

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Revisão da Garantia Física de Energia
da UHE Jirau***



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo do MME

Luiz Eduardo Barata

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtnner

Secretário Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins de Almeida

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Carlos Nogueira da Costa Júnior



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar G. Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral e Executiva

Maurício Tiomno Tolmasquim

José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Equipe Técnica

Angela Regina Livino de Carvalho

Thiago Correa César

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 – Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Revisão do Montante de Garantia Física de Energia da UHE Jirau

Nº EPE-DEE-RE-151/2015

Data: 10 de novembro de 2015

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	10/11/2015	Publicação Original

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	8
1. Introdução	9
2. Critérios e Premissas para a Revisão Extraordinária de Garantia Física de Energia.....	9
3. Configuração de Referência.....	11
4. Revisão da Garantia Física da UHE Jirau.....	16
4.1. Fatos Relevantes e Características Técnicas Associadas – 1ª etapa.....	16
5. Resultados Obtidos.....	17
Apêndice 1 – Resultados obtidos no cálculo da perda hidráulica média.....	19
I. UHE JIRAU	19
I.1. Cálculo das Perdas Hidráulicas Médias	19

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Proporcionalidade da Carga de Energia – Ano 2020</i>	<i>12</i>
<i>Tabela 2 – Valores de TEIF e IP estabelecidos na Portaria nº 484/2014</i>	<i>13</i>
<i>Tabela 3 – Restrições mensais de agrupamento de intercâmbio</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 4 – UHE Jirau - Garantia Física vigente – Portaria SPE/MME nº 26/2011</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 6 – UHE Jirau - Fato Relevante</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 29 – Carga crítica e média dos CMO e riscos anuais de déficit.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 30 – Energias Firmes – UHE Jirau</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 31 – Garantias Físicas – UHE Jirau</i>	<i>18</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Limites de Transmissão entre subsistemas.....</i>	<i>13</i>
---	-----------

APRESENTAÇÃO

A presente Nota Técnica registra os estudos efetuados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em conformidade com a regulamentação vigente, para o cálculo da revisão de garantia física de energia da usina hidrelétrica Jirau.

A solicitação de revisão dos montantes de garantia física da usina hidrelétrica supracitada foi encaminhada à EPE por meio dos Ofícios nº 058/2015-DPE/SPE-MME, de 09 de novembro de 2015 e nº 049/2015-DPE/SPE-MME, de 30 de setembro de 2015. O ofício nº 049/2015-DPE/SPE-MME caracteriza o fato relevante conformidade com o artigo 4º da Portaria MME 861/2010.

A EPE analisou a documentação fornecida, avaliando os parâmetros energéticos associados, de forma a representar nas configurações CRA0 e CRA1 apenas o ganho de garantia física referente à alteração do fato relevante indicado nesta revisão.

Após análise foi realizado o cálculo da nova garantia física de energia de acordo com o artigo 8º da Portaria MME 861/2010.

No Apêndice são apresentados os resultados obtidos no cálculo dos parâmetros médios segundo metodologia estabelecida na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2011-r2.

Finalmente, é apresentado o novo valor de garantia física de energia da UHE Jirau.

1. Introdução

Consoante a Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, Art. 1º, §7º, “o CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das garantias físicas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação”. E, segundo o Decreto 5.163 de 30 de junho de 2004, Art. 4º, §2º, “O MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento”.

Segundo as diretrizes vigentes para revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia de usina hidrelétrica despachada centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN, com capacidade instalada superior a 30 MW, definidas pela Portaria MME 861/2010, o cálculo foi realizado utilizando o modelo NEWAVE¹, em sua versão 21, e o modelo MSUI em sua versão 3.2.

A Portaria MME nº 861, de 18 de outubro de 2010 estabeleceu os fatos relevantes e a metodologia para revisão extraordinária dos montantes de garantia física de Energia de Usina Hidrelétrica despachada centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN, com capacidade instalada superior a 30 MW.

Desta forma, a nova garantia física das usinas constantes nesta revisão extraordinária será composta pela soma da garantia física Vigente e do incremento de garantia física dado pela aplicação da Portaria MME nº 861/2010.

2. Critérios e Premissas para a Revisão Extraordinária de Garantia Física de Energia

A Portaria MME nº 861, de 18 de outubro de 2010 estabeleceu os fatos relevantes e a metodologia para revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia de Usina Hidrelétrica despachada centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN, com capacidade instalada superior a 30 MW.

