

CONTRATAÇÃO ÓTIMA DOS MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO VIA EQUIVALENTES ESTÁTICOS FLEXÍVEIS E FLUXO DE POTÊNCIA ESTOCÁSTICO

ANDRÉ MILHORANCE DE CASTRO NATASHA S. MONTEIRO DA SILVA ÉRICA TELLES
ARMANDO M. LEITE DA SILVA ALEXANDRE STREET

*Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Rua Marquês de São Vicente, 225 – CEP 22451-900, Rio de Janeiro, RJ – Brasil*

milhorance@ele.puc-rio.br natasha_smonteiro@hotmail.com, ericaetc@ele.puc-rio.br,
armando@ele.puc-rio.br, street@ele.puc-rio.br

Abstract — This paper presents a new methodology for determining the amount of transmission system usage (ATSU) using flexible network equivalents and probabilistic or stochastic power flow tools. First, the original network is duly reduced by a flexible and accurate reduction technique. Second, the uncertainties arising from load, generation, and topology of the network due to different sources are adequately simulated and captured at the border points of the network, where the ATSU is contracted. Finally, an approach is proposed in order to assess the optimal amount to be contracted by the electric power distributor at each border bus of the network. This methodology is then employed in an academic system to demonstrate its efficiency and the results of this implementation are widely discussed.

Keywords — Amount of transmission system usage, Monte Carlo simulation, probabilistic load flow, static network equivalents, stochastic optimization.

Resumo — Este artigo apresenta uma nova metodologia para a determinação dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) utilizando equivalentes de redes flexíveis e fluxo de potência probabilístico ou estocástico. Primeiro, a rede original é devidamente reduzida por uma técnica de redução flexível e precisa. Segundo, as incertezas oriundas das cargas, geração e topologia da rede devido a diversas fontes são adequadamente simuladas e capturadas nos pontos de fronteiras onde se dá a contratação do MUST. Por último, uma abordagem é proposta de modo a oferecer o montante ótimo a ser contratado pela distribuidora de energia elétrica em cada barra de fronteira da rede. Esta metodologia é então empregada em um sistema acadêmico com a finalidade de demonstrar sua eficiência e os resultados desta implementação são amplamente discutidos.

Palavras-chave — Equivalentes estáticos de rede, fluxo de potência probabilístico, montantes de uso do sistema de transmissão, otimização estocástica, simulação Monte Carlo.

1 Introdução

A reestruturação do setor elétrico, ocorrida em diversos países dentre os quais os sul-americanos, acarretou em diferentes modelos de mercado, que se caracterizam pelo uso intensivo de sistemas de transmissão por centrais de geração, distribuidoras e grandes consumidores (Rudnick, 2005). A transmissão se torna, com a nova estrutura, um elemento crítico por questões técnico-econômicas. Aspectos relacionados à transmissão, como transferência de capacidade disponível (Leite da Silva e outros, 1999 e 2002; Othman e Busan, 2016), congestão do sistema (Khani e outros, 2016; Tor e outros, 2008) e alocação do uso (Leite da Silva e outros, 2013; Telles e outros, 2017) e de perdas (Leite da Silva e Costa, 2003) são usualmente estudados, a fim de melhorar os procedimentos de rede e garantir margens adequadas de segurança para a operação.

No Brasil, agentes utilizadores do sistema de transmissão (como distribuidoras e grandes consumidores) devem anualmente determinar, sob regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), através de um valor especificado em contrato, para cada ponto de conexão, entre o agente utilizador e a Rede Básica de transmissão, e regime tarifário (ponta e fora-ponta). A administração dos contratos é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que é a entidade tecnicamente capaz de averiguar a eficiência dos contratos, bem como os impactos dos valores requisitados no planejamento da operação do sistema interligado.

De acordo com a Resolução Normativa 666 (ANEEL, 2015), os contratos são avaliados mensalmente (devendo a injeção máxima mensal ser menor do que 110% do valor contratado - ultrapassagem) e anualmente (devendo haver ao menos uma medição de máxima injeção mensal acima de 90% do valor contratado, ao longo de 12 meses - sobrecontratação), cabendo penalidades caso as margens especificadas não sejam seguidas. Os contratos devem ser realizados anualmente, estipulando valores para o MUST nos quatro anos civis seguintes, por ponto de conexão e regime tarifário.

Com intuito de reduzir custos operacionais e os montantes devidos a penalidades empregadas, buscase a avaliação ótima dos valores contratados para o MUST (Leite da Silva e outros, 2006; Queiroz e outros, 2010). É essencial, então, ser capaz de mapear as incertezas de demanda/geração e topologia da rede (i.e., indisponibilidades de equipamentos) nas injeções de potência dos pontos de conexão pertinentes. Para tanto, se faz necessário utilizar técnicas de fluxo de potência estocástico (Allan e outros, 1981; Castro, 2017) para avaliar as funções densidades de probabilidade das injeções nos pontos de conexão.

Como o número de simulações do algoritmo de fluxo de potência é elevado e a região de interesse é pequena (em relação ao sistema interligado), é pertinente adotar sistemas com equivalentes estáticos flexíveis. Dessa forma, é possível definir com uma precisão adequada um modelo representativo, porém bem reduzido, do sistema completo, permitindo a minimização do esforço computacional, sem perda de qualidade de análise.

Esse trabalho tem como objetivo apresentar uma nova metodologia de contratação ótima do MUST, baseada em equivalentes estáticos, fluxo de potência probabilístico e técnicas simples de otimização estocástica. Os resultados com aplicação no sistema IEEE RTS 79 (IEEE APM Subcommittee, 1979) irão mostrar a eficiência da metodologia proposta.

