

Determinação do MUST Ótimo para Empresas de Distribuição de Energia Elétrica

Luana M. Marangon Lima, Anderson R. de Queiroz, José W. Marangon Lima,

Anselmo Ribeiro, Eduardo Elhage

Resumo—Na estrutura vigente do setor elétrico, os diversos agentes utilizam a rede e pagam um pedágio pelo uso. A ANEEL estabeleceu que a distribuidora deve contratar o uso da rede de transmissão definindo um Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) em cada ponto de conexão com a Rede Básica. A partir deste montante é estabelecida uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) que é paga pela distribuidora e repassada aos consumidores via Parcela A. Um contrato de uso é estabelecido e caso haja ultrapassagem dos valores contratuais acima de um percentual permitido a distribuidora paga multa. A determinação do MUST ótimo a ser contratado que identifique as incertezas futuras e que equilibre o custo da multa com o custo da sobre-contratação é um problema de otimização estocástica cuja solução é proposta neste trabalho. Um programa computacional denominado OTM foi desenvolvido e aplicado ao sistema da Light.

Palavras-chave – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, Montante de Uso do Sistema de Transmissão, Contrato Ótimo com a Rede Básica

I. INTRODUÇÃO

O processo de desregulamentação do sistema elétrico de potência teve como objetivo introduzir mecanismos de mercado e dividir o setor em quatro segmentos: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Com o intuito de viabilizar o mercado de geração foi regulamentado o livre acesso aos sistemas de transmissão e às redes de distribuição de energia elétrica [01]. Paralelamente o órgão regulador estabelece as tarifas de uso para evitar atos discriminatórios. No Brasil, com a nova estrutura do setor uma das imposições do modelo refere-se à definição por parte das distribuidoras dos montantes de uso do sistema de transmissão (MUST). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu que o MUST deve ser informado pelas distribuidoras para cada ponto de conexão com a rede básica. A partir destes montantes, a ANEEL define as tarifas de transmissão com a metodologia NODAL [02]. Essas tarifas são usadas para definir os encargos de transmissão a serem pagos pelas distribuidoras. É importante notar que o MUST

contratado altera as tarifas nodais na vizinhança do ponto de conexão. Porém as tarifas são consideradas constantes visto que no caso da Light que foi a empresa usada como exemplo neste trabalho estas tarifas não se alteram significativamente.

O valor de contratação do MUST corresponde ao valor máximo de potência (declarado pela distribuidora) que determinado ponto de conexão irá demandar da Rede Básica. Estes valores são definidos anualmente e contratados para um período de um ano e com uma previsão passível de alteração para os dois anos subsequentes. A contratação do MUST é estabelecida através dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e os valores são fixos durante o ciclo de um ano. O uso do sistema de transmissão implica em custos mensais para cada um dos pontos de conexão que a distribuidora deve pagar a transmissora para cumprir o contrato.

Os valores contratuais do MUST devem ser informados para cada período tarifário (Ponta e Fora de Ponta), e estão associados à demanda de cada ponto de conexão. Além dos custos referentes ao transporte, se em um determinado mês a demanda de um ponto de conexão específico ultrapassa 5% do valor contratual são gerados novos custos de penalidade. Os custos de penalidade são computados utilizando a tarifa nodal do ponto de conexão multiplicada pelo fator de penalidade (igual a 3 atualmente) e pela diferença entre o valor demandado real e o valor contratado [03].

A possibilidade de ter que arcar com custos de penalidades pode fazer com que a empresa distribuidora de energia haja de uma maneira mais conservadora no momento de estabelecimento dos valores contratuais. Com o objetivo de eliminar possíveis multas a empresa pode decidir em contratar mais MUST do que o necessário. Infelizmente esse procedimento gera na maioria dos casos custos desnecessários. O valor de contrato da distribuidora é geralmente baseado na demanda máxima durante os doze meses, mas esse valor não é totalmente utilizado durante meses onde a demanda é baixa. De um ponto de vista econômico outro cenário que deve ser analisado é aquele onde a distribuidora contrata menos MUST pagando penalidades em meses onde a demanda é alta e economiza nos meses em que a demanda é menor.

Com relação ao problema de determinação do MUST, caso fosse considerado determinístico, ou seja, as demandas futuras de cada ponto de conexão fossem conhecidas, modelos matemáticos de otimização encontrariam o valor ótimo

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

L.M.M. Lima e A.R. Queiroz fazem doutorado na University of Texas at Austin (luana_marangon@yahoo.com.br; ar_queiroz@yahoo.com.br).