O Ministério de Minas e Energia - MME poderá determinar, para a revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia, novos fatos relevantes não considerados nos incisos

¹ Modelo desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

I a VI do art. 4º da citada Portaria.

As características técnicas referidas no art. 4º da Portaria 861/2010 deverão ser aprovadas ou homologadas por meio de atos próprios a serem publicados pela ANEEL.

Embora a perda hidráulica e os rendimentos de turbina e gerador, analisados pela ANEEL, sejam os nominais, nas simulações energéticas, os parâmetros adotados serão os médios, pois refletem de maneira mais apropriada as condições da usina ao longo de uma simulação dinâmica da sua operação, sujeita a variadas condições de queda e vazão. Os parâmetros médios serão obtidos segundo metodologia apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2011-r2.

Uma vez definidas pelo MME/ANEEL as características técnicas que constituem fatos relevantes, eventualmente outros parâmetros podem ser impactados. Por exemplo, no caso de alteração de potência instalada ou número de unidades geradoras, poderão ser impactados: rendimento médio do conjunto turbina-gerador, vazão efetiva², perdas de carga no circuito hidráulico de geração, perdas hidráulicas médias, queda de referência³, taxas de indisponibilidades das unidades geradoras. Portanto, se faz necessária uma avaliação global do empreendimento que está pleiteando revisão de garantia física.

A partir de uma configuração de referência a EPE estabelecerá as configurações de referência atual CRA0 e CRA1.

A elaboração da CRA0 requer a identificação dos valores considerados no cálculo de garantia física vigente, seja no conjunto de arquivos dos modelos Newave e MSUI, utilizados à época do cálculo, seja em correspondências trocadas entre o responsável pelo cálculo e a ANEEL, nos contratos de concessão, etc. Na ausência de informações, serão considerados os valores cadastrados no PMO.

Os dados comuns às duas configurações de referência atual, CRA0 e CRA1, serão os mais atualizados possíveis.

² No modelo Newave utiliza-se um parâmetro denominado vazão efetiva, que não se confunde com a vazão nominal unitária da turbina. A vazão efetiva é definida como a razão entre a potência unitária do gerador e o produto entre o rendimento médio do conjunto turbina-gerador, a queda de referência, a massa específica da água e a aceleração da gravidade. Portanto, em cada uma das configurações de referência ela vai ser calculada a partir dos valores cadastrados.

³ A queda de referência é definida como sendo aquela para a qual a turbina, com abertura total do distribuidor fornece a potência nominal do gerador, conforme Manual de Estudos de Viabilidade da Eletrobrás, edição 1997. Nas análises subsequentes esta definição será adotada onde for necessária a avaliação da queda de referência da turbina.

3. Configuração de Referência

Nesta revisão, a EPE se baseou no Caso Base do Leilão A-1 de 2015 para estabelecer as configurações de referência atual CRA0 e CRA1. Os itens a seguir apresentam os modelos, os critérios e as premissas considerados nesta revisão extraordinária.

- Modelos Utilizados:
 - NEWAVE - Versão 21
 - MSUI - Versão 3.2
- Configuração hidrotérmica estática com 5 anos de simulação, 10 anos de período estático inicial e 5 anos de período estático final.
- Parâmetros do NEWAVE:
 - Mínimo de 1 e máximo de 45 iterações;
 - Construção da política de operação adotando-se 200 simulações *forward* e 20 aberturas para simulação *backward*;
 - Simulação final com 2.000 séries sintéticas de vazões;
 - Racionamento preventivo para otimização energética: considerado;
 - Tendência hidrológica: não considerada;
 - Acoplamento hidráulico entre os subsistemas: não considerado;
 - Valor percentual de Z_{sup} a ser subtraído de L_{inf} para o critério de parada estatístico: 10%;
 - Valor máximo percentual para delta de Z_{inf} no critério de parada não estatístico: 0,2%;
 - Número de deltas de Z_{inf} consecutivos a serem considerados no critério não estatístico: 3;
 - CVaR com alfa 50% e lambda 25% constantes no tempo.
- Proporcionalidade da carga: adotada a proporcionalidade do ano 2020 do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, já incorporada a carga prevista para os trechos isolados dos estados do Acre e Rondônia, que na data em questão já estarão interligados ao SIN. Foi mantida a premissa de ajuste dos sistemas dois a dois, quais sejam: Sudeste/Acre/Rondônia/C.Oeste e Sul - Nordeste e Norte/Macapá/Manaus/Belo Monte. A proporcionalidade entre os mercados é apresentada a seguir:

