Metodologia de Avaliação de Investimentos em Melhorias e Eficiência de Empreendimentos Amortizados de Geração para Mitigar a Indisponibilidade das Usinas



Carlos Duarte Costa[1]; Lúcio de Medeiros[2]; Diogo Mac Cord de Faria[3]

[1]Faculdade Educacional Araucária – FACEAR; [2]Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Institutos Lactec; [3]Fundação Getúlio Vargas, FGV.

RESUMO

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro foi conduzida inicialmente pela Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012 e posteriormente reformulada pela Medida Provisória nº 688 de 18 de agosto de 2015. As usinas hidrelétricas, com investimentos já amortizados e/ou com as suas concessões a vencer, passam a ser inseridas no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) como cotistas, mediante contratação compulsória de parte da sua garantia física pelas distribuidoras. O gerador pode comercializar a parte que sobra da sua garantia física no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os agentes de geração passam a ter a sua garantia física dividida e remunerada de forma diferente. A parcela destinada ao ACR passa a ser remunerada pelo Custo de Melhorias da Gestão dos Ativos de Geração (GAG-melhorias) e a parcela destinada ao ACL passa a ser comercializada livremente. Esse artigo tem por objetivo identificar o montante da receita oriunda do GAG-melhorias, para ter ciência se ele é suficiente para fazer frente aos investimentos em melhorias, nas usinas atingidas pela Medida Provisória nº 688. Este artigo apresenta um método de cálculo da receita oriunda do GAG-melhorias que leva em conta a projeção das receitas e a estimativa dos investimentos necessários nas usinas tingidas pela Medida Provisória nº 688. O método é aplicado em uma usina hidrelétrica licitada no leilão nº 12/15 e os resultados demonstram que, nos cenários simulados, o montante da receita oriunda do GAG-melhorias é suficiente para fazer frente aos investimentos em melhorias na usina.

Palavras-chave: GAG-melhorias. Medidas Provisórias nº 579 e nº 688. Receitas das Usinas.

ABSTRACT

The reform of the Brazilian Electric Sector was driven by Executive Order 579 dated September 11, 2012 and later reviewed by Executive Order 688, dated August 18, 2015. The hydropower plants, with investments already amortized and with their concessions to be due, were inserted in the electricity trade regulated market (ACR) as quota holders, through compulsory contracting of part of their firm capacity by the distributors. The generator can trade the excess capacity in the free trade market (ACL). The generators have, then, their firm capacity divided and remunerated differently. The parcel destined to ACR is remunerated according to the Cost of Improvements of the Generation Assets (GAG-improvements) and the parcel destined to the ACL will be freely traded. That said, the purpose of this paper is to identify the amount of revenue from GAG-improvements and verifying whether it is sufficient to cover investments and improvements in the power plants affected by Executive Order 688, by calculating revenue from the GAG-improvements that takes into account the revenue projection and the estimation of the investments required. The

method is applied in a hydropower plant tendered in the auction 12/2015 and the results demonstrate that, in the simulated scenarios, the amount of revenue from the GAG-improvements is enough to cover the investments.

Keywords: GAG-improvements. Provisory Measures numbers 579 and 688. Revenue of the Power Plants.

1. INTRODUÇÃO

A Medida Provisória nº 579 de 2012 (Brasil, 2012), convertida na Lei nº 12.783 de 2013 (Brasil, 2013) impôs novas condições ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Entre elas, a que traz maior impacto ao setor elétrico é a criação do regime de cotas aplicado às usinas hidrelétricas com concessões por vencer e que não podem ser renovadas dentro do marco legal existente até então. A Medida Provisória nº 688 (Brasil, 2015), convertida na Lei nº 13.203 de 2015 (Brasil, 2015) instituiu a bonificação pela outorga desses empreendimentos. Uma parcela da energia produzida pela usina (30% da garantia física) poderá ser comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), enquanto o restante (70%) é destinado ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde estão as distribuidoras de energia.

Em 2015 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realizou o leilão nº12 (Brasil, 2015), o primeiro sob o regime da MP nº688, que leva em consideração a transferência de toda a remuneração destinada aos investimentos em melhorias para o Valor Teto do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG-teto). É uma tentativa do poder concedente para tentar garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Os investimentos na ampliação da capacidade de geração passam a ser custeados pelo Custo de Ampliação da Gestão dos Ativos de Geração (GAG_{Amp}), garantindo assim ao gerador hidráulico que uma parcela de sua receita será destinada ao investimento em melhorias.

O artigo propõe o desenvolvimento de um método para lidar com a nova regulação econômica na geração de energia, discutindo como serão abordadas as questões que envolvem a Operação e Manutenção (O&M) *versus* os investimentos necessários em melhorias e eficiência.

2. DESENVOLVIMENTO

O projeto de construção de uma usina hidrelétrica se inicia com a realização do estudo de viabilidade. Após a sua concretização algumas fases são executadas até a sua entrada em operação comercial. Com o passar do tempo o sistema ficará obsoleto necessitando assim a sua reforma, atualização e/ou modernização (FIGURA 1).