J.W.M.Lima é professor titular na UNIFEI (marangon@unifei.edu.br)

A.Ribeiro e E.Elhage trabalham na empresa LIGHT (anselmo.ribeiro@light.com.br, eduardo.elhage@light.com.br)

exato a ser contratado. Porém as incertezas nas demandas dos pontos de conexão fazem com que o problema tenha um caráter estocástico e seja mais difícil de ser resolvido. Uma abordagem que pode ser empregada para esse problema é representar o fluxo de potência máximo em cada ponto de conexão com a rede básica como uma variável aleatória. Dessa forma, é possível se obter a função densidade de probabilidade dos valores de MUST contratados em função de diferentes cenários de demanda [04].

Esse trabalho apresenta dois modelos matemáticos para o cálculo dos valores ótimos que devem ser utilizados pela distribuidora na contratação do MUST. O problema de determinação do MUST ótimo pode ser definido como um problema de otimização não linear que não apresenta restrições. Técnicas de modelagem matemática são utilizadas nesse trabalho para criar um modelo de otimização inteira mista [05] para o problema em questão.

Devido ao comportamento incerto das demandas das subestações da distribuidora, a otimização estocástica é também utilizada para modelar o problema do MUST. Inicialmente, baseando-se no histórico de demandas da distribuidora as subestações da empresa são segregadas em grupos através do uso de técnicas de agrupamento [06]. O objetivo é criar grupos com subestações fortemente correlacionadas. Uma vez formado os grupos, a demanda total de cada grupo é modelada como uma variável aleatória com distribuição normal com média e desvio padrão referentes à seu grupo. A partir de então, a técnica de simulação de Monte Carlo é utilizada para a criação de cenários de demanda para cada um dos meses do ano seguinte [07]. Para cada cenário de demanda é simulado um caso de fluxo de potência DC e os valores de demanda em cada ponto de conexão da distribuidora com a rede básica são determinados. Dessa forma é possível obter a função densidade de probabilidade da demanda (representada pelo fluxo) de cada um dos pontos de conexão. A versão estocástica desse problema utiliza a idéia do problema do jornaleiro [08] para modelar a função do custo e o método de busca da bissecção [09] para encontrar o valor ótimo de contrato do MUST.

Os próximos capítulos desse trabalho são divididos da seguinte forma: O Capítulo 2 apresenta as características do problema do MUST e as motivações para a utilização de modelos de otimização matemática. O Capítulo 3 apresenta a modelagem do problema onde são descritas as duas formulações matemáticas. O Capítulo 4 apresenta o tratamento das demandas das subestações da distribuidora para a criação dos cenários de fluxo de potência e obtenção dos fluxos nos pontos de conexão. O Capítulo 5 apresenta o estudo de caso real do sistema de distribuição da Light que apresenta 8 pontos de conexão com a rede básica. O Capítulo 6 apresenta o pacote computacional OTM produto desse trabalho. O Capítulo 7 apresenta as conclusões finais.

Este trabalho representa um resumo do P&D 033/2006 concluído em 2008 com o título “Otimização na contratação do MUST por ponto de conexão” que foi executado pela Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria –

FUPAI e patrocinado pela Light Serviços de Eletricidade.

II. CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA

Idealmente, o valor ótimo a ser contratado para um ponto de conexão é aquele que representa o valor exato naquele ponto. Se o valor do contrato é maior que a demanda no ponto, a distribuidora desperdiça dinheiro já que o MUST verificado é menor que o contratado. Se o valor do contrato é menor que o utilizado a empresa paga multa. Dessa forma, a melhor solução seria aquela em que os fluxos reais observados no mês em questão fossem exatamente iguais aos valores contratados.

O fluxo de potência em cada interligação com a rede básica varia de acordo com vários fatores: demanda dos consumidores, despacho dos geradores, configuração da rede de distribuição e transmissão. Alterações nas configurações de rede são produzidas em caso de ocorrência de falhas forçadas nos equipamentos (disjuntores, transformadores, linhas, etc) ou durante manutenções programadas do sistema. O despacho dos geradores conectados dentro e próximos à área de concessão da distribuidora podem também influenciar o fluxo nas interligações com a rede básica. Por exemplo, se um gerador dentro da área de concessão da distribuidora produz menos eletricidade do que o esperado o fluxo em um dos pontos de conexão dessa distribuidora deverá ser maior para suprir a energia daquele gerador. A mesma idéia é válida para a demanda das subestações, mas na direção oposta, quanto maior a demanda maior será o fluxo de potência demandado no ponto de conexão.