Tabela 1 – Proporcionalidade da Carga de Energia – Ano 2020

MERCADO DE REFERÊNCIA 2020 - PDE 2023			
SE/CO/RO	S	NE	N
51.398	13.610	12.686	7.374
79,1%	20,9%	63,2%	36,8%
SSE		NNE	
65.008	76,4%	20.060	23,6%
BRASIL			
85.068			

- Critério de Garantia de Atendimento à Carga: CMO igual ao CME⁴, em pelo menos um dos subsistemas das regiões SE/CO/AC/RO-S e N/Mac/Man/BM-NE, limitado o risco de déficit em 5%⁵, conforme critério de cálculo de garantia física vigente.
- Custo Marginal da Expansão – CME: adotado o valor de 154 R\$/MWh, definido na NT EPE-DEE-RE-043/2015-r0, de 09 de março de 2015.
- Taxa de Desconto: 8% ao ano - de forma a compatibilizar este parâmetro aos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.
- Função Custo do Déficit de Energia: Atualizado o valor para R\$ 3.250,00/MWh, de acordo com a metodologia prevista na Nota Técnica "Atualização do valor do patamar único de Custo de Déficit – 2015" (EPE-DEE-NT-023/2015-r0), de 19 de fevereiro de 2015.
- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: Penalidade associada à violação da restrição = R\$ 3.253,35/MWh, de acordo com a Portaria MME Nº 258, de 28 de julho de 2008.
- Penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima: 3.251,00 R\$/MWh.
- Manutenção: Para as usinas hidrelétricas e termelétricas, não foi considerada manutenção explícita, e, sim, índices de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada - IP.

Para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial, após completa motorização⁶, foram considerados os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS. Para as demais usinas hidrelétricas, foram considerados os seguintes índices, estabelecidos na Portaria nº 484, de 11 de setembro de 2014:

⁴ Admitida uma tolerância.

⁵ Estabelecido na Resolução CNPE nº1 de 17 de novembro de 2004.

⁶ Data de referência: 31/12/2013

Tabela 2 – Valores de TEIF e IP estabelecidos na Portaria nº 484/2014

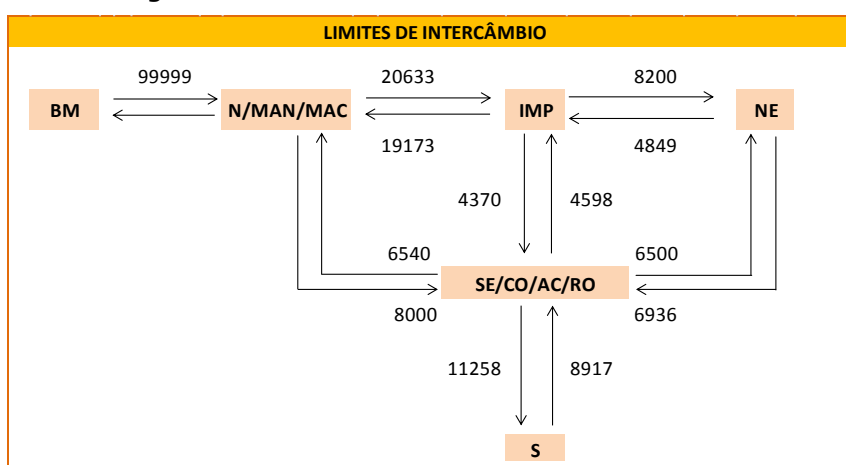
Limites (MW)	TEIF (%)	IP (%)
Potência Unitária ≤ 29 MW	2,068	4,660
29 < Potência Unitária ≤ 59 MW	1,982	5,292
59 < Potência Unitária ≤ 199 MW	1,638	6,141
199 < Potência Unitária ≤ 499 MW	2,196	3,840
499 < Potência Unitária ≤ 699 MW	1,251	1,556
699 < Potência Unitária ≤ 1300 MW	3,115	8,263

Para as usinas que apresentam mais de um conjunto de máquinas com potências unitárias em diferentes faixas da tabela acima, utilizou-se a média dos índices ponderada pela potência total de cada conjunto.

Para as usinas termelétricas com garantia física publicada, foram consideradas as indisponibilidades utilizadas nos respectivos cálculos de garantia física, para as demais, as indisponibilidades utilizadas no PMO (referência: PMO maio/15).

