórios previamente acordados no momento da proposta de empréstimo, e também comunicando o monitoramento das metas via relatórios periódicos do PMR.
- 5.6 Uma das lições aprendidas de Furnas com a gestão do programa foi que a definição das responsabilidades para a execução dos serviços poderia ser mais bem acertada com os prestadores de serviço do projeto, a fim de possibilitar a aplicação das cláusulas restritivas (tipo multas ou rescisão). O aprendizado do programa demonstrou que em projetos futuros seria conveniente uma consolidação destes prestadores de serviço e um maior detalhamento das obrigações e responsabilidades da contratada e contratante. Com isto, a obrigação da empresa contratada seria de executar todas as etapas da modernização, desde os ensaios iniciais (descomissionamento), até os ensaios finais (comissionamento), compreendendo a desmontagem, recuperação, substituição e consequente montagem dos geradores.
- 5.7 Outras lições aprendidas por Furnas na gestão do programa foram: (i) evitar realizar modernizações parciais com escopo diferenciado entre as unidades geradoras, minimizando os imprevistos durante a desmontagem das máquinas; e (ii) adequação e melhoria das condições comerciais do contrato com os prestadores de serviço, elaborando um maior detalhamento da planilha de preços (onde poderão ser considerados valores específicos para cada fornecimento e serviço a ser executado) ou melhoria do mecanismo de faturamento perante comprovação dos recolhimentos fiscais. Tais adequações já foram contempladas nos novos contratos de Furnas. Ademais, seria importante, durante o planejamento do empreendimento, a realização de benchmarking na busca de melhores práticas em gestão de contratos “turnkey” de longo prazo.

## **C Dimensão relacionadas aos processos públicos e atores**

- 5.8 O contexto das duas centrais estarem conectadas à rede nacional pode gerar dificuldades de parar as máquinas por um longo período de meses para a realização dos serviços. A experiência do programa demonstrou que o ONS pode atrasar a saída das máquinas para manutenção, tanto quanto necessário, mesmo que isso signifique

custos elevados (e adicionais) para a empresa de mobilização de equipamentos contratada que está aguardando liberação para trabalhar nas máquinas. Durante o programa de reabilitação de UHEs Furnas e LCBC foi necessária uma aproximação de Furnas com o ONS para atualização do cronograma de obras e liberação das máquinas. Para os próximos programas, é sugerido que, desde a fase inicial de planejamento e já na fase de elaboração do edital, seja feito um contato mais próximo com o ONS para minimizar os riscos de atrasos, e viabilizar a liberação das máquinas dentro dos prazos contratuais.

- 5.9 Além destas considerações, a escolha dos indicadores de resultados sempre leva em conta os limites impostos pelos reguladores nacionais que utilizam e publicam índices padronizados para todas as centrais. No caso deste Programa, o regulador (i.e., ANEEL) alterou a metodologia de cálculo dos indicadores durante a execução dos serviços, criando a necessidade de serem feitos controles adicionais para manter o monitoramento dos indicadores compatíveis ao longo do Programa. No caso das UHEs Furnas e LCBC esta mudança na metodologia não alterou as conclusões descritas na seção dos resultados atingidos. Uma outra lição aprendida foi realizar com a unidade executora a revisão da MR assim que detectada necessidade de eventuais ajustes, e ter esta revisão propriamente documentada com o histórico e fontes de informações. Este processo foi feito com Furnas logo em 2012 e foi de grande utilidade. A recomendação é manter um acompanhamento constante das alterações das metodologias introduzidas pelo regulador para em seguida utilizar um cálculo e valores consistentes como a nova metodologia e considerar os eventuais ajustes na MR na maior brevidade possível.