A. Custos de Uso do Sistema de Transmissão

Para o cálculo dos custos relacionados ao MUST da distribuidora, apenas os valores contratados no período de ponta são considerados pela ANEEL. É importante mencionar que a distribuidora tem que declarar um período de 3 horas do dia onde é mais provável que ocorra a ponta de seu sistema. Geralmente o período de ponta é declarado pela distribuidora das 18:00 hrs as 21:00 hrs. Caso haja ultrapassagem superior a 5% dos valores contratuais em cada ponto de conexão é necessário a adição de multas. É importante enfatizar que caso haja penalidade essa será cobrada em todo o montante de ultrapassagem e não apenas no valor que excedeu os 5% permitidos. Caso o valor de ultrapassagem seja menor que 5% dos valores contratuais não há multa. Dessa forma, o custo mensal em cada ponto de conexão incluindo possíveis multas é calculado utilizando (1)

$$TC_i = \begin{cases} t_i x_i, & \text{se } d_i \leq (1 + \gamma)x_i \\ t_i x_i + \rho t_i (d_i - x_i), & \text{se } d_i > (1 + \gamma)x_i \end{cases} \quad (1)$$

Onde, x_i é o valor do MUST contratado no ponto i , d_i é a demanda real no ponto i , t_i é a tarifa no ponto i , ρ é o fator de penalidade (igual a 3) e γ é o limite de ultrapassagem (5%). É apresentado na Fig. 1 a função referente a (1)

para qualquer ponto de conexão.

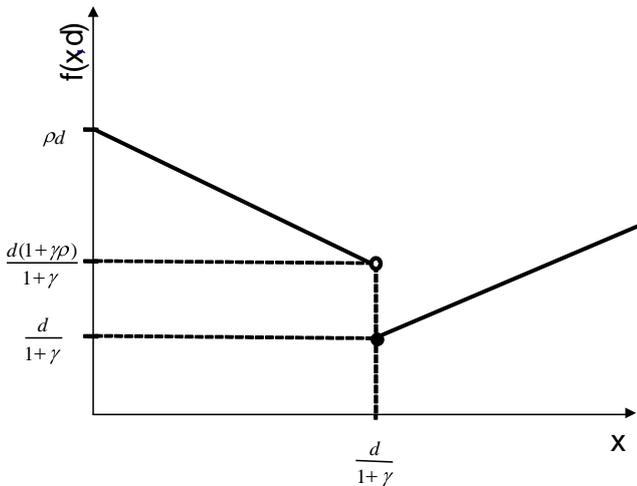


Fig. 1. Custo mensal referente ao MUST em qualquer ponto de conexão

A tarifa nodal do ponto de conexão t_i foi desconsiderada para a ilustração da função de custo já que foi adotada como constante e não altera a forma do gráfico. Pode se notar um ponto de descontinuidade na função de custo exatamente no ponto em que a demanda no ponto de conexão é igual ao valor de MUST contratado multiplicado por $1 + \gamma$.

A função de custo é dividida em duas partes, a linha a esquerda da Fig. 1 representa o caso onde $d > (1 + \gamma)x$, o valor máximo nessa reta refere-se ao ponto na diagonal superior esquerda que é o caso onde a distribuidora não contratada nada naquele ponto de conexão. Nesse caso TC_i para aquele ponto de conexão é igual a ptd . Os valores da função de custo vão diminuindo até que a reta da esquerda atinge o ponto em que a demanda é exatamente igual a $(1 + \gamma)x$. Quando a demanda atinge esse valor o ponto de descontinuidade é alcançado. A linha da direita representa o caso em que a distribuidora contrata mais que sua demanda naquele ponto de conexão ou o valor da demanda é menor que $(1 + \gamma)x$, note que a linha a direita cresce linearmente com o valor de contrato do MUST.

Os valores contratuais de MUST são utilizados para simular estudos de futuras expansões do sistema interligado nacional. Como resultados das simulações, o Operador Nacional do Sistema (ONS) obtém informações necessárias sobre possíveis melhorias para o sistema como construção de novas linhas de transmissão e novos geradores. Portanto, além dos valores mensais que a distribuidora deve pagar se contratar a mais ou a menos que sua demanda, também não é benéfico para a operação e expansão da rede de transmissão valores equivocados de MUST.

Com o objetivo de compreender melhor o problema vamos assumir que a demanda nos pontos de conexão são determinísticas e conhecidas. Nesse caso, o valor ótimo de MUST a ser contratado considerando apenas um mês deve

ser igual ao valor que minimiza a função de custo TC para cada ponto de conexão. Esse valor é exatamente igual ao

caso onde $d = (1 + \gamma)x$, ou seja, $x = \frac{d}{1 + \gamma}$. Mas conforme mencionado anteriormente a distribuidora deve informar apenas um valor para o ano inteiro para cada ponto de conexão (e não um valor para cada mês) fazendo com que o valor ótimo seja aquele que minimiza a função de custo ao decorrer dos doze meses do ano. Para esse problema, considerando que as demandas futuras são conhecidas, é possível se criar um modelo de otimização para obter o exato valor x^* que minimize a função custo total.