- Topologia: 4 subsistemas interligados – Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, Sul, Nordeste e Norte/Mac/Man/Belo Monte (vide esquema a seguir).
- Limites de transmissão entre subsistemas: Para a definição dos limites de intercâmbio, foi levada em consideração a entrada em operação de todas as máquinas da UHE Belo Monte. Portanto, tomou-se como base o ano de 2020 do PDE 2023.

São apresentados a seguir os limites das interligações consideradas no estudo.

Figura 1 – Limites de Transmissão entre subsistemas

A versão 20 do Modelo NEWAVE permite impor restrições máximas para o agrupamento livre de interligações. Este agrupamento é uma combinação linear das interligações que o compõem. Os arquivos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) utilizam esta

funcionalidade, no entanto estes arquivos representam o mercado a ser atendido em 3 patamares. A partir das restrições do PDE foram calculadas restrições mensais equivalentes a 1 patamar de mercado. Os valores são apresentados a seguir:

Tabela 3 – Restrições mensais de agrupamento de intercâmbio

Agrupamento	Período	Limite
RECEBIMENTO NE	janeiro a junho	14.700
	julho	11.131
	agosto	11.083
	setembro	11.075
	outubro	11.086
	novembro	11.025
	dezembro	11.083
EXPORTACAO NE	janeiro	11.784
	fevereiro a junho	11.785
	julho	11.778
	agosto a dezembro	11.785
EXPORTACAO SE-NNE	janeiro a dezembro	14.990
EXPORTACAO NNE-SE	janeiro	15.524
	fevereiro	17.077
	março	17.081
	abril	17.065
	maio	17.068
	junho	17.079
	julho a dezembro	13.972

Para os períodos estático inicial e final foram considerados os limites médios anuais referentes a cada interligação.

- Perdas nas interligações: Consideradas incorporadas ao mercado atendido.
- Consumo próprio (consumo interno): Não considerado.
- Restrições Operativas Hidráulicas: para as usinas em operação, foram consideradas as restrições operativas de caráter estrutural recomendadas pelo ONS, segundo o Relatório DPP-REL-0042/2014 "Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos – Revisão 1 de 2014".
- Histórico de vazões: Os históricos de vazões das usinas constantes na configuração foram estendidos até o ano de 2013 de acordo com o Relatório ONS RE ONS/0193/2014 – Novembro / 2014 - "Atualização de séries históricas de vazões - Período 1931 a 2013". Adicionalmente, foram atualizadas as séries de vazões naturais obtidas no âmbito do Projeto

de Reconstituição de Vazões Naturais das bacias dos rios Araguari, Curuá-Una, Madeira, Uatumã, Itabapoana, Mucuri, Paraguaçu, Paraguai, Ribeira do Iguape, Paraíba do Sul e do Ribeirão das Lajes, conforme Resolução Autorizativa nº 5.011, de 20 de janeiro de 2015.

- Usos Consuntivos e vazões remanescentes: o uso consuntivo é modelado como retirada de água sem devolução, enquanto a vazão remanescente retorna a água desviada para a usina de jusante. Ambas estão sujeitas à penalização por não atendimento. Foram considerados os valores extrapolados para o ano de 2020 a partir dos apresentados nas Declarações/Outorga de Reserva de Disponibilidade Hídrica e Notas Técnicas da ANA.
- Configuração de referência inicial: composta pelo conjunto de usinas hidrelétricas e termelétricas em operação e todas as usinas que já possuem contrato de concessão ou ato de autorização. A seguir, algumas observações sobre a configuração hidrotérmica:
 - Configuração de referência termelétrica: é baseada na configuração termelétrica pós Leilões A-3 e A-5 de 2015. Foram consideradas as atualizações dos custos variáveis das usinas conforme PMO de outubro de 2015. Para as usinas que venderam energia nos leilões por disponibilidade foram atualizadas as potências instaladas, mantendo-se os demais parâmetros considerados nos respectivos cálculos de suas garantias físicas. Para as usinas com garantias físicas publicadas na Portaria MME 303/2004, foram mantidos os dados básicos considerados naquela simulação de cálculo de garantia física, com atualização de potência, quando cabível. Para as usinas sem garantia física publicada (Fortaleza, Juiz de Fora, Termopernambuco, Parnaíba IV, Norte Fluminense, UTE Sol) as indisponibilidades e a geração térmica mínima foram atualizadas conforme PMO.
 - Configuração de referência hidrelétrica: é baseada na configuração pós Leilões A-3 e A-5 de 2015.

