



XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Cristiano da Silva Silveira	Daimon Engenharia e Sistemas	cristiano@daimon.com.br
Ranbran de Sousa Carvalho	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	ranbran.sousa@redenergia.com
Joao Paulo Falcade	Daimon Engenharia e Sistemas	jpgfalcade@daimon.com.br
Maria Barini	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	mariabarini@terra.com.br
Eraldo da Silva Pereira	Universidade Federal de Mato Grosso	eraldo.spereira@hotmail.com
Miriam de Lourdes Gomes da Silva	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	milogosi@terra.com.br
Paulo Francisco Bruno Junior	Daimon Engenharia e Sistemas	jrbruno@daimon.com.br
Rodrigo Tadashi Yamasaki	Daimon Engenharia e Sistemas	rtyamasaki@gmail.com

Determinação da Demanda Máxima Futura de Subestações de Distribuição Conjugada com as Projeções do Mercado Global de Energia Elétrica

Palavras-chave

Análise de regressão
Demanda máxima
Mercado desagregado
Planejamento da expansão do sistema elétrico

Resumo

O estudo da previsão de mercado de energia e demanda das distribuidoras é um dos temas de maior importância no cenário energético, visto que decisões estratégicas das distribuidoras no tocante à previsão de investimentos; à expansão da rede de distribuição; à compra de energia; à receita auferida; ao desempenho operacional do sistema ou mesmo à revisão tarifária requerem estimativas precisas da sua expansão. Neste contexto, este artigo apresenta uma metodologia de conciliação da estimativa do mercado global da empresa com os dados desagregados em seus diversos segmentos, pontos de conexão, entre outros. Tal metodologia foi implementada computacionalmente e integra uma ferramenta de análise de mercado e planejamento de redes elétricas com diversas outras funcionalidades disponíveis.

1. Introdução

A previsão do mercado de energia elétrica constitui-se num dos principais tópicos de estudo das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Decisões estratégicas da empresa no tocante à projeção de investimentos, expansão da rede de distribuição, receita auferida, desempenho operacional do sistema,

revisão tarifária, requerem estimativas precisas da expansão do mercado.

Neste contexto, um dos aspectos mais difíceis de abordagem refere-se à conciliação da estimativa do mercado global da empresa, em geral apurado de modo mais preciso dada a disponibilidade de informações, e os dados desagregados em seus diversos segmentos, pontos de conexão, mercado geográfico, entre outros.

Esta dificuldade é amplificada no segmento de alta tensão, onde há pontos de fronteira, consumidores de maior porte, barramentos específicos e subestações de distribuição (estas com previsão de mercado influenciada por expansões do sistema, remanejamento de carga na média tensão, reconfigurações da rede com a eventual transferência de carga para outras subestações, entre outros aspectos). Embora sejam efetuadas previsões de carga dos consumidores atendidos em maior nível de tensão e das subestações, há aspectos relacionados à inserção de novas unidades de geração distribuída no sistema e/ou entrada de novos consumidores que se constituem, em muitos casos (notadamente em abordagens de maior horizonte), em aspectos intangíveis, de incertezas, ou de risco do mercado previsto se materializar, em abordagens desagregadas em seus diversos barramentos, de forma distinta da previsão inicial.

Em relação à operação do sistema de alta tensão, nas correspondentes simulações de fluxo de potência, há aspectos relevantes relacionados aos diversos perfis de carga do sistema elétrico, como a consideração das sazonalidades anuais, diferentes dias da semana e variação diária da demanda, e o fator de potência correspondente que, em complemento aos patamares diários normalmente utilizados (simulação em carga leve, média e pesada) e às previsões de mercado, constituem-se em atributos relevantes na simulação do sistema. A sazonalidade da carga, comportamento diferenciado em dias específicos da semana e fator de potência da carga atendido em cada barramento são tópicos que ainda merecem um estudo mais apurado, em complementação à previsão do mercado.