2 Montante de Uso do Sistema de Transmissão

Agentes regionais de distribuição não são autossuficientes em atender a própria carga. Requerem, então, contratar de terceiros a energia necessária ao suprimento de seus clientes dos diversos segmentos. Esta trafega usualmente via Rede Básica de transmissão ou pela rede elétrica de outras distribuidoras.

Para custear a utilização da rede de transmissão, é necessário realizar a determinação do MUST, para cada ponto de conexão entre a distribuidora e a Rede Básica. Para a realização de contratos entre duas distribuidoras, estabelece-se o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD). A regulação para contratação de MUST se dá através da Resolução Normativa 666 (REN-666) (ANEEL, 2015). Já a contratação de MUSD é balizada pela Resolução Normativa 506 (ANEEL, 2012). O escopo desse trabalho resume-se a contratação de MUST.

A REN-666 estabelece que a cada processo de contratação anual, deverão ser informados os MUST para os quatro anos subsequentes. Os postos tarifários para a contratação devem ser os horários de ponta e fora de ponta, definidos de acordo com cada distribuidora. Dessa forma, as distribuidoras devem estabelecer o valor contratado para cada ponto de interligação, cada posto tarifário e cada ano. Para tanto, os históricos de carga, a previsão de demanda de energia futura e estudos de contingências (entre outros elementos) devem ser considerados. Uma apuração equivocada pode acarretar em ineficiência operacional ou penalidades. As apurações do contrato pelo ONS são realizadas com base na máxima injeção mensal, entre medições observadas a cada 15 minutos, por ponto de conexão.

A REN-666 determina que os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) são devidos por todos os usuários e calculados pelo produto entre as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) (Leite da Silva e outros, 2013) e os MUST, por ponto de conexão e regime tarifário. Os MUST são determinados pelo maior valor entre o contrato e o verificado por medição de potência elétrica. Ou seja, mesmo que a máxima demanda mensal de potência, em uma determinada fronteira com a Rede Básica, seja continuamente menor do que o valor contratado, paga-se pelo valor de contrato e não pelo medido. De maneira análoga, se a máxima demanda mensal verificada estiver acima do valor contratado, paga-se pela máxima demanda. Em ambos os casos, se as tolerâncias que caracterizam a eficiência do contrato forem violadas, um custo adicional de penalidade é atribuído à distribuidora.

O custo *básico* do contrato é matematicamente dado por:

$$C_{i,a,p}^{CONT} = \sum_{m=1}^{12} \max\{f_{i,a,m,p}, M_{i,a,p}\} \times T_{i,a,p} \quad (1)$$

onde i representa o ponto de conexão com o sistema de transmissão, a é o ano, m é o mês, p é o posto tarifário, $C_{i,a,p}^{CONT}$ é o custo de contrato de MUST (a menos de penalidades), $f_{i,a,m,p}$ representa o máximo fluxo de potência verificado, $M_{i,a,p}$ é o valor contratado e $T_{i,a,p}$ representa a tarifa TUST.

As distribuidoras terão a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão apurada pelo ONS, por horário de contratação e ponto de conexão, da seguinte forma: mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do valor contratado; anualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado no ano civil.

A penalidade mensal por ultrapassagem é matematicamente dada por:

$$C_{i,a,m,p}^{UT} = 3T_{i,a,p} \times \max\{(f_{i,a,m,p} - 1,1M_{i,a,p}), 0\} \quad (2)$$

onde $C_{i,a,m,p}^{UT}$ é o custo da penalidade por ultrapassagem no ponto de conexão i , ano a , mês m , e posto tarifário p .

Já a penalidade por sobrecontratação é matematicamente dada por:

$$C_{i,a,p}^{ST} = 12T_{i,a,p} \times \max\{(0,9M_{i,a,p} - f_{i,a,m,p}), 0\} \quad (3)$$

onde $C_{i,a,p}^{ST}$ é o custo da penalidade por sobrecontratação no ponto i , ano a e posto tarifário p .

Portanto, o custo básico (1) é acrescido das penalidades (2) e (3), se existirem, para formar o custo total anual da distribuidora pela contratação MUST.

3 Equivalentes Estáticos Flexíveis

Os modelos equivalentes reduzidos para sistemas de potência são pertinentes em estudos de planejamento, avaliação de segurança online e simulação em tempo real. Estudos de contratação de MUST possuem área de pertinência restrita (rede da distribuidora), porém esta é parte de um sistema elétrico interligado de grande porte. Além disso, para mapear adequadamente as injeções de potência em cada ponto de conexão, um número elevado de simulações de fluxo de potência é requerido. Dessa forma, os sistemas equivalentes são adequados para tornar viável o tempo computacional necessário para o estudo.

O problema é formulado pela definição de um subsistema de interesse (i.e., sistema interno) que é parte de uma rede de maior porte (sistema externo). Ambos são conectados através de barras de fronteira. O sistema interno deve ser sempre totalmente preservado e um modelo equivalente reduzido criado para representar o sistema externo. No escopo da contratação ótima do MUST, o sistema interno é justamente a região da distribuidora de energia elétrica.

Os modelos equivalentes, para serem utilizados adequadamente, devem respeitar alguns quesitos: (i) devem ser compatíveis com programas de fluxo de potência; (ii) devem ser numericamente bem condicionados; e (iii) devem preservar com precisão relativamente boa, a sensibilidade do sistema externo original às mudanças no sistema interno.

