



XXIII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

FI/GGH/22
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - I

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

TAXA DE INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NULA – UMA METODOLOGIA PARA O DIMENSIONAMENTO DE PROJETOS MAIS EFICIENTES

Rafael Rigamonti (*)
ELETOBRAS

Lilian Laubenbacher Sampaio
ELETOBRAS

Carlos da Costa Ferreira
ELETRONORTE

Marcelle Caroline T. de Brito
ELETOBRAS

Admir Martins Conti
ELETRONORTE

Mateus Lopes Figueiredo
ELETOBRAS

RESUMO

No presente artigo apresenta-se uma metodologia para verificação da viabilidade técnica em se adotar o IP¹ nulo no dimensionamento energético de aproveitamentos localizados em rios de marcante sazonalidade e grande número de unidades geradoras.

A metodologia proposta considera uma análise dinâmica da operação da usina, considerando o cronograma de entrada das unidades geradoras e um despacho em base mensal, considerando os registros históricos de vazões. De acordo com o tipo de turbina é estabelecido um cronograma de manutenções preventivas e em seguida verifica-se a viabilidade de se executar estas manutenções sem a ocorrência de indisponibilidade de geração.

A metodologia apresentada foi utilizada nos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica do AHE São Luiz do Tapajós e forneceu um parecer técnico sobre a utilização do IP nulo no dimensionamento energético do aproveitamento.

No artigo apresenta-se também uma análise de sensibilidade para os aproveitamentos de Santo Antônio, Jirau, Belo Monte e São Luiz do Tapajós considerando um IP nulo e o IP da Portaria nº 484 de 11 de setembro de 2014, que aprova o relatório “Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada – TEIF e Programada – IP de Usinas Hidrelétricas”. Como resultado é mostrado o que acontece com a potência instalada, energia firme e consequentemente o ICB destes aproveitamentos.

Espera-se com este artigo mostrar que a utilização do IP nulo no dimensionamento energético de usinas, desde que comprovada sua viabilidade técnica, traz benefício para o projeto como um todo, e está alinhada à diretriz do governo em promover a modicidade tarifária no setor, pois esta consideração resulta em um projeto mais eficiente e com menor custo, que aproveita melhor sua capacidade instalada para a geração de energia.

PALAVRAS-CHAVE

Manutenção Preventiva, Dimensionamento, Otimização, Regime Hidrológico, Eficiência.

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos aproveitamentos hidrelétricos que estão sendo construídos e estudados na região norte do país, nota-se uma característica comum entre eles, todos eles declaram possuir uma Taxa de Indisponibilidade Programada – IP nula. Tal afirmação se baseia no fato destes aproveitamentos possuírem um grande número de unidades geradoras e

¹ IP = Índice de Indisponibilidade Programada

estarem situados em rios com marcante sazonalidade, isto é, com períodos de cheia e seca bem definidos. Sendo assim, os estudos de viabilidade destes empreendimentos foram desenvolvidos considerando a premissa do IP nulo.

As usinas de Santo Antônio, Jirau, Belo Monte e São Luiz do Tapajós utilizaram a premissa do IP nulo em seus estudos de viabilidade, porém somente no estudo de viabilidade de São Luiz do Tapajós é apresentado um estudo para se verificar a viabilidade técnica de tal premissa. A Figura 1 apresenta as vazões médias mensais destes quatro aproveitamentos, exemplificando a marcante sazonalidade dos empreendimentos nessa região do país.

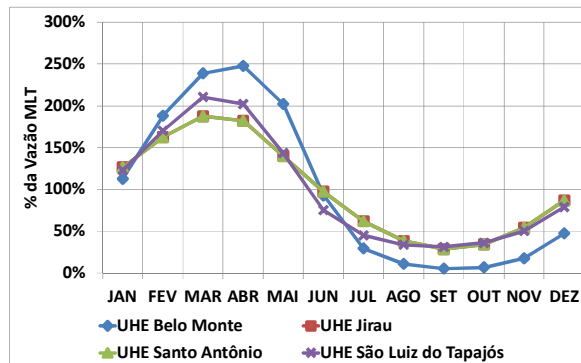


Figura 1 – Sazonalidade das vazões nas usinas da região norte.

