



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GCR/13
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

UM ESTUDO DA METODOLOGIA DE DESCONTO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP) EM FUNÇÃO DOS ATRASOS NA ENTRADA EM OPERAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO

NETO, S.D.A.F (*), FRANCO, P.E.C, JÚNIOR, T.S.R, AFONSO, R.A

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA - UNB

RESUMO

A remuneração do serviço público de transmissão, composto pela Rede Básica, considera a disponibilidade das instalações de transmissão para operação do sistema. Nesse contexto, torna-se necessária a fixação de limites de disponibilidade mínimos para não comprometer a operação do sistema e não onerar excessivamente os usuários, seja pela remuneração de um ativo que não esteja prestando serviço de forma regular e contínua, como também pela redução da eficiência do sistema¹.

Apesar dos ganhos de eficiência observados na disponibilidade das instalações de transmissão, não há, aparentemente, consenso na metodologia atualmente utilizada [1]. As principais críticas referem-se ao tratamento não discriminatório no cálculo dos descontos da Receita Anual Permitida - RAP.

As indisponibilidades de longa duração no serviço de transmissão, causadas principalmente por atrasos na implantação dos empreendimentos, reduzem a capacidade de transferências de potência e podem elevar os custos de operação, seja para aliviar congestionamentos como para a manutenção da segurança elétrica. Dentro dessa perspectiva a utilização efetiva dos ativos ou instalações disponibilizados para operação também poderia ser incorporada para avaliar o impacto destas indisponibilidades, objeto de pesquisa em [2].

O presente trabalho apresenta uma proposta de aprimoramento da metodologia de cálculo dos descontos na receita das concessionárias de transmissão ocasionados por atraso na implantação de obras considerando os impactos conjuntos da redução da capacidade de transmissão do sistema e da elevação do uso do sistema de transmissão calculados, respectivamente, por meio da ATC (*Available Transfer Capability*) e EBE (*Equivalent Bilateral Exchanges*) aplicados em sistemas teste considerando atrasos na entrada em operação comercial de obras no planejamento setorial.

PALAVRAS-CHAVE

Parcela Variável por Indisponibilidade, Receita Anual Permitida (RAP), Atraso para entrada e operação comercial, ATC – *Available Transfer Capability*, EBE – *Equivalent Bilateral Exchange*.

1.0 - INTRODUÇÃO

¹ As indisponibilidades programadas ou não de ativos de transmissão podem limitar a operação de fontes de geração mais baratas, e causar a operação desotimizada do sistema, fortemente dependente da geração hidráulica, elevando os custos de operação do sistema.

O presente trabalho abordará a organização do setor de transmissão destacando na análise as características da regulação técnica e os impactos na remuneração do serviço de transmissão.

Será apresentada proposta de metodologia alternativa para descontos da RAP por indisponibilidades associadas aos atrasos na implantação de obras do planejamento setorial baseado na redução da capacidade de transferências disponíveis e elevação do uso do sistema de transmissão, aplicado em sistema elétrico teste e discussão dos resultados.

2.0 - REGULAÇÃO TÉCNICA DA QUALIDADE DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO

No O Serviço Público de Transmissão tem receita definida pelo regulador, independentemente dos fluxos de energia que passam efetivamente pelas instalações de transmissão, sendo, por isso necessária a definição de procedimentos regulatórios adequados de incentivo à disponibilidade máxima do serviço.

A regulação técnica busca estimular a disponibilidade dos ativos de transmissão por meio de sinalizações técnicas e econômicas na gestão do negócio. A regulação deve considerar o interesse público sem, no entanto, inviabilizar os objetivos empresariais do concessionário. Entretanto, na grande maioria das vezes esses interesses são conflitantes.

O conflito citado pode ser evidenciado, por exemplo, na situação em que os concessionários de transmissão, com a intenção de aumentar suas receitas, decidem pelo adiamento de manutenções evitando indispor equipamentos e a consequente redução de receitas. De forma semelhante, em função de restrições orçamentárias ou outra estratégia empresarial a concessionária pode decidir pela não implantação de determinados reforços autorizados ou até mesmo priorizar a implantação de outros que possuam receitas maiores.