3.1 Metodologia

Considerando a definição de subsistemas internos e externos, a matriz de admitância da rede pode ser particionada da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ee} & \mathbf{Y}_{ef} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{fe} & \mathbf{Y}_{ff} & \mathbf{Y}_{fi} \\ \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{if} & \mathbf{Y}_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_e \\ \mathbf{V}_f \\ \mathbf{V}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_e \\ \mathbf{I}_f \\ \mathbf{I}_i \end{bmatrix} \quad (4)$$

onde os subscritos e , f , e i são relacionados às barras do sistema externo, fronteira e interno, respectivamente. Dado que $\mathbf{I}_e$ é conhecido, a equação (4) pode ser reduzida da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ff}^{eq} & \mathbf{Y}_{fi} \\ \mathbf{Y}_{if} & \mathbf{Y}_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_f \\ \mathbf{V}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_f^{eq} \\ \mathbf{I}_i \end{bmatrix} \quad (5)$$

onde $\mathbf{Y}_{ff}^{eq} = \mathbf{Y}_{ff} - \mathbf{Y}_{fe} \mathbf{Y}_{ee}^{-1} \mathbf{Y}_{ef}$ e $\mathbf{I}_f^{eq} = \mathbf{I}_f - \mathbf{Y}_{ff} \mathbf{Y}_{ee}^{-1} \mathbf{I}_e$.

A influência do sistema externo no interno é representada em (5) através das injeções de corrente nas barras de fronteira e novas conexões entre essas barras. O ponto de operação do sistema reduzido é exatamente o mesmo que no sistema original e, idealmente, o sistema reduzido deve responder às mudanças como o original (Monticelli, 1983). Porém, a redução pode não representar adequadamente o sistema completo, para diferentes pontos de operação.

A fim de se melhorar significativamente o desempenho do sistema interno, move-se as barras de fronteira para o sistema externo, criando assim uma zona de amortecimento (Jardim, 2017; Lima, 2018). Com isso, os efeitos das imprecisões na fronteira são atenuados no sistema interno. Esta zona de amortecimento pode ser determinada via análise de sensibilidade, como detalhado na seção a seguir.

3.2 Zona de Amortecimento e Análise de Precisão

Uma zona de amortecimento (*buffer*) consiste em elementos de circuito retidos na área externa. Em geral, os dois aspectos mais relevantes para a precisão do sistema interno são que o sistema externo represente corretamente os fluxos e que as respostas MW e Mvar de fontes externas sejam bastante próximas do sistema original.

Uma forma simples de determinar uma zona de amortecimento é forçar a retenção de um número de níveis de vizinhança, onde este número é definido pela experiência do usuário. Uma abordagem analítica mais sofisticada do problema é realizar uma análise de sensibilidade para determinar quais elementos externos afetam o desempenho do sistema interno.

É importante realizar uma análise de precisão para verificar a conformidade do modelo para os estudos pretendidos. As análises de precisão automáticas visam comparar, primariamente, o desempenho do sistema equivalente e do original frente a um conjunto de contingências, sendo verificados os desvios em magnitudes de tensão e fluxos em barras e ramos do sistema interno, respectivamente.

Com base nos resultados de precisão, o analista pode tentar ajustar o procedimento de redução para melhorar o equivalente de acordo com os critérios especificados (Jardim, 2017; Lima, 2018).

3.3 Algoritmo

O processo sintetizado para o cálculo de uma rede equivalente é o seguinte (HPPA, 2017):

Tarefas do analista:

- Carregar dados (modelo de rede, barras monitoradas e lista de contingências) e definição de área interna;
- Definir se a análise de retenção com base na sensibilidade de tensão e/ou ao fluxo será realizada e seus respectivos limites de sensibilidade;
- Definir se a análise de precisão será realizada;
- Processar a redução.

Processo de redução:

- Definir a área interna como retida;
- Se a análise de precisão for realizada, executar a análise de contingência com o sistema original e armazenar todos os fluxos e tensões monitorados por contingência;
- Se a análise de retenção for realizada, executar a análise de sensibilidade selecionada e decidir quais barras e ramos devem também ser retidos;
- Incluir os elementos/subsistemas selecionados adicionalmente, se houver, como retidos;
- Se a análise de precisão for realizada, executar a análise de contingência com a rede equivalente e armazenar todos os fluxos e tensões monitorados por contingência;
- Comparar os resultados pré- e pós-contingência e imprimir os maiores erros de tensão e fluxo e as respectivas barras/ramos por contingência.

4 Contratação Ótima do MUST

Considerando a natureza estocástica do problema, a busca por um ponto ótimo para a contratação do MUST está atrelada à necessidade da definição de um critério em bases probabilísticas de risco. As injeções de potência ativa nas barras de fronteira são variáveis aleatórias associadas às incertezas da geração, transmissão e carga, existentes tanto na rede interna quanto na externa. A principal ferramenta utilizada na metodologia proposta para a obtenção das funções densidades de probabilidade nos pontos de conexão é o fluxo de potência estocástico ou probabilístico (FPP) via simulação Monte Carlo (SMC) (Allan e outros, 1992; Castro, 2017).

A primeira etapa da metodologia proposta consiste na redução da rede externa de forma robusta, conforme descrito na Seção 3. A importância do equivalente está em representar com máxima precisão as variações do ponto de operação frente às incertezas anteriormente mencionadas; não somente na rede interna, mas também na externa, de acordo com as novas regras da ANEEL (ANEEL, 2012 e 2015). Desse modo, o esforço computacional ao se mapear as incertezas existentes nas injeções das barras fronteiras será imensamente reduzido.