#### **D Dimensão fiduciária e gerenciamento de riscos**

- 5.10 A empresa Furnas destacou a necessidade de considerar no planejamento de atividades ações de mitigação para eventos externos – e não específicos ao programa – mas que afetam a empresa. Exemplos destes eventos incluem a limitação quanto ao horário de trabalho dos funcionários devido à impossibilidade dos funcionários fazerem horas extras, eventuais greves, e restrições orçamentárias da empresa condicionadas à aprovação do Orçamento Anual da União. Para minimizar o impacto destes eventos, a recomendação foi de estabelecer uma avaliação dinâmica na detecção e análise destes eventos externos.
- 5.11 Um outro aprendizado do Programa foi o impacto que as restrições hídricas podem ter nos resultados do Programa, como demonstrado em alguns dos indicadores de resultados. Estes são riscos inerentes ao uso da energia hidráulica, e são considerados riscos sistêmicos e não específicos da intervenção. A recomendação é que no futuro se desenvolvam indicadores que não dependam da geração (e.g., custo de operação e manutenção em US\$ e não em US\$/MWh). Também seria interessante apoiar estudos específicos para uma determinada região ou bacia hidrológica dos eventuais impactos das mudanças climáticas os quais deveriam ser incorporados no planejamento dos próximos programas de reabilitação.

## **Divulgação e disseminação**

- 5.12 O Programa de Reabilitação das UHEs Furnas e LCBC pode ser considerado exemplo de uma ação de sucesso, onde todos os objetivos foram alcançados, e com fatores positivos que devem ser divulgados a outras partes interessadas com atividades semelhantes. Especificamente, o desenho do programa, os métodos de planejamento, contratação, acompanhamento da execução, avaliação de desempenho, segurança operacional, formação de recursos humanos, o cuidado ambiental e quantificação de resultados devem ser consolidados e divulgados para outros possíveis interessados pois o programa possui um grande potencial de ser replicado.

Tabela 7 – Conclusões e recomendações

Conclusões	Recomendações
<b>Dimensão técnico-setorial</b>	
Conclusão #1 – A metodologia de reabilitação das duas centrais utilizada por Furnas é considerada como referência no país com potencial de replicabilidade em outras UHEs.	Recomendação # 1 – Divulgar a metodologia e os resultados deste Programa e aumentar a conscientização dos benefícios que podem ser atingidos com intervenções similares em outras UHEs no Brasil e na região.
Conclusão # 2 – Dificuldade de se estimar com precisão <i>a priori</i> (antes da abertura das máquinas) as condições técnicas de cada gerador, podendo impactar as metas dos indicadores de produto (e.g., cronograma de implementação da modernização).	Recomendação # 2 – Inclusão no cronograma de prazos mais longos para solução dos imprevistos e de serviços não contemplados no escopo original, que somente foram detectados durante a desmontagem da unidade geradora, os quais requerem um tempo significativo para análise, elaboração, e aprovação das soluções técnica adequadas.
Conclusão # 3 – A lógica vertical do programa foi descrita adequadamente, porém a comprovação do atingimento dos objetivos do programa poderia ser fortalecida caso os indicadores de resultados não fossem dependentes de fatores externos, neste caso a disponibilidade hídrica.	Recomendação # 3 – No momento do desenho original dos objetivos do programa e no desenvolvimento da lógica vertical, identificar e selecionar indicadores de resultados específicos e mensuráveis que não sejam dependentes de fatores externos e fora do controle do programa.
<b>Dimensão organizacional e gerencial</b>	
Conclusão # 4 – Indefinição de algumas responsabilidades pela execução dos serviços, o que impossibilitou a aplicação de cláusulas restritivas (tipo de multas e/rescisão) com os contratados de Furnas.	Recomendação # 4 -- Melhor definição das responsabilidades na execução dos serviços por parte das contratadas. Exemplos incluem a obrigação da contratada de executar todas as etapas da modernização, bem como estabelecimento de multas específicas, vinculadas a cada um dos sistemas.
Conclusão # 5 – Modernizações parciais criam um escopo diferenciado com possíveis imprevistos durante a desmontagem e custos mais elevados.	Recomendação # 5 – Não realização de modernizações parciais e sim modernizações completas das unidades geradoras, evitando riscos de imprevistos técnicos.
Conclusão # 6 – Adequação das condições comerciais do contrato de Furnas com prestadores de serviço poderiam ser melhoradas, sendo mais específicas e detalhadas.	Recomendação # 6 – Fazer uma revisão das condições comerciais do contrato incluindo itens como detalhamento das planilhas de preços e melhoria do mecanismo de faturamento perante comprovação dos recolhimentos fiscais. Esta revisão já está contemplada nos novos contratos de Furnas..
<b>Dimensão relacionada aos processos públicos e atores</b>	