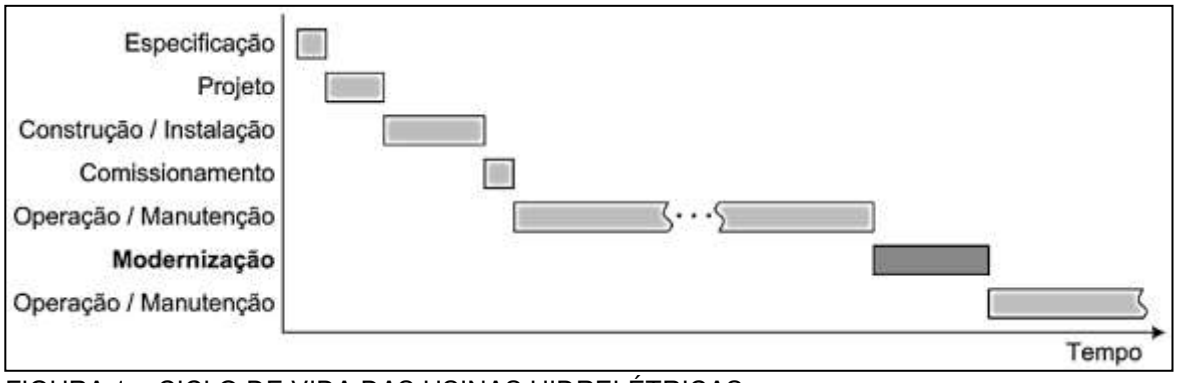

FIGURA 1 – CICLO DE VIDA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS
FONTE: MENDES (2011)

Para MENDES (2011) “os sistemas secundários, como o sistema de automação, têm ciclo de vida (etapas) semelhante ao da usina e são os primeiros a chegarem à fase de atualização”. A motivação na realização das reformas, atualizações e/ou modernizações das usinas hidrelétricas existentes são inúmeras: dificuldade em obter permissão as novas instalações; fim da vida útil da usina; necessidade de mudar as práticas de O&M mais modernas e eficientes; eliminação de problemas crônicos.

A rigor, as práticas adotadas pela empresa é que irão definir a idade e a posição tecnológica que ela apresenta. “Considerando que muitas usinas no Brasil já estão em operação há mais de 30 anos, as modernizações são fundamentais. Através delas é possível obter extensão da vida útil, aumento da disponibilidade, redução da manutenção, melhorias da operação e do desempenho, aumento da segurança operacional e diminuição dos custos”. (MENDES, 2011).

Os motivos mais citados e que estão alinhados ou interligados são a obsolescência e a falta de peças sobressalentes (indica que o sistema está obsoleto). Quando se chega a esse ponto não é mais possível retardar os investimentos necessários à sua realização.

Os investimentos se fazem necessários e devem ser planejados de modo a reduzir as indisponibilidades. Os principais motivos a serem levados em conta no momento de decidir sobre a realização da reforma, atualização e/ou modernização dos componentes ou sistemas podem ser identificados na FIGURA 2.