2.1 Indisponibilidades por atrasos de obras no Sistema de Transmissão

Um importante aspecto relacionado à disponibilização dos ativos de transmissão, e que também está relacionado à regulação técnica da qualidade, refere-se aos atrasos para a entrada em operação comercial das obras de transmissão previstas no planejamento setorial.

O conceito de disponibilização do serviço foi estendido às indisponibilidades associadas aos atrasos na implantação de obras por meio de sinais econômicos com o objetivo de assegurar o cumprimento do planejamento setorial. A inclusão de dispositivo regulamentar propondo descontos associados aos atrasos na entrada em operação de uma nova Função de Transmissão - FT está diretamente associada à obrigação expressa nos contratos de concessão de implantação de obras de transmissão nos prazos constantes nos atos de outorgas.

A Resolução Normativa ANEEL Nº 270/07 [3] prevê no seu art. 11 a formulação para desconto da RAP em função do atraso de obras, apresentada a seguir:

- (i) Nos primeiros 30 dias

$$D_{atr} = \frac{PB}{30} * D_i, \quad 0 \leq i \leq 30 \quad (2)$$

- (ii) Do 31º ao 90º dia

$$D_{atr} = PB + \frac{PB}{120} * (D_i - 30), \quad 31 \leq D_i \leq 90 \quad (3)$$

Onde:

D_{atr} = Desconto contabilizado do Pagamento Base - PB que será aplicado na remuneração da FT e liquidado quando a FT entrar em operação.

D_j = Quantidade de dias de atraso

Os descontos no Pagamento Base por atraso de obras são limitados a no máximo 1,5PB (1,5 vezes o Pagamento Base), aplicado para um atraso máximo de até 90 dias.

3.0 - MODELO PROPOSTO

No Sistema Elétrico de potência devem operar de forma otimizada com o menor custo possível atendendo a critérios de segurança pré-estabelecidos.

Embora os estudos energéticos, realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS apontem para soluções eficientes, muitas vezes restrições elétricas impedem a realização dos despachos ótimos programados, sendo necessário o planejamento energético atender sempre aos critérios definidos pelo planejamento elétrico, inclusive quando da indisponibilidade eventual de equipamentos da rede.

Na regulamentação atual do serviço de transmissão não há qualquer sinalização dos impactos destas indisponibilidades, seja pela redução da capacidade de transmissão, a elevação da utilização do sistema ou até mesmo no aumento dos custos de operação nas formulações para o cálculo dos descontos da RAP decorrentes dos atrasos para sua entrada em operação dos empreendimentos de transmissão. No modelo proposto foi considerado apenas os atrasos de obras de linhas de transmissão, apesar de conceitualmente poder ser empregado para qualquer ativo.

3.1 Capacidade de Transferências Disponíveis (*Available Transfer Capability – ATC*)

A capacidade de transmissão de um sistema elétrico típico pode ser definida como a máxima potência transferida entre duas áreas previamente especificadas, sem comprometer determinados critérios de segurança[4].

A Figura 1 ilustra de forma simplificada o conceito da capacidade de transmissão entre duas áreas, onde um subsistema será exportador ou “fonte”, enquanto que a “carga” representa o subsistema importador.

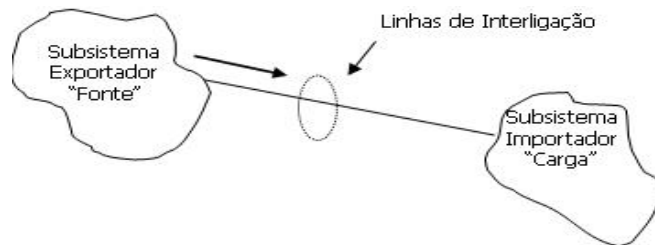


FIGURA 1 – Transferência de potência entre duas áreas

O intercâmbio entre os dois subsistemas será calculado pelo somatório dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão que compõe a interligação e medidos nas barras de fronteiras entre as duas regiões consideradas, sendo a capacidade de transmissão dada pelo máximo intercâmbio seguro entre os dois subsistemas.