4.1 Incertezas na Carga e Geração

Existem inúmeros trabalhos descrevendo métodos de previsão de carga no longo-, médio- e curto-prazo: ver, por exemplo, Chakhchoukh e outros (2011). Portanto, a preocupação com as incertezas na demanda tem sido cada vez maior, ao longo de várias décadas, não somente para fins de planejamento da expansão da geração, mas também da transmissão e operação de curto a curtíssimo prazo. Tais incertezas irão refletir igualmente nos possíveis despachos de geração, sobretudo com a crescente inserção de fontes renováveis do tipo eólica e solar nos atuais sistemas elétricos de potência. Regras das agências reguladoras de mercado também, de certa forma, influenciam a definição da demanda. Ademais, outro fator ligado à geração que provoca incertezas nos fluxos na rede é a indisponibilidade destes equipamentos (Billinton e outros, 1992). Todas essas fontes de incertezas devem ser consideradas tendo em vista a contratação ótima do MUST.

4.2 Incertezas na Rede

A rede de transmissão é composta por equipamentos em sua maioria reparáveis, cujo ciclo operativo pode ser modelado por processos de Markov (Billinton e outros, 1992), através de taxas de falha (λ) e reparo (μ). Estas taxas são definidas a partir dos históricos operativos dos equipamentos que permitem calcular a disponibilidade (A) e indisponibilidade (U) dos mesmos por meio das equações (6):

$$A = \mu / (\lambda + \mu) \quad \text{e} \quad U = \lambda / (\lambda + \mu) \quad (6)$$

Portanto, a rede também pode ser representada por uma variável aleatória discreta, cujas probabilidades são calculadas a partir dos valores de disponibilidade e indisponibilidade associados aos equipamentos que definem as possíveis configurações. De modo a simplificar o grande número de cenários, é sempre interessante restringir de modo adequado o espaço probabilístico associado, considerando as principais contingências relatadas durante a experiência operativa da distribuidora.

4.3 Metodologia de Simulação de Incertezas

A principal ferramenta descrita nesta seção para a simulação de incertezas nos pontos desejados será o fluxo de potência probabilístico (FPP) via simulação Monte Carlo (SMC).

As equações (7) podem ser utilizadas para descrever o problema padrão de fluxo de potência:

$$Y = f(X) \quad \text{e} \quad Z = g(X) \quad (7)$$

onde o vetor aleatório de entrada Y representa as injeções de potência ativa e reativa, o vetor de estado X representa as magnitudes e os ângulos das tensões nodais, e o vetor Z representa as variáveis aleatórias de saída, i.e., fluxos de potência ativa e reativa, etc. (Allan e outros, 1992; Castro, 2017). As funções não lineares f e g são também variáveis aleatórias associadas a esta análise, pois são definidas a partir da estrutura topológica rede que, de acordo com a subseção anterior, dependem das indisponibilidades dos equipamentos de transmissão (Leite da Silva e outros, 1985).

A variável Y é regida por um conjunto de funções de distribuição de probabilidade, contínuas ou discretas e, portanto, as variáveis de estado e saída são também representadas por funções de probabilidades. Tais funções serão estimadas pela ferramenta FPP. Dentre os métodos de FPP o selecionado foi a SMC que avalia o processo estocástico amostrando (via sorteios) as variáveis de entrada (incluindo a rede) e calcula a resposta do sistema para o estado o qual foi especificado. Portanto, é possível obter as funções densidades nas barras de fronteira mensalmente e que serão posteriormente analisadas no processo de otimização da MUST.

A seguir são mostrados de forma resumida os principais passos do algoritmo de FPP via SMC empregados neste trabalho:

- i. Definir um número máximo de simulações;
- ii. Gerar uma amostra para as injeções de potência (carga e/ou geração) por meio de Y e topologia;
- iii. Realizar a análise do fluxo de potência, assegurando sua convergência;
- iv. Verificar a convergência da SMC;
- v. Salvar as funções densidades de probabilidades obtidas ao final do processo.

4.4 Metodologia de Otimização

A metodologia proposta visa à obtenção de um valor contratado de injeção/fluxo de potência na barra de fronteira, que produza um custo médio mínimo, critério adotado neste trabalho. Para isso, as funções densidades de probabilidade nos pontos de contratação (em MW), obtidas por meio do FPP via SMC, são discretizadas. As probabilidades associadas a cada intervalo são obtidas por um processo de aproximação similar àquelas usadas em FPP (Allan, 1981).

Após a discretização, os resultados são organizados como mostra a Tabela 1, onde se observa a quantidade de ocorrências dos fluxos/injeções por intervalos. A primeira coluna da Tabela 1 é a dos meses, a segunda coluna refere-se ao valor mínimo anual obtido para a barra em análise, da terceira à sexta coluna encontram-se K intervalos, de tamanho Δ , nos quais são discretizadas as funções densidades de probabilidade mensal, em ocorrências. A última coluna corresponde ao máximo anual obtido pelo FPP-SMC.