Além da incerteza nas demandas futuras, existem outros fatores que influenciam o fluxo nas interligações que devem ser considerados. Dessa forma é praticamente impossível obter exatamente o valor x^* que minimiza o custo. Porém é possível otimizar a função de custo para um conjunto conhecido de cenários, que são baseados na função densidade de probabilidade da demanda futura supondo uma posição de neutralidade ao risco.

III. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação utilizando otimização inteira mista para o problema do MUST considerando o horizonte de um ano pode ser definida como:

$$\min \sum_{i \in I} t_i x_i + \rho t_i \sum_{m \in M} P_{im} \quad (2)$$

$$s. a. C \quad y_{im} \geq d_{im} - (1 + \gamma)x_i \quad \forall i \in I, \forall m \in M \quad (3)$$

$$P_{im} \geq d_{im} - x_i - C(1 - y_{im}) \quad \forall i \in I, \forall m \in M$$

(4)

$$y_{im} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in I, \forall m \in M \quad (5)$$

$$P_{im} \geq 0, x_i \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall m \in M \quad (6)$$

Onde $i \in I$ é o conjunto de pontos de conexão entre a distribuidora e a transmissora; M é o conjunto de meses do horizonte analisado (nesse caso, $|M| = 12$ que corresponde a um ano); C é um número grande para a restrição do tipo "big M"; x_i é uma variável de decisão que representa o valor do MUST no ponto de conexão i ; y_{im} é uma variável de decisão binária que é responsável por indicar a existência ou não de penalidade no ponto de conexão i no mês m ; P_{im} é a variável de decisão responsável por calcular o valor de ultrapassagem de uso do sistema de transmissão caso haja ultrapassagem no ponto de conexão i no mês m e também é utilizado na função objetivo para o cálculo da multa; d_{im} é apenas um parâmetro que indica o valor da demanda realizada no ponto de conexão i no mês m . A equação (2) corresponde à função objetivo do problema, ou seja, que minimize o custo total associado à contratação do MUST para todos os pontos de conexão e todos os meses. As Eqs. (3) e (4) permitem dois casos para o modelo:

- a) $P_i = 0$ em um ponto de conexão específico quando a demanda é menor que $(1 + \gamma)x_i$
 b) $P_i = d_{im} - x_i$ no caso oposto.

No caso a, não existe multa pois $d_{im} \leq (1 + \gamma)x_i$ e $y_{im} = 0$ por causa de (3) e, conseqüentemente, (4) torna-se redundante e o valor mínimo de x_i é aquele que minimiza a função objetivo e satisfaz (3). No caso b, há uma multa que deve ser aplicada na diferença entre d_{im} e x_i , onde nesse caso $y_{im} = 1$ indicando que há multa. A restrição (4) é ativada fazendo com que $P_{im} \geq d_{im} - x_i$, e como se trata de um problema de minimização $P_{im} = d_{im} - x_i$. A restrição (3) é redundante nesse caso.

Esse modelo apresenta $|I| + 2|I||M|$ variáveis de decisão e $2|I||M|$ restrições estruturais. O modelo apresentado nessa seção pode ser modificado para considerar menos períodos (otimização apenas do mês de ponta do sistema) e também para considerar parâmetros estocásticos conforme é esclarecido em [10]. Essa formulação utilizando programação inteira para o problema do MUST é bastante útil para a distribuidora, pois permite a análise e comparação do MUST a partir de diferentes cenários de carga e geração (alterados nos casos de fluxo de potência).

A. Formulação Estocástica

Uma outra alternativa que pode ser utilizada para modelagem do problema do MUST é através do uso de técnicas de otimização estocástica. Conforme apresentado na Fig. 1 a função de custo possui um ponto de descontinuidade. Uma possibilidade é considerar a demanda como uma variável aleatória governada por uma função densidade de probabilidade específica que é representada por $\phi(d)$ e uma função densidade acumulada definida por $\Phi(d)$. Considere um único ponto de conexão e também que a função de custo é representada por $f(x, \vec{d})$, onde x é o valor de contrato do MUST e \vec{d} é o vetor de demandas aleatórias. Agora é possível formular um novo problema de otimização conforme (7).

$$\begin{aligned} \min & E_d f(x, \vec{d}) \\ (7) \\ \text{s. a. } & x \geq 0 \end{aligned}$$

O objetivo desse modelo é minimizar o valor esperado da função $f(x, \vec{d})$ dado por (1). Agora tomando o valor esperado com relação à d obtém-se (8).

$$\begin{aligned} E_d[f(x, d)] &= E_d[tx] + E_d[\rho t(\vec{d} - x)] = tx + \int_{(1+\gamma)x}^{\infty} \rho t(u - x)\phi(u) du = \\ &tx - \rho tx - \rho t\gamma\Phi((1 + \gamma)x) - \rho t \int_{(1+\gamma)x}^{\infty} \Phi(u) du \end{aligned} \quad \text{A. Modelagem de um único cenário}$$

