



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Estimação da Demanda de Instalações Elétricas de Edificações com Múltiplas Unidades de Consumo

Gerarde Marciel dos Santos	J. Alberto Nicolau de Oliveira	Thales A. de Oliveira Ramos
COSERN	UFRN	COSERN
gerarde.santos@cosern.com.br	nicolau@ufrnet.br	thales.ramos@cosern.com.br
Estefane G. M. de Lacerda & Max C. Pimentel Filho	Marcos A. D. de Almeida	M. Firmino de Medeiros Jr
PPgEEC-UFRN	UFRN	UFRN
estefane@dca.ufrn.br, maxchianca@hotmail.com	mad@ufrnet.br	firmino@dca.ufrn.br

Palavras-chave

Especificação de transformador
Estimação de demanda
Múltiplas Unidades de Consumo

Resumo

Este trabalho tem por objetivo construir um modelo para estimar a demanda máxima de instalações elétricas de Múltiplas Unidades de Consumo - MUCs (residenciais e comerciais), a fim de permitir a especificação adequada do transformador de distribuição a instalar na rede, para permitir o fornecimento de energia requerido. O modelo será construído com base nos resultados de uma campanha de medições realizadas em um conjunto de MUCs. As curvas de carga que definem a demanda máxima, a ser utilizada para dimensionamento do transformador, são obtidas a partir de um ajuste das medições realizadas, ao consumo faturado.

1. Introdução

A especificação do transformador de distribuição a ser instalado pela concessionária para atender ao fornecimento de energia elétrica em BT a edificações com múltiplas unidades de consumo é uma tarefa que requer do Engenheiro de Distribuição, não apenas uma boa experiência em cálculo de redes, mas também um conhecimento adequado dos hábitos de consumo dos potenciais clientes consumidores, no sentido de estimar a demanda total máxima da instalação. Essa demanda define a potência nominal do transformador, de maneira que estimativas grosseiras podem, por um lado, acarretar em sobrecarga ou, por outro lado, resultar em sobre dimensionamento do transformador, o que implica em custos com investimentos desnecessariamente elevados. Nesse caso, tem-se ainda uma elevação no nível de perdas, em decorrência da necessidade de suprir um maior consumo de reativos do transformador sobre dimensionado.

Alguns trabalhos que reportam sobre estimação de demanda podem ser encontrados na

literatura técnica^{1,2,3,4,5,6,7}. Estes se referem a processos de ajuste de medições realizadas em tempo real, em diversos pontos de uma rede de transmissão ou distribuição de energia elétrica. As referências^{8,9} mostram processos de estimação de consumo de residências específicas, sem, entretanto, abranger grupos de consumidores com características comuns. Já as referências^{10,11} apresentam técnicas de estimação ou previsão, baseadas em redes neurais, mas para grupos de consumidores pertencentes a uma mesma subestação de distribuição.

Um primeiro trabalho¹² foi realizado pela equipe técnica da CCOSERN, abrangendo apenas consumidores residenciais. Na época em que esse trabalho foi realizado, a caracterização de tipos de consumidores através da área residencial construída era considerada como adequada, tendo em vista que esse parâmetro definia praticamente não apenas a condição social, mas também o hábito de consumo dos usuários de energia elétrica. Existe atualmente, entretanto, uma maior diversificação, tanto de hábitos de consumo, quanto de tipos de edificações. Embora não mais corresponda às necessidades práticas atuais, a Recomendação Técnica¹² continua sendo importante, pelo fato de demonstrar que o cálculo da demanda total máxima, para efeito da especificação do transformador de distribuição, não pode ser o mesmo que define o dimensionamento da proteção do ramal de entrada. Quando este último critério foi adotado, verificou-se que muitos transformadores haviam sido sobre-dimensionados e, a partir de então foram substituídos por outros de menor potência.

A fim de considerar todos os parâmetros definidores das características atuais de consumo, bem como abranger os diferentes tipos de edificações, para suprimento de energia a novos empreendimentos, torna-se necessário o desenvolvimento de uma nova metodologia, com uma nova fundamentação. A construção do modelo será fundamentada a partir dos resultados de uma campanha de medições realizadas em um conjunto significativo de *MUCs*. As curvas de carga que definem a demanda máxima, a ser utilizada para dimensionamento do transformador, são obtidas a partir de um ajuste das medições realizadas ao consumo faturado.