Os valores contratados são analisados iniciando-se pelo valor mínimo incrementado por Δ até ao máximo. Considerando-se a análise mensal, os custos médios são calculados através da equação (8), asseguradas três condições. Os Custos são dados por:

Tabela 1. Número de ocorrências por intervalos

Mês	Min	1Δ	2Δ	...	KΔ	Max
Jan	V _{J-Min}	N _{J1}	N _{J2}		N _{JK}	V _{J-Max}
Fev	V _{F-Min}	N _{F1}	N _{F2}		N _{FK}	V _{F-Max}
:	:	:	:	:	:	:
Dez	V _{D-Min}	N _{D1}	N _{D2}		N _{DK}	V _{D-Max}

$$Custos = [V_1 \times (TUST)] + [V_2 \times (3 \times TUST)] \quad (8)$$

$$\text{Se } V_{M_V} \leq V_{M_C} \Rightarrow \begin{cases} V_1 = V_{M_C} \\ V_2 = 0 \end{cases} \quad (8.a)$$

$$\text{Se } V_{M_C} < V_{M_V} \leq 1,1 \times V_{M_C} \Rightarrow \begin{cases} V_1 = V_{M_V} \\ V_2 = 0 \end{cases} \quad (8.b)$$

$$\text{Se } 1,1 \times V_{M_C} < V_{M_V} \Rightarrow \begin{cases} V_1 = V_{M_V} \\ V_2 = V_{M_V} - 1,1 \times V_{M_C} \end{cases} \quad (8.c)$$

A equação (8) e as condições descritas (V = valores; M_V e M_C montantes verificado e contratado) referem-se a uma reinterpretação das regras mostradas na Seção 2, considerando apenas a subcontratação e os valores de ponta. A análise busca minimizar o valor médio do custo de contratação. Assim, é necessário percorrer a Tabela 1 e repetir o método para os outros possíveis valores de MUST definidos pelo intervalo {Min, Max} observado, para cada ponto de conexão.

A condição (a) descreve o valor verificado menor que o valor contratado, ou seja, a primeira parcela do custo esperado mensal será o valor contratado multiplicado pela tarifa (TUST) e pela soma das probabilidades de cada intervalo até a sua ocorrência (obtida através da Tabela 1); neste caso não há penalidade.

A condição (b) descreve o valor verificado maior que o valor contratado e até 110% do valor contratado, ou seja, a segunda parcela do custo esperado mensal será representada pela soma do produto de cada valor verificado nos intervalos, especificados pela condição, e pelas probabilidades de suas respectivas ocorrências, tudo multiplicado pela tarifa (TUST); neste caso também não há penalidade.

Finalmente, a condição (c) descreve o valor verificado maior que 110% do valor contratado, ou seja, a terceira parcela do custo esperado mensal será dividida em duas parcelas. A primeira corresponde à soma do produto de cada valor verificado nos intervalos, especificados pela condição, pelas probabilidades de suas respectivas ocorrências, e ao final multiplicado pela tarifa (TUST). A segunda parcela consiste na soma do produto entre a diferença dos valores médios (valor médio verificado, especificados pela condição, e 110% do valor contratado) multiplicado pelas probabilidades de suas respectivas ocorrências e por 3 vezes a TUST, correspondente a penalidade.

O custo médio total para um possível valor contratado é a soma das 3 parcelas de todos os custos médios mensais. Assim, o método busca de forma discreta pelo custo total médio mínimo de contratação.

A seguir são mostrados os principais passos do algoritmo de otimização discreta empregado:

- i. Ler as funções densidades de probabilidades mensais obtidas pelo algoritmo de FPP via SMC;
- ii. Obter os valores mínimo e máximo anual dos fluxos de potência por ponto de conexão;
- iii. Obter os valores médios contratados incrementando-se o valor mínimo de fluxo de potência com um Δ (obtido a partir do número de intervalos especificados) até ao máximo (Tabela 1);
- iv. Discretizar as funções densidades mensais nos intervalos criados pelos valores médios contratados;
- v. Calcular as probabilidades de cada intervalo;
- vi. Calcular os custos médios mensais, utilizando as três condições, cada um ponderado por suas respectivas probabilidades.

Como o problema na determinação do MUST consiste em especificar um valor de contratado anualmente, soma-se os custos médios esperados mensais do valor médio contratado para determinar um custo médio esperado anual. Realizado este procedimento para cada um dos valores médios esperados, verifica-se aquele com o menor custo médio esperado anual. Este representa a contratação ótima do MUST para cada ponto de conexão, sob as hipóteses estabelecidas.

5 Resultados

Nesta seção será descrito o sistema teste, as simplificações consideradas na implementação da metodologia de obtenção da contratação ótima dos MUST e as análises dos resultados.

5.1 Sistema Teste

O sistema IEEE RTS-79 (IEEE APM, 1979) é uma rede composta por 24 barras, 38 ramos e 11 geradores. A Fig. 1 mostra o diagrama unifilar que contém duas áreas: Área 1 de 138 kV (área sombreada na figura); Área 2 de 230 kV. A Área 1 representa a distribuidora de interesse, com três pontos de contratação do MUST: barras 3, 9 e 10. Foram utilizados os mesmos dados elétricos na avaliação do MUST. Entretanto, os dados estocásticos da rede foram substituídos por $A=0,9$ e $U=0,1$, de modo a estressar as contingências de transmissão.

5.2 Rede Equivalente

Algumas redes equivalentes foram obtidas para a Área 2, utilizando as premissas estabelecidas na Seção 3 via o programa Organon (HPPA, 2017). Aplicando-se as seguintes estratégias e comparando seu desempenho com o sistema original (Lima e outros, 2018):

- 1) O sistema de interesse (distribuidora) é especificado como sendo a Área 1;
- 2) Estratégia 1) incluindo barras de geração classificadas por análise de retenção;
- 3) Estratégia 2) incluindo ramos classificados por análise de retenção;
- 4) Estratégia 1) incluindo o primeiro nível de vizinhança à Área 1 retida.