(8)

Note que t nesse modelo é apenas uma constante, dessa forma pode ser omitido durante a análise de (8). Conforme demonstrado em [10], (8) é uma função convexa e apresenta primeira e segunda derivadas. A equação (9) apresenta a primeira derivada sem considerar a tarifa que é constante.

$$g'(\cdot) = 1 - \rho - \rho\gamma(1 + \gamma)x\phi((1 + \gamma)x) + \rho\Phi((1 + \gamma)x) \quad (9)$$

A idéia então é igualar (9) a zero e utilizar o método de busca da Bissecção para encontrar o valor ótimo que minimize a função. O ponto mínimo da função é obtido quando $g'(\cdot) = 0$ o que corresponde com a solução de (10). Para encontrar a solução de (10) o método da Bissecção é utilizado.

$$\Phi[(1 + \gamma)x] = 1 - \frac{1}{\rho} + \gamma(1 + \gamma)x\phi[(1 + \gamma)x] \quad (10)$$

É importante notar que (10) é utilizada para encontrar o ponto mínimo x^* para apenas um ponto de conexão em um mês. A mesma idéia pode ser estendida para os demais pontos de conexão e para os demais meses. Em [10] são apresentados mais detalhes sobre a extensão do modelo para os demais meses e as particularidades do método de busca da Bissecção usado nesse trabalho.

IV. MODELAGEM DA CARGA DAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

Um dos parâmetros mais importantes que influenciam diretamente os fluxos de potência nos pontos de conexão é a demanda dos consumidores da distribuidora. Os fluxos de potência nos pontos de conexão são medidos nos transformadores de fronteira que conectam as redes de distribuição às de transmissão. A idéia desse trabalho consiste em modelar a carga das subestações da área de concessão da distribuidora (que representa a carga dos consumidores que pertencem à área de concessão daquela distribuidora). Após a modelagem dessas cargas o objetivo é simular o fluxo de potência DC para obter os fluxos nas interligações da distribuidora com a rede básica e utilizar esses fluxos como parâmetros de entrada para os modelos de otimização descritos no capítulo anterior. Para o modelo de otimização inteira mista os valores são simplesmente inseridos no problema. Mas para o modelo estocástico os cenários de fluxo são utilizados para modelar a função densidade de probabilidade para as demandas em cada uma das interconexões.

Para o caso de apenas um cenário utiliza-se o modelo de otimização inteira mista. Existem duas alternativas para a distribuidora de energia que são descritas a seguir:

- a) Utilizar uma previsão das demandas máximas futuras de cada subestação para cada mês do pró-

ximo ano para a simulação dos casos de fluxo de potência;

- b) Utilizar previsão de quanto percentualmente a sua carga irá aumentar para o próximo ano. Essa porcentagem é usada em conjunto com os dados históricos para calcular a demanda futura de cada subestação e assim simular os casos de fluxo de potência necessários;

Nessa situação a distribuidora pode realizar diferentes tipos de análises como: variar o despacho de alguns geradores; desativar alguns equipamentos do sistema no caso de fluxo de potência, etc. Com esse tipo de análise pode-se obter o impacto nos fluxos nas interligações (e conseqüentemente o valor ótimo do MUST) de acordo com modificações utilizadas.

B. Modelagem de múltiplos cenários

Para o caso de múltiplos cenários o objetivo é criar a função densidade de probabilidade dos fluxos em cada um dos pontos de conexão e utilizar essas informações como dado de entrada do modelo de otimização estocástica. Com o objetivo de se realizar tal procedimento é necessário ter os dados de demanda de cada subestação abaixadora de 138 kV por exemplo. Devido às diferentes magnitudes da carga de cada subestação é necessário normalizar esses dados. Em seguida, um agrupamento das subestações com características semelhantes é feito para auxiliar na simulação de Monte Carlo.

C. Normalização dos Dados

Para normalizar os dados utiliza-se a média total e o desvio padrão relativos à demanda mensal das subestações. Em seguida subtrai-se da demanda real mensal da subestação pela média total do conjunto de dados e divide-se o resultado pelo desvio padrão para se obter a demanda normalizada de cada subestação para cada um dos meses considerados.

D. Análise de Agrupamento

Uma vez normalizado os dados o processo de agrupamento, “Cluster Analysis”, é iniciado. Por causa do grande número de subestações e a provável existência de correlação entre as cargas dessas subestações, o processo de agrupamento é utilizado para diminuir o tamanho do problema e manter as subestações correlacionadas em um mesmo grupo. O método K-means [06] é utilizado para realizar o processo de agrupamento separando $|J|$ elementos em k grupos. A medida de proximidade utilizada é a correlação de Pearson entre os perfis de demanda das subestações.

E. Geração dos Cenários de Carga

Para a geração dos cenários de carga, são calculadas as médias μ_k e os desvios σ_k de cada grupo $k \in K$ a partir dos dados de demanda das subestações. Supondo que Ω é o conjunto de cenários de carga e para cada $\omega \in \Omega$, uma variável com distribuição normal é obtida para cada grupo

baseando-se na média e no desvio padrão conforme (11).

$$Normal(\mu_k, \sigma_k) = \mu_k + \sigma_k * Normal(0,1) \quad (11)$$

Utilizando esse procedimento é possível assegurar que as demandas das subestações fortemente correlacionadas apresentem comportamento similar em cada cenário gerado, aproximando-se da realidade. Com o intuito de respeitar as variações sazonais existentes da carga, a variável normal é utilizada para todos os meses do horizonte de estudo, ou seja, apenas uma normal é gerada para cada cenário e cada cenário possui 12 meses. Dado que $J \in J$ é o conjunto de subestações que pertencem ao grupo k , a demanda gerada PL_{jm} é então computada utilizando-se (12) para $\forall m \in M$ (conjunto de meses).

$$PL_{jm} = \frac{d_{jm}^s}{\mu_k} * Normal(\mu_k, \sigma_k) \quad (12)$$

Onde, d_{jm}^s é a demanda da subestação j no mês m dada em [MW]. Geralmente a distribuidora possui uma previsão da quantidade percentual que sua carga irá crescer no próximo ano. Essa porcentagem de crescimento pode ser aplicada em PL_{jm} . Baseando-se nessas demandas geradas para as subestações é então simulado casos de fluxo de potência para cada um dos cenários e meses.

V. CASO EXEMPLO

O caso exemplo trata-se do sistema real da distribuidora de energia Light que atua no estado do Rio de Janeiro. A Light até o final do ano de 2009 possuía 84 subestações abaixadoras de 138 kV para 13,8 kV de acordo com o caso base do PAR (Plano de Ampliação e Reforços). Também existem 6 geradores hidráulicos dentro de sua área de concessão controlados pela própria empresa, mas que possuem despacho centralizado feito pelo ONS. A Light possui 8 pontos de conexão com a rede básica, e duas distribuidoras conectadas a sua rede de distribuição. A Light disponibilizou os dados históricos das demandas de suas subestações para o período de janeiro de 2005 à dezembro de 2008. A partir dos dados de demanda máxima diária das subestações para o horário das 19:00 hrs para o ano de 2007 foi feito o processo de agrupamento utilizando o método K-means. Os grupos formados para as 84 subestações a partir da correlação entre os perfis de carga das mesmas são apresentados na Fig. 2.

Informações sobre os despachos dos geradores hidráulicos dentro da área de concessão da empresa também foram fornecidas para o período de 2005 à 2008, porém durante as análises realizadas os valores permaneceram constantes a maior parte do tempo, portanto esse parâmetro não foi alterado.



Fig. 2 Grupos de Subestações Formados com o Método K-means

A. Resultados - Modelo de Otimização Inteira Mista

Apesar do elevado tempo computacional requerido pelo modelo de otimização inteira quando o número de cenários é expressivo, foi feita uma otimização utilizando 1000 cenários de demanda nos pontos de conexão com o objetivo de comparar os resultados desse modelo com o de otimização estocástica que utiliza o método de busca da Bisseção. O solver COIN-MP [11] foi utilizado para a otimização desse problema e os resultados obtidos são apresentados na Tabela I.

Tabela I – Valores do MUST - Modelo de Otimização Inteira Mista

x_i [MW]	t_i [R\$/kW.mês]	TC_i [R\$/ano]	
S. Jose 138kV	1.111,17	4,765	63.536.757,78
Adriano 138kV	1,51	4,752	86.334,34
Grajau 138kV	1.491,31	4,819	86.239.185,54
Jacarepagua 138kV	658,23	4,838	38.214.142,82
C. Paulista 138kV	99,47	4,668	5.571.743,47
Sta Cruz 138kV	101,32	4,798	5.833.830,62
Nilo Peçanha 138kV	35,75	4,802	2.060.173,25
Brisamar 138kV	72,81	4,776	4.172.886,72

B. Resultados – Método da Otimização Estocástica

Os mesmos 1000 cenários gerados e utilizados no modelo de otimização inteira também foram utilizados nessa análise. É importante ressaltar que os cenários foram gerados a partir de uma distribuição normal conforme explicado anteriormente. Para o caso dessa distribuição é possível verificar que $g(\cdot)$ é uma função convexa, pois a primeira derivada da função é crescente em x . Para a distribuição normal também pode ser verificado que (10) possui apenas uma raiz conforme apresentado na Fig. 3 para um ponto de conexão. A curva verde representa o lado direito de (10) e a curva em azul representa o lado esquerdo. O valor ótimo é dado pelo ponto de intersecção entre as duas curvas e é encontrado pelo método da Bisseção. Note que devido à independência assumida entre os pontos de conexão é possível computar os valores de x_i separadamente.