Informações referentes à máxima capacidade de transferência de potência são de importância fundamental para a operação de sistemas elétricos, desde as etapas de planejamento quando são identificados os reforços necessários, como na fase de operação, onde se faz necessário o conhecimento das máximas capacidades de transferências para operação dentro de limites seguros. Em um ambiente de mercado típico como o americano [5-6], por exemplo, essas informações também são especialmente relevantes, pois os limites podem ser interpretados como sinais econômicos aos agentes do setor, notadamente àqueles ligados à geração, comercialização e consumidores livres.

A formulação do ATC também deve considerar a possibilidade de contingências nos sistemas de transmissão, uma vez que falhas ocorridas podem limitar a capacidade de transmissão. Desta forma, a rigor, no cálculo da capacidade de transmissão devem ser consideradas todas as contingências potenciais do sistema, tendo por base o critério “n-1”, que é normalmente utilizado para o planejamento e operação e define que o sistema deve ser capaz de suportar contingências simples.

3.2 Formulação Matemática da parcela de desconto da RAP considerando o ATC

3.2.1 Considerando o Sistema Completo

Na formulação matemática desenvolvida para o cálculo da ATC foram consideradas apenas as restrições de segurança associadas aos limites térmicos das linhas, avaliados através de um Fluxo de Potência Linear Ótimo (FPO) para o cálculo dos fluxos das linhas e as gerações nas barras.

As equações apresentadas a seguir foram desenvolvidas para o cálculo do ATC em sistemas elétricos genéricos. Na referência [7] pode ser encontrada a formulação completa das equações, apresentadas aqui de forma resumida buscando facilitar a compreensão do modelo.

$$ATC_L^o = \sum_k (f_k^{max} - |f_k^o|) \quad (\text{MW}) \quad (3)$$

$$ATC_L^i = \sum_k (f_k^{max} - |f_k^i|) \quad (\text{MW}) \quad (4)$$

Onde:

f_k^{max} : limite máximo de fluxo das linhas de transmissão.

f_k^o : fluxos de potência nas k linhas de transmissão, por patamar de carga, considerando a obra de expansão i integrada no sistema.

f_k^i : fluxos de potência considerando o atraso da obra de expansão i, por patamar de carga;

ATC_L^o : capacidade de transmissão, por patamar de carga L, considerando a entrada em operação da obra de expansão prevista.

ATC_L^i : capacidade de transmissão, por patamar de carga L, considerando o atraso na entrada em operação da obra de expansão i.

3.2.2 Cálculo da ATC - considerando contingência

$$ATC_{min,L}^{ic} = \text{Min}_{c=1,...,n} \{f_k^{max} - |f_k^{ic}|\} \quad (\text{MW}) \quad (5)$$

$ATC_{min,L}^{ic}$: capacidade de transmissão, por patamar de carga, considerando o atraso da obra de expansão "i" e as contingências "c" no sistema.

3.2.3 Desconto da RAP considerando a redução da ATC

Os valores de ATC calculados na seção 3.2.2 serão utilizados para obtenção dos fatores de descontos, por patamar de carga, considerando o impacto do atraso na implantação da obra de expansão eq.(6).

$$f_L^{ATC} = \frac{ATC_L^o - \text{Min}\{(ATC_L^i), (ATC_{min,L}^i)\}}{(ATC_L^o)} \quad (\text{MW}) \quad (6)$$

A partir dos fatores de desconto calculados na eq.6 será selecionado aquele que representa a condição mais insegura de operação do sistema, ou seja, será aplicado o maior fator de desconto, considerando os patamares de carga analisados para o cálculo do desconto na RAP. Aplicando na eq.7 o Fator de desconto obtém-se o desconto da receita da concessionária de transmissão (R\$), associado ao período do atraso em dias (T_{dia}) e o Pagamento Base normalizado para a base diária (PB_{dia}), conforme formulação descrita a seguir:

$$Desc_i^{ATC} = f_L^{ATC} * PB_{dia} * T_{dia} \quad (\text{R\$}) \quad (7)$$

3.3 Intercâmbios Bilaterais Equivalente (*Equivalent Bilateral Exchanges -EBE*)

A remuneração das instalações de transmissão não leva em conta a sua utilização efetiva, o que poderia parecer adequado, pois a concessionária não possui controle dos fluxos em seus circuitos que dependerão do despacho de carga realizado pela coordenação do sistema. Entretanto, principalmente em condições de contingência, pela ausência de circuitos adjacentes, essas instalações terão possivelmente utilização acima do previsto.