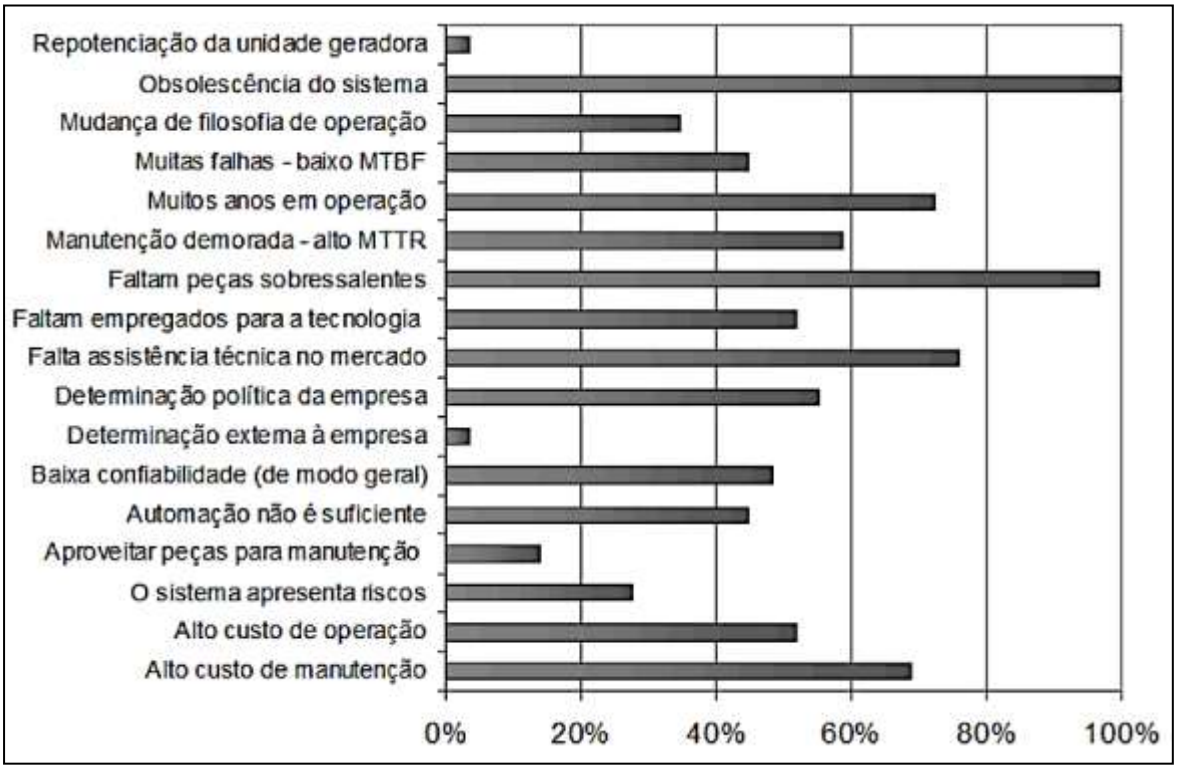

FIGURA 2 – MOTIVOS PARA OS INVESTIMENTOS NA USINA
FONTE: MENDES (2011)

A figura demonstra no eixo das ordenadas os principais motivos e o eixo das abscissas apresenta, em percentuais, a prioridade na hora da tomada de decisão. O *Mean Time Between Failures* (MTBF) se refere ao tempo médio entre falhas e o *Mean Time To Repair* (MTTR) ao tempo médio para reparo, sendo indicadores importantes em relação à disponibilidade de uma aplicação. Os motivos mais citados e que estão alinhados ou interligados são a obsolescência e a falta de peças sobressalentes (indica que o sistema está obsoleto). Quando se chega a esse ponto não é mais possível retardar os investimentos necessários à sua realização.

2.1 RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DO SEB

Em 1995 com a publicação das leis nº 8987 (BRASIL, 1995) e nº 9074 (BRASIL, 1995) começaram as renovações das concessões do SEB trazendo como principais características a desestatização e desverticalização das empresas do setor. As empresas que operavam em mais de um segmento foram obrigadas a se dividirem em três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em 1998 foram definidos os “contratos iniciais” que estabelecem a divisão da energia originária das usinas renovadas entre as distribuidoras com a criação do ACR.

A MP nº 579 com as novas regras regulatórias para o SEB. “Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências” (Brasil, 2012). Trouxe como meta a redução de 20,2% da tarifa final paga pelo consumidor aproveitando o final dos contratos de geração e transmissão de energia que apresentavam ativos amortizados em sua totalidade. A lógica seguida pelo poder concedente é que não seria necessário o consumidor pagar pelas concessões de geração e de transmissão já amortizadas.

A MP nº 688 fez alterações significativas à MP nº 579, sendo os principais pontos: repactuação dos riscos hidrológicos dos geradores que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); licitações para a outorga de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, não prorrogadas pela MP nº 579, adotem os critérios: menor tarifa; maior oferta pela outorga; ou combinação dos dois critérios; para a licitação das concessões de geração ainda não renovadas, a parcela da garantia física destinada ao ACR limitada a 70%, seguindo a diferença ao ACL.

2.2 RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO (RAG)

A partir da MP nº 579 foi introduzido no SEB uma nova metodologia para a remuneração das usinas com as concessões vencidas e que passariam para o sistema de cotas através da RAG definida pela ANEEL. A RAG é estabelecida de forma regulatória considerando o montante financeiro anual para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do gerador e leva em consideração: OPEX (*operational expenditure*), ou “custos operacionais eficientes”; CAPEX (*capital expenditure*), ou “investimentos em ampliações e/ou melhorias”, avaliado pelo Valor Novo de Reposição (VNR); WACC (*weighted average capital cost*), ou “custo médio ponderado do capital”; despesas com transporte e encargos setoriais.

Após a promulgação da MP nº 688 a metodologia para a remuneração das usinas com as concessões vencidas foram alteradas em relação à da MP nº 579, os principais pontos são: a bonificação pela outorga para usinas cujas concessões terminaram em 2015; WACC de 9,04% contra os 7,16% anteriores; definição do valor fixo para o GAG-melhorias, para cobrir os investimentos em máquinas e equipamentos (modernização e melhorias) da usina, em substituição ao modelo de base de remuneração que reconhece os investimentos efetivamente realizados pelas concessionárias; liberdade para comercializar livremente 30% da energia gerada

(podendo ser destinada ao ACL, leilões de energia velha ou liquidação no mercado de curto prazo).

A REN nº 642 determina que os investimentos a serem declarados em obras civis ou substituição de equipamentos devem ser classificados como melhorias, portanto, contemplados pelo GAG-melhorias. Esses investimentos diferem-se do GAG_{Amp} que são destinados apenas para ampliação da usina conforme definido pela ANEEL (2014): "Caracteriza-se como ampliação o aumento de potência instalada para atendimento ao aproveitamento ótimo, com acréscimo de unidades geradoras".