<p>Conclusão # 7 – Importância de manter interface e sincronia próxima com o agente regulador e operador do sistema elétrico Brasileiro já na fase de elaboração do edital.</p> <p>Além disto, alguns dos indicadores de resultados e as metas calculados pelo órgão regulador podem sofrer alterações durante a execução do projeto e novas informações (como do cronograma de obras) podem impactar a matrix de resultados.</p>	<p>Recomendação # 7 – Incluir no plano de ação atividades específicas de interface com autoridades nacionais do setor (ONS e ANEEL) para assegurar alinhamento de atividades. Estas atividades deverão ser planejadas em todas as etapas do projeto, incluindo desde a elaboração do edital para viabilizar a liberação das unidades geradoras dentro dos prazos contratuais. Acompanhamento constante das alterações das metodologias introduzidas pelo regulador ao longo do projeto, e eventuais ajustes a serem realizados na MR devm ser implementados na maior brevidade possível.</p>
<p><b>Dimensão fiduciária e gerenciamento de riscos</b></p>	
<p>Conclusão # 8 – Eventos externos ao projeto podem impactar a implementação do programa. Exemplos incluem greves, horários de trabalho, alterações de legislação, e restrições orçamentárias condicionadas à aprovação do Orçamento da União. Alguns dos indicadores foram impactos por eventos externos e fora do controle do órgão executor.</p>	<p>Recomendação # 8 – Considerar no planejamento do programa ações de mitigação pelas adversidades potenciais na UGP (empresa Furnas) por fatores externos, e uma avaliação dinâmica na detecção e análise destes eventos externos para minimizar atrasos nas atividades. Além disto, em intervenções futuras considerar incluir indicadores que sejam menos vulneráveis a eventos externos.</p>
<p>Conclusão # 9 – Restrições hídricas como o período de secas na bacia do Rio Grande – mesmo que temporárias -- podem afetar o volume da energia gerada.</p>	<p>Recomendação # 9 – Realização de estudos dos potenciais impactos das mudanças climáticas específicos para algumas regiões ou bacias. Incorporação de um planejamento destes impactos em reabilitações futuras.</p>

**Project Completion Report**  
**Rehabilitation Program for the "Furnas" and "Luiz Carlos Barreto de Carvalho" Hydroelectric power Plants (BR-L1278)**

Development Effectiveness Summary		
I. Strategic Contribution		
1. IDB Strategic Development Objectives		
Development Challenges and Cross-cutting themes	The intervention has contributed to the development challenge of low productivity and innovation, and the cross-cutting themes to support climate change initiatives, renewable energy, and environmental sustainability.	
Regional Context Indicators	The intervention contributes to protect the environment, responding to climate change, promoting renewable energy, and enhancing food security.	
Country Development Results Indicators	The intervention contributes to the Bank's outputs: infrastructure for competitiveness and social welfare, and protecting the environment, responding to climate change, promoting renewable energy, and enhancing food security.	
2. Country Strategy Development Objectives		
Country Strategy Objective	The Program has contributed to the Strategy of the Bank with Brazil that establishes as priority areas to improve the country's productivity and competitiveness. The Rehabilitation program is one of the best investments to maintain the power supply because it	
Relevance of this project to country development challenges (If not aligned to country strategy)	n/a	
II. Development Effectiveness - Core Criteria		
	Partly Successful	Weight
1. Relevance	4.00	20.00%
2. Effectiveness	2.00	40.00%
% of outcomes that were achieved	66.22%	
% of outcomes that were attributable	66.67%	
3. Efficiency	4.00	20.00%
4. Sustainability	4.00	20.00%
III. Development Effectiveness - Non core Criteria		
Strategic Alignment	Satisfactory	
Compliance with the monitoring and evaluation plan	Satisfactory	
Use of Country Systems	Satisfactory	
Environmental and Social Safeguards (implementation of mitigation measures)	Satisfactory	