Desta forma, parece razoável deduzir que se o concessionário contribuiu para operação degradada do sistema, por exemplo, não implantando uma expansão nos prazos definidos, essa situação deveria ser quantificada e a remuneração reduzida nesta mesma proporção.

Neste sentido, de forma a quantificar a utilização do sistema de transmissão foi desenvolvida metodologia para desconto da RAP das transmissoras a partir da elevação do uso do sistema com base no princípio do *EBE – Equivalent Bilateral Exchanges* ou Intercâmbios Bilaterais Equivalentes.

O EBE consiste de uma ferramenta que foi desenvolvida inicialmente para alocação de custos no sistema de transmissão [8] baseada na quantificação do uso das instalações. Em outra aplicação recente [9] o princípio do EBE foi utilizado para o cálculo do rateio de pagamento dos Encargos de Serviços de Sistema – ESS pelos usuários do SIN.

3.3.1 Cálculo do Uso – sistema completo

Empregando os conceitos do EBE foram definidas as formulações seguintes para o calculo do uso do sistema, considerando a obra de transmissão integrada ao sistema.

$$USO_L^o = \sum_k |UL_k^o| \quad (\text{MW}) \quad (8)$$

$$USO_L^i = \sum_k |UL_k^i| \quad (\text{MW}) \quad (9)$$

Onde:

UL_k^o : representa o uso das k linhas do sistema de transmissão.

USO_L^o : representa o valor total de uso do sistema, por patamar de carga,

UL_k^i : representa o uso das "k" linhas do sistema de transmissão em função do atraso da entrada em operação da obra i.

USO_L^i : uso total do sistema, por patamar de carga, considerando o atraso na entrada em operação da obra de expansão i.

3.3.2 Cálculo do Uso do sistema considerando contingências

A exemplo do que foi desenvolvido para o ATC, o cálculo do uso também deve considerar as contingências do sistema de transmissão.

$$USO_{max,L}^{ic} = \sum_k |UL_k^{ic}| \quad (\text{MW}) \quad (10)$$

Onde:

UL_k^{ic} : representa o uso das linhas de transmissão do sistema;

$USO_{max,L}^{ic}$: representa o máximo uso do sistema, por patamar de carga, selecionado entre as "c" contingências do sistema.

3.3.3 Desconto da RAP considerando a elevação do uso do sistema

A formulação do cálculo do uso do sistema apresentada em 3.3.1 e 3.3.2 será utilizada para obtenção dos fatores de desconto, por patamar de carga, em função da elevação do uso decorrentes do atraso na implantação da obra de expansão prevista, por meio da expressão proposta na eq.(12) :

$$f_L^{USO} = \frac{\text{Max}\{(USO_L^i), (USO_{max,L}^{ic})\} - (USO_L^o)}{(USO_L^o)} \quad (12)$$

O fator de desconto calculado na equação acima deverá considerar a condição de máximo uso das instalações de transmissão, proporcionando o maior fator de desconto, para o cálculo do desconto na RAP. Na eq. 13, a seguir encontra-se a formulação proposta.

$$Desc_i^{USO} = f_L^{USO} * PB_{dia} * T_{dia} \quad (R\$) \quad (13)$$

3.3.4 Avaliação conjunta dos efeitos da redução da ATC e elevação do Uso das instalações de transmissão

O desconto na RAP em função das indisponibilidades dos ativos de transmissão causadas por atrasos de obras será calculado com base na soma dos fatores de descontos considerando a redução da ATC e elevação do uso do sistema de transmissão, conforme eq. 14, descrita a seguir:

$$Desc_i^{RAP} = Desc_i^{ATC} + Desc_i^{USO} \quad (R\$) \quad (14)$$

A Figura 2 apresenta o diagrama de blocos do modelo de desconto da RAP, considerando as variações na ATC e uso total do sistema.