4. Revisão da Garantia Física da UHE Jirau

A garantia física vigente da UHE Jirau foi publicada na Portaria SPDE/ MME nº 26, de 01 de agosto de 2011.

Tabela 4 – UHE Jirau - Garantia Física vigente – Portaria SPE/MME nº 26/2011

Usina	Rio	UF	Número de Unidades	Potência Total (MW)	Garantia Física (MWmed)
Jirau	Madeira	RO	50	3.750,00	2.184,6

Esta revisão de garantia física da UHE Jirau será realizada considerando a alteração de parâmetros já homologada pela ANEEL ⁷ e a segunda, considerando o projeto de modernização. Cabe ressaltar que a garantia física obtida na primeira etapa será válida a partir da publicação de portaria pelo MME, enquanto que a obtida na segunda etapa, apenas após validação definitiva dos parâmetros pela ANEEL, mediante despacho.

4.1. Fatos Relevantes e Características Técnicas Associadas – 1ª etapa

Os fatos relevantes foram estabelecidos no Ofício nº 049/2015-DPE/SPE-MME ⁸, conforme tabela abaixo:

Tabela 5 – UHE Jirau - Fato Relevante

Fato Relevante	Original (Projeto Básico de Ampliação)	Considerando o coeficiente redutor de Levin	Origem dos dados
Perdas de Carga Nominal	0,51m	0,25 (CFMD) 0,13 (CFME)	Ofício nº 1.007/2015 – SCG/ANEEL

As características técnicas associadas aos fatos relevantes que serão consideradas de forma distinta nas duas configurações de referência (CRA0 e CRA1) são: perda hidráulica média

A CRA0 procura refletir as condições do cálculo da garantia física vigente, desse modo, os valores considerados para os fatos relevantes e para as características técnicas associadas serão os constantes no conjunto de arquivos NW utilizados no cálculo das garantias físicas para a Portaria SPDE/MME 26/2011.

Para o cálculo da perda hidráulica média do conjunto turbina-gerador a ser considerado na CRA1, utilizando-se a metodologia descrita na nota técnica EPE-DEE-RE-037/2011-r2, será

⁷ O Ofício nº 1.007/2015 – SCG/ANEEL, de 24 de julho de 2015, homologa novos valores de perdas hidráulicas nominais considerando o coeficiente redutor de Levin para Casas de Força da Margem Direita e da Margem Esquerda.

⁸ Ofício nº 049/2015-DPE/SPE-MME, de 30 de setembro de 2015.

necessário consultar as equações de perdas adotadas para o estabelecimento das perdas nominais. Foram adotadas as equações e parâmetros apresentados nas Notas Técnicas CS NT JIR 013 e 014, de junho de 2015 e CS NT JIR 015, de julho de 2015.

5. Resultados Obtidos

CARGA CRÍTICA E BLOCO HIDRÁULICO

A carga crítica é a máxima oferta global de energia que pode ser atendida ao critério de otimização da expansão do sistema elétrico, assegurada pela igualdade entre os Custos Marginais de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, limitados a um risco de déficit de 5%. Esta carga crítica é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE, em sua versão 19.

A partir dos dados e das premissas apresentados para as duas configurações de referência, foram feitas simulações com o modelo NEWAVE de modo a obter a carga crítica que é atendida por cada uma das configurações hidrotérmicas.

A carga crítica, os CMO e a média dos riscos anuais de déficit para cada subsistema e em cada configuração são detalhados a seguir.

Tabela 6 – Carga crítica e média dos CMO e riscos anuais de déficit

Média dos Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)				
	SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
CRA0	154,45	154,45	154,44	154,45
CRA1	154,70	154,70	154,69	154,69
Média dos Riscos Anuais de Déficit (%)				
	SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
CRA0	0,58	0,41	0,33	0,24
CRA1	0,57	0,35	0,40	0,27
Carga Crítica (MWmed)				
	SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
CRA0	42.444	11.239	12.131	7.051
CRA1	42.441	11.238	12.130	7.051
	CRA0		CRA1	
Carga Brasil	72.865		72.860	
Fator Hidráulico	78,72%		78,80%	
Bloco Hidráulico	57.361,0		57.385,9	
Bloco Térmico	15.504,0		15.474,1	

ENERGIAS FIRMES E GARANTIAS FÍSICAS EM CADA CONFIGURAÇÃO

A energia firme da UHE Jirau foi obtidas em cada uma das configurações através de simulação com o modelo MSUI em sua versão 3.2.