2.3 LEILÃO ANEEL Nº 12 DE 2015

O leilão nº 12 de 2015 foi o primeiro a ser realizado sob a regulamentação da MP nº 688, no qual foram licitadas 29 usinas. Quando comparados os valores ofertados do MWh (R$ 124,00) nesse leilão com a metodologia prevista na MP nº 579 (R$ 25,00) a diferença ficou em aproximadamente de 4 vezes. Ressalta-se que mesmo nesse patamar a energia "velha" ficou em 20% menor do que a energia "nova" (usina de Itaocara) licitada no leilão A-5 de abril de 2015 (R$ 155,00), ou seja, mesmo com a cobrança da outorga, ouve uma redução no custo da energia para os consumidores. Utiliza-se o leilão A-5 de abril de 2015 como referência para o preço da energia por ser o mais próximo para na modalidade de "energia nova". A energia assegurada a ser comercializada respeita para o ano de 2016 de 100% para o ACR e a partir de 1º de janeiro de 2017 70% para o ACR e 30% de livre comercialização.

2.4 MÉTODO DE AVALIAÇÃO DA RECEITA

O método desenvolvido para a avaliação da receita é oriundo do GAG-melhorias, comparando-o com os investimentos necessários à manutenção da vida útil da usina e é composto por 6 seis etapas.

Etapa 1 – Estudo Histórico da Usina. É destinada ao levantamento dos dados da usina, tais como a sua localização, o histórico de construção que compreende desde o seu projeto até os dias de hoje. Também são apontadas as suas características físicas e operacionais: tamanho do reservatório e barragem; canal de adução; casa de força; grupos geradores; transformadores; canal de fuga. Levantados o histórico dos principais investimentos já realizados na infraestrutura, sua quantificação e a recorrência dos mesmos. Para isso foram utilizados os dados provenientes da COPEL, ANEEL, ONS e de estudos descritos em PROMON *et al* (2016) e LMDM *et al* (2016).

Etapa 2 – Estimativa do Tempo para Novas Intervenções. Destina-se a estimar e projetar o tempo necessário à realização de novos investimentos em melhorias na usina necessários para garantir a qualidade do serviço a ser ofertado. Partiu-se do histórico das manutenções realizadas nos grupos geradores, conforme demonstrado na EQUAÇÃO 1.

$$NIN = (TRUI + PTC) \div TMNI \quad (1)$$

Etapa 3 – Orçamentação. Caracteriza-se pela realização da orçamentação dos principais investimentos a serem realizados na usina. Para tanto, divididos em obras civis (reparação da usina como um todo) e equipamentos eletromecânicos (turbinas, geradores, comportas e outros dispositivos dessa natureza) e a sua atualização a valor presente. Optou-se, por utilizar o levantamento histórico dos investimentos já realizados e que foram apresentados no estudo desenvolvido pela PROMON *et al* (2016) e as simulações realizadas no SISORH. Para tanto foram desenvolvidos 2 cenários. O primeiro considera apenas o histórico das intervenções já realizadas. A EQUAÇÃO 2 apresenta o cálculo do investimento estimado (melhorias) para o período da concessão.

$$ITE = IAH \times PC \quad (2)$$

O segundo considera o histórico das intervenções já realizadas e que são adicionadas as simulações realizadas no SISORH. A EQUAÇÃO 3 demonstra o cálculo investimento total estimado (melhorias) para o período da concessão.

$$ITE = (BA \times Q_t \times IE) + (TG \times Q_t \times IE) + (TR \times Q_t \times IE) + (EA \times Q_t \times IE) + (IAH \times Q_t \times IE) \quad (3)$$

Etapa 4 – Método de Projeção do GAG-melhorias é destinada a realização dos cálculos das receitas que o gerador terá direito durante o período de concessão. A partir dos valores constantes do contrato de concessão é projetada a receita oriunda do GAG-melhorias a valor presente. A EQUAÇÃO 4 expressa o cálculo do GAG-melhorias para os 70% da garantia física destinada ao ACR, para os 30 anos de concessão. A taxa de desconto considerada nos cálculos é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

$$RR = (GAGmelhorias \times t_1) + ((GAGmelhorias \times 0{,}7) \times t_2) + \cdots + ((GAGmelhorias \times 0{,}7) \times t_{30)} \quad (4)$$

A EQUAÇÃO 5 expressa o cálculo do GAG-melhorias para os 30% da garantia física destinada ao ACL, para os 30 anos da concessão, com início no segundo ano.

$$RL = ((RAP \times 0{,}3) \times t_2) + \cdots + ((RAP \times 0{,}3) \times t_{30}) \quad (5)$$

Etapa 5 – Penalizações por Indisponibilidade é destinada a realização dos cálculos das penalizações, a valor presente, as quais a usina está exposta no momento em que for necessária a realização dos investimentos em melhorias quantificando as futuras indisponibilidades oriundas das manutenções que se fizerem necessárias, o reflexo delas, bem como estimar os valores das penalizações que dela se originarem.

Etapa 6 – Métrica para a Análise dos Resultados é destinada à confrontação dos valores estimados dos investimentos projetados para todo o período da concessão com as receitas estimadas e também projetadas para o mesmo período (GAG-melhorias) e a análise dos resultados obtidos. Para a realização da análise foram desenvolvidos 2 cenários. O primeiro considera apenas o histórico das intervenções já realizadas e o resultado é obtido pela aplicação da EQUAÇÃO 6.

$$Res = (RVPr - IHE) \quad (6)$$

O segundo cenário considera o histórico das intervenções já realizadas adicionadas as simulações pelo SISORH e o resultado é obtido pela EQUAÇÃO 7.

$$Res = (RVPr - (IHE + ISS)) \quad (7)$$

2.5 APLICAÇÃO DO MÉTODO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo apresentado neste artigo tem como origem o resultado do leilão de empreendimentos de geração nº 12/2015. Foram licitadas 29 usinas hidrelétricas que juntas somam 6.061 MW de potência instalada e 3.223 MWmed de garantia física. Todos os lotes foram arrematados e tem um período de concessão de 30 anos (ANEEL, 2016).

Para a aplicação do método foi escolhida a usina hidrelétrica de Governador Parigot de Souza - GPS, localizada no Estado do Paraná, que foi arrematada pela Copel Geração e Transmissão S/A (Copel GeT) (ANEEL, 2015).

O reservatório da usina GPS está localizado no município de Campina Grande do Sul, tendo como afluente o Rio Capivari, distante 50 km de Curitiba. A casa de força está localizada no município de Antonina tendo uma capacidade instalada de 260 MW, produzidos por 4 unidades geradoras (COPEL, 2016). A usina foi projetada em meados da década de 1950 como parte de um plano plurianual de expansão energética com os estudos técnicos de viabilidade e os projetos básicos de implantação. A fase executiva levou cinco anos para concluir a implantação da infraestrutura viária, construção da barragem, perfurações nas rochas para a construção do túnel de adução e o complexo

de túneis auxiliares com 22 km de extensão e mais dois anos para a instalação dos equipamentos geradores e redes de transmissão.

A NT nº 105 apresenta a TABELA 1 em que são apontadas as necessidades de investimentos em melhoria da usina GPS considerando o tempo de vida da mesma:

TABELA 1 - ESTIMATIVA DA NECESSIDADE DE MELHORIAS PARA GPS

Necessidade de Melhorias	
Pouca ou nenhuma intervenção	100%
Intervenções relevantes antigas	80%
Intervenções relevantes recentes	60%

FONTE: Modificado de ANEEL (2015)

A mesma nota técnica classificou a usina GPS com um percentual de 80% de necessidade de intervenções relevantes. As intervenções já realizadas são antigas e durante o novo contrato de concessão poderão exigir a sua atualização que podem ser por motivo de obsolescência ou mesmo de inviabilidade econômica para manter a sua de vida útil, conforme demonstrado na TABELA 2.

TABELA 2 - ADICIONAL PARA MELHORIAS DE GPS

Usina Hidrelétrica	Nec. Melhorias	Fator	Adicional para Melhorias
Gov.- Pedro Viriato Parigot de Souza	80%	1,6168	1,6168 x Custo Operacional

FONTE: ANEEL (2015)

A nota técnica também apresenta o histórico das indisponibilidades dos grupos geradores, mostradas na TABELA 3.

TABELA 3 - INDISPONIBILIDADES DOS GRUPOS GERADORES, MODERNIZAÇÃO (GPS)

Grupo Gerador	Início, data e hora	Fim, data e hora	Indisponibilidade em dias
PRGPSU0UG1	28/05/2001 as 07:00	25/06/2001 as 23:08	28,67
PRGPSU0UG1	17/07/2012 as 00:00	17/07/2013 as 00:00	365,00
PRGPSU0UG2	02/07/2001 as 13:00	23/07/2001 as 16:14	21,13
PRGPSU0UG2	17/07/2012 as 00:00	21/10/2012 as 21:22	96,89
PRGPSU0UG3	06/08/2001 as 07:00	28/08/2001 as 09:21	22,10
PRGPSU0UG3	17/07/2012 as 00:00	21/10/2012 as 19:09	96,80
PRGPSU0UG4	10/09/2001 as 07:00	02/10/2001 as 13:33	22,27
PRGPSU0UG4	17/07/2012 as 00:02	21/10/2012 as 15:23	96,64
Média das indisponibilidades históricas:			**93,7**

FONTE: ANEEL (2015)

A TABELA 3 demonstra que a amostragem disponível é de apenas 8, isso se justifica por serem de alta intervenção. A média geral aponta para um valor aproximado

de 94 dias. Quando considerados apenas os 4 valores inferiores da amostra a média é de aproximadamente 24 dias. Da mesma maneira quando considerados apenas os 3 valores centrais da amostra a média é de aproximadamente 97 dias, ficando muito próxima da média geral. A taxa de indisponibilidade histórica da usina é apresentada na TABELA 4.

TABELA 4 - TAXA DE INDISPONIBILIDADE DE GPS

UHE	Indisponibilidade Forçada	Indisponibilidade Programada
Gov. Parigot	2,533	8,091

FONTE: ANEEL (2015)

O cálculo da estimativa das futuras intervenções considera o histórico das intervenções já realizadas na usina GPS, R$ 3.632.976,87 por ano, sendo contado pelo início da sua operação até a data da última imobilização. A PROMON *et al* (2016) entende que "os investimentos históricos foram baixos, de forma geral, quando se leva em consideração que o modelo proposto pelo regulador para o leilão de usinas cotistas reconhece, para GPS, um GAG-teto para melhorias de R$ 45.961.331,11".

O primeiro cenário considera apenas o histórico das intervenções já realizadas na usina GPS; o segundo considera o histórico das intervenções já realizadas como ações rotineiras de melhorias somando-o as simulações para as futuras intervenções significativas. Nos dois cenários considera-se o GAG-teto em R$ 45.961.331,11 (valor anual), dividido em R$ 19.103.488,07 para o $GAG_{O\&M}$ e R$ 26.857.843,05 para o GAG-melhorias, conforme consta nas regras para o leilão nº 12 (ANEEL, 2015a).

2.6 RESULTADOS

Considerando o ano de entrada em operação comercial e os anos das principais intervenções significativas já realizadas pode-se estabelecer uma relação temporal ingênua entre elas. O espaço de tempo entre a entrada em operação comercial até a primeira intervenção foi de 30 anos, já o tempo decorrido da primeira intervenção para a segunda foi de 11 anos, conforme demonstrado na TABELA 5.

TABELA 5 - HISTÓRICO DO TEMPO DAS INTERVENÇÕES DE GPS

Unidade geradora	Entrada em operação	Espaço de tempo		Espaço de tempo	
		1ª intervenção	Anos	2ª intervenção	Anos
Grupo 1	1971	2001	30	2013	12
Grupo 2	1970	2001	31	2012	11
Grupo 3	1971	2001	30	2012	11
Grupo 4	1971	2001	30	2012	11

FONTE: O AUTOR (2016)

Observa-se que houve uma expressiva redução do tempo entre as intervenções significativas nos grupos geradores ao longo do tempo. A diferença de 30 anos reduziu-se para 11 anos, ou seja, houve uma redução de 63% do tempo entre a realização das mesmas. O Tempo Médio para as novas Intervenções (TMI) será utilizado para estimar as próximas intervenções. Nos cálculos (EQUAÇÃO 1) considerou-se trinta anos do contrato de concessão e as datas das últimas intervenções já realizadas. O resultado obtido indica que serão necessárias três intervenções significativas.

O primeiro cenário considera a estimativa realizada a um custo médio histórico das intervenções realizadas, apresentado no estudo desenvolvido por PROMON *et al* (2016). O resultado obtido (EQUAÇÂO 2) demonstra que a estimativa dos investimentos em melhorias (a valor presente) é de R$ 48.493.099,34. Deve-se considerar que o histórico utilizado para o cálculo não reflete as prováveis intervenções significativas que serão necessárias, na parte civil da usina. Entretanto a sua utilização é valida, pois são dados confiáveis e servem de referência ao presente artigo.

O segundo cenário considera o histórico das intervenções já realizadas que são adicionas as simulações realizadas no SISORH (EQUAÇÂO 3) O resultado, a valor presente, é de R$ 65.974.257,34. Deve-se considerar que a utilização do SISORH apresenta uma simulação que deve ser utilizada apenas como referência. O resultado apresenta-se 36% superior ao primeiro caso. Isso pode ser um indicativo que a saída do SISORH é muito conservadora, ou seja, alguns valores de investimentos podem não ser considerados em sua plenitude pelo modelo.

O cálculo da receita obtida leva em consideração os 100% do GAG-melhorias para o primeiro ano e 70% para os anos seguintes. Para trazer a valor presente utilizou-se a variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo de dezembro de 2016 (6,29%), como taxa de desconto, e o método utilizado é o do fluxo de caixa descontado (EQUAÇÂO 4). O resultado indica a receita do GAG-melhorias em R$ 258.530.121,86 quando leva em conta os 70% remunerados pelo ACR.

O cálculo do GAG-melhorias para os 30% da garantia física livremente comercializada começa no segundo ano de concessão. O valor de referência utilizado para a projeção das receitas é o leilão de energia nova, em que foi licitada a usina de Itaocara (R$ 155,00), A-5 de abril de 2015 (EQUAÇÂO 5). O valor de R$ 99.969.248,88 é a diferença entre o total do GAG-melhorias e os 70% do ACR. A TABELA 6 apresenta a parcela do GAG-melhorias que deverá ser remunerada pelo ACL.