O método em questão apresenta soluções similares o que valida a hipótese de independência entre os pontos de conexão. Outro ponto a ser destacado é o menor tempo computacional requerido pelo método da otimização estocástica. Dessa forma, aconselha-se a utilização do método de otimização inteira mista para análises de cenários determinísticos e o método da otimização estocástica quando considera-se a

incerteza nas demandas das subestações. Os resultados obtidos para os 8 pontos de conexão do sistema da Light são apresentados na Tabela II.

Considere o contrato da distribuidora Light para o ano de 2008 como sendo um pu para cada ponto de conexão, ou seja, se a Light contratou 100MW em São José, um MUST ótimo de 80MW corresponde a 0.8. A Fig. 4 apresenta uma relação entre os resultados obtidos com os dois métodos de otimização desenvolvidos nesse trabalho e os valores contratados pela distribuidora em pu. Observa-se que a distribuidora sobre-contratou na maioria dos pontos de conexão. Portanto, ambos os métodos propostos resultam em diminuição dos encargos pelo uso do sistema de transmissão sendo que em alguns pontos esta redução chega a 65%. A comparação entre a otimização inteira e a estocástica mostrou que neste caso particular os resultados são próximos.

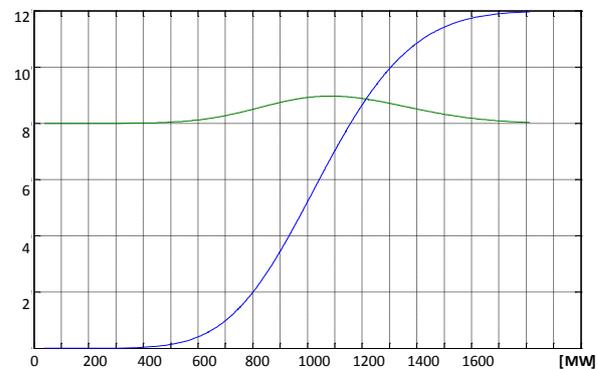


Fig. 3 – Ponto Ótimo Representado pelo Ponto de Intersecção das Curvas

Tabela II Resultados Obtidos com o Método da Otimização Estocástica

x_i [MW]	t_i [R\$/kW.mês]	TC_i [R\$/ano]	
S. Jose 138kV	1.157,51	4,765	76.433.020,88
Adriano 138kV	1,51	4,752	86.106,24
Grajau 138kV	1.553,58	4,819	100.842.107,62
Jacarepagua 138kV	684,67	4,838	46.232.508,41
C. Paulista 138kV	103,06	4,668	7.419.053,35
Sta Cruz 138kV	105,49	4,798	6.490.627,97
Nilo Peçanha 138kV	37,09	4,802	3.449.105,04
Brisamar 138kV	75,49	4,776	5.159.686,37

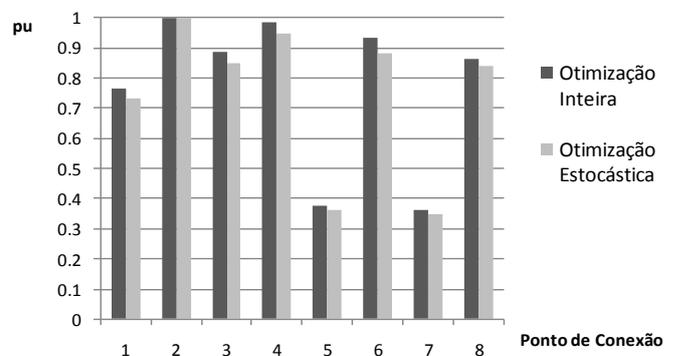


Fig. 4 – Comparação entre os valores contratados e os resultados obtidos

VI. SOFTWARE OTM

O software desenvolvido nesse trabalho foi denominado

de Otimização do MUST – OTM. Esse software foi desenvolvido em linguagem C# e bibliotecas de otimização foram acopladas para a otimização do modelo de programação inteira mista. A Fig. 5 apresenta a tela inicial do OTM. Para tratamento da massa dos dados de demanda horária das subestações, foi desenvolvida uma sub-rotina específica dentro do OTM para leitura e filtragem desses dados. A Fig. 6 apresenta a função de filtragem da massa de dados. É possível escolher os meses, dias de semana, horário e quais as subestações que serão utilizadas na análise.