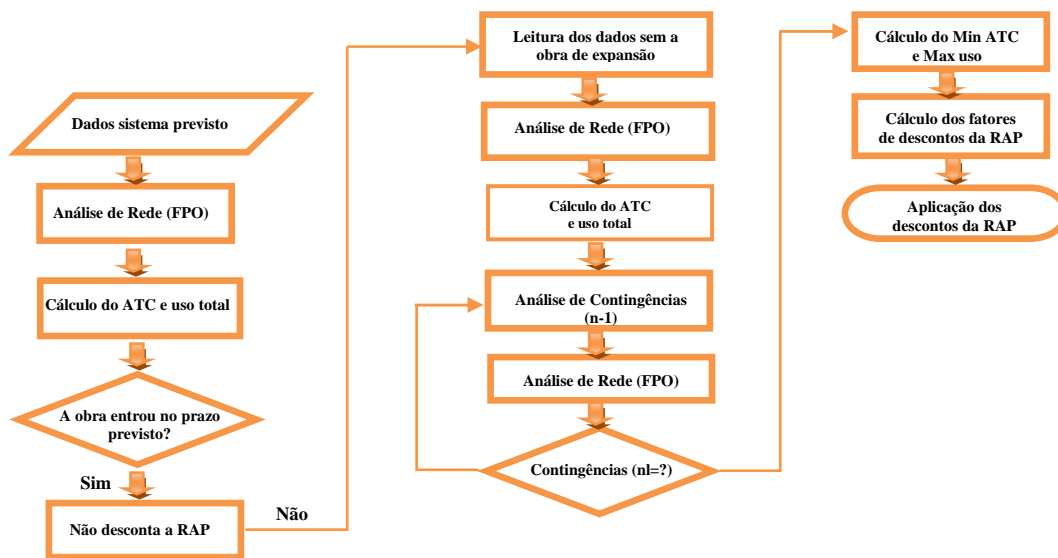


FIGURA 2 - Diagrama de blocos simplificado do modelo proposto

4.0 - APLICAÇÃO NUMÉRICA EM SISTEMAS EXEMPLO

A metodologia proposta foi implementada computacionalmente em ambiente MATLAB®, versão 7.0.1. Para a obtenção dos dados de entrada, um programa de Fluxo de Carga Ótimo (FPO) foi implementado no mesmo ambiente para obtenção dos níveis ótimos de geração e fluxos nas linhas de transmissão considerando dois patamares típicos de carga no sistema IEEE de 14 barras. Foram realizadas comparações entre a metodologia proposta e a regulamentação em vigor.

Nas simulações foram previstas obras de expansão e realizados estudos para a identificação das condições ideais, ou seja, qual a capacidade de transmissão e o uso esperado com a obra integrada ao sistema em estudo.

Em seguida, considerando-se a ausência da obra prevista, isoladamente e associada a todas as contingências possíveis, respeitando-se o critério n-1, foram realizados novos despachos econômicos para cada topologia do sistema, calculando para cada caso os valores das capacidades de transmissão e uso do sistema com o objetivo de identificar e quantificar os cenários mais severos para serem utilizados nas formulações de cálculo dos descontos da RAP das concessionárias associado aos atrasos para entrada em operação das obras previstas.

Por simplicidade em todas as simulações foi considerada a remuneração típica de uma linha de transmissão a ser construída e posta em operação de R\$ 7.200.000,00 (Sete milhões e duzentos mil reais).

4.1 Sistema de 14 barras

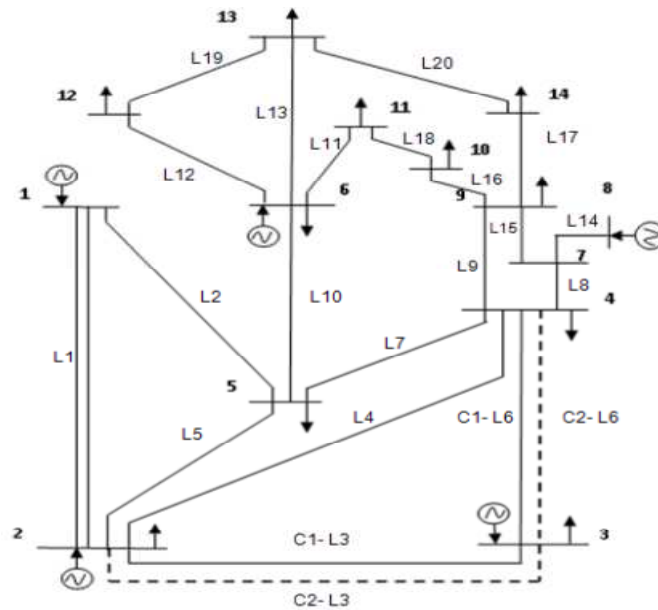


FIGURA 3 - Sistema IEEE 14 barras [7]

4.1.1 Resultado das Simulações

O sistema de 14 barras mostrado na figura 3 foi simulado em condições normais de operação considerando a obra de expansão integrada ao sistema para dois patamares de carga, sendo o segundo 45% superior ao primeiro. Os resultados calculados encontram-se na tabela 1.