Tabela 7 – Energias Firmes – UHE Jirau

Usina	Energia Firme (MWmed)	
	CRA0	CRA1
Jirau	2077,03	2096,41

A energia firme total⁹ do sistema hidráulico na CRA0 resultou em 54.874,47 MWmed e na CRA1, 54.893,15 MWmed.

As garantias físicas foram obtidas em cada uma das configurações pela repartição do bloco hidráulico proporcionalmente às energias firmes obtidas em cada configuração. A garantia física nova é, então, obtida como a soma da garantia física local vigente, benefício indireto vigente, mais a diferença entre as garantias físicas obtidas nas duas configurações de referência.

Os valores de garantia física definidos nesta revisão para a UHE Jirau são discriminados a seguir:

Tabela 8 – Garantias Físicas – UHE Jirau

Usina	Garantia Física (MWmed)		Δ Garantia Física (MWmed)	Garantia Física Local Vigente (MWmed)	Benefício Indireto Vigente (MWmed)	Garantia Física Nova (MWmed)
	CRA0	CRA1				
Jirau	2171,1	2191,6	20,5	2181,7	2,9	2205,1

⁹ Do total de energia firme das usinas hidrelétricas foi subtraído o valor de 1,39 MWmed referente à perda energética decorrente do deplecionamento do reservatório dos canais da UHE Belo Monte a fim de manter nestes a vazão mínima ambiental de 300m³/s. A metodologia para obtenção deste valor é detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-004/2010-r0, de 25/01/2010.

Apêndice 1 – Resultados obtidos no cálculo da perda hidráulica média

I. UHE JIRAU

I.1. Cálculo das Perdas Hidráulicas Médias

A partir dos dados do despacho ótimo de unidades previsto para a UHE Jirau, aplicou-se a metodologia definida no item 4.1 da Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2011-r2 utilizando as funções de perda apresentadas nas Nota Técnica CS NT JIR 013 e 014, de junho e Nota Técnica CS NT JIR 015, de julho, transcritas a seguir:

Margem Direita

Perda de carga na saída do tubo de sucção da CFMD = $Kt * v^2 / 2g = 0,22$ m, onde:

$$Kt = \alpha \left(1 - \frac{2}{3n} \right) + \frac{1}{n^2} - \frac{4}{3n} = \text{fator de Levin para expansões bruscas} = 0,49$$

α = coeficiente de Coriolis = 1,15

n = relação entre áreas de escoamento = $A / A_0 = 2,57$

A = área de escoamento no canal de fuga da CFMD = $557,2 * (73,38 - 49,65) = 13.220 \text{ m}^2$

A_0 = área de escoamento na saída dos tubos de sucção = $28 * 14,50 * 12,65 = 5.136 \text{ m}^2$

v = velocidade na saída do tubo de sucção = $549,13 / 14,50 / 12,65 = 2,99 \text{ m/s}$

Margem Esquerda

Perda de carga na saída do tubo de sucção da CFME = $Kt * v^2 / 2g = 0,09$ m, onde:

$$Kt = \alpha \left(1 - \frac{2}{3n} \right) + \frac{1}{n^2} - \frac{4}{3n} = \text{fator de Levin para expansões bruscas} = 0,33$$

α = coeficiente de Coriolis = 1,15

n = relação entre áreas de escoamento = $A / A_0 = 1,92$

A = área de escoamento no canal de fuga da CFME = $437,8 * (73,38 - 51,05) = 9.774 \text{ m}^2$

A_0 = área de escoamento na saída dos tubos de sucção = $22 * 16,00 * 14,50 = 5.104 \text{ m}^2$

v = velocidade na saída do tubo de sucção = $545,51 / 16,00 / 14,50 = 2,35 \text{ m/s}$

i) Perda de carga nominal do circuito adutor da CFMD = $0,03 + 0,22 = 0,25$ m

j) Perda de carga nominal do circuito adutor da CFME = $0,04 + 0,09 = 0,13$ m

k) Perda de carga nominal do circuito adutor da UHE Jirau = $[(0,25 * 28) + (0,13 * 22)] / 50 = 0,20$ m

O valor obtido para as perdas hidráulicas médias no circuito de adução foi de 0,15 m.