

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Estudos de Ampliação de Usinas
Hidrelétricas
Restrições Operativas e Viabilidade
Técnica e Econômica***



Empresa de Pesquisa Energética

**Ministério de
Minas e Energia**





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Edison Lobão

Secretário Executivo do MME

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ido Wilson Grüdtner

Secretário Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins de Almeida

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Cláudio Scliar



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

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Estudos de Ampliação de Usinas Hidrelétricas Restrições Operativas e Viabilidade Técnica e Econômica

Coordenação Geral e Executiva

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Oduvaldo Barroso da Silva

Equipe Técnica

Anderson da Costa Moraes
Thiago Correa César

Nº EPE-DEE-RE-112/2012-r0

Data: 31 de outubro de 2012

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	31/10/2012	Publicação Original

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	7
1. Introdução	8
2. Metodologia.....	9
2.1. Viabilidade técnica de modulação na curva de carga	9
2.2. Avaliação da contribuição individual de geração de ponta.....	10
2.3. Vertimentos evitados com as ampliações.....	10
2.4. Viabilidade econômica considerando o Balanço de Ponta.....	10
3. Resultados.....	12
3.1. Viabilidade Técnica de modulação na curva de carga	12
3.2. Avaliação da contribuição individual de geração de ponta	13
3.3. Vertimentos evitados com as ampliações.....	18
3.4. Viabilidade econômica considerando o Balanço de Ponta.....	19
4. Conclusões e Recomendações.....	21

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Ampliações de Usinas Hidrelétricas Avaliadas</i>	<i>8</i>
<i>Tabela 2 – Resultados - Análise de Violações Restrições Operativas devido às Ampliações.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabela 3 – Distribuição média do vertimento ao longo do ano (caso sem ampliações – valores percentuais).....</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 4 – Benefícios Energéticos das Ampliações.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabela 5 – Benefício Econômico e Estimativas de Investimento Individuais</i>	<i>20</i>
<i>Tabela 6 – Relação Benefício e Investimento Potência Adicional das Ampliações.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabela 7 – Resultados - Avaliação da contribuição para atendimento de ponta.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 8 – Benefício econômico e viabilidade das ampliações.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 9 – Custo máximo para viabilização.....</i>	<i>22</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta Usinas que contribuem durante todo o ano</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta Usinas que contribuem durante alguns meses... </i>	<i>15</i>
<i>Figura 3 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta Usinas que não têm capacidade de contribuição</i>	<i>17</i>

APRESENTAÇÃO

A presente Nota Técnica registra os estudos efetuados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, que avaliam a viabilidade técnica e econômica da ampliação de capacidade de algumas usinas hidrelétricas apontadas na Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL como potenciais alvos de ampliação.

A Nota Técnica supracitada recomenda um estudo mais aprofundado utilizando várias séries históricas para avaliar a real contribuição das ampliações propostas ao SIN, principalmente no que diz respeito ao atendimento à ponta e à substituição de geração térmica. O estudo aqui apresentado, tem este enfoque recomendado pela ANEEL e está dividido em três etapas.

A primeira etapa teve como objetivo verificar a ocorrência de violação das restrições operativas, comparando as restrições informadas no Inventário de Restrições Operativas – ONS RE 3/0105/2012 com os resultados provenientes de simulações realizadas com o Modelo MSUI.

Na segunda etapa, foi avaliada, com o modelo MSUI, a capacidade de geração adicional na ponta para cada uma das usinas. Com isso, foi possível eliminar usinas que claramente não apresentaram disponibilidade hídrica suficiente para viabilizar o atendimento à ponta.

Na etapa final, as usinas selecionadas passaram por uma análise de viabilidade econômica, calculando o custo evitado com geração térmica pela Metodologia do Balanço de Ponta adotada no PDE 2021. Finalmente, comparando este custo à estimativa do investimento necessário para cada ampliação.

1. Introdução

Em abril de 2011 foi publicada a Nota Técnica nº 026/2011 – SRG/ANEEL com o objetivo de apresentar proposta regulatória com potencial de incentivar a repotenciação e a instalação de unidades geradoras adicionais em empreendimentos existentes. Nela foi apresentado o resultado de um estudo feito pela ABRAGE sobre o potencial teórico de poços existentes no SIN. Com base neste estudo, foram selecionadas 11 usinas, conforme o quadro abaixo, para as quais a EPE realizou uma análise mais aprofundada.

Tabela 1 – Ampliações de Usinas Hidrelétricas Avaliadas

<i>Agente</i>	<i>Usinas</i>	<i>Poços preparados para novas unidades geradoras</i>	<i>Potência disponível nos poços [MW]</i>
CEMIG	São Simão	4	1075
CEMIG	Três Marias	2	123
CEMIG	Jaguara	2	213
CESP	Porto Primavera	4	440
CHESF	Luiz Gonzaga	4	1000
Copel	Gov. Bento Munhoz	2	838
Duke	Taquaruçu	1	105
Duke	Rosana	1	89
Eletronorte	Curuá - Una	1	10
Endesa	Cachoeira Dourada	1	105
Tractebel	Salto Santiago	2	710

Além da identificação dos poços já existentes e passíveis de motorização, a ANEEL também apresentou dados referentes aos vertimentos verificados em cada usina ao longo de 5 anos.

De acordo com o exposto na Nota Técnica, os vertimentos foram agregados na forma de média anual, não constando sua dispersão durante o ano e não sendo possível identificar sua parcela turbinável. Além disso, não foram computadas eventuais unidades geradoras que por ventura estivessem em manutenção no momento do vertimento.

Buscando um aprofundamento maior em relação à determinação da viabilidade técnica e econômica das ampliações propostas, o presente estudo visa determinar suas contribuições no horário de ponta, através da modulação da curva de carga e do aproveitamento dos vertimentos turbináveis. Assim, mesmo que as ampliações não tenham impacto relevantes na geração média, podem contribuir para uma oferta maior em relação à geração de ponta.