Fig. 5 – Tela Inicial do Software OTM



Fig. 6 –OTM: Filtragem dos Dados de Subestações

O software possui uma rotina que realiza o agrupamento das subestações de distribuição que são utilizados para a geração dos cenários de demanda. A Fig. 7 apresenta as opções de agrupamento que o OTM possui. Pode-se escolher entre o método de K-means e o de Ward, a medida de similaridade e o número de grupos a serem formados.

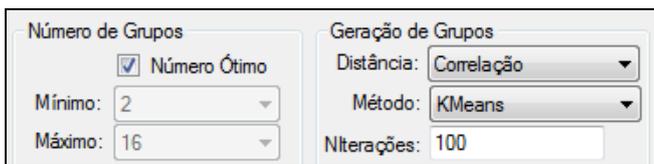


Fig. 7 – OTM: Opções de Agrupamento

A rotina principal do OTM trata da simulação dos casos de fluxo de potencia e otimização do MUST. A Fig. 8 apresenta as opções que podem ser escolhidas para otimização do MUST. Opta-se entre o método determinístico (Programação Inteira Mista) e o método estocástico (para esse método deve se escolher o número de cenários de demanda a serem utilizados). Outros dados podem ser inseridos como o fator de penalidade, o limite de ultrapassagem e o percentual de crescimento de carga.

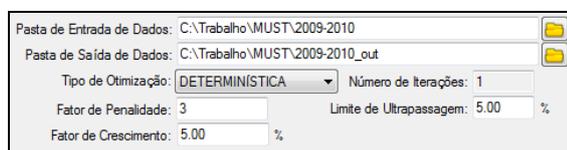


Fig. 8 – OTM: Opções de Otimização

VII. CONCLUSÕES

Esse trabalho propôs duas metodologias para a determinação dos valores a serem contratados do MUST para cada ponto de conexão da distribuidora com a rede básica. No Brasil, grande parte das distribuidoras utilizam procedimentos heurísticos na tentativa de prever as demandas máximas em cada interconexão, baseando-se no histórico de dados e na experiência dos funcionários. Além da otimização principal do problema, esse artigo apresenta uma modelagem das demandas das subestações de abaixamento para a simulação de casos de fluxo de potência mais realísticos. A metodologia proposta pode auxiliar os tomadores de decisão do processo para determinar o melhor contrato possível para a distribuidora.

Um exemplo numérico com o sistema da Light foi apresentado e os resultados discutidos ao longo desse trabalho. Nota-se que com a utilização dos métodos propostos a distribuidora pode optar por diminuir o custo da contratação do MUST assumindo o risco de ter que pagar multa mas de tal forma que o custo financeiro total seja atrativo para a empresa e principalmente para os consumidores que pagam diretamente este custo através da parcela A . Esta nova visão deve nortear os próximos contratos da Light e possivelmente orientar os das outras distribuidoras repercutindo num melhor dimensionamento da rede de transmissão e conseqüentemente rumo à modicidade tarifária.

VIII. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o suporte financeiro da distribuidora Light Serviços de Eletricidade e da CAPES, bem como as contribuições do engenheiro W. Dias.

IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Rudnick, H., Palma, R., Cura, E. & Silva, C., (1996). Economically adapted transmission Systems in open access schemes – application of genetic algorithms, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3.
- [2] Marangon Lima, J.W., (1996). Allocation of transmission fixed charges: An Overview, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp.1409-1418.
- [3] ANEEL, (1999). Resolução Normativa N° 281, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [4] Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C. & Mattar, C.M., (2006). A Probabilistic Approach for Determining the Optimal Amount of Transmission System Usage," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 4, pp. 1557-1564.
- [5] Wolsey, N., (1988). Integer and Combinatorial Optimization, John Wiley & Sons.
- [6] Chicco, G., Napole, R. & Piglioni, F., (2006). Comparisons Among Clustering Techniques for Electricity Customer Classification, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2.
- [7] Law, A.M., (2007). Simulation Modeling & Analysis, McGRAW HILL, Fourth Edition.
- [8] Birge, J.R., & Louveaux, F., (1997). Introduction to Stochastic Programming. NY, Springer.

- [9] Bazaraa, M.S., Sherali, H.D. & Shetty, C.M., (2006). Nonlinear Programming: Theory and Algorithms, John Wiley & Sons, Third Edition.
- [10] Queiroz, A.R., Lima, L.M.M., Morton, D.P. & Marangon Lima, J.W., (2010). Determining the Optimal Transmission System Usage Contracts for a Distribution Company. Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Minneapolis.
- [11] COIN-OR, (2009). Disponível: <http://www.coin-or.org/projects/CoinMP.xml>.