Desta forma, o presente trabalho teve como principal objetivo o refinamento das projeções de mercado permitindo, a partir da especificação de modelos conceituais e desenvolvimento de softwares de simulação, a correspondente previsão, durante um horizonte de estudo de médio e longo prazo, de energia e demanda desagregada por barramentos do sistema de alta tensão. Geralmente, considera-se como longo prazo horizontes superiores a cinco anos; como médio prazo horizontes anuais; e como curto prazo horizontes mensais ou semanais (Ribeiro, Garrido & Velásquez, 2006).

2. Desenvolvimento

A metodologia desenvolvida nesse trabalho é apresentada em duas partes:

- Desagregação da energia.
- Determinação da demanda máxima a partir da energia desagregada.

A definição da metodologia levou em consideração os procedimentos consolidados já adotados pela área de mercado da CEMAT no que tange aos estudos de projeção do mercado global de energia. Sendo assim, não foi objetivo deste trabalho estabelecer metodologia que altere ou substitua tais procedimentos e, sim, considerar os resultados da projeção do mercado global como dados de entrada para uma projeção desagregada do mercado.

2.1. Desagregação da Energia

Os resultados fornecidos pela área de mercado dizem respeito a projeções globais de energia separadas em classes de consumo. Diante disto, a primeira definição importante para o estudo foi: *não aplicar de forma direta as taxas percentuais globais de crescimento projetadas para o consumo de energia por classe de consumo a cada subestação pertencente à região em foco*. Sabe-se que diferentes subestações, dependendo

da região onde se localizam, apresentam comportamentos distintos quanto ao crescimento de uma mesma classe de consumo. E estas diferenças podem ser captadas por meio da análise do histórico de crescimento de consumo observado para cada uma de suas classes de consumo atendidas.

Além da abordagem de aspectos vegetativos ligados ao crescimento da carga atendida por uma subestação, demais considerações integram a metodologia. São elas:

- Remanejamento de grandes clientes.
- Montante de perdas técnicas e não técnicas de energia.
- Demanda dos clientes livres/especiais (novos e existentes).
- Presença de geração distribuída.
- Manobras entre alimentadores de diferentes subestações.

Este processo de mapeamento das diversas fontes desagregadas de consumo de energia, uma vez validado pelo usuário, é levado em consideração no sistema computacional desenvolvido e é de suma importância para posterior determinação da demanda máxima a ser calculada.

2.1.1. Mercado Desagregado Conjugado ao Mercado Global

Sabe-se que variações mensais no volume de energia suprida por uma subestação de distribuição podem ser explicadas, além dos aspectos sazonais, por outras razões como: alterações na participação das classes de consumo; alterações nos montantes de perdas globais (técnicas e não técnicas); alterações no consumo de grandes clientes; alterações na geração de energia (seja esta proveniente de geração distribuída ou não); e alterações na configuração de seus alimentadores.

Este comportamento dinâmico é observado com muita frequência em regiões com grande densidade de carga e atendidas por mais de uma subestação. Em tais circunstâncias é muito comum a realização de manobras entre alimentadores de subestações diferentes objetivando solucionar questões operativas decorrentes de contingências. Algumas destas manobras podem assumir caráter permanente devido, por exemplo, à construção de uma nova subestação para auxiliar no suprimento da energia demandada por aquela região.

Seja em decorrência de novas configurações ou não, uma subestação está sempre em constante processo de “mutação”, e que necessariamente precisa ser monitorado pelo planejador. Tal monitoramento deve se apoiar em condições históricas observadas para certas variáveis (consumo por classe e perdas globais); em considerações futuras para outras (entradas e saídas de grandes clientes, expectativas de geração de energia); e avaliações presentes (montante de energia passível de compartilhamento entre subestações). Com relação às considerações futuras e presentes, cabe ao planejador determiná-las de acordo com as informações disponíveis, avaliando-se os cenários futuros mais prováveis.

Desta forma, para conjugar o mercado desagregado ao mercado global projetado (desde que a projeção tenha sido realizada com base na energia faturada), os dados suscetíveis a alterações serão os crescimentos por classe por subestação. Por sua vez, os percentuais de crescimento por classe por subestação são individuais e dependem de características regionais. A verificação de taxas médias de crescimento provenientes do histórico recente é ponto de partida para a conjugação entre o mercado global e o mercado desagregado. E tal conjugação é feita por meio de um processo de otimização de modo a equacionar a repartição da energia global prevista ano a ano entre as diversas subestações envolvidas.

A seguir é apresentado o modelo de otimização adotado, o qual foi responsável pela conjugação entre as taxas de crescimento globais e as taxas de crescimento desagregadas por subestação.

2.1.2. Modelo Matemático de Otimização

A desagregação da energia global por classe em suas subestações de atendimento foi abordada como um problema matemático de otimização cujos resultados foram as taxas de crescimento por classe em cada subestação considerada.

O problema a ser resolvido foi modelado segundo a função objetivo e as restrições mostradas a seguir:

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^n x_i^2 \quad (1)$$

$$h(x) = \sum_{i=1}^n C_{i,k,h-1} \cdot (\Delta C_{i,k} + x_{i,k}) = CT_{i,k} \quad (2)$$

$$l_b \leq x \leq u_b \quad (3)$$

Sendo $C_{i,k,h-1}$ o consumo de energia do ano imediatamente anterior ao ano h do horizonte projetado totalizado para a classe de consumo k atendida pela subestação i; $\Delta C_{i,k}$ a taxa média anual histórica de crescimento da classe de consumo k verificada na subestação i; $CT_{i,h}$ o consumo global de energia projetado para a classe de consumo k para o ano projetado h; $x_{i,k}$ o acréscimo (ou decréscimo) da taxa média anual histórica de crescimento da classe de consumo k para a subestação i necessário para que o somatório dos consumos da classe de consumo k em cada subestação para o ano projetado h seja equivalente ao consumo global projetado daquela mesma classe naquele mesmo ano; l_b o valor mínimo e u_b o valor máximo de $x_{i,k}$, valores estes representados pelos limites do intervalo de confiança determinado a partir do desvio padrão resultante do cálculo da taxa média anual histórica de crescimento para cada classe em cada subestação.

Desta forma, para cada classe de consumo suprida por uma subestação, determinou-se as projeções anuais de consumos desagregados conjugados ao consumo global projetado. Tal procedimento deve ser realizado para todas as classes e anos para os quais se deseja realizar a conjugação.

2.2. Determinação da Demanda Máxima a partir da Energia Desagregada

O valor da energia demandada por uma subestação, agora desagregada e validada por meio de comparações com valores provenientes das medições realizadas mensalmente, conforme destacado no item anterior, pode ser utilizado como dado de entrada na determinação da demanda máxima mês a mês. Tal determinação apoiou-se no desenvolvimento do conceito, amplamente difundido na literatura, de análise regressão que, neste trabalho, foi aplicado a partir do conhecimento das séries históricas dos dados medidos mensalmente de energia e demanda máxima por subestação.

Para exemplificar, a Figura 1 ilustra o comportamento de duas séries de dados: energia e demanda máxima medidas mês a mês. Pode-se intuir, por inspeção, que as séries possuem um alto grau de correlação^[1].

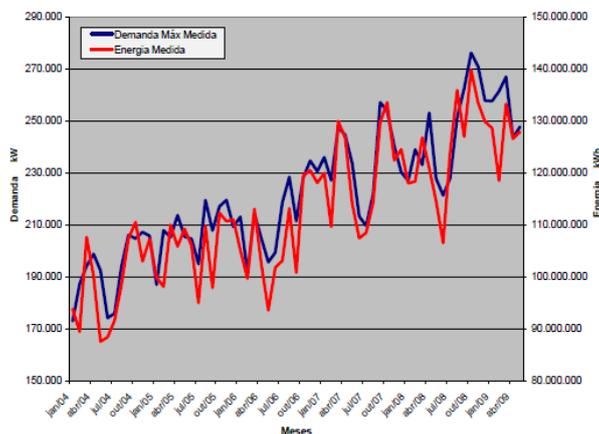


Figura 1 – Energia medida versus demanda máxima medida.

Este alto grau de correlação, sem efetuar uma análise aprofundada, indica uma relação de equilíbrio entre as grandezas que estão sendo aferidas. Isto é, para o horizonte observado na Figura 1 pode-se creditar que uma variação positiva/negativa no valor da energia medida é acompanhada de uma variação também positiva/negativa na demanda máxima medida. E o grau desta variação, que é a principal informação a ser buscada, pode ser determinado por meio de uma equação de regressão como ilustrado na Figura 2. Tal equação, entretanto, não é o resultado de um processo de regressão tradicional. Aliado à sua obtenção, foi desenvolvido um algoritmo de ajuste automático de curvas polinomiais a um conjunto de dados associado a um procedimento de detecção de dados inválidos (Orlando & Lopes, 1985).

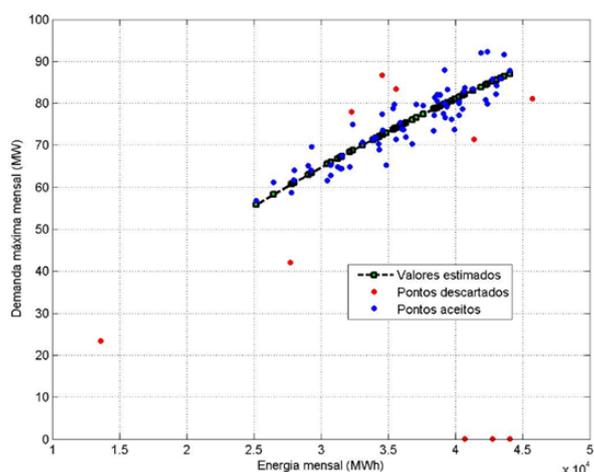


Figura 2 – Gráfico de dispersão.

Para que os resultados provenientes desta equação (valores de demanda máxima estimada) tenham boa aderência quando comparados aos valores observados (demanda máxima medida), estabeleceu-se a segunda premissa básica para a metodologia: *o perfil da curva de carga para cada subestação é considerado constante*. Isto equivale a afirmar que aumentos (ou reduções) no consumo de energia sempre virão acompanhados de aumentos (ou reduções) na demanda máxima (matematicamente esta afirmação é melhor abordada em (Engle & Granger, 1987)). Porém, indícios da quebra desta premissa (alterações em curso no perfil de carga) poderão ser identificados, e informados ao usuário, a partir de um monitoramento do aumento da variação, indicado pela equação resultante da regressão, acima de um limite pré-estabelecido, como será mostrado mais adiante. Desta maneira, tal transgressão será encarada como um sinal de alerta para a necessidade de ações como, por exemplo, avaliar alterações no período histórico a ser adotado de maneira a melhor representar determinada subestação em um dado instante.

2.2.1. Aderência da Equação de Regressão com Detecção de Dados Inválidos

Conforme definido anteriormente, a demanda desagregada por barramento é obtida a partir da energia desagregada e via equação de regressão. Entretanto, para que os resultados provenientes da regressão (ou seja, a demanda máxima estimada) tenham boa aderência quando comparados aos valores observados (demanda máxima medida), considerou-se constante ao longo do tempo o perfil da curva de carga para cada subestação. Isto equivale a afirmar que aumentos (reduções) no consumo de energia sempre virão acompanhados de aumentos (reduções) na demanda máxima.

Para se manter a validade deste processo e, conseqüentemente, dos valores de demanda desagregados, qualquer alteração no perfil de carga de uma subestação necessita ser identificada de forma automática. Ou seja, deve-se realizar um monitoramento constante da relação existente entre energia e demanda máxima medidas mês a mês e gerar alertas ao usuário quando há suspeitas de que existe uma alteração em curso do perfil de carga. Uma vez definido o processo de monitoramento caberá ao usuário avaliar se os alertas gerados realmente indicam uma alteração de perfil e, a partir daí, tomar a decisão de atualizar ou não a equação de regressão.

2.2.2. Monitoramento da Aderência da Equação de Regressão

Para a criação de um processo de monitoramento eficiente, pensou-se na necessidade de garantir a obtenção de resultados dentro de uma faixa de erro entre demanda máxima estimada e demanda máxima medida considerado tolerável pelo usuário. Sendo assim, tem-se:

Critério - Determinar o valor do parâmetro beta (Orlando & Lopes, 1985) que resulta num valor percentual de erro tolerável exigido pelo planejador, isto é, qual seria o valor de beta para um erro máximo de 10% na demanda máxima estimada via equação de regressão comparada à demanda máxima medida. O parâmetro beta é utilizado no algoritmo de detecção de dados inválidos, assim como outros parâmetros (α, ϵ, τ) (Orlando & Lopes, 1985) que não necessitam de ajustes via usuário uma vez que os mesmos passaram a assumir valores fixos internos ao algoritmo em decorrência da concepção do processo de monitoramento em questão.

Sendo a determinação da equação de regressão um processo dinâmico devido à possibilidade de detecção de dados inválidos, a determinação de um valor para beta decorrente de uma tolerância máxima aceitável para os dados estimados tem reflexo direto nos parâmetros da equação de regressão. Esta equação, por sua vez, também passa a assumir um caráter dinâmico a partir do qual se torna possível uma adaptação aos novos dados, desde que estes infrinjam a tolerância pré-estabelecida.

Entretanto, qualquer atualização da equação de regressão deve antes ser avaliada quanto à sua real necessidade. Isto é, deve-se avaliar se a sequência de novos dados “infratores” é recorrente ou se representa distorções pontuais justificadas pela realização de manobras emergenciais, falhas de medição ou qualquer outro fato que não comprove o surgimento de um novo perfil de carga.

Desta forma, sugere-se que o usuário estabeleça um número limite de dados sequenciais detectados como inválidos que o alertem para a necessidade de uma atualização da equação de regressão uma vez verificada a veracidade desta necessidade. Esta verificação, por exemplo, pode ser feita por meio de uma consulta às curvas de carga medidas naquele período para aquela subestação monitorada.

2.3. Estudo de Caso

Para o estudo de caso, foram utilizados dados da subestação de Barro Duro (pertencente à regional Metropolitana, da CEMAT), que atende uma parcela da demanda por energia da cidade de Cuiabá (MT).

Informações históricas de energia e demanda máxima medidas naquela subestação, além do mercado faturado atendido pela mesma, foram coletadas a fim de validar a metodologia concebida. Tais informações correspondem ao período de 2004 a 2010. Para o ano de 2011, os dados da TABELA 3 foram assumidos como projetados pela equipe de mercado da CEMAT (regional Metropolitana). As taxas médias anuais de crescimento por classe foram calculadas considerando o período de 01/2008 a 12/2010 de forma a garantir, pelo menos, três anos de histórico de consumo, conforme mostra a TABELA 2. E o mercado faturado em 2010 e atendido pela subestação de Barro Duro está mostrado na TABELA 1.

Tabela 1: Consumo faturado na SE Barro Duro em 2010, em GWh.

B. Duro	Res	Ind	Com	Rur	Outros
Consumo	178.850	6.186	86.542	174	129

Tabela 2: Taxa média anual de crescimento do consumo faturado por classe da SE Barro Duro.

B. Duro	Res	Ind	Com	Rur	Outros
Consumo	13,15%	16,05%	7,38%	-3,21%	2,40%

Tabela 3: Consumo de energia faturada projetada para 2011, para regional Metropolitana, em GWh.

Metropo- litana	Res	Ind	Com	Rur	Outros
Consumo	498.734	16.934	164.015	2.933	33.985

A equação de regressão foi obtida para o período de 01/2010 a 12/2010. Isso se deve ao fato de que a regressão com o período total (2004 a 2010), gerou muitos pontos recusados, evidenciados pela técnica de monitoramento concebida, para os valores de demanda e energia medidos para o ano de 2010. Com isso, houve a necessidade de atualizar tal equação, uma vez que o perfil da curva de carga na subestação poderia estar em processo de modificação.

Identificadas as origens de toda a energia demandada pela subestação; realizada a conjugação do mercado global com o mercado desagregado via processo de otimização; e calculada a demanda máxima mensal estimada (considerando os fatores de sazonalidade) via equação de regressão com detecção de dados inválidos; foram obtidos os seguintes resultados para o ano projetado (2011) para a subestação de Barro Duro, conforme mostra a TABELA 4.

Tabela 4: Demandas desagregadas para a SE Barro Duro.

Meses	Demanda Desagregada(kW)
JAN	82.717
FEV	83.475
MAR	80.427
ABR	86.215
MAI	73.081
JUN	72.096
JUL	77.285
AGO	78.474
SET	82.205
OUT	91.829
NOV	89.165
DEZ	84.886

Na sequência se apresenta um quadro comparativo entre o valor de demanda máxima efetivamente registrado em 2011 e o valor de demanda máxima projetado para o mesmo ano, em kW.

Tabela 5: Demanda máxima registrada e projetada para 2011.

	Demanda Máxima
Registrada	88.376
Projetada	91.829
Diferença (%)	3,76%

3. Conclusões

Neste estudo foi proposta metodologia para conjugação de informações entre o mercado global projetado e o mercado desagregado (energia e demanda) e monitoramento da relação existente entre energia e demanda máxima medidas em cada barramento de alta tensão do sistema.

A metodologia valeu-se de uma técnica de otimização para atendimento de seus objetivos de desagregação e se apoiou em fundamentos estatísticos para refinamento da relação existente entre energia e demanda máxima em subestações. Além disso, um processo de monitoramento constante desta relação foi disponibilizado a fim de alertar o usuário para alterações no perfil da curva de carga da subestação. Detecções sequenciais apontariam para a necessidade de atualização da relação até então existente (representada pela equação de regressão) e aderente entre as variáveis em questão: energia mensal e demanda máxima mensal medidas. Alertas como este são importantes dentro de um processo dinâmico como o acompanhamento das condições de atendimento à demanda de energia por parte de uma subestação de distribuição, sempre tão volátil quando localizadas em áreas com grande densidade de carga.

Tendo em vista os resultados provenientes do estudo realizado, concluiu-se que a metodologia concebida mostrou-se bastante eficiente na determinação das energias e demandas desagregadas por barramentos conjugadas com o mercado global e que os valores calculados ficaram aderentes ao histórico de demanda máxima da subestação de Barro Duro.

4. Referências bibliográficas

Engle, Robert F., Granger, C.W.J. Cointegration and error correction: representation, estimation, and testing. *Econometrica*, v.55, n.2, p.251-76, 1987.

Orlando, V., Lopes, R.V.F. Algoritmo para suavização de dados via ajuste de curvas por mínimos quadrados com determinação de dados inválidos. In: Congresso Argentino de Mecânica Computacional, 1., 1985, Santa Fe, AR.

Ribeiro, P.M., Garrido, D.A., Velásquez, R.M.G., Sistema computacional para previsão de demanda por energia em pontos de suprimento e subestações da COELBA. In: XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI. Belo Horizonte, Agosto de 2006.

Correlação : indica a força e a direção de associação entre duas variáveis.