A seguir é apresentada a metodologia empregada para as avaliações técnicas e econômicas de implantação destas unidades adicionais visando o atendimento à demanda de ponta.

2. Metodologia

2.1. Viabilidade técnica de modulação na curva de carga

O Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos elaborado pelo ONS (Revisão-2 de 2011) foi utilizado como referência para a primeira etapa deste estudo, pois apresenta os dados referentes às restrições operativas de cada usina a ser analisada.

As usinas podem apresentar uma ou mais restrições específicas ou ainda não apresentar restrições operativas. De modo geral, as restrições que mais influenciam a geração no horário de ponta são citadas a seguir: vazão máxima defluente, vazão mínima defluente, taxa máxima de variação da vazão defluente, nível máximo e nível mínimo.

Para averiguar se as restrições foram violadas com a inclusão das ampliações e verificar a disponibilidade hídrica necessária à modulação da curva de carga para o atendimento à ponta, foi necessário simular a operação das usinas de forma individualizada. A ferramenta utilizada para gerar os dados para esta análise foi o modelo MSUI. Adotou-se o Caso Base de Cálculo de Garantia Física do Leilão A-5 de 2011 como base de comparação. Em seguida, foi gerado um segundo caso adicionando as ampliações de potência ao Caso Base.

O MSUI representa a curva de carga em dois patamares (ponta e fora de ponta). A geração em cada patamar é obtida de forma a maximizar a produção na ponta, respeitando a restrição de vazão mínima defluente, quando possível, em todos os patamares. As simulações foram realizadas utilizando as séries históricas de vazões.

Para cada usina é gerado um relatório de saída contendo os dados a serem comparados com os valores das restrições. Os valores de algumas variáveis são diretamente obtidos no relatório, para as demais é necessário manipular algebricamente, como é o caso da vazão defluente de cada patamar (ponta e fora de ponta), a qual é obtida através da soma entre a vazão turbinada no patamar de interesse e a vazão vertida. A taxa de variação da vazão defluente é obtida calculando-se a diferença entre a vazão defluente na ponta e a vazão defluente fora da ponta em um determinado período de tempo. Foram utilizadas rampas de carga de 1h, 2h e 3h, conforme a necessidade, no intuito de encontrar o tempo necessário para viabilizar a operação na ponta sem atingir as restrições operativas.

O histórico de vazões cadastrado para a simulação MSUI consiste de 78 anos de registros. Desta forma, foi realizado um estudo sazonal com o objetivo de verificar a probabilidade de

ocorrência de violações nas restrições em cada um dos 12 meses do ano. Ou seja, as inferências foram obtidas através da análise de 78 ocorrências em cada mês estudado.

2.2. Avaliação da contribuição individual de geração de ponta

Conforme citado anteriormente, o MSUI busca maximizar a geração de ponta, o que permite fazer a comparação da diferença de geração de ponta entre o caso Base e o caso em que foi adicionada a ampliação à usina estudada. A duração da ponta foi estabelecida como sendo de 3h, o que equivale a pouco menos de 100 h/mês.

Logicamente, a operação das usinas não é igual nos dois casos. Assim, para determinar o que realmente foi gerado pelas máquinas adicionais foi calculada a geração incremental proporcionada pelas ampliações em relação à máxima geração possível das máquinas existentes, considerando-se o Caso Base.

Sendo conhecida a distribuição da geração adicional de ponta em cada mês, iniciou-se a investigação do comportamento médio e em alguns percentis. Nesta etapa, foi possível inferir com que grau de confiança estas ampliações conseguiriam contribuir para o atendimento de ponta.

2.3. Vertimentos evitados com as ampliações

A simulação MSUI apresenta os resultados de energia firme e energia média das usinas em cada configuração. Desta forma é possível verificar os vertimentos efetivamente evitados com as ampliações, conforme recomendado pela Nota Técnica da SRG/ANEEL. Adicionalmente, a simulação MSUI também apresenta a vazão vertida média mensal em cada período do histórico de simulação, possibilitando outra forma de quantificar este vertimento evitado e o período do ano em que ocorre.

2.4. Viabilidade econômica considerando o Balanço de Ponta

Para verificar se as ampliações de potência sugeridas são viáveis economicamente é necessário compará-las com alguma alternativa de atendimento. A inserção da geração de ponta proveniente destas ampliações, em primeira análise, substituiria o despacho de usinas

térmicas.

Desta forma, deve-se comparar o investimento necessário para implementar as ampliações versus o custo operativo da geração térmica substituída, considerando que as térmicas fazem parte do parque já existente e que seu custo de instalação já foi amortizado ou estabelecido contratualmente (Receita Fixa do Leilão).

Adotou-se para o cálculo do custo operativo da geração térmica substituída, um período de operação de 20 anos, taxa de desconto de 8% a.a. e período de ponta de 100h/mês.

As informações acerca das estimativas de investimentos de algumas ampliações propostas podem ser obtidas através da Nota Técnica EPE-DEE-RE-034/2012-r0. Os valores estimados dos investimentos foram corrigidos para a data base de janeiro de 2012 utilizando o IGP-DI.

Para calcular o benefício da substituição de geração térmica pela geração de ponta proporcionada pelas ampliações foi utilizada a Metodologia do Balanço de Ponta do PDE-2012 – 2021, detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2012-r0.

Primeiramente, o caso final do Balanço de Ponta do PDE – 2012-2021 foi usado como base para a comparação da geração térmica de ponta a ser substituída pela proveniente das ampliações.

Em seguida foram montados casos individuais para cada usina, agregando-se ao Caso Base a respectiva ampliação. Entretanto, calculando-se todos os benefícios separadamente, há uma sobreposição de parcelas de geração evitada (pelo menos da parcela de maior custo), o que superestima o benefício. Há diversas formas de corrigir este problema, não sendo enfoque deste trabalho varrer todas as possibilidades. Optou-se aqui pelo seguinte procedimento:

Calcula-se o benefício total considerando todas as ampliações ao mesmo tempo. Da mesma forma calcula-se o benefício de cada ampliação agregada separadamente ao caso base. O benefício final é obtido pelo rateio do benefício total pela razão entre o benefício individual e o somatório de todos os benefícios individuais. Este procedimento é ilustrado na equação abaixo:

$$B_{\text{final}}(i) = B_T \frac{B_{\text{1}^{\text{ad}}}(i)}{\sum_{i=1}^9 B_{\text{1}^{\text{ad}}}(i)}$$

Onde:

i = Usinas ; T = conjunto completo de Usinas ; B = Benefício

3. Resultados

Os resultados obtidos conforme a Metodologia apresentada são descritos abaixo:

3.1. Viabilidade Técnica de modulação na curva de carga

A modulação da curva de carga só pode ser executada caso não viole as restrições operativas de cada usina. O quadro abaixo mostra quantas usinas apresentaram violações, além daquelas apresentadas no caso base:

Tabela 2 – Resultados - Análise de Violações Restrições Operativas devido às Ampliações

<i>Usinas</i>	<i>NA Máximo</i>	<i>NA Mínimo</i>	<i>Vazão Máxima Defluente</i>	<i>Vazão Mínima Defluente</i>	<i>Taxa Máxima de Variação da Vazão defluente (horária)</i>	<i>Taxa Máxima de Variação da Vazão defluente (diária)</i>
São Simão						X
Três Marias						
Jaguara						
Porto Primavera						
Gov. Bento Munhoz					X	
Itaparica						
Taquaruçu						
Rosana						
Curuá-una						
Cachoeira Dourada						
Salto Santiago						

A simulação apontou violação da restrição de Taxa Máxima de Variação da Vazão Defluente (diária) em 19% dos cenários para a UHE São Simão. Para contornar este problema, foi feita uma nova simulação retirando uma máquina da ampliação inicialmente proposta. Com isso os casos em que ocorreram violações passaram a ser somente 5% do total, sendo a ampliação com três máquinas adicionais considerada viável.

No caso da UHE Governador Bento Munhoz, ocorreram percentuais muito elevados de violações da Taxa Máxima de Variação da Vazão Defluente (horária) utilizando rampas de carga de 1h e de 2h. Mesmo reduzindo o número de máquinas em uma unidade, os percentuais de violação continuaram elevados. A solução que permitiu viabilizar tecnicamente esta usina foi a adoção de uma rampa de carga de 3h. Ressalta-se que é necessário verificar se esta solução é viável em termos operacionais.

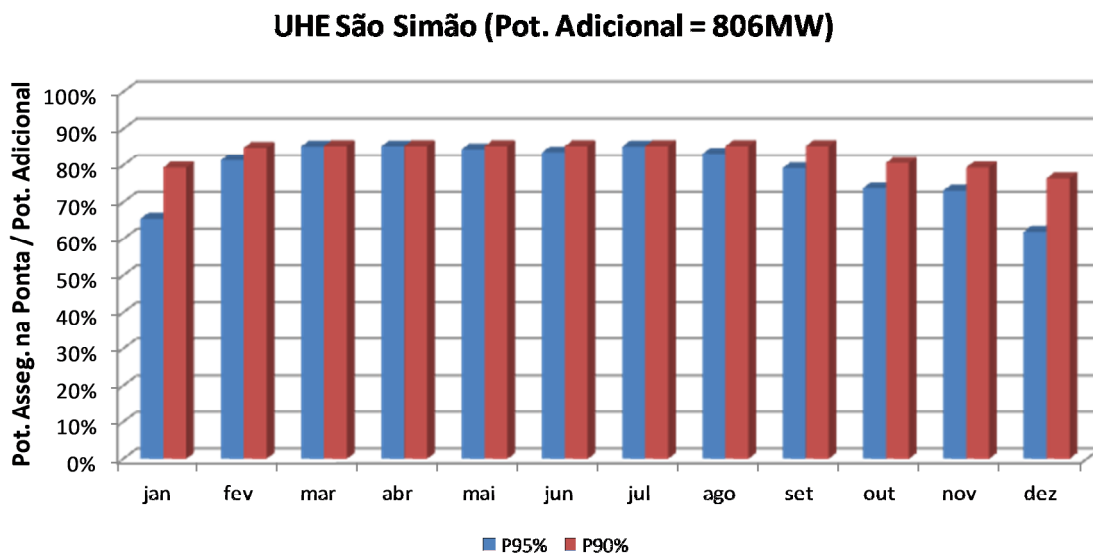
3.2. Avaliação da contribuição individual de geração de ponta

Para realizar esta avaliação, inicialmente foram considerados critérios mais rígidos, comparáveis aos de usinas termelétricas, como: garantia de atendimento em 90% ou 95% dos casos quando chamadas a gerar na ponta. Em relação ao quanto cada ampliação proposta pode contribuir com a geração de ponta, é possível separar as usinas analisadas em três grupos:

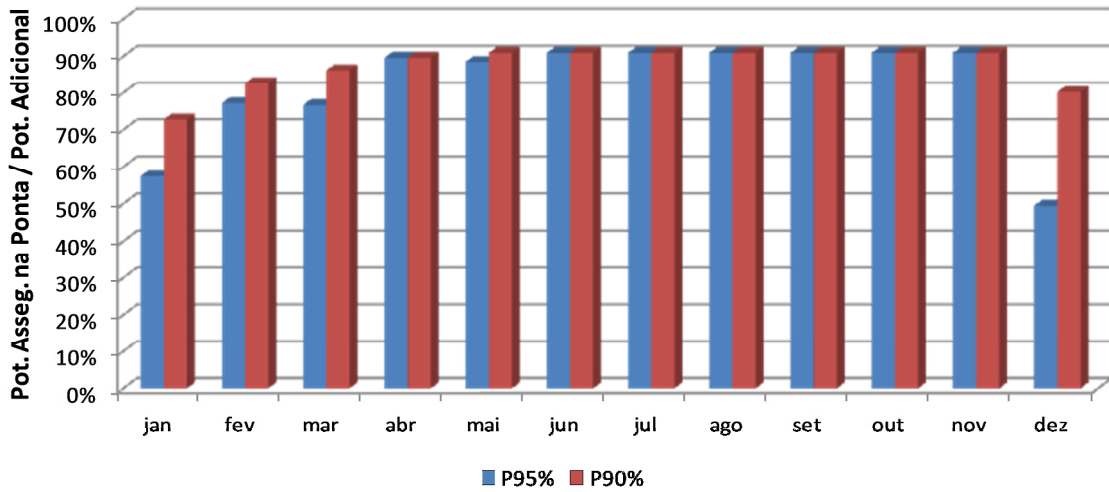
- Usinas em que suas ampliações contribuem significativamente para o atendimento à ponta durante todo o ano.

Foram classificadas neste grupo as seguintes usinas: UHE São Simão, UHE Jaguará, UHE Cachoeira Dourada e UHE Curuá-una.

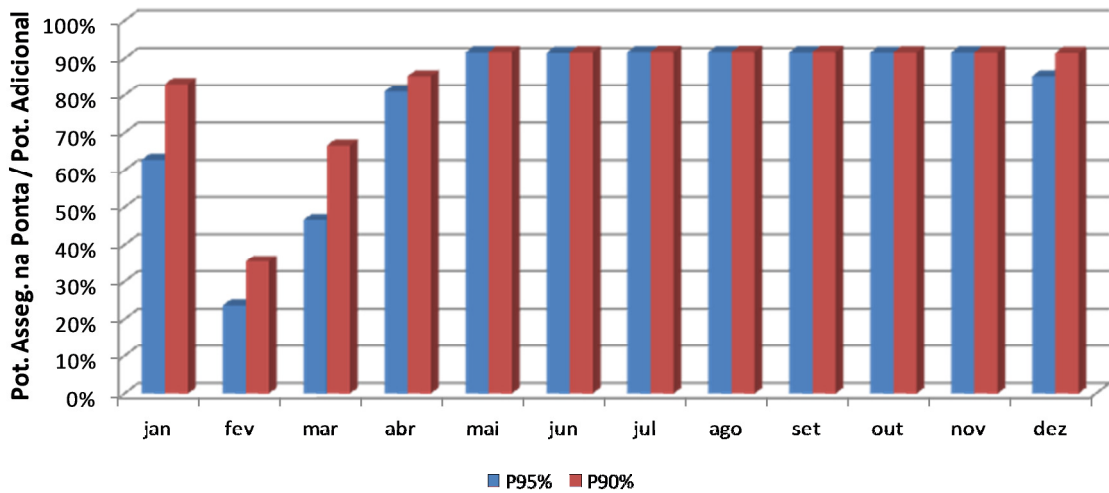
**Figura 1 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta
Usinas que contribuem durante todo o ano**



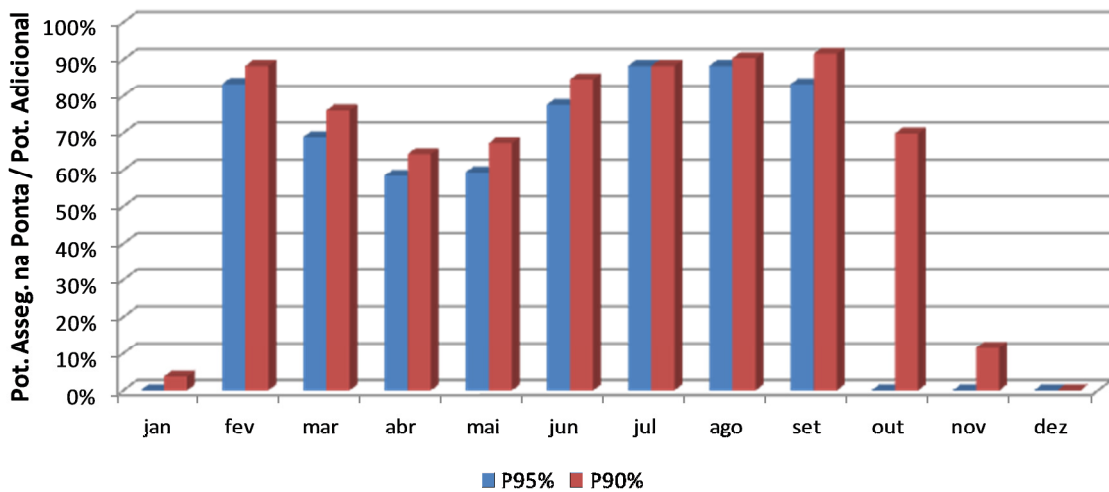
UHE Jaguará (Pot. Adicional = 213MW)



UHE Cachoeira Dourada (Pot. Adicional = 105MW)



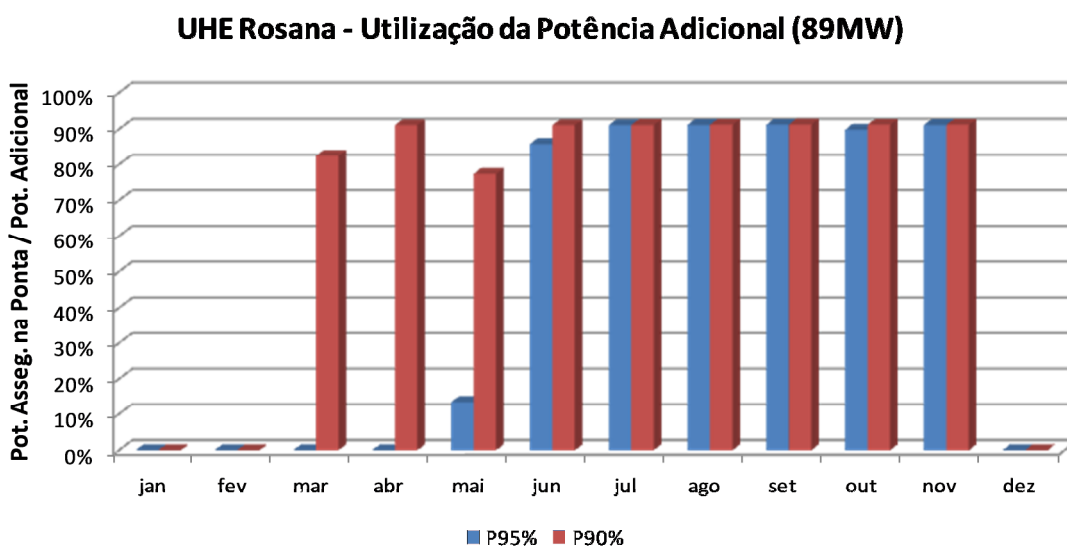
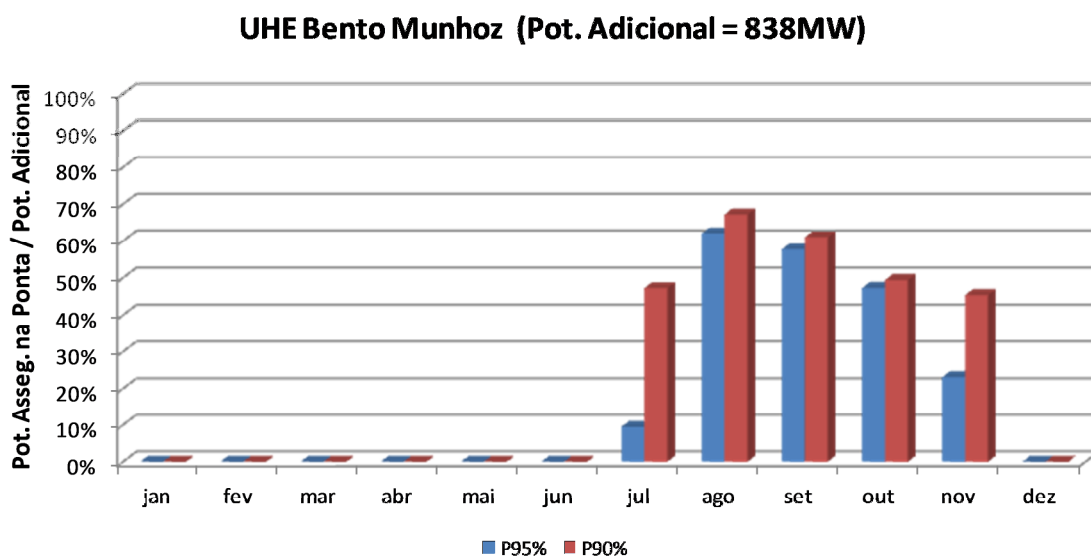
UHE Curuá-una (Pot. Adicional = 10MW)



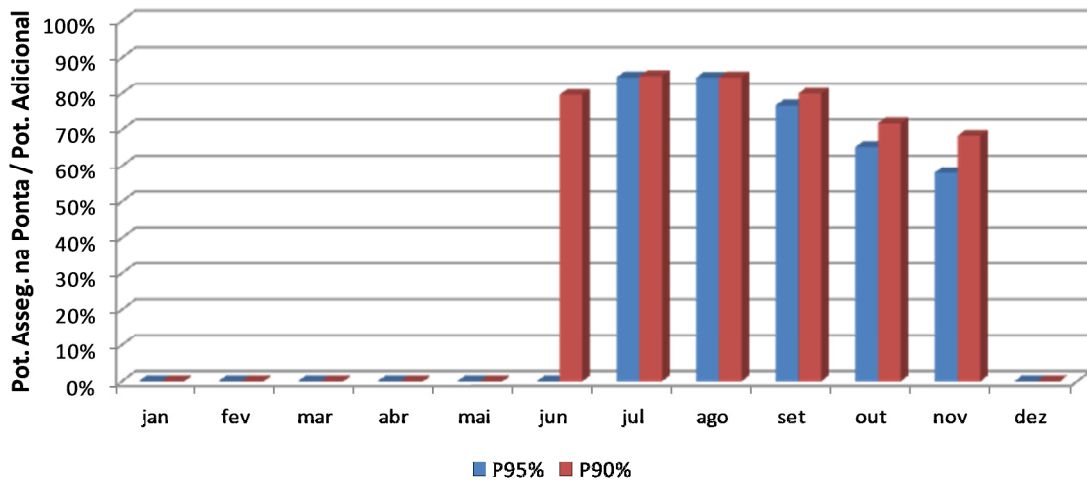
- Usinas que podem contribuir parcialmente com o atendimento à ponta durante alguns meses do ano

Foram classificadas neste grupo as seguintes usinas: UHE Governador Bento Munhoz, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e UHE Salto Santiago.

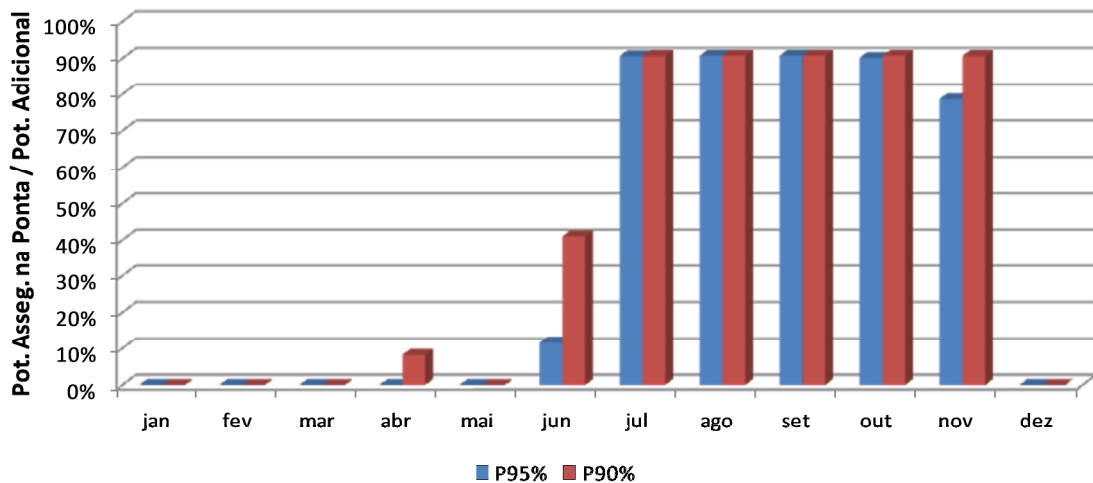
Figura 2 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta Usinas que contribuem durante alguns meses



UHE Salto Santiago (Pot. Adicional = 710MW)



UHE Taquaruçu - Utilização da Potência Adicional (105MW)

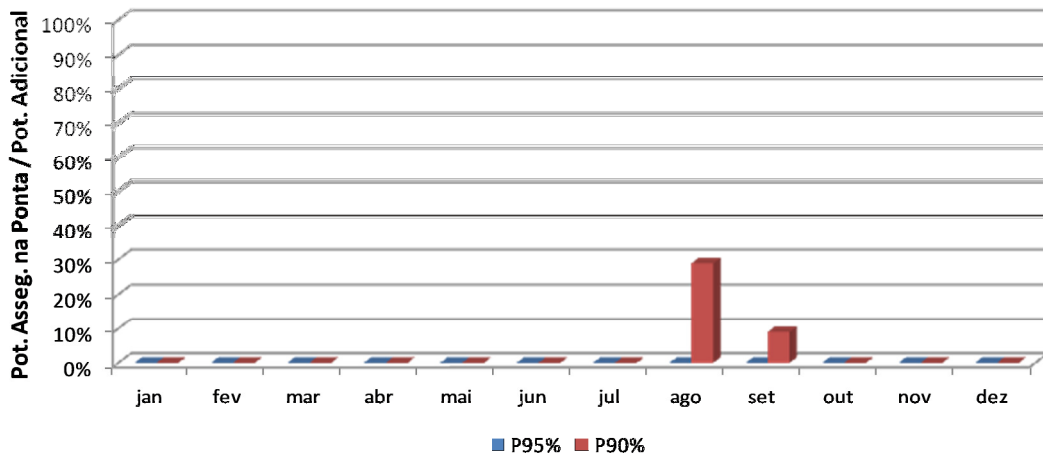


- Usinas em que suas ampliações não tem capacidade de contribuir para o atendimento à ponta

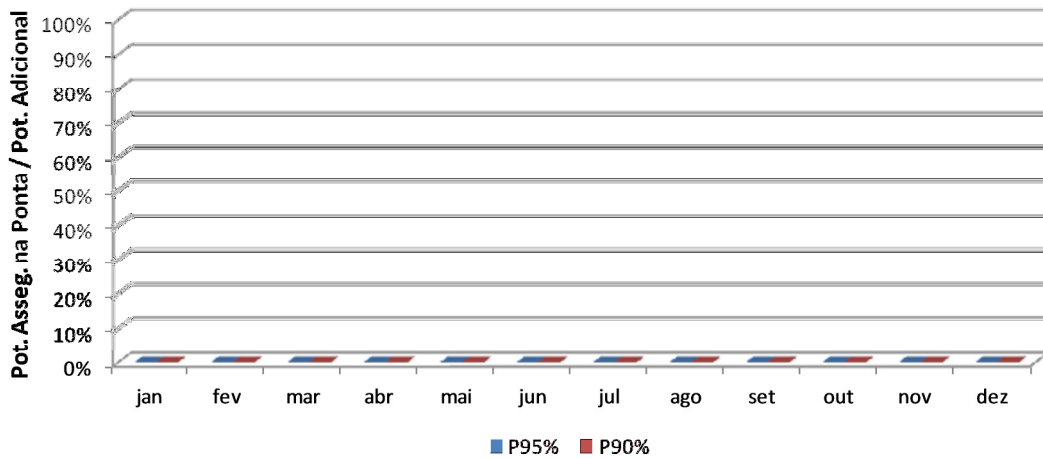
Foram classificadas neste grupo as seguintes usinas: UHE Itaparica, UHE Três Marias e UHE Porto Primavera.

Figura 3 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta Usinas que não têm capacidade de contribuição

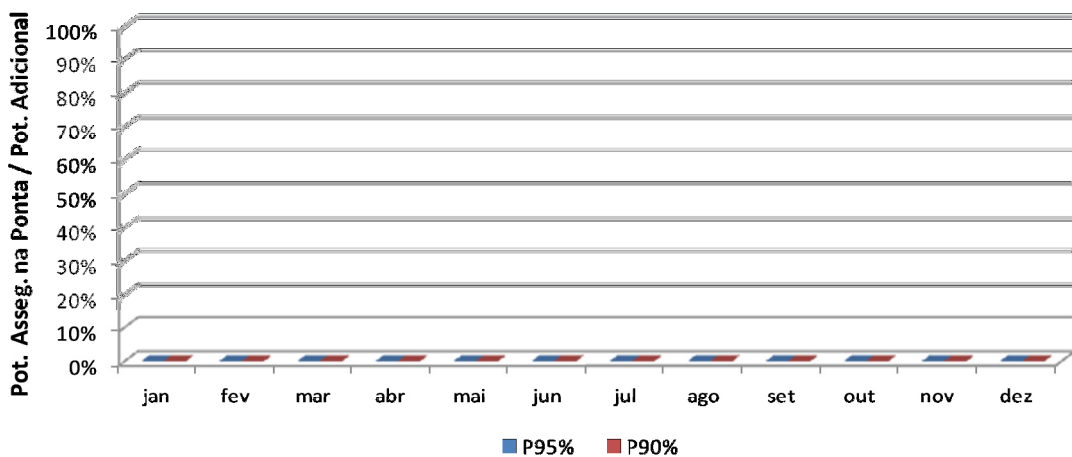
UHE Itaparica (Pot. Adicional = 1000MW)



UHE Três Marias (Pot. Adicional = 123MW)



UHE Porto Primavera (Pot. Adicional = 440MW)



Considerando o critério de atendimento à ponta em 80% do tempo, todas as usinas tornam-se aptas, exceto: UHE Três Marias, UHE Porto Primavera e UHE Itaparica.

A UHE Itaparica conseguiria contribuir para o atendimento à ponta durante 8 meses do ano se o critério de atendimento fosse 50% do tempo, ou seja, muito baixo.

A UHE Porto Primavera e a UHE Três Marias não têm disponibilidade hídrica para contribuir com o atendimento à ponta.

3.3. Vertimentos evitados com as ampliações

Com base nos resultados obtidos através de simulações com o MSUI, foi possível obter a distribuição dos vertimentos (considerando o caso sem as ampliações) e o percentual possível de ser turbinado com a inserção das ampliações (capacidade de redução de vertimentos). Para uma melhor avaliação é necessário contabilizar quanto o aproveitamento destes vertimentos representa em termos de aumento de energia, tanto firme quanto média. As tabelas abaixo apresentam um resumo dos resultados:

**Tabela 3 – Distribuição média do vertimento ao longo do ano
(caso sem ampliações – valores percentuais)**

<i>Usinas</i>	<i>Jan</i>	<i>Fev</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>Mai</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Set</i>	<i>Out</i>	<i>Nov</i>	<i>Dez</i>
São Simão	17.6	26.5	31.0	16.2	3.4	0.6	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	4.0
Três Marias	18.6	33.8	26.9	12.9	1.8	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	1.3	4.0
Jaguara	21.6	27.8	26.3	9.6	2.8	0.9	0.3	0.0	0.6	0.6	2.3	7.2
Porto Primavera	18.9	32.1	30.8	11.1	1.9	1.2	0.2	0.0	0.1	0.4	0.6	2.7
Gov. Bento Munhoz	4.1	4.3	2.1	2.9	7.5	11.7	16.6	7.7	11.9	19.3	9.7	2.2
Itaparica	8.2	21.9	36.0	26.3	5.9	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
Taquaruçu	23.8	10.4	4.4	2.4	9.6	17.6	3.5	0.0	4.1	14.4	3.3	6.5
Rosana	18.9	15.8	8.1	2.9	8.2	11.8	4.3	1.8	4.9	12.5	4.7	6.1
Curuá-una	1.8	5.9	15.8	23.6	25.6	14.9	8.1	2.4	0.8	0.4	0.2	0.5
Cachoeira Dourada	18.8	32.3	34.4	11.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	3.0
Salto Santiago	3.8	5.1	2.7	3.3	9.1	13.3	14.4	6.9	10.7	17.2	9.5	4.0

Tabela 4 – Benefícios Energéticos das Ampliações

<i>Usinas</i>	<i>Potência Adicionada (MW)</i>	<i>Capacidade de Redução de Vertimentos</i>	<i>Variação da Energia Média (MWmed)</i>	<i>Variação da Energia Firme (MWmed)</i>	<i>Fator de Capacidade da ampliação (EF)</i>
São Simão	806	52%	141.01	22.89	2.8%
Três Marias	123	37%	8.89	3.36	2.7%
Jaguara	213	54%	47.63	33.32	15.6%
Porto Primavera	440	46%	63.36	16.80	3.8%
Gov. Bento Munhoz	838	69%	48.42	32.74	3.9%
Itaparica	1000	57%	96.11	26.03	2.6%
Taquaruçu	105	43%	1.45	0.00	0.0%
Rosana	89	50%	4.57	1.26	1.4%
Curuá-una	10	35%	3.65	4.10	41.0%
Cachoeira Dourada	105	31%	10.14	3.29	3.1%
Salto Santiago	710	55%	78.9	32.95	4.6%

A ampliação da UHE Curuá-una apresenta fator de capacidade (razão entre energia firme e potência instalada) elevado, valor comparável ao de toda UHE Belo Monte. Este fato evidencia clara viabilidade desta ampliação. A ampliação da UHE Jaguara também tem fator de capacidade que não deve ser desprezado.

As demais ampliações apresentam fator de capacidade que não contribui significativamente para suas eventuais viabilidades. Para estas ampliações, a única parcela significativa seria referente a contribuição para o atendimento à demanda de ponta através da modulação de carga.

3.4. Viabilidade econômica considerando o Balanço de Ponta

A metodologia do Balanço de Ponta do PDE 2021, por simplificação, considera que as usinas podem gerar próximo a sua capacidade total (abatendo as perdas por deplecionamento) sempre que requisitadas. Conseqüentemente, a análise é feita em uma condição extremamente favorável à viabilização das usinas.

Para a análise de viabilidade econômica foram descartadas as ampliações propostas para as seguintes usinas: UHE Porto Primavera, UHE Itaparica e UHE Três Marias. Estas usinas não foram consideradas tecnicamente viáveis para atendimento à ponta.

A aplicação da metodologia descrita anteriormente apresentou um benefício total de substituição de Geração Térmica, ao inserir todas as ampliações ao mesmo tempo. Em seguida, este benefício foi rateado entre as usinas pelo seu benefício em 1ª adição. Os resultados destes cálculos são apresentados a seguir. Para este estudo, optou-se por utilizar as potências que constam no cadastro de usinas hidrelétrico do deck de dados, que são ligeiramente diferentes das potências registradas na Nota Técnica da SRG/ANEEL.

Tabela 5 – Benefício Econômico e Estimativas de Investimento Individuais

<i>Usinas</i>	<i>Potência Adicionada (MW)</i>	<i>Benefício após a aplicação do fator de redução (Milhões de R\$)</i>	<i>Estimativa de Investimento (Milhões R\$ - Jan/2012)</i>
São Simão	855	874.62	-
Jaguara	212	250.70	-
GB Munhoz	838	820.99	505.44
Taquaruçu	110.8	132.37	115.15
Rosana	93	111.27	116.57
Curuá-una	10	11.15	-
Cachoeira Dourada	105	126.76	-
Salto Santiago	710	727.77	471.6

Tabela 6 – Relação Benefício e Investimento Potência Adicional das Ampliações

<i>Usinas</i>	<i>Benefício/ Potência Adicional (R\$/kW)</i>	<i>Investimento/Potência Adicional (R\$/kW)</i>
São Simão	1022.94	-
Jaguara	1082.53	-
GB Munhoz	979.70	603.15
Taquaruçu	1194.64	1039.26
Rosana	1196.45	1253.48
Curuá-una	1154.75	-
Cachoeira Dourada	1207.27	-
Salto Santiago	1025.03	664.22

4. Conclusões e Recomendações

O estudo aqui registrado avaliou a viabilidade técnica e econômica das ampliações das usinas hidrelétricas citadas na Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL, com a finalidade de contribuir para o atendimento a demanda de ponta.

Nesta análise foram feitas simulações com o modelo MSUI, avaliando-se a viabilidade técnica da modulação da geração destas usinas conforme uma determinada curva de carga. Nesta etapa, foram incorporadas as restrições ambientais que afetam a operação de ponta. Em uma segunda etapa os mesmos resultados foram utilizados para quantificar a contribuição individual das usinas para o atendimento a demanda de ponta. Adicionalmente também foram apresentadas as capacidades de redução de vertimento e consequentes ganhos de energia firme e média de cada ampliação.

Nestas duas primeiras etapas, classificou-se as usinas em 3 grupos: as ampliações que não contribuem, as que contribuem o ano todo e as que contribuem parte do ano:

Tabela 7 – Resultados - Avaliação da contribuição para atendimento de ponta

Ampliações avaliadas		Classificação
São Simão	Até 3 un.	Contribui o ano todo
	4 un.	Não contribui
Três Marias		Não contribui
Jaguara		Contribui o ano todo
Porto Primavera		Não contribui
Luiz Gonzaga (Itaparica)		Não contribui
Gov. Bento Munhoz		Contribui parte do ano
Taquaruçu		Contribui parte do ano
Rosana		Contribui parte do ano
Curuá - Una ¹		Contribui o ano todo
Cachoeira Dourada		Contribui o ano todo
Salto Santiago		Contribui parte do ano

A última etapa do estudo avaliou a viabilidade econômica das ampliações utilizando a Metodologia do Balanço de Ponta adotada no PDE 2021². Neste estudo, todas as ampliações foram avaliadas, optando-se por não eliminar usinas desta análise, evitando reduzir o pequeno conjunto de ampliações com custos quantificados.

Destaca-se que esta análise considera apenas como benefício, a redução de custo operativo de térmicas para o atendimento à demanda de ponta, sem levar em conta os benefícios energéticos, ou seja, o atendimento ao mercado médio. O benefício econômico de cada

¹ O fator de capacidade da ampliação da UHE Curuá-Una é elevado (41%), o que viabilizaria o projeto de ampliação exclusivamente por razões energéticas, desconsiderando a contribuição para o atendimento de ponta.

² Detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2012-r0

ampliação é função da vida útil da ampliação (tempo de operação). O período adotado é 20 anos, a seguir são apresentados os resultados para este período e sensibilidades quanto a variação deste tempo:

Tabela 8 – Benefício econômico e viabilidade das ampliações

Anos	GB Munhoz	Taquaruçu	Rosana	Salto Santiago ³
15	714,37	115,26	96,89	633,37
20	820,99	132,37	111,27	727,77
25	893,55	144,01	121,06	792,02
30	942,94	151,93	127,72	835,74
35	970,82	156,40	131,48	860,43
Investimento Estimado	505,44	115,15	116,57	471,6

Em verde foram marcadas as hipóteses de ampliações viáveis economicamente, das usinas com custo estimado, apenas a ampliação da UHE Rosana não seria viável dado o tempo de operação de 20 anos, no entanto, se fosse considerado o tempo de 25 anos todas as ampliações seriam economicamente viáveis.

As demais ampliações serão economicamente viáveis caso seus custos de implantação forem inferiores aos respectivos custos máximos abaixo:

Tabela 9 – Custo máximo para viabilização

Anos	Custo Máximo para Viabilização (R\$/kW)			
	São Simão	Jaguara	Curuá-una	Cachoeira Dourada
15	890,17	1.029,30	1.005,32	1.051,24
20	1.022,94	1.182,53	1.154,75	1.207,27
25	1.113,31	1.286,82	1.256,45	1.313,45
30	1.174,80	1.357,80	1.325,67	1.385,72
35	1.209,52	1.397,87	1.364,75	1.426,52

Destaca-se que, conforme Nota Técnica EPE-DEE-RE-034/2012-r0, as ampliações sem estimativa de orçamento, não tem as principais estruturas totalmente implantadas. Desta forma são esperados, nestes casos, custos relativos superiores aos das demais ampliações. Sinalizando assim, possível inviabilidade econômica destas ampliações, para a vida útil de 20 anos.

O estudo não esgota as possibilidades metodológicas para análise de viabilidade de ampliações em usinas hidrelétricas para o atendimento a ponta, sendo passível de contribuições futuras quanto:

³ A operação de ponta da ampliação da UHE Salto Santiago é possível apenas se for adotada uma rampa de carga mínima de 3h, conforme apresentado na primeira etapa do estudo.

- adoção de uma curva de carga em 3 patamares (aderente à operação em tempo real),
- tratamento, diretamente na Metodologia do Balanço de Ponta, da disponibilidade hídrica para o cálculo do benefício econômico devido ao despacho termelétrico evitado.

A incorporação destas duas questões influenciariam negativamente na viabilidade das usinas avaliadas, desta forma, os números aqui apresentados são estimativas otimistas da viabilidade técnica e econômica das ampliações avaliadas.