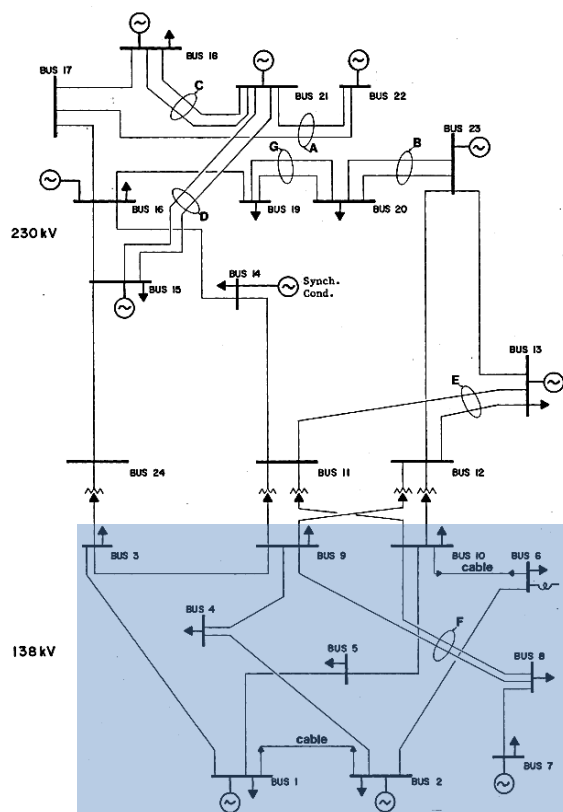


Fig. 1. Diagrama unifilar do sistema IEEE-RTS.

Utilizou-se para estes testes de precisão, contingências automaticamente selecionadas pelo programa, que consistem nos ramos conectados as barras de fronteira. Adotou-se uma especificação de impedância limite utilizada em todos os testes com a finalidade de evitar uma redução acentuada da esparsidade. Outro recurso utilizado pelo programa é a distribuição das perdas entre todos os geradores para a análise de contingência (Lima e outros, 2018).

A Tabela 2 apresenta um resumo dos resultados das estratégias executadas. Observa-se que os resultados da análise de precisão não são bons para a Estratégia 1, que consiste no Equivalente Ward puro, visto que a mesma não retém barras de geração do sistema externo, que podem afetar significativamente o controle de tensão no sistema interno.

Na Estratégia 2, utilizou-se um recurso do programa para reter algumas barras de geração da Área 2, via análise de sensibilidade, o que resultou em uma melhora significativa dos resultados. Na Estratégia 3, além da retenção de algumas barras de geração foram retidos alguns ramos da área 2, também via análise de sensibilidade e obteve-se uma melhora significativa de seu desempenho mediante ao sistema original, contudo neste sistema os níveis de redução não foram expressivos. A Estratégia 4, consiste em utilizar o recurso adicional do programa, mas não apresentou em bons resultados, visto que as barras retidas (11, 12 e 24) não são influentes.

Considerou-se a Estratégia 3 na implementação da metodologia de obtenção da contratação ótima dos MUST. Tal estratégia foi adotada para se ter uma precisão adequada durante a análise de contingências

Tabela 2. Resumo das estratégias de equivalentes testadas

Caso	N. de Barras	Red. (%)	$\varepsilon_V^{\text{Máx}}$ (%)	$\varepsilon_{\text{MVA}}^{\text{Máx}}$ (%)	$\varepsilon_V^{\text{Médio}}$ (%)	$\varepsilon_{\text{MVA}}^{\text{Médio}}$ (%)
1	10	58,3	20,70	50,88	3,757	8,663
2	14	41,7	0,11	0,52	0,043	0,129
3	20	16,7	0,04	0,38	0,006	0,057
4	13	45,8	27,50	74,78	4,803	12,251

Red. = Redução, ε =erro

de transmissão nas áreas interna e externa. Claramente, o uso do equivalente é simbólico para este sistema acadêmico, mas em sistemas reais é extremamente relevante (Jardim, 2017; Lima, 2018).

5.3 Otimização da Contratação

Nesta seção estão descritas as considerações adotadas ao se implementar a metodologia no sistema teste e os resultados obtidos.

Definições de parâmetros, hipóteses e simplificações adotadas no algoritmo FPP via SMC e no processo de otimização da contratação dos MUST são resumidas a seguir:

- Os testes foram realizados em plataforma Matlab, utilizando-se o Matpower 6.0 para os cálculos do fluxo de potência (Zimmerman, 2011);
- Definiu-se uma tolerância de 1×10^{-4} para o algoritmo de fluxo de potência AC não linear;
- Foram utilizadas 100.000 amostras para a SMC; tal valor mostrou-se adequado através de testes de sensibilidade variando-se este número;
- Foi utilizada a curva anual horária de carga definida em IEEE APM (1979), acrescida de incertezas Gaussianas para as barras do sistema; as cargas por barra foram divididas em faixas, sendo a de maior patamar de carga, escolhido por um critério estatístico, utilizado para definir o evento "valores máximos mensais";
- Com relação às incertezas na rede, considerou-se uma lista de contingência com aquelas consideradas mais relevantes; assim, houve a necessidade de uma "repadronização" das probabilidades, por não se considerar todos os elementos da rede;
- Para cada configuração da rede definida, foi executado o algoritmo de fluxo de potência AC;
- Os resultados das funções densidades de probabilidade são salvos e posteriormente utilizados como entrada de dados do algoritmo de otimização;
- O valor da tarifa (TUST) utilizado no processo de otimização foi R\$1,00/kWh×mês;
- Não se utilizaram as premissas de sobrecontratação nem se observaram valores fora da ponta;
- Diferentes tamanhos de Δ foram testados.