Tabela 1 - Resultados da simulação com a obra de transmissão integrada

Parâmetros base	Patamar de Carga 1	Patamar de Carga 2
ATC	859,07 MW	720,62 MW
Uso	713,32 MW	1008,06 MW

Em seguida na ausência da obra de expansão prevista² (circuitos C2-L3 e C2-L6) e considerando todas as contingências nos demais circuitos, respeitando-se o critério n-1, foram identificados os casos mais severos para os dois patamares de carga, apresentados na tabela 2.

Tabela 2 - Resultados da simulação sem a obra de transmissão integrada

Patamar de Carga 1		
Parâmetros base	Valores calculados	Contingência
ATC	665,92 MW	L13
Uso	852,44 MW	L10
Patamar de Carga 2		
Parâmetros base	Valores calculados	Contingência
ATC	521,50 MW	L18
Uso	1256,63 MW	L10

Com base nos resultados obtidos, os cenários com maiores impactos para o sistema, considerando as premissas de redução do ATC e elevação do uso são apresentados na tabela 3 a seguir:

² A obra indicada para expansão não foi suportada por estudos prévios de planejamento, ou seja, o critério de indicação da obra não obedeceu o rigor necessários dos estudos.

Tabela 3 – Fatores de descontos obtidos

Patamares analisados	Parâmetros base	Valores base calculados	Valores sem a obra integrada após contingências	Fatores de descontos
Patamar 1	ATC	859,07	665,92	22%
	uso	713,32	852,44	20%
Patamar 2	ATC	720,62	521,5	28%
	uso	1008,06	1256,63	25%

As indisponibilidades associadas à maior redução no ATC e o maior uso foram identificadas para cálculo dos descontos na RAP, para os dois patamares de carga considerados. Nos gráficos a seguir podem ser visualizados os resultados dos cálculos do ATC e uso e descontos aplicados para os patamares de carga 1 e 2.

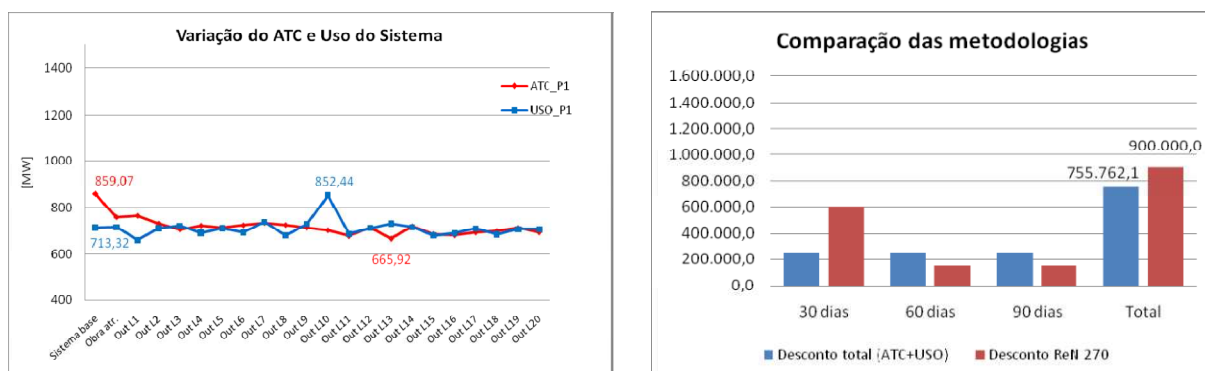


Figura 4 - Resultados do cálculo do ATC e uso e descontos na RAP para o patamar de carga 1