TABELA 6 – REPRESENTATIVIDADE DO GAG-melhorias REMUNERADA PELO ACL (GPS)

Receita da usina projetada para os 30 anos a valor presente:	1.975.511.724,43
30% Receita do GAG-melhorias remunerada pelo ACL (30 anos):	99.969.284,88
% do GAG-melhorias a ser remunerada pelo ACL:	5,06

FONTE: O AUTOR (2016)

Sobre a TABELA 6, considera-se a receita projetada pelo valor de referência (R$ 155,00) que é base para a projeção das receitas pela energia comercializada no ACL, a valor presente de R$ 9.975.511.724,43; o valor de R$ 99.969.284,88 corresponde à complementação do GAG-melhorias do ACL; o agente deverá destinar 5,06% da receita obtida no ACL para compor o GAG-melhorias.

A TABELA 7 apresenta o resumo da composição do GAG-melhorias

TABELA 7 – COMPOSIÇÃO DO GAG-MELHORIAS PARA GPS

70% Receita do GAG-melhorias remunerada pelo ACR (30 anos):	258.530.121,86
30% Receita do GAG-melhorias remunerada pelo ACL (30 anos):	99.969.284,88
Receita total a valor presente do GAG-melhorias (30 anos):	358.499.406,74

FONTE: O AUTOR (2016)

Conforme demonstrado na TABELA 7 o valor oriundo do GAG-melhorias é de R$ 358.499.406,74, sendo dividido em R$ 258.530.121,86 a ser remunerado pelo ACR e R$ 99.969.284,88 a ser remunerado pelo ACL. A confrontação dos resultados obtidos ocorrerá em dois cenários. No primeiro serão apresentados os resultados obtidos a partir das projeções baseadas no histórico dos investimentos já realizados na usina GPS (EQUAÇÂO 6) e o resultado demonstrado na TABELA 8.

TABELA 8 – CENÁRIO 1 – RESULTADOS ESTIMADOS PARA GPS

Conta	**Valor em R$**
Receita a Valor Presente do GAG-melhorias	358.499.406,74
Investimento Total Estimado a partir do Histórico a valor presente	48.493.099,34
Resultado	310.006.307,40
Conta	**Valor em %**
Investimento sobre o GAG-melhorias	**13,5**

FONTE: O AUTOR (2016)

A análise da TABELA 8 demonstra que o GAG-melhorias é de R$ 358.499.406,74 em confronto a uma despesa com investimentos estimados de R$ 48.493.099,34, não só é suficiente como se apresenta com um excedente de recursos da ordem de R$ 310.006.307,40. Os gastos estimados representam 13,5% do valor total destinado ao GAG-melhorias. Vale ressaltar, que o valor utilizado para os investimentos é baseado no histórico da usina e que eles não contemplam as possíveis intervenções

significativas que se fizerem necessárias na usina, sendo confiável, pois não utiliza estimativas em sua elaboração.

No segundo cenário serão apresentados os resultados obtidos a partir das projeções baseadas no histórico dos investimentos já realizados na usina GPS somados as simulações realizadas com o SISORH (EQUAÇÂO 7) e apresentados na TABELA 9.

TABELA 9 – CENÁRIO 2 – RESULTADOS ESTIMADOS PARA GPS

Conta	Valor em R$
Receita a Valor Presente do GAG-melhorias	358.499.406,74
Investimento Total Estimado a partir do Histórico a valor presente	48.493.099,34
Investimento Simulado pelo SISORH	17.481.158,00
Soma dos Investimentos	**65.974.257,34**
Resultado	**292.525.149,40**
Conta	**Valor em %**
Investimento sobre o GAG-melhorias	**18,4**

FONTE: O AUTOR (2016)

A análise da TABELA 9 demonstra um GAG-melhorias de R$ 358.499.406,74 que em confronto com investimentos estimados em R$ 65.974.257,34 apresenta um incremento no valor dos mesmos e a receita excedente foi reduzida para R$ 292.525.149,40. Os gastos estimados representam 18,4% do valor total destinado ao GAG-melhorias, apresentando uma elevação de 4,9% em relação ao primeiro caso. Vale ressaltar que as simulações realizadas no SISORH podem conter divergências com o que efetivamente poderá acontecer, pois foram consideradas as intervenções básicas.

Deve-se frisar que apesar dos cálculos realizados serem positivos para os dois cenários, uma questão importante não foi considerada no presente estudo: o fluxo de caixa no momento em que os desembolsos efetivamente ocorrem. O artigo considerou as receitas a valor presente e os investimentos originaram-se de um valor histórico, sem uma data determinada para a sua realização. Este fato poderá trazer algum descompasso entre as receitas e os desembolsos, isso ocorre pela incerteza de quais investimentos serão realizados e em que momento.

Outra questão importante é a taxa de juros considerada no estudo. Ela é um componente importante na realização dos cálculos, mas o valor que ela apresenta não é relevante porque a taxa de juros é dinâmica e, portanto, os cálculos devem ser sempre atualizados. Ao considerar novas taxas os resultados podem divergir do primeiro estudo.