A Figura 2 exibe as funções de densidade de ocorrências (probabilidades) para a injeção na barra 3, considerando as máximas nos meses de agosto (Fig. 2.a) e novembro (Fig. 2.b). São mostrados também os valores de referências: valor ótimo do contrato nesse ponto (~167 MW; linha cheia em vermelho)

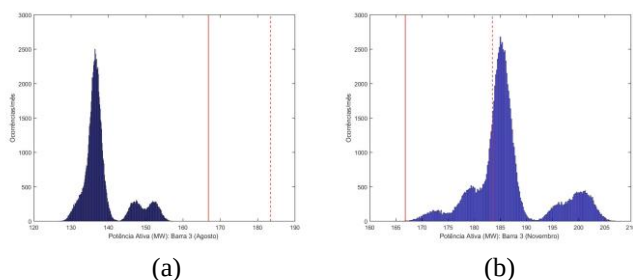


Fig. 2. Funções de densidade de probabilidade (ocorrências) para a injeção da barra 3, valores máximos de: (a) Agosto e (b) Novembro.

Tabela 3. Síntese dos Resultados do MUST Ótimo

Nº Intervalos (M)	Barras	Valor Contratado (MW)	Custo médio Anual (R\$)
10	3	169,13	2.167.478,45
	9	175,91	2.396.457,58
	10	258,21	3.265.326,43
50	3	166,79	2.155.707,46
	9	181,89	2.368.107,32
	10	254,70	3.249.145,29
100	3	166,79	2.155.401,58
	9	181,89	2.367.733,10
	10	256,45	3.248.109,63

e o limite de penalidade (~ 183 MW, i.e., 10% acima do ótimo; linha tracejada em vermelho).

Os valores ótimos dos contratos para os três pontos de contratação são mostrados na Tabela 3. Observa-se que foram realizados testes para diferentes resultados de especificação do MUST e custo médio esperado anual, considerando diferentes intervalos. Por exemplo, utilizando 50 intervalos de discretização para o processo de otimização, os valores ótimos contratados para as barras 3, 9 e 10 são 166,79MW, 181,89MW e 254,70MW, respectivamente, e os custos anuais mínimos esperados correspondentes são R\$ 2.155.707,46, 2.368.107,32 e 3.249.145,29.

A Figura 3 ilustra a curva dos custos médios esperados (R\$) em função do valor contratado (MW) para a Barra 3, considerando 50 intervalos. Conforme mencionado anteriormente, o montante ótimo obtido para esta barra é de 166,79 MW associado ao custo anual de R\$2.155.707,46. As figuras 4 e 5 mostram de forma similar à Figura 3, i.e., para 50 intervalos de discretização, as curvas de custos médios para diferentes possibilidades de contratação MUST, onde também se observam os valores mínimos para os contratos nas barras 9 e 10, respectivamente: 181,89MW (mínimo atingido de R\$ 2.368.107,32) e 254,70MW (mínimo atingido de R\$ 3.249.145,29).

Voltando à Fig. 2, nota-se para o mês de Agosto que as ocorrências máximas de injeção na Barra 3 estão todas abaixo do valor a ser contratado para essa barra, não gerando qualquer penalidade contratual. No mês de novembro, entretanto, parte das ocorrências estão acima do valor contratado, mas dentro do limite de 10%, e outra parte está acima desse limite sendo desta forma penalizada. Este exemplo caracte-

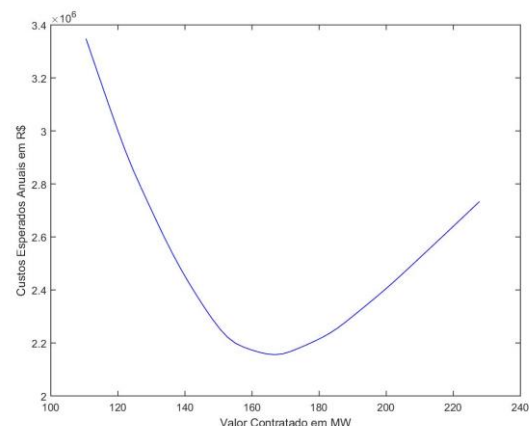


Fig. 3. Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 3 (50 intervalos).

riza de forma clara a importância de uma análise probabilística para otimização dos contratos MUST.

Os resultados anteriores quando comparados com aqueles obtidos com o sistema completo, não apresentam mudanças significativas. Por último, o tempo de execução para o processo completo de simulação foi de 1h e 22 minutos, para 50 intervalos de discretização em um processador Intel i7, 3.40 GHz.

6 Conclusão

A contratação dos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) deve, por virtude, incentivar economicamente as distribuidoras a declararem as suas melhores previsões de fluxo máximo por ponto de conexão. Este artigo apresentou uma nova abordagem para determinação dos valores ótimos a serem especificados nos contratos dos MUST. A metodologia empregada baseou-se em equivalentes estáticos flexíveis e no fluxo de potência probabilístico via simulação Monte Carlo. Um processo de otimização simples, baseado na discretização das funções densidades de probabilidades nos pontos de contratação foi utilizado. Tal processo foi guiado pelo valor mínimo do custo médio anual do MUST, mas outra métrica de risco poderia ter sido utilizada, e.g., CVaR. A metodologia proposta foi aplicada a um sistema teste acadêmico, provando ser bastante eficiente, robusta e simples.