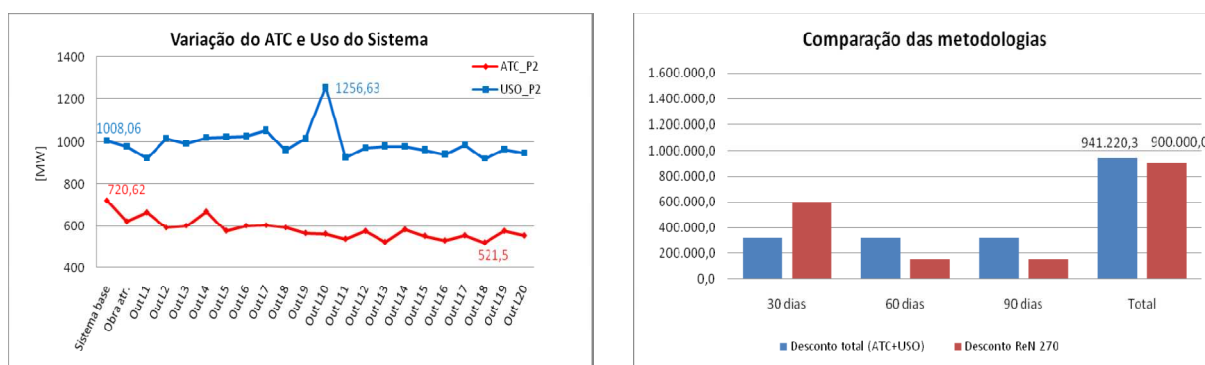


Figura 5 - Resultados do cálculo do ATC e uso e descontos na RAP para o patamar de carga 1

O patamar de carga 2 apresentou os maiores descontos a serem aplicados na RAP da concessionária, exatamente por ser este o cenário de maior redução de ATC e a elevação de uso correspondendo a 53% de fator de redução. É importante destacar que ambos os fatores de desconto foram maiores em um único patamar, embora não haja garantia de ocorrência conjunta. Portanto, prevalece a premissa do modelo de serem empregados os maiores fatores de desconto.

Os resultados de desconto foram da mesma ordem dos praticados atualmente, sendo mais reduzido nos primeiros 30 dias e maiores nos três meses seguintes. Entretanto, os descontos possuem correlação direta com o impacto da indisponibilidade das linhas para a confiabilidade do sistema e indicação, locacional, da maior utilização do sistema de transmissão com ausência do reforço.

Uma outra conclusão observada é que obedecendo o critério de despacho econômico para atendimento das cargas, as gerações mais baratas foram prioritariamente acionadas o que intensificou o uso do sistema de transmissão no patamar de carga mais pesado. Apesar de ser um sistema teste, essa característica guarda relação com o sistema brasileiro, onde as usinas hidráulicas mais baratas se encontram distantes dos centros de consumo.

5.0 - CONCLUSÕES

A principal característica da metodologia proposta consiste na identificação da importância dos ativos indisponíveis levando-se em conta os aspectos de segurança e confiabilidade, além da inclusão de um sinal locacional associado ao impacto dos atrasos das obras na elevação do uso do sistema.

A abordagem desenvolvida buscou refletir o comportamento dos agentes no mercado, uma vez que avalia a sua eficiência através da disponibilidade do serviço de transmissão, quantificando de forma precisa as indisponibilidades, enquanto que a abordagem atual possui como principal característica a formulação resumida, podendo levar a sinalizações imprecisas da eficiência do mercado como um todo.

Ao contrário do que se pode concluir a respeito da dificuldade de implementação da metodologia proposta em sistemas reais, é importante destacar que os conceitos utilizados (ATC, EBE) possuem utilização consolidada em mercados de energia bastante evoluídos, como por exemplo o americano.

Os resultados obtidos nas simulações indicaram descontos na RAP da concessionária de transmissão da mesma ordem dos praticados atualmente incorporando na sua formulação a importância dos ativos indisponíveis para a segurança e confiabilidade do sistema, além de incluir incentivos para capturar a elevação do uso decorrente da indisponibilidade dos ativos.

Não foi abordado no trabalho avaliações referente aos limites de desconto praticados, apesar de reconhecermos a importância deste estudo uma vez que a imposição de descontos acima de níveis toleráveis imputaria riscos ao negócio de transmissão que poderiam desestimular o virtuoso processo de expansão verificado até o momento, entretanto o estudo de novos limites de desconto extrapolaria os objetivos do trabalho.