2. Desenvolvimento

2.1 Metodologia

Para o desenvolvimento da metodologia, adotaram-se as seguintes etapas, cujo detalhamento é apresentado nas seções seguintes:

1) Realização de medições nas instalações das edificações dos clientes pesquisados. Essas medições foram realizadas no final do ramal de entrada (quadro de distribuição) da edificação, para levantar as curvas de carga diárias, durante sete dias, de maneira a identificar, para cada dia, um formato.

2) Desenvolvimento de modelo matemático para ajuste do consumo de energia às curvas de carga resultantes das medições da etapa 1, definindo curvas de carga típicas. O modelo matemático permite construir curvas de carga típicas para as diferentes classificações de tipos de consumidores. Adotou-se, como dado confiável para estabelecer um ajuste, o valor da conta mensal de energia, de cada unidade. Esse ajuste é realizado através da formulação de um problema de otimização, com restrição em eventuais reduções da demanda máxima medida, uma vez que esse valor é um dado real, possível de acontecer. Essa característica dá um enfoque compatível com a necessidade prática. Uma técnica simples de ajuste pode ser adotada, tendo em vista que todos os valores medidos serão assumidos como igualmente confiáveis.

3) Desenvolvimento de modelo matemático para estimar a demanda máxima futura da instalação, em função dos parâmetros de caracterização dos Tipos de Consumidores.

4) Programação dos modelos desenvolvidos.

2.2 Estimação da Demanda Mensal

A. Curvas de carga diárias integralizadas para períodos de 30 minutos.

Esta seção mostra como estimar a demanda máxima ocorrida durante um mês, considerando intervalos de integralização de 30 minutos. Inicialmente escolheu-se um conjunto de condomínios que representasse a diversidade dos condomínios existentes na cidade. Os equipamentos que foram

utilizados apresentavam intervalos de integração de 5 ou 10 minutos. Inicialmente, as curvas de potência foram padronizadas para intervalos de 30 minutos, que é o tempo que a norma¹³ permite de sobrecarga em um transformador de distribuição, independentemente de seu valor. A figura 1 mostra uma curva de carga para um intervalo de integração de 5 minutos, obtida por medição e a figura 2 mostra uma comparação entre duas curvas: uma de 5 minutos e outra de 30 minutos. Para transformar a curva obtida através das medições na curva a ser utilizada para as simulações, adotou-se como hipótese um critério de invariância da energia medida. Assim, a área sob a curva, correspondente a 6 (seis) períodos de cinco minutos deve ser igual à área sob a nova curva, correspondente a um período de trinta minutos.

Observa-se facilmente a partir da figura 2 que a demanda integralizada em 30 minutos pode ser significativamente inferior à demanda medida.

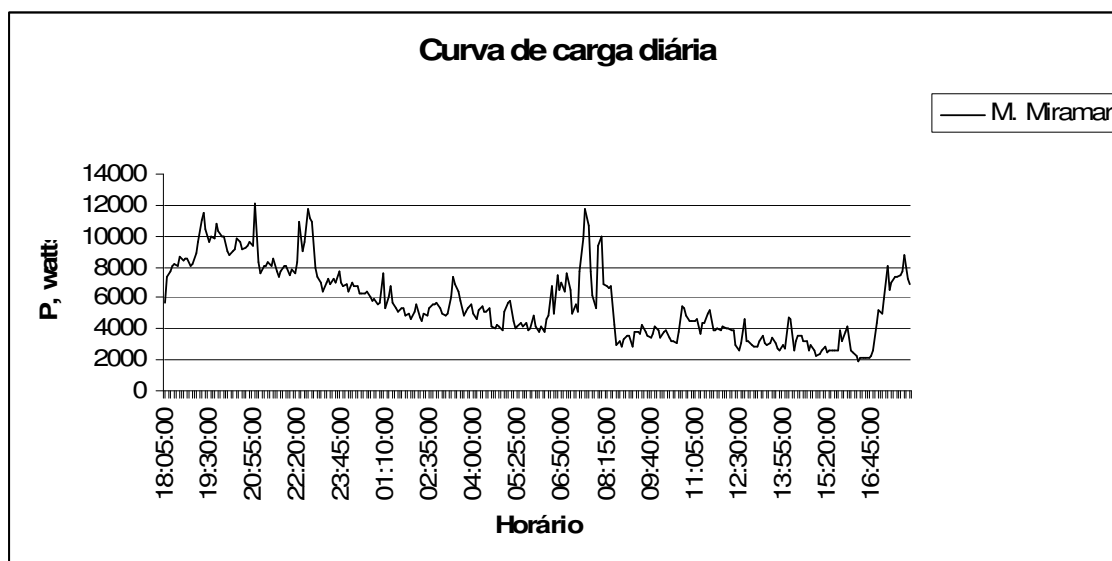


Figura 1: Curva de carga diária obtida por medição em intervalos de 5 minutos

B. Desenvolvimento de modelo matemático para ajuste do consumo de energia às curvas de carga resultantes das medições.

O modelo matemático pressupõe o conhecimento de curvas de carga típicas, cuja integralização, no período de faturamento, deve reproduzir a energia consumida. Dados de consumo das unidades visitadas foram obtidos do sistema de faturamento. O modelo de cada curva de carga é realizado de forma paramétrica, de maneira que as demandas nos instantes medidos são explicitadas em função da demanda máxima. Dessa forma, para cada curva obtida por medição, haverá um único parâmetro a determinar, ajustando assim a curva de carga ao formato da curva típica. Como exemplo, mostra-se abaixo a função-objetivo do problema de otimização a resolver, caso se definam apenas dois dias típicos:

$$z = E_{PF} - N_{D1} \sum_{k=1}^{N_a} d_k \Delta t_k - N_{D2} \sum_{j=1}^{N_a} d_j \Delta t_j$$

Onde:

E_{PF} : Energia faturada no período de faturamento;

$N_{D1, D2}$: Número de dias típicos do tipo 1 e do tipo 2, respectivamente;

$d_{k,j}$: Demandas nos instantes t_k e t_j , respectivamente.

Notar que, para um intervalo constante, de discretização da curva de carga, as variáveis Δt dos somatórios são todas iguais entre si. Para a definição de um modelo para a estimação de demanda na área metropolitana de Natal, foram realizadas medições de curvas de carga, durante 07 dias, em 32 unidades consumidoras. Tendo em vista que não houve semelhanças evidentes de curvas de carga relativas a dias da semana distintos, optou-se por adotar uma curva de carga típica, para cada dia da semana.

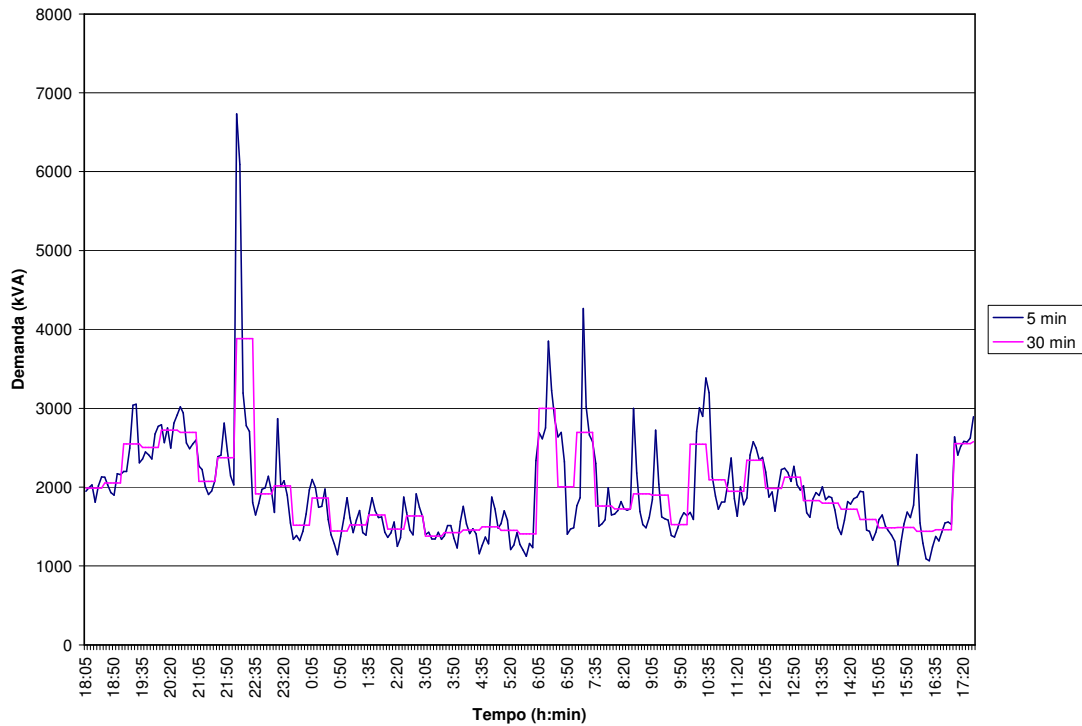


Figura 2: Comparação entre curvas de carga diárias para períodos de integralização distintos.

B.1 Uso de bibliotecas de otimização

Um primeiro modelo, baseado em mínimos quadrados, pode ser adotado para o ajuste. Inicialmente, procurou-se identificar a existência de rotinas já incluídas em softwares de prototipagem (MatlabTM e Scilab), capazes de resolver esse problema de otimização. O *toolbox* de otimização do MatlabTM possui uma rotina, baseada no método de Levenberg-Marquadt, que é recomendado na literatura técnica para a solução de problemas dessa natureza. Pesquisa semelhante realizada com o Scilab, para manter a filosofia de *software livre*, para fins de prototipagem, identificou a existência de uma rotina denominada *optim*, que realiza a busca do ótimo através de um método quase-Newton ou do método do gradiente conjugado. É possível ainda trabalhar com funções objetivo não diferenciáveis. Uma descrição completa de todos os parâmetros de *chamada* da sub-rotina pode ser encontrada no menu de ajuda do Scilab.

B.2 Método simplificado para determinação do coeficiente de deslocamento das curvas de carga

Como só existem medições para uma semana de um mês, essas serão tomadas como típicas para este mês. Calculando-se a energia consumida em um mês e tomando como base as curvas típicas, estabeleceu-se uma razão entre a energia consumida no mês de faturamento e a energia calculada. Por exemplo, considerando-se um mês de 30 dias com 4 segundas, 5 terças, 5 quartas, 4 quintas, 4 sextas, 4 sábados e 4 domingos, assim como a curva típica de cada dia da semana para o cálculo da energia consumida, tem-se:

$$E_{total} = 4 \cdot E_{seg} + 5 \cdot E_{ter} + 5 \cdot E_{qua} + 4 \cdot E_{qui} + \\ 4 \cdot E_{sex} + 4 \cdot E_{sab} + 4 \cdot E_{dom}$$

Onde:

E_{total} = energia total consumida no mês;

E_{seg} = Energia consumida na Segunda-feira;

E_{ter} = Energia consumida na Terça-feira;

E_{qua} = Energia consumida na Quarta-feira;

E_{qui} = Energia consumida na Quinta-feira;

E_{sex} = Energia consumida na Sexta-feira;

E_{sab} = Energia consumida na Sábado;

E_{dom} = Energia consumida na Domingo.

Calculada a energia total consumida durante o mês e comparando com a energia medida tem-se:

$$\beta = \frac{E_{medida}}{E_{total}}$$

Portanto β é um parâmetro que reflete se as demandas ocorridas no período de medição foram maiores ou menores que as ocorridas no período em estudo. Ou seja, o valor de β corresponde a um deslocamento das curvas de carga diárias, a fim de que reflitam o consumo ocorrido no mês. Caso o valor de β seja maior que 1, então a demanda escolhida para o dimensionamento do transformador será a máxima ocorrida no período de medição, multiplicada por β . Caso o valor de β seja menor que 1, a demanda escolhida será a máxima medida. A figura 3 mostra uma curva de carga medida e outra, deslocada, para $\beta=1,05$.

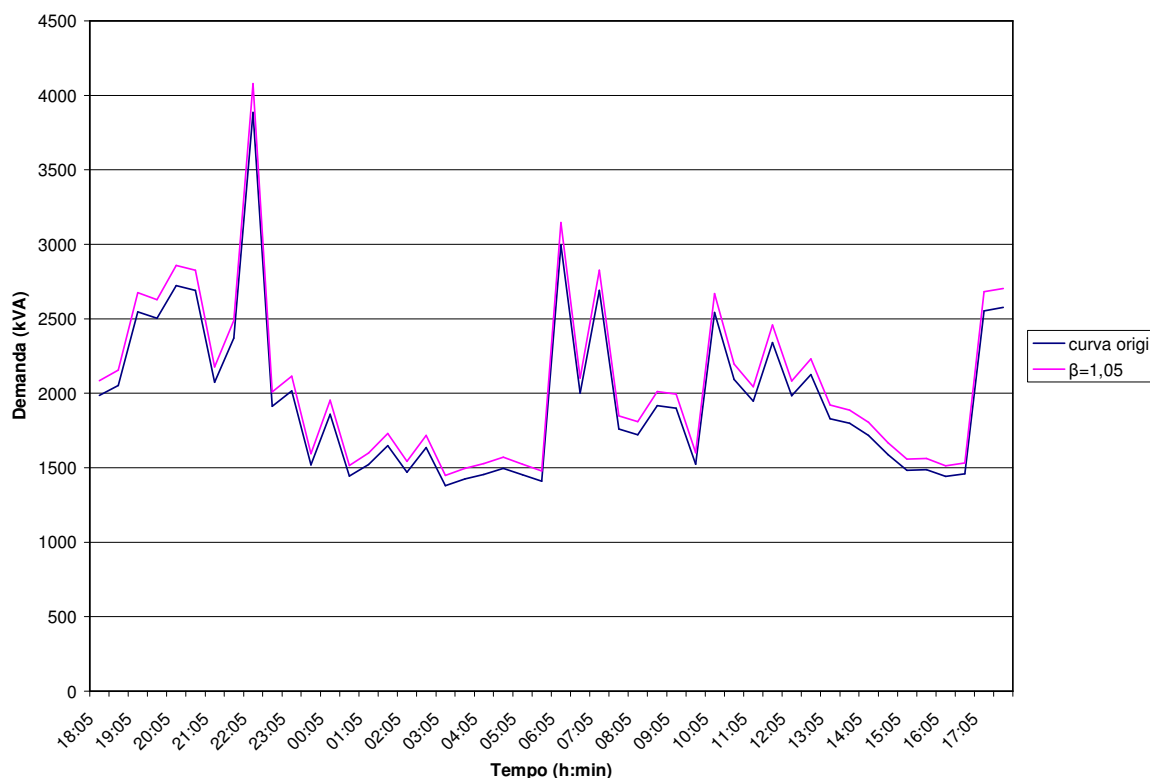


Figura 3: Curvas de carga medida e ajustada pelo consumo.

2.3 Modelo matemático para estimação da demanda máxima futura

Um modelo matemático que permita inferir sobre a demanda futura de condomínios com *MUCs* deve levar em conta apenas dados obtíveis a partir do projeto da edificação. Assim, para cada tipo de edificação serão adotados como parâmetros:

- Carga total instalada (dado de projeto);
- Área de cada unidade-tipo;
- Localização da edificação;

- d) Número de unidades por andar (caso de edifícios residenciais);
- e) Área do condomínio;
- f) Carga instalada no condomínio (dado de projeto).

A demanda estimada por um dos métodos da seção anterior será utilizada para classificar os padrões, que passarão a ser identificados pelos parâmetros acima relacionados (descritores). Os diferentes padrões devem se constituir em *clusters*, que poderão ser continuamente auto-realimentados, através da inclusão de novas instalações, com novas medições. A partir da demanda futura estimada será então definida a potência nominal do transformador de distribuição a instalar.

Os descritores acima relacionados foram utilizados para treinar uma *Rede Neural Artificial* – RNA. Essa rede passará a ser utilizada para estimar a demanda futura, de acordo com os padrões apresentados. Durante a fase de execução da pesquisa, foi possível gerar 32 padrões, i.e., realizar campanhas de medição em 32 edificações. Esse número foi considerado ainda pouco representativo, para gerar uma estatística confiável, embora seja suficiente para alimentar e testar um modelo, que foi o objetivo do presente trabalho.

Uma RNA é configurada através de uma camada de entrada, uma camada de saída e camada(s) oculta(s), cuja quantidade e dimensão precisam ser definidas (arquitetura da rede). Utilizou-se para treinamento o algoritmo de Back-propagation. Testaram-se arquiteturas com duas camadas ocultas, variando o número de neurônios de cada camada, entre 10 e 70, de cinco em cinco. Para esta fase, o conjunto de amostras foi dividido em 8 subconjuntos com 4 elementos cada. Portanto, para cada tipo de arquitetura, treinou-se a rede utilizando 28 amostras e, posteriormente, calculavam-se as demandas para as outras 4. Repetiu-se o processo 8 vezes, para que todos os subconjuntos fossem utilizados. De posse desses resultados, calculou-se a soma do erro quadrático entre a demanda calculada e a medida para todas as amostras de cada configuração. Comparando estes erros, verificou-se que a melhor arquitetura de rede possui duas camadas internas; a primeira constituída de 30 neurônios e a segunda, de 30 neurônios. Após a definição da melhor arquitetura, treinou-se a rede com as 32 amostras definindo-se os pesos definitivos para serem utilizados no processo de estimação.

3. Resultados

Para determinar a melhor arquitetura da rede neural e, posteriormente, determinar a configuração definitiva dela, foi utilizado um programa computacional escrito em MAT LABTM utilizando a função “trainrp” para o treinamento da rede. Neste capítulo serão apresentados os resultados mais significativos encontrados durante todo o processo de escolha da arquitetura e treinamento.

Na escolha da melhor arquitetura, as 32 amostras foram divididas em 8 conjuntos, sendo cada um deles contendo 28 amostras para treinamento e 4 para teste. Portanto para cada arquitetura, foram feitas 8 simulações, e em cada uma delas foram testadas 4 amostras, tendo no final 32 estimativas. Calculando a soma do quadrado dos erros encontrou-se um número que determina a qualidade dos cálculos feitos com aquela configuração. Variando-se a primeira camada de 10 a 70 neurônios com incrementos de 5 e fazendo o mesmo para segunda camada, o erro total de cada simulação comportou-se de acordo com o gráfico da figura. 4.

Observando o gráfico da figura 4 percebe-se que, neste caso, não existe uma relação entre o erro e o número total de camadas. Note que o erro mínimo ocorreu em uma arquitetura de 30 neurônios para primeira e segunda camada e a maior arquitetura testada foi de 70 neurônios para cada camada.

Após a determinação da melhor arquitetura determinaram-se os pesos definitivos da rede neural considerando como conjunto de treinamento todas as amostras. A Tabela 1 apresenta os erros encontrados entre a demanda estimada e a calculada, para as amostras do conjunto de treinamento.