Agradecimentos

Este trabalho foi parcialmente desenvolvido com o apoio do Grupo Energisa através do projeto de P&D ANEEL PD-00405-1701/2017. Os autores também reconhecem o apoio da CAPES e do CNPq.

Referências Bibliográficas

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2015). Resolução Normativa 666 – Junho.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2012). Resolução Normativa 506 – Setembro.
- Allan, R.N., Leite da Silva, A.M. e Burchett, R.C., (1981). Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions, IEEE Trans. on Power App. Syst., vol. 100, no. 5, pp. 2539-2546.

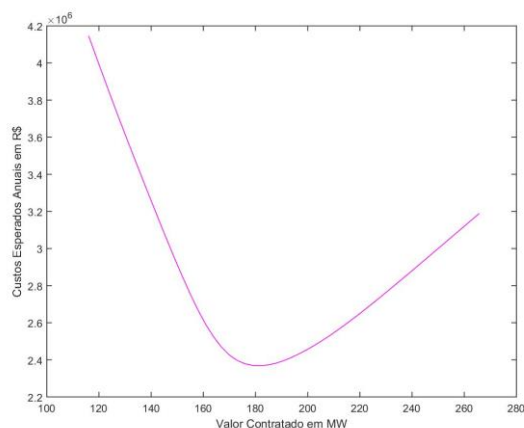


Fig. 4. Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 9 (50 intervalos).

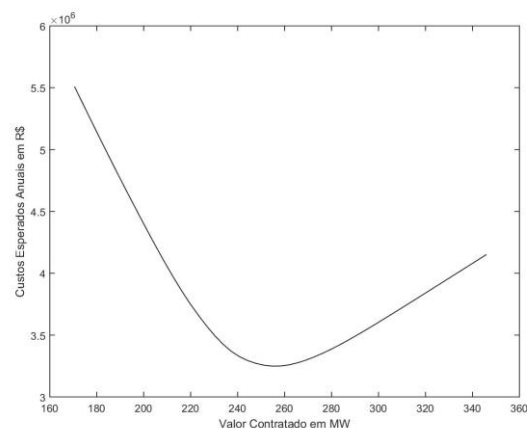


Fig. 5. Custos médios anuais em função do valor contratado MUST para a Barra 10 (50 intervalos).

- Billinton, R., Allan, R.N. (1992), *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, Plenum Press, New York.
- Castro, A.M. (2017), Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo e Método da Entropia Cruzada. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio.
- Chakhchoukh Y., Panciatici, P. Lamine, M. (2011), Electric Load Forecasting Based on Statistical Robust Methods, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 982-991
- HPPA - High Performance Power System Applications (2017), Manual do Programa Organon, Rio de Janeiro, Brasil.
- IEEE APM Subcommittee (1979), "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-99, pp. 2047-2054.
- Khani, H., Dadash Zadeh, M. R., e Hajimiragha, A. H. (2016). Transmission Congestion Relief Using Privately Owned Large-Scale Energy Storage Systems in a Competitive Electricity Market, in *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1449-1458.
- Jardim, J.L. e Leite da Silva, A.M. (2017), A Methodology for Computing Robust Dynamic Equivalents of Large Power Systems, *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 513-521.
- Leite da Silva, A.M., Allan, R.N., Soares, S.M., e Arienti, V.L. (1985). Probabilistic Load Flow Considering Network Outages, *IEEE Proc. C – Generation, Transmission and Distribution*, vol. 132, no. 3, pp. 139-145.
- Leite da Silva, A.M., Lima, J. W. M, e Anders, G. J. (1999), Available transmission capability—sell firm or interruptible, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 4, pp. 1299-1305.
- Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C., Manso, L.A.F., e Anders, G.J. (2002). Transmission Capacity: Availability, Maximum Transfer and Reliability, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 843-849.
- Leite da Silva, A.M. e Costa, J.G.C. (2003). Transmission Loss Allocation – Part I (Single Energy Market), and Part II (Multiple Interconnected Energy Market), *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1389-1401.
- Leite da Silva, A.M. e Costa, J.G.C. (2013). A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 740-748.
- Leite da Silva, A. M., Costa, J.G.C. e Mattar, C.M. (2006), A Probabilistic Approach for Determining the Optimal Amount of Transmission System Usage. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1557-1564.
- Lima, L.R., Leite da Silva, A.M., Jardim, J.L., Castro, A.M., Silva, N.S.M. (2018). A Method to Compute Flexible Static Equivalents for Very Large Power Networks, SBSE, Niterói, RJ.
- Monticelli, A. (1983). Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Edgar Blucher, Rio de Janeiro.
- Othman, M.M. e Busan, S. (2016). A Novel Approach of Rescheduling the Critical Generators for a New Available Transfer Capability Determination, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 3-17.
- Queiroz, A. R., Lima, L. M. M., Morton, D. P. e Lima, J. W. M. (2010). Determining the optimal transmission system usage contracts for a distribution company, *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, 2010, pp. 1-8.
- Rudnick, H., Barroso, L. A., Skerk, C., e Blanco, A. (2005), South American Reform Lessons - Twenty Years of Restructuring and Reform in Argentina, Brazil, and Chile. *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 3, no. 4, pp. 49-59.
- Telles, E., Lima D.A., Contreras, J. e Alguacil, A. (2017). A New Transmission Tariff Allocation Model Based on Bilevel Programming, *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2204-2213.
- Tor, O. B., Guven, A. N. e Shahidehpour, M. (2008). Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion, *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 781-789.
- Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E. e Thomas, R. J. (2011). Matpower: Steady-state Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19.