A discussão referente à aplicação da metodologia a sistemas de potência de grande porte deve considerar algumas premissas. A primeira refere-se à forma de avaliação do despacho ótimo de geração que não poderá sofrer desvios significativos nos custos de operação. Nas simulações realizadas considerou-se apenas os limites de fluxos devidos as restrições térmicas das linhas de transmissão e dos limites máximos e mínimos das unidades geradoras, portanto, torna-se relevante novas avaliações do modelo proposto, com sua aplicação inclusive em sistemas reais de grande porte de forma a investigar os seus efeitos e viabilidade.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

- [1] G. S. S. OLIVEIRA, F.M.M. NIQUIN, S. S. PEREIRA. **“Indicadores de disponibilidade: uma nova abordagem para o cálculo e utilização”**. ELETROSUL, XXI SNPTTE, 2011.
- [2] AFONSO, R. A. **“Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão”**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-353A/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 81p.
- [3] **Resolução Normativa ANEEL Nº 270**, de 26 de junho de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> , acesso em 30 de janeiro de 2012.
- [4] Weixing Li, M. Shaaban, Zheng Yan, Yixin Ni and Felix F. Wu, **“Available Transfer Capability Calculation with Static Security Constraints”**, Proceedings of the 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003.
- [5] E.Vaahedi and K.W. Cheung, **“Evolution and Future of On-Line DSA”**, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July, 1999.
- [6] G.C. Ejebe, C. Jing, J.G. Waight, G. Pieper and F. Jamshidian, **“Security Monitor or On-Line Dynamic Security Assessment”**, Power System Control and Management, IEE Conference Publication No. 421, 1996.
- [7] NETO, S.A.F. **“Um Estudo da Metodologia de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) em função dos Atrasos para entrada em operação de empreendimentos de Transmissão”**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-407/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 96p.
- [8] F.D. Galiana, H.A. Conejo, and H.A. Gil, **“Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges”**, IEEE Transactions on Power Systems, Feb. 2002.
- [9] Silva, João Odilon Freitas, **“Alocação de Custos de Congestionamento em Redes de Transmissão de Energia Elétrica Baseada no Princípio Usuário-Pagador”**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica,

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Sandoval de Araújo Feitosa Neto, adquiriu os títulos de Engenheiro Eletricista, no ano de 2002, pela Universidade Federal do Maranhão – UFMA, e em 2009, o de Mestre em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de Brasília – UnB. No período de 2001 a 2005 trabalhou em empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica nas áreas de operação e manutenção de sistemas de alta e extra-tensão. Ainda em 2005 foi aprovado no Concurso da Agência Nacional de Energia Elétrica, atuando na área de fiscalização do Serviço Público de Transmissão de energia Elétrica, realizando auditorias em empresas públicas e privadas de transmissão de energia elétrica e no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Thompson Sobreira Rolim Júnior, foi diplomado em Engenharia Elétrica no ano de 2006 pela Universidade de Brasília - UnB. No período de 2007 a 2008 trabalhou na Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil, na área de planejamento da operação. Desde o final do ano de 2008 atua na Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, na área de fiscalização do Serviço Público de Transmissão de energia Elétrica, realizando auditorias em empresas públicas e privadas de transmissão de energia elétrica e no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Renato Abdalla Afonso, foi diplomado em Engenharia Elétrica no ano de 2005 pela Universidade de Brasília – UnB. Em 2008 adquiriu o título de Mestre em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de Brasília – UnB. Desde 2007 quando foi aprovado no Concurso da Agência Nacional de Energia Elétrica, atua na área de fiscalização do Serviço Público de Transmissão de energia Elétrica, realizando auditorias em empresas públicas e privadas de transmissão de energia elétrica e no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Pablo Eduardo Cuervo Franco adquiriu o grau de Mestre e Doutorado pela Universidade de Campinas – UNICAMP, Brasil. Desenvolveu atividade de Pós-Doutorado na McGill University, Canadá. Atualmente desenvolve atividades de professor em regime de dedicação exclusiva no Departamento de Energia Elétrica da Universidade de Brasília- UnB. As linhas de pesquisas estão focadas nas áreas de Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência.