

Uma Análise de Montante de Uso do Sistema de Transmissão na Região de Pato Branco no Paraná

Thiago H. dos Santos* Débora C. Filietaz*
 Lucas P. Martins** Juliana A. Malagoli*
 Fabiano G. S. Magrin** Romão Kowaltschuk***

* *Universidade Federal do Paraná (UFPR), Departamento de Engenharia Elétrica, PR, (e-mail: thiagohanisch@gmail.com, debora.cordasco@gmail.com e juliana.malagoli@ufpr.br).*

** *Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, PR, (e-mail: lukaspablo@live.com e magrin@utfpr.br).*

*** *Universidade Tuiuti do Paraná, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Eletrônica, PR, (e-mail: romaok@brturbo.com.br).*

Abstract: The purpose of this article is to seek, through contingency analysis carried out using the ANAREDE software, to reduce the likelihood of concessionaires paying high charges due to inefficiency installments, thus attempting to improve the contracting of the amount of use of the transmission system (MUST). The process took place verifying the behavior and impacts in the Pato Branco region in Paraná. Finally, with the analysis of the results obtained, it became possible to suggest ranges of values for contracting the “exact” amount in order to avoid fines paid due to erroneous contracts.

Resumo: O presente artigo tem como finalidade buscar reduzir, mediante a análise de contingências realizada por meio do *software* ANAREDE, a probabilidade das concessionárias pagarem valores elevados em encargos devido a parcelas de ineficiência, visando, assim, melhorar a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). O processo se desenvolveu a partir da verificação do comportamento e impactos do fluxo de potência na região de Pato Branco no Paraná. Por fim, com a análise dos resultados obtidos, tornou-se possível a sugestão de intervalos para a contratação do montante, permitindo que essa fosse feita de modo a evitar as multas pagas por contratação errôneas.

Keywords: Amount of Use of the Transmission System; Power Flow; ANAREDE; Brazilian Electrical Sector; National Interconnected System.

Palavras-chaves: Montante de Uso do Sistema de Transmissão; Fluxo de Potência; ANAREDE; Setor elétrico brasileiro; Sistema Interligado Nacional.

1. INTRODUÇÃO

Em meados dos anos 90, o Ministério de Minas e Energia (MME) apresentou uma nova regulamentação na qual propôs uma reestruturação no Setor Elétrico Brasileiro, dividindo as empresas que compunham o sistema elétrico brasileiro em quatro frentes: transmissão, geração, distribuição e comercialização. O principal objetivo dessa reestruturação foi liberar o acesso aos sistemas de transmissão e às redes de distribuição de energia elétrica, bem como responder à necessidade de regulamentar o mercado de geração de energia elétrica. Assim, forçava-se uma padronização econômica das empresas responsáveis pela transmissão e distribuição, devido à competição que começava neste setor Rudnick et al. (1996).

Com isso, o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) passou a ser estipulado pelas companhias de distribuição de energia, sendo esse o máximo valor de

potência ativa a ser contratado nos pontos de interligação entre o Sistema Interligado Nacional (SIN) e a rede de distribuição. O valor da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) segundo o método nodal Marangon Lima (1996).

As companhias de distribuição de energia elétrica arcam com pesadas penalizações monetárias quando a parcela de ineficiência de contratação é relativamente alta se comparada aos valores contratados. Esse valor é pago ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Sabendo desse fato, houve a necessidade de realizar uma análise minuciosa em pontos de interligação da Companhia Paranaense de Energia - Distribuição (COPEL-DIS), empresa na qual foi realizado este estudo, para determinar o valor de fluxo potência ativa.

Os valores de montantes de energia são monitorados em duas situações: quando há um equipamento ou um con-

junto de equipamentos, com tensão superior ou igual a 230 kV, que interligam o sistema da empresa e das concessionárias de transmissão (interligação esta denominada de ponto de conexão); ou quando há interligação entre as companhias de distribuição e uma central geradora não conectada à rede básica com despacho centralizado CUS (2011).

Estes valores de MUST são apontados no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), para dois patamares de carga, fora e dentro de ponta por um período de vigência de um ano. As parcelas de ineficiência, sendo para um limite inferior ou superior ao valor contratado do montante, são determinadas no artigo 19 da REN (2015) da ANEEL.

A parcela de ineficiência de sobrecontratação é caracterizada quando o valor de demanda máxima, dentro de um ano, for inferior a noventa por cento do maior valor de MUST contratado. A parcela de ineficiência por subcontratação, por sua vez, ocorre quando a medição de demanda máxima for superior a cento e dez por cento do MUST contratado. O método utilizado para a verificação dos valores consiste em compará-los ao valor contratado de MUST, a partir da medição realizada em um período de quinze minutos e integralizada para uma hora; para isso, considera-se ainda que a apuração da parcela de sobrecontratação seja realizada anualmente e a parcela de subcontratação seja mensalmente REN (2015). As especificações para elevação ou diminuição do valor contratado estão no artigo 4 da resolução.

O sistema de potência cada vez mais complexo das companhias de distribuição dificulta a análise para a contratação. Além disso, não existe um procedimento padrão para averiguar o comportamento nos pontos de interligação, visto que cada ponto de conexão com o SIN se modifica em cada região. Os fatores climáticos, econômicos, políticos, bem como demanda do consumidor, manutenções programadas, dentre outros, são as maiores complicações a serem determinadas para cada ponto do sistema, haja vista o intercâmbio decorrente do despacho diferenciado de geração nos pontos de conexão e a possibilidade de ter mais de uma contingência ao mesmo tempo por diferentes motivos. Por isso, quanto maior o número de simulações realizadas, diminui-se a possibilidade de uma contratação equivocada.

Com relação à pesquisa e ao desenvolvimento do tema, existem poucos artigos e trabalhos realizados abrangendo a teoria sobre o MUST, já que se trata de um assunto interno das empresas. A base de pesquisas foram os procedimentos de rede e as resoluções normativas, respectivamente, do ONS e da ANEEL, além de dados fornecidos pela COPEL-DIS para o levantamento histórico. O *software* utilizado para a realização da pesquisa, Análise de Redes Elétricas (ANAREDE), foi fornecida pela COPEL, sendo as simulações realizadas e acompanhadas dentro do ambiente da companhia.

O estudo proposto no artigo possibilita uma visão mais clara do comportamento do ponto de interligação diante das variações no sistema, servindo como base para outras análises. A análise do fluxo de potência ativa, juntamente com a realização da tabela de contingência, é de extrema importância para avaliar os valores do montante contra-

tados nos pontos de interligação com a rede básica, tendo em vista o objetivo de se obter um valor mais certo para realizar a contratação.

Além dos fatores acadêmicos, vale ressaltar a relevância social da pesquisa. Afinal, o valor contratado do MUST é diretamente revertido nas contas de energia elétrica de quem está conectado à rede de distribuição. O mesmo também é aplicado através da TUST, assim como esses encargos revertem diretamente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de fio REN (2015). Dessa forma, as companhias poderiam realizar investimentos em outras áreas, proporcionando uma melhor qualidade de energia, ao invés de ter que arcar com esses encargos.

Este trabalho apresenta uma análise referente ao ponto de conexão de Pato Branco-PR, para a qual foram utilizados modelos de simulações para a avaliação dos fluxos de potência ativa nos períodos de ponta e fora de ponta do sistema elétrico. Foram verificadas diversas situações, nas quais levaram-se em conta despachos variáveis em usinas próximas conectadas ao SIN e à rede de distribuição. Nesse sentido, também foram consideradas possíveis situações de contingência, como casos de perda de barras ou equipamentos de interligação em subestações próximas. A análise levou em conta a probabilidade de ocorrência dos cenários propostos, sendo embasada na pesquisa de histórico de contingências averiguadas em anos anteriores e na maneira que essas afetam o sistema.

As próximas seções deste artigo são organizadas da seguinte maneira: na seção 2, é abordado sobre o montante de uso de sistema de transmissão. A seção 3 aborda a metodologia adotada no desenvolvimento deste trabalho. Na seção 4 serão apresentados os resultados e discussões. E por fim, a seção 5 descreverá as conclusões deste trabalho.

2. MONTANTE DE USO DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Como o artigo trata sobre a análise de MUST pelas companhias de energia elétrica, compreender a composição e as tarifas relacionadas ao montante é de extrema importância. Por esse motivo, as informações a seguir dedicam-se a isso.

O ONS é responsável direto pela supervisão e controle dos serviços de transmissão, firmados pelo CUST para o uso da rede básica pelas distribuidoras e outros usuários. Depois de firmado o contrato, os usuários que se beneficiam da rede básica estão sujeitos a taxas e encargos, calculados em função da TUST e o MUST CUS (2011).

O valor do MUST deve ser determinado para cada ponto de conexão com a rede básica, para os períodos de ponta e fora de ponta. O valor do montante contratado deve representar o máximo valor esperado de potência ativa anual no ponto de conexão CUS (2011). A medição é realizada em intervalos de quinze minutos e integralizada para um período de uma hora, assim identificando os reais valores de potência ativa passante nos pontos de conexão e comparando aos valores firmados na CUST ONS (2016).

Mensalmente, o usuário deve repassar o valor referente dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) ONS

(2017). Os contratos firmados com as distribuidoras, em caráter permanente têm a EUST calculado conforme (1):

$$EUST_{PER} = (TUST_P * MUST_{PER}) + (TUST_{FP} * MUST_{PERFP}) \quad (1)$$

Onde:

$EUST_{PER}$: são os encargos de uso do sistema de transmissão associados aos MUST a serem remunerados por ponto de conexão;

$MUST_{PERP}$: é o MUST vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão;

$MUST_{PERFP}$: é o MUST vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão;

$TUST_P$: é a tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período de ponta, associado ao ponto de conexão;

$TUST_{FP}$: é a tarifa de uso do sistema de transmissão vigente no mês, no período fora de ponta, associado ao ponto de conexão.

Existem ainda mais dois encargos relacionados àqueles que têm instalações conectadas à rede básica: o primeiro devido à redução de montante contratado de maneira onerosa ($EUST_{RO}$); e outro sobre o encargo referente ao uso da potência proveniente da Itaipu Binacional ($EUST_{ITAIPU}$), quando o usuário depende da potência demandada dessa usina. Os encargos são calculados, respectivamente, conforme (2) e (3):

$$EUST_{RO} = (TUST_P * \Delta MUST_P) + (TUST_{FP} * \Delta MUST_{FP}) * N_{RO} \quad (2)$$

$$EUST_{ITAIPU} = TUST_{UHE ITAIPU} * P_{ITAIPU} * Q_{ITAIPU} \quad (3)$$

Onde:

$\Delta MUST_P$: é a redução do MUST no horário de ponta superior a 10%;

$\Delta MUST_{FP}$: é a redução do MUST no horário fora de ponta superior a 10%;

N_{RO} : é a quantidade de meses associada à vigência do valor do MUST, reduzido de maneira onerosa até o fim do período de contratação;

$TUST_{UHE ITAIPU}$: é a tarifa de uso da UHE Itaipu;

P_{ITAIPU} : é a potência máxima contratada por Itaipu no ano civil;

Q_{ITAIPU} : é a quota para rateio de potência de Itaipu associada a cada usuário.

O encargo total referente ao mês ($EUST_{REFMES}$) é calculado através da equação (4):

$$EUST_{REFMES} = EUST_{PER} + EUST_{ITAIPU} + EUST_{RO} \quad (4)$$

A parcela de ineficiência apenas é cobrada caso haja parcelas de sobrecontratação ou subcontratação REN (2015). Essas representam, respectivamente, o valor de montante inferior a noventa por cento e superior a cento e dez por cento do valor de MUST contratado ONS (2016). Ou seja, a sobrecontratação é representada quando o valor

anual medido não ultrapasse os 10% inferior ao montante contratado; a ultrapassagem de demanda caracteriza-se pela medição mensal cujo valor supere em 10% o valor de MUST contratado.

As parcelas de ineficiências de sobrecontratação e subcontratação para cada ponto de interligação com a rede básica são calculadas, respectivamente, por meio de (5) e (6), ONS (2017):

$$PI_s = 12 * \sum [(0,9 * MUST_P - D_{max\ anual\ P}) * (TUST_P)] + 12 * \sum [(0,9 * MUST_{FP} - D_{max\ anual\ FP}) * (TUST_{FP})] \quad (5)$$

$$PI_u = [3 * TUST * (MUST_V - 1,1 * MUST_{PER})]_P + [3 * TUST * (MUST_V - 1,1 * MUST_{PER})]_{FP} \quad (6)$$

Onde:

PI_s : é a parcela de ineficiência por sobrecontratação a ser cobrada da distribuidora por ponto de conexão;

$D_{max\ anual\ P}$: é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário de ponta quando inferior a 90% do MUST contratado;

$D_{max\ anual\ FP}$: é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão em horário fora de ponta quando inferior a 90% do MUST contratado;

PI_u : é a parcela de ineficiência por subcontratação a ser cobrada da distribuidora por ponto de conexão;

$TUST$: é a tarifa de uso do sistema de transmissão homologada em regulamentação específica pela ANEEL;

$MUST_V$: é o máximo valor mensal de MUST verificado;

$MUST_{PER}$: é o MUST contratado na modalidade permanente.

Através de estudos, pode-se obter o valor a ser contratado de MUST, visto que essas tarifas são caracterizadas como penalizações às distribuidoras de energia, assim sendo primordial a realização de contratos de maneira responsável.

Marangon Lima (1996) constrói um modelo para prever a demanda máxima nos pontos de conexão, formulando um modelo matemático, além de avaliar a mudança de regulamentação na contratação de MUST e os impactos dessa reformulação. De maneira semelhante, ao presente estudo, também aborda atividades como a identificação dos pontos de conexão, com a rede básica na área em estudo e o desenvolvimento de um auxílio à busca de um valor de contrato mais apropriado para evitar ou reduzir as multas. Apesar de proporcionar essa ferramenta de auxílio, o propósito do trabalho não é fazer a escolha ou cálculo do MUST; isso será deixado para a distribuidora.

Neste trabalho, não se aplicarão métodos matemáticos e nem será buscado um valor ótimo. De forma diversa, serão realizadas simulações de contingências, verificando como os pontos de conexão escolhidos e suas demandas podem ser influenciadas. A análise, buscará prever o comportamento de demanda nos pontos em casos de contingência, identificando os eventos mais relevantes e frequentes que possam causar penalizações.

3. METODOLOGIA

Para realização deste artigo, foi delimitada, juntamente com os engenheiros responsáveis da COPEL-DIS, a região de Pato Branco, no Sudoeste do Paraná, como o local a ser analisado. Além disso, escolheu-se esse ponto de conexão por ser um local onde estão presentes todas as variáveis as quais fazem pertinentes o estudo de contratação do MUST.

O ponto de interligação do SIN em Pato Branco tem como uma de suas características a influência direta da potência gerada das usinas encontradas na bacia do Uruguai e da potência ativa radiada da subestação 230 kV, de Xanxerê, no estado de Santa Catarina. O fluxo de potência ativa nesse ponto pode ter uma potência tanto na direção da região sul, como na direção das barras de Pato Branco e da Usina de Salto Osório, 230 kV, dependendo da época do ano, da geração e do patamar de carga. Neste ponto, há também o despacho direto para as subestações de 138 kV de Francisco Beltrão, Chopinzinho e Clevelândia. Este último tem ligação com as PCHs Ludesa e Santa Luzia Alto e, mais à frente, com a Subestação de Palmas e com as usinas do rio Iguaçu, todas ligadas na rede interna da distribuidora de 138 kV. As conexões podem ser observadas na Figura 1.

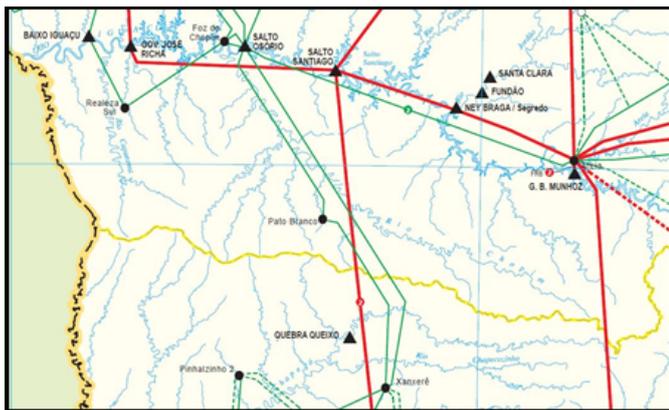


Figura 1. Mapa geoeletrico da região sul (Adaptado do Operador Nacional do Sistema Eléctrico ONS (2018)).

Para a realização das simulações, foi utilizada a ferramenta Análise de Redes Eléctricas (ANAREDE) do Centro de Pesquisas de Energia Eléctrica (CEPEL). A aquisição de dados teve como referência a base de dados fornecidos pelo ONS, sendo estes os casos mensais do ano de 2019. Tendo em vista que os casos são fornecidos no início de cada mês, a análise foi feita até o mês de agosto. Para os meses após agosto, usou-se a base de dados do Plano de Operação Eléctrica (PEL), de forma que foram usados os dados referentes às estimativas para o ano de 2020, para analisar os meses de setembro, outubro, novembro e dezembro de 2019 (sendo entendidos, na leitura do PEL, os dois primeiros meses na categoria “inverno” e os demais na categoria “verão”). Vale lembrar que os horários de ponta e fora de ponta definidos pelo órgão regulatório serão tratados como períodos de carga pesada e de carga média, respectivamente.

Para abordagem principal do estudo, os encargos pagos pela distribuidora foram analisados historicamente, constatando-se que a subcontratação é responsável pela

maior parcela de pagamentos por ineficiência. Diante disso, as possíveis situações que ocasionassem ultrapassagem do valor de MUST contratado foram tomadas por objeto principal de estudo.

Tomando a subcontratação como o alvo das análises, foram determinadas, em quais situações de geração existiriam possíveis ultrapassagens do valor contratado. Então, consideraram-se dois casos para as usinas interligadas às barras de alta tensão: em primeiro caso, foram analisadas com valor de potência ativa a demanda igual à prevista pelos casos de base e pelo outro caso modelado; em segundo momento, considerou-se a máxima geração das usinas conectadas às barras de 230 kV, a fim de analisar a influência dessas gerações para um mesmo patamar de carga em diferentes épocas do ano.

Além disso, para aproximar a situação proposta com a realidade, identificou-se a geração média em MW das Usinas que influenciam diretamente o ponto de interligação de Pato Branco nos três anos anteriores ao estudo. Com isso, fez-se uma média para cada mês ou período referente à análise, conforme indica na Tabela 1.

Nessa região, há uma série de usinas que, se somadas, têm potência instalada superior a 150 MW, de modo a estarem conectadas à rede da COPEL. Dessa forma, ao considerar a geração nula, a maior parte das contingências causam ultrapassagem no valor atual contratado de MUST. Por mais que, existiram meses do ano em que algumas usinas atingiram a geração igual ou aproximadamente igual à zero – casos esses em que há a influência direta de fatores climáticos como o La Niña – é inviável adotar a geração nula em todas as usinas da região.

Com isso, estipularam-se dois casos a serem estudados, com diferentes níveis de geração durante o ano e diferentes níveis de carga para as mais diversas contingências. Após algumas análises realizadas, observou-se a necessidade de diminuição das contingências a serem simuladas. Isso porque a elevação do valor de fluxo de potência ativa é mais significativa, se comparada em casos de outros tipos de contingência, quando ocorrem contingências em barras e em transformadores interligadores.

Dessa forma, foi averiguada a probabilidade de contingências mais severas acontecerem, uma vez que, considerando tais contingências, talvez não aconteça durante o ano um valor muito acima do real, ou seja, do valor que seria contratado. Assim, isso poderia causar outro problema, dessa vez por sobrecontratação.

Como base foi utilizado o relatório realizado pelo ONS sobre as perturbações no SIN, nos últimos 5 anos constatou-se que ocorrências nas linhas foram maior que 65% em todos os anos; contingências em transformadores no máximo 10,1%; e os transformadores chegaram a 1,65%, conforme a Figura 2.

Para contemplar a região do sistema eléctrico da distribuidora, foram apurados dados das contingências na área de análise em 2018. Como mostra a Figura 3, dentre os desligamentos ocorridos, mais de 70% foram causados por contingências nas linhas de distribuição.

Os gráficos apresentados nas Figuras 2 e 3 comprovam a tendência em que as contingências são mais propensas

Tabela 1. Geração média mensal (MW) das usinas da região de Pato Branco.

Mês	Central Eólica de Palmas	Usina Eólica de Água Doce	PCH Passos Maia	PCH Rondinha	PCH Coronel Araújo	PCH Braço do Contestado	PCH Chopim I	PCH Vitorino	PCH Ludesa	PCH Santa Luiza Alto
Janeiro	0,294	1,58	16,4	6,1	3,09	3,25	1,51	3,62	22	20,3
Fevereiro	0,272	1,48	6,91	2,7	1,57	1,53	1,76	3,36	13	13,2
Março	0,339	1,65	9,3	4,4	3,18	2,9	1,67	3,44	15	15,4
Abril	0,318	1,55	8,7	3,9	2,33	2,12	1,77	3,61	16	15,8
Mai	0,371	1,93	11,2	3,8	2,7	2,37	1,62	2,68	13	13,5
Junho	0,347	1,95	15	5,2	1,37	3,05	1,22	3,17	24	22,2
Julho	0,462	2,45	6,9	2,5	0,19	1,06	1,69	2,35	11	11,1
Agosto	0,407	2,33	6,3	2,2	1,44	1,24	1,63	1,95	10	10,3
Verão	0,355	1,73	14,3	5,1	3,05	2,51	1,48	3,21	20	17,3
Inverno	0,407	2,17	8,7	3,8	1,44	1,96	1,65	2,59	13	13,5

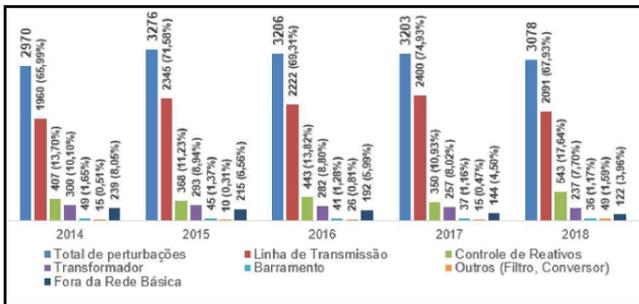


Figura 2. Frequência de perturbações (Reproduzido de Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS (2019)).

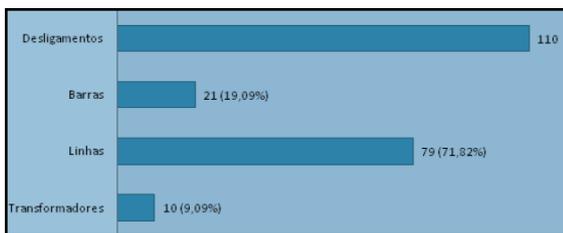


Figura 3. Desligamentos ocorridos por contingências nas linhas de distribuição.

a acontecer, tornando viável realizar as simulações considerando apenas contingências em linhas e não sendo adotada o procedimento padrão de análise $N - 1$, pois os mesmos poderiam reverter a contratação a um problema de sobrecontratação.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a realização das simulações foi usado o *software* ANAREDE. O *software* desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) permite realizar estudos de operação em tempo real e planejamento de sistemas elétricos de potência em regime permanente. O programa consiste na integração de programas de análise de fluxo de potência, equivalência de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, redespacho de potência ativa e fluxo de potência continuado ANA (2018). As simulações e resultados obtidos neste trabalho são referentes à versão 10.03.00 do ANAREDE.

Para a análise do presente trabalho, usou-se o *software* com intuito de analisar o estado da rede após perdas de linhas

(alterações de carga ou de geração) porém o ANAREDE ainda permite através de dados obtidos planejar futuras paradas de operação de manutenção e estratégias preventivas para contingências críticas. Também é possível simular novas configurações de rede a fim de prever a entrada de novas linhas, barras e gerações no sistema elétrico atual. As simulações são realizadas através de análises de fluxo de potência, fluxo de potência continuado, contingências, equivalente de rede, entre outras.

Como se utilizou um caso de arquivo histórico, fornecidos pelo ONS ou pelo PEL, já se tem uma configuração padrão e não foi necessário criar diagramas ou inserir dados, apenas alterar dados existentes de geração e carga. Na Figura 4, temos um exemplo de um caso fornecido carregado, é possível observar os transformadores de interligação, as barras do SIN e da distribuidora, esses diferenciados, respectivamente, pelas cores verde e vermelha.

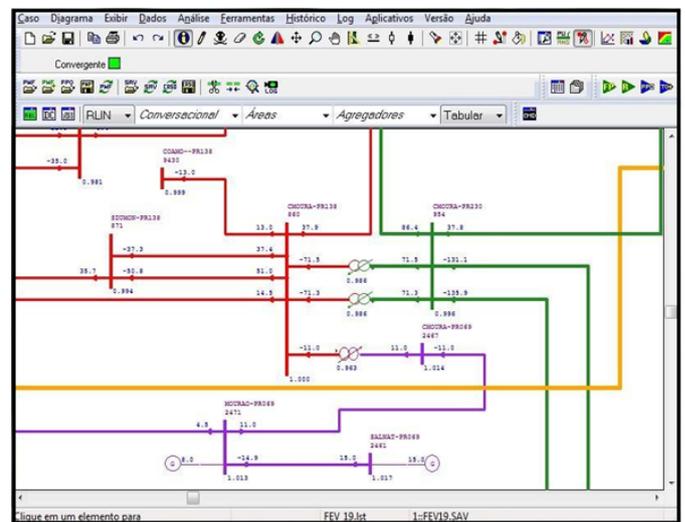


Figura 4. Exemplo de diagrama carregado no *software* ANAREDE (Reproduzido de ANA (2018)).

A análise foi feita sobre duas hipóteses de geração, a primeira sobre geração máxima nas usinas, 230 kV, do SIN da região e a segunda com geração esperada pela agência controladora. Com isso, são apresentados dois quadros, nos quais irão constar, na horizontal, qual linha está em contingência na simulação e, na vertical, o mês e os dois horários de contratação, ponta e fora de ponta, agora re-

presentados como carga pesada e média, respectivamente. As contingências em linhas duplas são consideradas pela distribuidora como uma perda $N - 1$, então o estudo seguirá o mesmo padrão.

As Tabelas 2 e 3, mostram as contingências dentro e fora do limite atual contratado. Os valores acima de 100 representa as contingências que ultrapassaram o limite superior de 110%. Ainda, a gravidade de ultrapassagem que indicam um distanciamento maior do limite superior que são os valores próximos de 100. Por sua vez, os valores restantes representam o limite abaixo de 110%.

Além disso, Vale ressaltar que os valores atuais de contratação para horário fora de ponta e ponta, ou carga pesada e carga média são, respectivamente, de 84 MW e 88 MW. A perda das linhas Salto Osório-Areia de 230 kV, sendo a contingência simples ou das duas linhas, ocasiona as maiores ultrapassagens do valor contratado. Dessa forma, os maiores valores foram encontrados no mês de agosto, período do ano que tem como característica, no sul do Brasil, ser geralmente mais seco por conta do inverno. Para facilitar essa visualização do comportamento das contingências no decorrer do ano foram criados quatro gráficos.

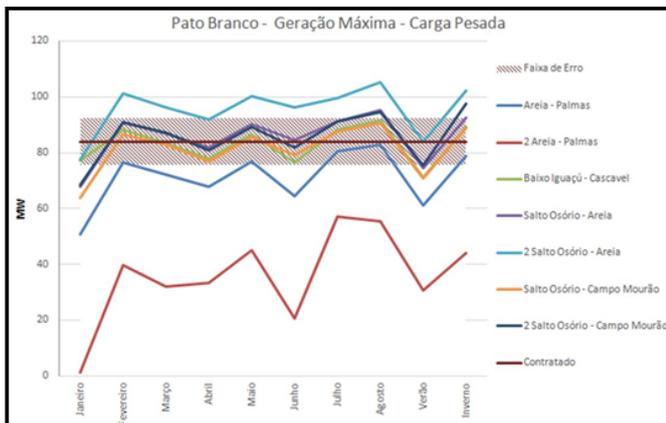


Figura 5. Comportamento de Pato Branco considerando máxima geração com carga pesada.

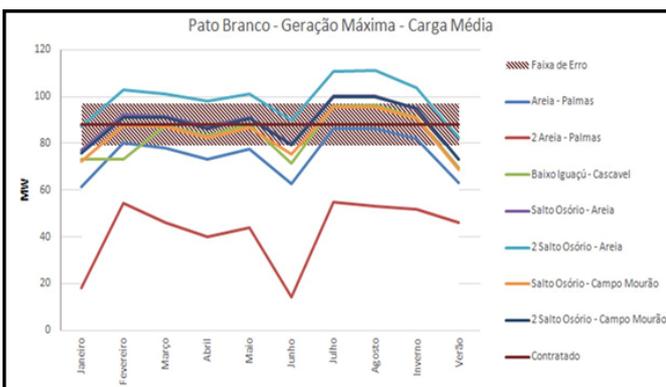


Figura 6. Comportamento de Pato Branco considerando máxima geração com carga média.

As Figuras 5 e 6 apresentam gráficos relacionados à Tabela 2, nelas ficam evidenciados que a perda das linhas Salto Osório-Areia de 230 kV, causaram alguma ultrapassagem durante o ano. Além disso, a área hachurada designada como “faixa de erro” representa os limites de MUST atual,

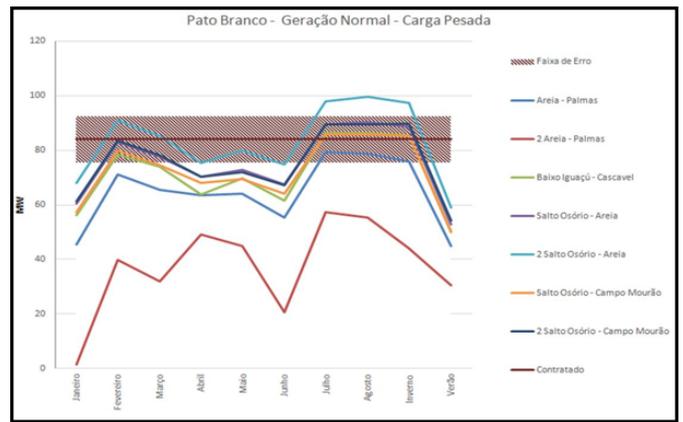


Figura 7. Comportamento de Pato Branco considerando geração normal com carga pesada.

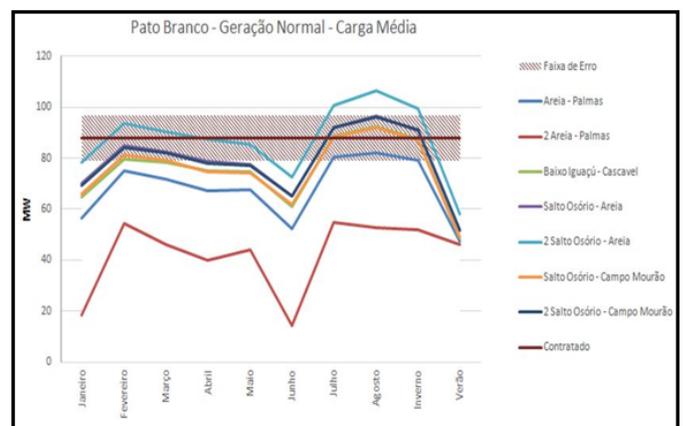


Figura 8. Comportamento de Pato Branco considerando geração normal com carga média.

contém a maioria das contingências, sendo um fator a ser considerado para uma possível elevação do valor contratado. Do mesmo modo, mas de uma maneira mais branda, as Figuras 7 e 8 mostram as contingências da Tabela 3 que apresentam as ultrapassagens e foram analisadas para uma possível elevação. Por fim, não são consideradas as contingências que ocorrem em transformadores e em barras, para a análise de uma futura contratação abrangerá todas as contingências dentro do limite de MUST em todo o ano.

Para geração máxima nas usinas interligadas ao SIN, observou-se um aumento das contingências que causam possíveis ultrapassagens sendo os maiores valores de potência ativa para carga pesada de 105,4 MW e para carga média de 111,2 MW. Para geração normal, os maiores valores encontrados foram de 106,7 MW para carga média e de 99,7 MW para carga pesada.

Assumiram-se os valores de MUST de 100 MW e 107 MW para período de carga pesada e média, respectivamente. A partir disso, realizou-se a comparação dos encargos com as parcelas de ineficiências para os valores em contrato vigente, de 84 MW e 88 MW. Através das Equações 1 e 5, calcularam-se os valores dos encargos diretamente relacionados ao MUST e possíveis parcelas de ineficiência para serem pagas pela concessionária em cada caso.

Tabela 2. Valores de fluxo de potência em (MW) no ponto de conexão de Pato Branco para perdas $N - 1$ com geração máxima.

2 Salto Osório - Campo Mourão 230 kV 18	Salto Osório - Campo Mourão 230 kV 17	2 Salto Osório - Areia 230 kV 16	Salto Osório - Areia 230 kV 15	Baixo Iguaçu - Cascavel 230 kV 14	2 Areia - Palmas 138 kV 13	Areia - Palmas 138 kV 12	Contingência	Período
68,4	63,7	77,6	67,8	77,3	1,4	50,6	Pesado	Janeiro
76	72,3	87,2	77,1	73	18,3	61,3	Médio	
91	86,6	101,1	91	88,2	39,8	76,6	Pesado	Fevereiro
91,2	87,5	102,9	92,5	NC	54,4	80,1	Médio	
87,2	82,8	96,4	86,8	83,4	31,9	72	Pesado	Março
90,9	87	101,3	91,5	87,4	46,2	78,2	Médio	
81	77	91,8	81,8	77,8	33,3	67,7	Pesado	Abril
86,4	82,4	97,9	87,4	83,2	40	73,4	Médio	
89,3	85,6	100,1	90,3	86,7	44,9	77	Pesado	Maio
90,5	86,7	101,1	91,3	87,9	44	77,6	Médio	
82	79,2	96,2	84,5	76,6	20,7	64,5	Pesado	Junho
79,2	75,3	89,8	79,6	71,4	14,3	62,7	Médio	
91,3	87,6	99,5	91,2	88,1	57,1	80,6	Pesado	Julho
99,8	95,3	110,7	100,1	95,9	54,8	86,3	Médio	
94,6	90,7	105,4	95,3	91,5	55,3	82,8	Pesado	Agosto
99,9	95,5	111,2	100,5	96,3	52,9	86,2	Médio	
75,6	70,7	83,8	74,4	71,1	30,6	61,1	Pesado	Verão
73	69	82,4	73,1	69,5	46,2	63,1	Médio	
97,5	88,8	102,1	92,6	89,3	44,1	79	Pesado	Inverno
94,9	90,5	103,9	94,5	91	51,9	81,8	Médio	

Tabela 3. Valores de fluxo de potência em (MW) no ponto de conexão de Pato Branco para perdas $N - 1$ com geração normal.

2 Salto Osório - Campo Mourão 230 kV 18	Salto Osório - Campo Mourão 230 kV 17	2 Salto Osório - Areia 230 kV 16	Salto Osório - Areia 230 kV 15	Baixo Iguaçu - Cascavel 230 kV 14	2 Areia - Palmas 138 kV 13	Areia - Palmas 138 kV 12	Contingência	Período
61,3	57,3	68	60,3	56,1	1,4	45,5	Pesado	Janeiro
69,2	66,1	78,2	69,9	64,8	18,3	56,5	Médio	
83,5	79,8	91	83	78,4	39,8	71,2	Pesado	Fevereiro
84,2	81,2	93,5	85,1	79,6	54,4	75,2	Médio	
78,2	74,6	85,2	77,6	73,9	31,9	65,5	Pesado	Março
82,2	79	90,2	82,4	78,2	46,2	71,8	Médio	
70,2	68,1	75,4	70,4	63,9	49,2	63,6	Pesado	Abril
78	74,1	87,6	78,8	75,2	40	67,3	Médio	
72,1	69,5	79,8	72,8	69,8	44,9	64,1	Pesado	Maio
77	74,1	85,2	77,6	74,7	44	67,5	Médio	
67,2	64,1	74,8	67,5	61,5	20,7	55,3	Pesado	Junho
65,3	61,9	72,6	65,3	60,9	14,3	52,3	Médio	
89,6	85,9	97,8	89,5	86,4	57,3	79,3	Pesado	Julho
92	88,1	100,9	92	88,6	54,8	80,6	Médio	
89,6	85,8	99,7	90,2	86,4	55,3	78,8	Pesado	Agosto
96,1	91,9	106,7	96,2	92,6	52,9	82	Médio	
54,1	50,4	59,1	52,7	50	30,6	44,8	Pesado	Verão
51,9	48,9	58	51,6	48,6	46,2	47,2	Médio	
89,7	85,2	97,5	88,7	85,5	44,1	76	Pesado	Inverno
91,2	86,9	99,5	90,6	87,3	51,9	79	Médio	

Os valores de $MUST_{FP}$ e $MUST_P$, que representam os valores medidos de MUST, foram fundamentados na contingência da linha Salto Osório-Areia, sendo os valores de $MUST_P$ igual a 105,4 MW e $MUST_{FP}$ igual a 111,2 MW. Os valores de $TUST_P$ e $TUST_{FP}$ fundamentam-se na Resolução Homologatória nº 2.586, de 23 de julho de 2019, sendo respectivamente igual a R\$ 5.640,00/MW mês e R\$ 5.699,00/MW mês.

Na Tabela 4, observa-se a comparação entre o MUST vigente e o sugerido pelo estudo. Com análise, mesmo

obtendo um valor de montante acima do contrato vigente, o valor total em reais é menor que o montante atual.

Tabela 4. Valores a serem pagos.

	MUST vigente	MUST sugerido
EUST	R\$ 975.272,00	R\$ 1.173.793,00
Plu	R\$ 466.156,80	-
TOTAL	R\$ 1.441.428,80	R\$ 1.173.793,00

Isso ocorre, pois eliminou-se a parcela de ineficiência por subcontratação, visto que os valores sugeridos de

MUST estão dentro dos 110%. Em contrapartida, os valores simulados estão acima do valor limite de 110%, se comparado com o valor vigente. Isso resulta na economia de R\$ 267.635,80 no mês verificado. A análise econômica evidencia que levando em conta características da região em estudo deve ser repetida nos demais pontos de conexão.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

De forma introdutória ao assunto, foi exposta a origem do atual sistema de energia elétrica e a sistemática de contratação do montante do sistema, MUST na região de Pato Branco no Paraná. Nada obstante, com as simulações realizadas, possibilitou-se descrever e compreender, virtualmente, o impacto de diversos fatores nos valores de fluxo de potência ativa por meio do *software* ANAREDE.

Desses fatores, um foi o levantamento de dados históricos de geração de potência nas usinas da região estudada. Considerou-se, a média mensal de geração de potência das usinas, a qual é condizente com a realidade, ao invés de determinar geração nula das usinas conectadas às barras de 138 kV, visto que essa hipótese seria inviável para a realização das simulações.

Além disso, os tipos de contingências em linhas, barras e transformadores para a realização das simulações (através de análises históricas de desligamentos na rede), em 71,82% dos casos ocorreram a perda de linhas, o que teve uma frequência muito maior do que a perda de barras (19,09%) ou de transformadores (9,09%).

A partir dessa análise, sugeriram-se esses dois aspectos como base para a contratação do MUST. Observou-se o comportamento da carga e sua variação, expondo que, para uma mesma contingência, encontram-se variações superiores a 50% ao longo do ano. Portanto, com uma análise mensal dos valores contratados, a efetividade do método se demonstra superior, por mais que o tempo dedicado ao estudo aumente devido à quantidade de simulações que seriam realizadas. Assim, elevar-se-ia eficiência de contratação do MUST.

Ressalta-se a interferência direta das usinas interligadas no sistema de 230 kV, no fluxo de potência nos pontos de interligação. Onde observou-se a comparação dos casos de máxima geração nas usinas e a geração com os valores previstos nos casos propostos, que foram encontrados diferentes valores, em sua maioria superiores.

Por fim, cabe registrar um possível aprofundamento acadêmico futuro relacionado ao estudo de contratação de MUST: o desenvolvimento de um método para automatizar o processo de obtenção e de análise de dados de potência ativa. Assim, seria possível otimizar o processo de contratação, porquanto seria possível trabalhar com mais informações de maneira mais célere e precisa.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a infraestrutura disponibilizada no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná e a COPEL pelo fornecimento de dados para a realização deste trabalho. Além disso, os autores agradecem a CAPES e ao Programa de Apoio à Pós-Graduação (PROAP) pelo recurso de custeio no apoio

das atividades acadêmicas e participação no Congresso Brasileiro de Automática.

REFERÊNCIAS

- (2011). *CUST*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Anexo 3: Contrato de Uso do Sistema Transmissão.
- (2015). *REN 666*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 666, 23 de junho de 2015.
- (2016). *ONS MUST*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 15.7 - Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão.
- (2017). *ONS TUST-RB*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 15.8 - Apuração dos Serviços e Encargos de Transmissão Associados à TUST-RB e Interligações Internacionais.
- (2018). *CEPEL*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Manual do usuário: programa de análise de redes - ANAREDE.
- (2018). *ONS TUST-RB*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Modelo – contrato de uso do sistema de transmissão. Modelo CUST P.
- (2019). *ONS TUST-RB*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Resultados da operação: histórico da operação.
- Marangon Lima, J.W. (1996). Allocation of transmission fixed charges: an overview. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3), 1409–1418.
- Rudnick, H., Palma, R., Cura, E., and Silva, C. (1996). Economically adapted transmission systems in open access schemes-application of genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3), 1427–1440.