Finalmente, ressalta-se que, a partir de estimativas informais, o percentual de 18,4%, levantado no cenário 2, poderá triplicar de valor, quando considerados a construção e o aparelhamento da usina a partir de novas estruturas civis e/ou

equipamentos. Isso ocorre, pois os geradores hidráulicos não possuem os dados precisos sobre o tema e quando os possuem eles são tratados como sigilosos pelas empresas e, por esse motivo não são divulgados. Os valores podem ser ainda maiores, pois existem os custos para desfazer, desmobilizar e/ou demolir a estrutura existente para que seja possível a inserção das novas estruturas e/ou dos novos equipamentos.

3. CONCLUSÃO

A criação do GAG-melhorias, apesar de trazer benefícios evidentes em relação à regra regulatória anterior, trouxe também a dúvida se: os recursos destinados a ela serão o suficiente para fazer frente aos investimentos necessários. Com os valores do GAG-melhorias são arbitrados pela ANEEL e podem apresentar algum desvio do desejado ou mesmo aceitável por parte dos investidores, o método desenvolvido para cálculo das receitas e investimentos, considerando as regras regulatórias norteadas pela MP nº 688, mostrou-se eficiente.

Por meio das informações disponíveis da Usina Governador Parigot de Souza, foi possível levantar as taxas de indisponibilidade histórica e a indisponibilidade projetada da usina. As intervenções significativas na usina, com o passar do tempo, estão mais recorrentes, isso se deve, provavelmente, ao encurtamento da vida útil dos equipamentos e da própria estrutura civil da usina GPS, e essa questão pode apresentar um impacto significativo sobre o GAG-melhorias.

Nos dois cenários simulados, o GAG-melhorias apresenta-se com valor que atende às demandas por investimentos em melhorias. No primeiro cenário, que utiliza apenas as referências históricas dos custos, o resultado demonstra que são necessários 13,5% dos recursos provenientes do GAG-melhorias para fazer frente a esses custos. No segundo cenário, onde são mescladas as referências históricas e as simulações obtidas pelo SISORH, o resultado também é favorável, pois demonstra que são necessários 18,4% dos recursos provenientes do GAG-melhorias para fazer frente a esses custos. Esses resultados indicam ao gerador uma condição muito favorável para a realização dos investimentos em melhorias e, por esse motivo, a taxa de qualidade se elevará, assegurando uma melhor rentabilidade ao negócio. Estes valores não consideram a construção e o aparelhamento da usina a partir de novas estruturas civis e/ou equipamentos, o que pode elevar e muito estes custos.

4. REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 642/2014.** Brasília: 2014a.

_____. **Resolução Normativa nº 614/2014.** Brasília: 2014b.

_____. **Resolução Normativa nº 642/2014.** Brasília: 2014c.

_____. **Documentos: Leilão nº 12/2015.** Brasília: 2015a.

_____. **Nota Técnica nº 105/2015 – SRG/ANEEL.** Brasília: 2015b.

_____. **Nota Técnica nº 210/2015 – SRM/SRG/SGT/ANEEL.** Brasília: 2015c.

_____. **Contratos de geração.** Brasília: 2016.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995.** Brasília: 2015a.

_____. **Lei nº 9.074, de 7 de Julho de 1995.** Brasília: 2015b.

_____. Medida Provisória nº 579, de 11 de Setembro de 2012. **Diário Oficial da União, Brasília**, DF, n. 177, 12 set. 2012. Seção 1, p. 1.

_____. Lei nº 12.783, de 11 de Janeiro de 2013. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, nr 9, 14 jan. 2013. Seção 1, p. 1.

_____. Medida Provisória nº 688, de 18 de Agosto de 2015. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n. 157-A, 18 ago. 2015a. Seção 1, p. 1.

_____. Lei nº 13.203, de 8 de Dezembro de 2015. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, n. 235, 09 dez. 2015b. Seção 1, p. 2.

COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Usina Parigot de Souza.** Curitiba: 2016.

LMDM Consultoria Empresarial; TR Soluções; QUANTUM do Brasil; MRTS Consultoria e Engenharia. **Desenvolvimento de Metodologia de Revisão Tarifária para Usinas Geradoras sob o Regime de Cotas - Aspectos de Regulação Econômica.** Curitiba - Copel GeT, 2016. (COPEL GeT – Copel Geração e Transmissão S/A. Projeto de P&D 6491-0339/2014). Projeto concluído. *No prelo*.

MENDES, M. F. **Proposta de Metodologia e de Modelo para Modernizações de Sistemas de Automação de Unidades Geradoras Hidráulicas de Grande Porte**. 259 f. Tese apresentada a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências no Programa de Engenharia Elétrica. São Paulo, 2011.

PROMON Engenharia; PROMON Inteligens; IX Estudos e Projetos; THYMOS Energia; Institutos LACTEC. **Desenvolvimento de Metodologia de Revisão Tarifária para Usinas Geradoras sob o Regime de Cotas – Aspectos de Regulação em Engenharia.** Curitiba - Copel GeT, 2016. Curitiba - Copel GeT, 2016. (COPEL GeT – Copel Geração e Transmissão S/A. Projeto de P&D 6491-0337/2014). Projeto concluído. *No prelo*.