Em notícias recentes, foi divulgado que a usina de Santo Antônio está tendo problemas com a disponibilidade de suas unidades geradoras durante a fase de motorização. Embora não se tenha todas as informações necessárias para analisar o que de fato está ocorrendo com a UHE Santo Antônio, pode-se chegar à conclusão de que uma análise mais detalhada sobre a viabilidade técnica em se adotar um IP nulo se faz necessária durante a fase dos estudos de viabilidade do empreendimento.

2.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

Inicialmente foi necessário realizar um levantamento de informações junto aos fabricantes de turbinas e às áreas de manutenção de usinas em operação com o mesmo tipo de turbina do empreendimento em análise, quanto as informações referentes à manutenção preventiva, tais como: número de horas de operação para cada parada preventiva; duração de cada parada programada; número de equipes para a realização de cada manutenção e turno de trabalho das equipes.

No caso da usina de São Luiz do Tapajós, serão utilizadas turbinas do tipo Kaplan com potência unitária na faixa de 191 MW², segundo os dados do Inventário Hidrelétrico dos Rios Tapajós e Jamanxim, o levantamento realizado junto as empresas do Grupo Eletrobras com usinas em operação com o mesmo tipo de unidade geradora forneceu os seguintes dados:

- A cada 50.000 horas de operação, as unidades geradoras realizam uma manutenção preventiva de longa duração;
- Esta manutenção tem uma duração que varia de 30 a 35 dias;
- Nas usinas pesquisadas estas manutenções são realizadas por apenas uma equipe no turno normal de trabalho, oito horas por dia;
- Existem outras manutenções preventivas de menor duração, com a ocorrência anual, que são realizadas em um período de um a cinco dias.

Ressalta-se que como o estudo de definição do IP nulo precede os estudos de dimensionamento energético da usina, utilizam-se os dados energéticos da etapa de Inventário Hidrelétrico. Recomenda-se que após o dimensionamento energético da usina nos Estudos de Viabilidade o estudo de IP seja revisitado.

Em seguida, com as informações anteriores, planeja-se um cronograma de manutenções preventivas para a usina em estudo, definindo o número de unidades geradoras que serão realizadas as manutenções em um ano, os meses em que serão realizadas as manutenções e quantas manutenções serão realizadas por mês. É importante também nesta etapa definir o cronograma de entrada em operação comercial das turbinas.

Para São Luiz do Tapajós foram estabelecidas o seguintes premissas:

- A cada 2 meses entra em operação uma unidade geradora. Sendo assim, a cada ano entram 6 turbinas e após 5 anos e 2 meses a usina estará com todas as unidades instaladas;
- A primeira manutenção programada será realizada no 5º ano após a entrada em operação da primeira unidade;

² Potência Total Instalada igual a 5.920 MW (31 x 191 MW) na casa de força principal e 213 MW (2 x 106,5 MW) na casa de força complementar. (Fonte: Inventário Hidrelétrico dos Rios Tapajós e Jamanxim)

- Será realizada a manutenção em 7 máquinas por ano, considerando apenas uma máquina parada por mês. As manutenções ocorrerão nos meses de junho, julho, agosto, setembro, outubro, novembro e dezembro, meses secos do ano hidrológico. Em cinco anos será realizada a manutenção em todas as máquinas. No início, o período de operação de cada máquina variará entre 54 e 42 meses, devido à data da sua entrada em operação. Após a primeira manutenção, este período de operação durará 60 meses (5 anos);
- Será considerada a série hidrológica histórica (1931 – 2011) com extensão de 81 anos. Ao longo desta série hidrológica são identificados 15 períodos de manutenção, ou seja, serão realizadas 15 manutenções programadas em cada unidade geradora em 81 anos.

Com o cronograma de manutenções e a entrada de operação comercial definidos, cria-se um modelo matemático para representar o problema de despacho das unidades geradoras. O objetivo do problema é despachar o menor número de unidades geradoras possível, considerando como premissa do modelo o cronograma de manutenção preventiva definido e o cronograma de entrada de operação comercial das máquinas. Para que o modelo tenha uma resposta coerente é necessário estabelecer algumas restrições adicionais, que vão ser exemplificadas com o caso de São Luiz que considerou as seguintes restrições em seu modelo matemático:

- Turbinar toda a vazão afluyente, limitada ao engolimento máximo das turbinas;
- As máquinas que estiverem em operação em um determinado mês, são mantidas em operação no mês seguinte, caso a vazão afluyente do mês seguinte seja maior ou igual à vazão no mês corrente. Caso contrário algumas máquinas serão desligadas. Essa restrição reduz o número de desligamentos e religamentos das máquinas.
- Estabeleceu-se um limite inferior de 20.000 horas de operação das unidades geradoras e um limite superior de 30.000 horas para a realização das manutenções.

Observa-se que para o modelo proposto não existe diferença em se despachar a UG 01 ou a UG 31, por isso é importante a definição de um limite inferior e um limite superior de nº de horas de operação, para que o modelo seja forçado a distribuir o despacho entre todas as unidades geradoras. O intervalo entre 20.000 e 30.000 horas foi obtido de forma empírica após algumas iterações do modelo.

2.1 Formulação Matemática do Problema

Conjuntos

T - Conjunto de meses que compõem o período de planejamento do cronograma de manutenção.

T_1 – Subconjunto de **T** que representa o período para a primeira manutenção.

T_2 - Subconjunto de **T** que representa o período para a segunda manutenção.

...

T_n - Subconjunto de **T** que representa o período para a n ésima manutenção.

U - Conjunto de unidades geradoras da usina hidrelétrica considerada.

Parâmetros de Entrada

$VAZ_{(t)}$, para todo $t \in T$ - Vazão mensal afluyente em m³/s limitada ao engolimento máximo da usina.

$NHM_{(t)}$, para todo $t \in T$ - Número de horas do mês t .

$HOA_{min.}$ - número de horas de operação acumulada mínima para realização da manutenção.

$HOA_{max.}$ - número de horas de operação acumulada máxima para realização da manutenção.

Variáveis do Problema

$DSP_{(u,t)} \in [0,1]$ – Variável real entre 0 e 1 que representa o percentual da vazão máxima turbinada da unidade geradora " u " no mês " t ".

Restrições

$DSP_{(1,t)} \leq 0$, para todo $t < t_{e1}$; **$DSP_{(2,t)} \leq 0$** , para todo $t < t_{e2}$; ... ;

$DSP_{(u,t)} \leq 0$, para todo $t < t_{en}$ – Este conjunto de restrições descreve o cronograma de entrada das

máquinas. Cada unidade geradora " k ", possui um mês de entrada em operação definido " t_{gk} ", e as restrições acima garantem que a unidade geradora " k " somente estará disponível para despacho após o período " t_{gk} ".

$$\sum_{u \in U} ENG_{(t)} \times DSP_{(u,t)} \geq VAZ_{(t)}, \text{ para todo } t \in T$$

– Esta restrição garante que a soma do engolimento

máximo das unidades geradoras despachadas deverá ser maior ou igual à vazão afluyente do mês " t ". Assim, toda a vazão disponível é aproveitada para geração de energia.

$$HOA_{min.} \leq \sum_{t \in T1} DSP_{(u,t)} \times NHM_{(t)} \leq HOA_{max.}, \text{ para todo } u \in U$$

$$HOA_{min.} \leq \sum_{t \in T2} DSP_{(u,t)} \times NHM_{(t)} \leq HOA_{max.}, \text{ para todo } u \in U$$

...

$$HOA_{min.} \leq \sum_{t \in Tn} DSP_{(u,t)} \times NHM_{(t)} \leq HOA_{max.}, \text{ para todo } u \in U$$

Estas restrições garantem que as " n " manutenções estabelecidas sejam realizadas respeitando no número de horas de operação acumuladas mínimo e máximo estabelecidos.

$DSP_{(u,t)} \leq 0$, para todo t onde será realizada a manutenção da unidade geradora u – Esta restrição garante que a unidade geradora " u " não será despachada no mês " t " em que será realizada a manutenção da mesma.

$$DSP_{(t+1,u)} \geq DSP_{(t,u)}, \text{ para todo } t \in T \text{ e todo } u \in U \text{ se } VAZ_{(t+1)} \geq VAZ_{(t)}$$

$$DSP_{(t+1,u)} \leq DSP_{(t,u)}, \text{ para todo } t \in T \text{ e todo } u \in U \text{ se } VAZ_{(t+1)} \leq VAZ_{(t)}$$

Estas restrições garantem que, caso a vazão afluyente no mês seguinte seja superior ao mês atual, matêm-se as mesmas unidades geradas em operação no mês atual e são disparadas novas unidades geradoras. Caso contrário desliga-se algumas unidades geradoras do grupo despachado no mês atual. Dessa forma minimiza-se o número de partidas das máquinas.

Função Objetivo

$$\text{Minimizar } \sum_{(t \in T, u \in U)} DSP_{(t,u)}$$

A função objetivo do problema é minimizar o número de unidades geradoras despachadas. Dessa forma obriga-se o modelo a gerar energia com toda a água disponível utilizando o menor número de unidades geradoras possível, ou seja, que elas operem na condição próxima a nominal.

O problema foi formulado e resolvido utilizando-se o software de otimização Gusek, que utiliza o solver GLPK para resolução de problemas de programação linear e programação linear inteira mista. Tanto o software Gusek quanto o solver GLPK são aplicativos de uso livre. O tratamento dos resultados foram executados com o Excel.

3.0 - RESULTADOS ENCONTRADOS

Como resultado obtém-se o cronograma de despacho das máquinas ao longo de todo o histórico de vazões. O resultado do modelo consiste em informar quais máquinas estão em operação e quais estão paradas, em cada mês, para os 81 anos de vazões históricas. Sendo assim, realizaram-se algumas análises estatísticas com estes dados, cujos resultados apresentados contêm 11 dos 15 períodos de manutenções realizadas em todo o histórico, visto que esses 11 períodos de manutenção representam mais de 50 anos de operação da usina.

A Tabela 1 mostra o número de horas de operação mínima, média e máxima das 31 unidades geradoras para os 11 períodos de manutenção, lembrando que o primeiro período varia de 54 a 42 meses, devido à entrada escalonada das máquinas, e os demais períodos equivalem a um intervalo de 60 meses.

Tabela 1 – Número de horas em operação mínima, média e máxima das unidades geradoras em cada período de manutenção.

Manutenção	Número de Horas de Operação		
	Mínima	Média	Máxima
1	20.000	23.195	30.000
2	20.000	22.903	30.000

3	20.000	27.152	30.000
4	20.000	25.450	30.000
5	20.000	25.507	30.000
6	20.000	25.650	30.000
7	20.000	23.182	30.000
8	20.000	22.331	30.000
9	20.000	25.620	30.000
10	20.000	24.867	30.000
11	20.000	23.226	30.000
		24.462	Média Geral

Pode-se observar que foi possível encontrar uma solução viável para o problema considerando as máquinas operando na faixa de 20.000 a 30.000 horas. Em média as máquinas operaram cerca de 24.462 horas, um valor bem abaixo do montante estipulado para uma parada preventiva de grande duração (1 mês). Com base nos levantamentos realizados junto à equipe de manutenção de usinas em operação com turbinas do tipo Kaplan, as manutenções preventivas de grande duração (1 mês) são executadas com 50.000 horas de operação das máquinas.

A Figura 2 mostra o tempo médio de operação por máquina, isto é, o número de meses em que as máquinas ficaram operando e o número de meses em que as máquinas ficaram paradas, em média, para os 11 períodos de manutenção. Pode-se observar que em média as máquinas operaram 37 meses e ficaram paradas 22 meses.

Outra informação importante desta análise é qual o número mínimo de unidades geradoras em operação comercial a partir do qual torna se possível a realização de manutenções preventivas, em períodos favoráveis, sem que ocorra perda de geração por falta de máquina. Nos estudos realizados para o AHE de São Luiz do Tapajós chegou-se a conclusão de que após a sincronização da 12ª unidade geradora, é possível a realização de manutenções preventivas no período de baixas afluências sem a ocorrência de perda de geração.

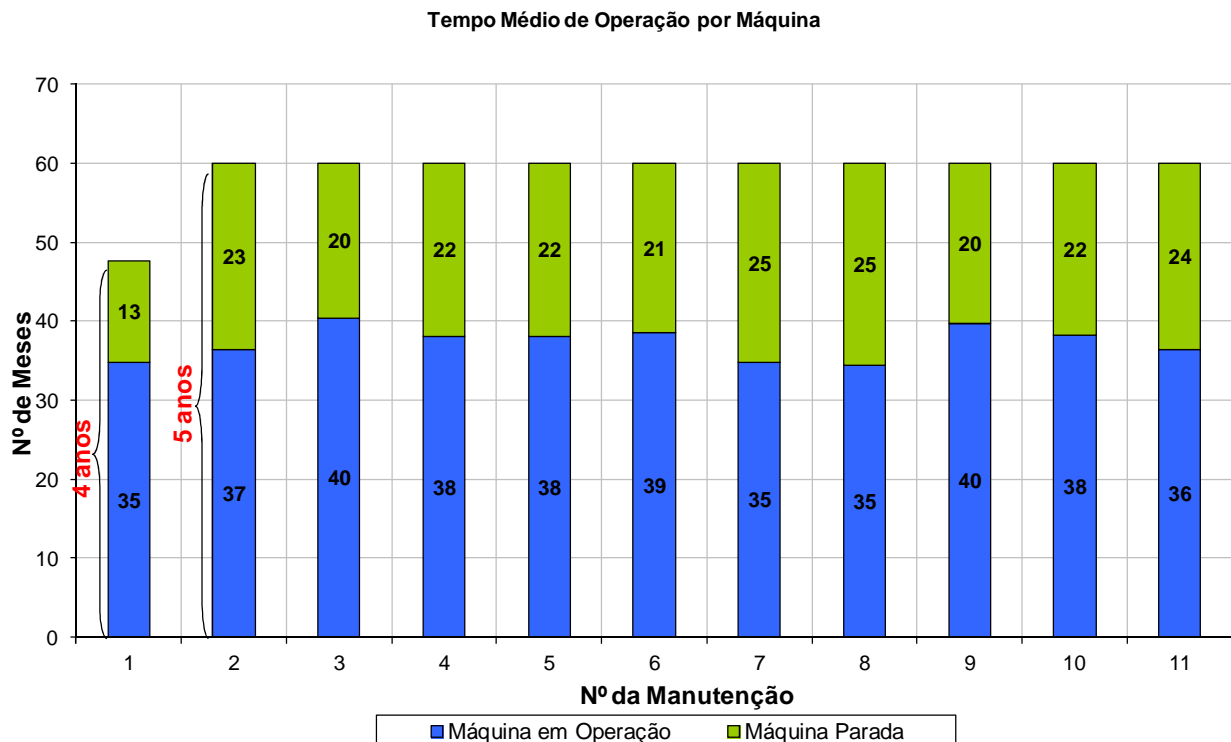


Figura 2 – Tempo médio de operação por máquina para cada período de manutenção.

4.0 - IP NULO X IP DA PORTARIA Nº 484

Com o objetivo de avaliar o impacto no custo de geração da energia ao se considerar um índice de indisponibilidade programada igual zero, realizou-se uma avaliação do impacto desta importante premissa no dimensionamento da potência instalada dos seguintes projetos: UHE Santo Antônio, UHE Jirau, UHE Belo Monte e UHE São Luiz do Tapajós.

Com base nos estudos de viabilidade de cada projeto, realizou-se um estudo de dimensionamento da potência instalada utilizando-se a premissa do IP nulo e posteriormente utilizando-se a premissa do IP da tabela apresentada na Portaria MME nº 484 de 11 de setembro de 2014. As Tabelas 2 a 5 apresentam o resultado do dimensionamento da potência instalada das quatro usinas de referência.

Observou-se que nas usinas de Santo Antônio e São Luiz chegou-se a uma potência instalada maior quando se adotou o IP da Portaria nº 484. Já nas usinas de Jirau e Belo Monte não ocorreu alteração da potência instalada do empreendimento.

Tabela 2 – Dimensionamento da potência instalada da UHE Santo Antônio

Adotado IP = 0%						Adotado IP = 6,141%					
Pot.	E. F. Local	Ganho E. F.	Benef. Inc.	Custo Inc.	Ben./Cus.	Pot.	E. F. Local	Ganho E. F.	Benef. Inc.	Custo Inc.	Ben./Cus.
MW	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano		MW	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano	
2864	2164,83	-	-			2864	2077,97	-	-		
3007,2	2217,31	52,48	38,40	25,04	1,53	3007,2	2135,65	57,68	42,20	25,04	1,69
3150,4	2265,05	47,74	34,93	25,81	1,35	3150,4	2185,9	50,25	36,76	25,81	1,42
3293,6	2305,8	40,75	29,81	26,81	1,11	3293,6	2234,17	48,27	35,32	26,81	1,32
3436,8	2339,85	34,05	24,91	28,17	0,88	3436,8	2275,06	40,89	29,92	28,17	1,06
3580	2365,54	25,69	18,80	29,87	0,63	3580	2311,2	36,14	26,44	29,87	0,89

Tabela 3 – Dimensionamento da potência instalada da UHE Jirau

Adotado IP = 0%						Adotado IP = 6,141%					
Pot.	E. F. Local	Ganho E. F.	Benef. Inc.	Custo Inc.	Ben./Cus.	Pot.	E. F. Local	Ganho E. F.	Benef. Inc.	Custo Inc.	Ben./Cus.
MW	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano		MW	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano	
2700	1740,29	-	-			2700	1660,04	-	-		
3000	1846,03	105,74	77,36	61,72	1,25	3000	1774,03	113,99	83,40	61,72	1,35
3300	1936,59	90,56	66,26	65,12	1,02	3300	1864,98	90,95	66,54	65,12	1,02
3450	1977,99	41,4	30,29	41,14	0,74	3450	1907,36	42,38	31,01	41,14	0,75

Tabela 4 – Dimensionamento da potência instalada da UHE Belo Monte

Adotado IP = 0%						Adotado IP = 1.556%					
Pot.	E. F. Local	Ganho E. F.	Benefício Inc.	Custo Inc.	Ben./Cus.	Pot.	E. F. Local	Ganho E. F.	Benefício Inc.	Custo Inc.	Ben./Cus.
MW	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano		MW	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano	
9900	4020,89	-	-	-	-	9900	4023,56	-	-	-	-
10450	4131,71	110,82	111,34	90,75	1,23	10450	4134,38	110,82	111,34	90,75	1,23

110 00	4231,2 7	99,56	100,03	90,75	1,10	110 00	4233,7 7	99,39	99,86	90,75	1,10
115 50	4317,4 3	86,16	86,56	90,75	0,95	115 50	4320,1 3	86,36	86,77	90,75	0,96

Tabela 5 – Dimensionamento da potência instalada da UHE São Luiz do Tapajós

Adotado IP = 0%						Adotado IP = 3,840%					
Pot .	E. F. Local	Ganho E. F.	Benefício Inc.	Custo Inc.	Ben./C us.	Pot .	E. F. Local	Ganho E. F.	Benefício Inc.	Custo Inc.	Ben./C us.
M W	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano		M W	MWm	MWm	MM R\$/ano	MM R\$/ano	
75 25	3712,66	-	-	-	-	75 25	3671,99	-	-	-	-
77 40	3749,29	36,63	52,36	44,20	1,18	77 40	3709,41	37,42	53,49	44,20	1,21
79 55	3779,00	29,71	42,47	44,20	0,96	79 55	3745,21	35,8	51,18	44,20	1,16
81 70	3803,85	24,85	35,52	44,20	0,80	81 70	3774,45	29,24	41,80	44,20	0,95

Após a determinação da potência instalada, procedeu-se a um cálculo aproximado do novo custo de geração de cada empreendimento. Para este cálculo foi considerada a diferença relativa no custo do empreendimento ao se aumentar a potência instalada do empreendimento e a diferença relativa na energia gerada pela usina, com estas duas diferenças obtém-se a diferença relativa no custo de geração da usina, finalmente aplica-se este percentual no custo de geração da usina calculado na época do seu EVTE. A Tabela 6 apresenta as diferenças relativas encontradas e o novo custo de geração da usina ao se desconsiderar a premissa do IP nulo e adotar o IP da Portaria do MME. Ressalta-se que os custos de geração apresentados não são comparáveis entre os empreendimentos, pois são referenciados a datas bases distintas.

Tabela 6 – Impacto no custo de geração ao se adotar o IP da Portaria do MME

	UHE Santo Antonio	UHE Jirau	UHE Belo Monte	UHE São Luiz do Tapajós
Diferença no Custo	4,5%	0,0%	0,0%	2,7%
Diferença na Energia	-1,3%	-3,7%	0,1%	-0,1%
Diferença no Custo de Geração	6,0%	3,8%	-0,1%	2,8%
Custo de Geração do EVTE	R\$ 91,58	R\$ 100,98	R\$ 83,00	R\$ 83,00
Novo Custo de Geração	R\$ 97,04	R\$ 104,86	R\$ 82,95	R\$ 85,31

Observou-se que as usinas de Santo Antônio, Jirau e São Luiz do Tapajós apresentaram um aumento no custo de geração ao se considerar o índice de indisponibilidade programada da Portaria nº 484, esse aumento variou de 3% a 6%. Já a usina de Belo Monte praticamente não apresentou alteração no custo de geração.

5.0 - CONCLUSÕES

No presente artigo foi proposta uma metodologia que considera os aspectos dinâmicos da operação de uma usina hidrelétrica para uma análise da viabilidade técnica em se adotar um índice de indisponibilidade programada nulo. Nessa metodologia são considerados aspectos importantes como o cronograma de entrada em operação das unidades geradoras e a variabilidade das vazões ao longo da vida útil da usina através do histórico de vazões do empreendimento.

A metodologia proposta foi utilizada nos estudos de viabilidade do AHE São Luiz do Tapajós. A análise realizada levou a conclusão de que a adoção do IP nulo no dimensionamento energético da usina e posteriormente na sua operação é viável tecnicamente, podendo ser adotado sem que haja risco de incorrer em indisponibilidade de geração devido à parada de unidades geradoras para manutenções preventivas.

As manutenções de menor duração (1 ou 5 dias) ficaram fora da análise realizada, por se tratar de uma simulação em base mensal. Porém, considerando os meses em que as máquinas ficaram paradas, essas, manutenções podem ser realizadas sem prejuízo da disponibilidade.

Outra informação importante desta abordagem dinâmica é a determinação do número mínimo de unidades geradoras, em operação comercial, a partir do qual já é possível a realização de manutenções preventivas sem a ocorrência de indisponibilidade de geração. Para o caso de São Luiz chegou-se a um número robusto de 12 unidades geradoras, que segundo o cronograma de entrada de máquinas, será atingido após 2 anos da data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora. Dessa forma torna-se necessário a realização de uma análise quanto à consideração de um valor de indisponibilidade programada diferente de zero para esse período ou mesmo uma análise se a tolerância de 960 horas para os primeiros 24 meses de operação comercial (Resolução ANEEL nº 614, 03/06/2014) são suficientes para absorver as manutenções preventivas nesse período.

Após o dimensionamento energético AHE São Luiz do Tapajós realizou-se uma revisão do estudo da indisponibilidade programada da usina, considerando a nova potência instalada de 7.740 MW dividida em 36 unidades geradoras de 215 MW. Nesta configuração obteve-se uma redução do número de horas em operação média das unidades geradoras, que passou de 24.462 horas para 20.421 horas. Isto se deve ao fato de que com um número maior de unidades geradoras tem-se uma maior flexibilidade operativa na usina, podendo assim realizar uma melhor distribuição do despacho das unidades.

Com relação ao estudo de sensibilidade que analisou o impacto da adoção do IP nulo no dimensionamento energético do empreendimento e conseqüentemente no seu custo de geração, conclui-se que a adoção do IP nulo resulta em projetos mais eficientes, ou seja, projetos que com uma potência instalada menor ou igual produz mais energia, resultando assim em um custo de geração mais baixo.

Esse resultado é justificado pela forma na qual as taxas de indisponibilidades são consideradas nos modelos de simulação e otimização empregados no setor. Essas taxas são consideradas como uma redução da capacidade instalada do empreendimento, por exemplo, se uma determinada usina tem uma potência instalada de 100 MW e possui uma taxa de indisponibilidade total (forçada + programada) de 10%, nos modelos empregados no setor esta usina terá uma capacidade total de 90 MW. Sendo assim, é fácil perceber que durante o dimensionamento energético de um determinado aproveitamento hidráulico, etapa na qual se pretende dimensionar um empreendimento viável (sob a ótica técnica e econômica) que aproveite ao máximo o potencial energético local, que ao se considerar um índice de indisponibilidade programado nulo dimensiona-se um empreendimento com capacidade instalada menor.

Portanto conclui-se que a utilização do IP nulo no dimensionamento energético de usinas, desde que comprovada sua viabilidade técnica, traz benefício para o projeto como um todo, e está alinhada à diretriz do governo em promover a modicidade tarifária no setor, pois esta consideração resulta em um projeto mais eficiente, que aproveita melhor sua capacidade instalada para a geração de energia.

Como melhoria da metodologia proposta sugere-se a criação de uma análise mais criteriosa a respeito do período inicial da motorização, quando não se tem unidades geradoras suficientes para garantir uma manutenção preventiva sem indisponibilidade de geração, com o objetivo de sugerir um valor de indisponibilidade para este período.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) RIGAMONTI, R. Modelos para Planejamento de Longo Prazo de Manutenções Preventivas em Usinas Hidrelétricas com Grande Número de Unidades Geradoras e Regime Hidrológico Bem Definido – Dissertação de Mestrado – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 2012 (Disponível em: http://www.cos.ufrj.br/index.php?option=com_publicacao&task=visualizar&id=2336).
- (2) Estudos de Inventário Hidrelétrico dos Rios Tapajós e Jamanxim – Eletrobras Eletronorte – Maio de 2008.
- (3) Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica do AHE São Luiz do Tapajós – Eletrobras, Eletrobras Eletronorte, EDF, CEMIG, COPEL, Carmargo Corrêa, GDF Suez, Endesa, Neoenergia - Processo nº 48500.004334/2009-94 – Fevereiro de 2014.
- (4) GUSEK – Interface de desenvolvimento para modelos de Programação Linear (PL) e Programação Linear Inteira Mista (MILP) - http://gusek.sourceforge.net/gusek_ptbr.html
- (5) GLPK – Software de otimização - <https://www.gnu.org/software/glpk/>
- (6) Portaria nº 484, de 11 de setembro de 2014 – Ministério de Minas e Energia - MME

(7) Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014 – Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rafael Rigamonti

Natural de Araçatuba – SP – Nascido em 1981

Graduado em Engenharia Elétrica pela UNESP de Ilha Solteira em 2005

Mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE em 2012

Atua na área de Estudos Energéticos da Eletrobras desde Novembro de 2006