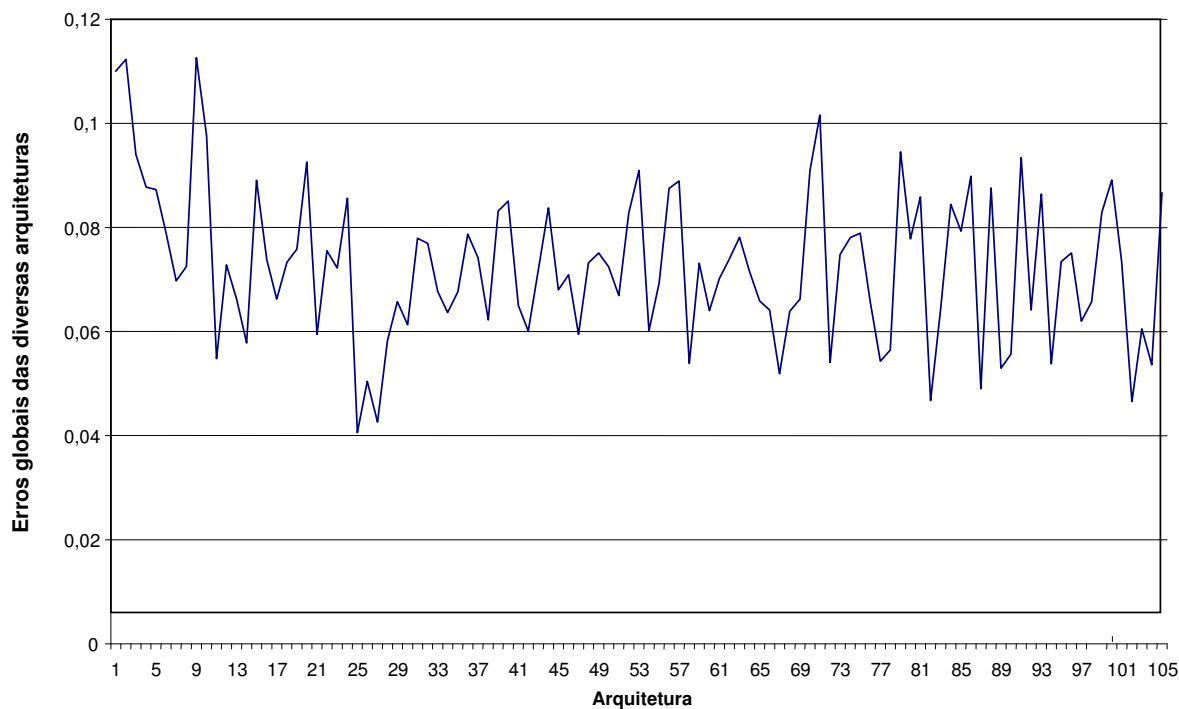


Figura 4: Erros encontrados nas arquiteturas testadas.

Tabela 1 – Erros resultantes entre a demanda estimada e a demanda medida para cada amostra do conjunto de treinamento.

amostra	Medida	Estimada	Erro (%)	amostra	Medida	Estimada	Erro (%)
1	3,5661	3,5675	-0,0408	17	13,7904	13,7957	-0,0374
2	25,4509	25,4645	-0,0543	18	11,0010	10,9981	0,0266
3	12,5642	12,5647	-0,0048	19	8,2850	8,2747	0,1234
4	23,4969	23,5037	-0,0300	20	0,0000	0,2074	
5	11,6361	11,6385	-0,0223	21	13,7317	13,7190	0,0932
6	46,7348	46,7275	0,0161	22	29,0267	29,0213	0,0180
7	5,0462	5,0379	0,1641	23	2,4816	2,4882	-0,2660
8	7,8013	7,8018	-0,0063	24	28,9339	28,9373	-0,0125
9	38,7429	38,7420	0,0029	25	36,9111	36,9115	-0,0013
10	11,9634	11,9658	-0,0214	26	8,8223	8,8502	-0,3138
11	7,5522	7,4745	1,0306	27	35,7924	35,7987	-0,0175
12	17,7521	17,7526	-0,0018	28	13,6243	13,6189	0,0389
13	4,1425	4,2905	-3,5739	29	11,5286	11,5276	0,0084
14	16,3892	16,3867	0,0156	30	9,5209	9,5209	-0,0014
15	21,7676	21,7680	-0,0028	31	48,8500	48,7933	0,1164
16	11,4358	11,4314	0,0366	32	13,8587	13,8377	0,1504

4. Conclusões

Este trabalho apresentou um método simples para estimar a demanda máxima em um condomínio, apenas utilizando um pequeno conjunto de medições e a energia total consumida durante o mês. Uma análise da bibliografia mostra que as demandas a serem utilizadas para dimensionamento dos transformadores de distribuição devem ser integralizadas em um período de 30 minutos. A partir das características do condomínio como área, localização, carga total instalada, número de unidades habitacionais, alimenta-se uma rede neural. Após o treinamento da rede com o conjunto de condomínios disponíveis, esta passará a ter a propriedade de determinar a demanda máxima de um condomínio desconhecido, com base nos dados do conjunto de treinamento.

Com base nos resultados encontrados, pode-se concluir que para o conjunto de treinamento adotado o método apresentou-se bastante satisfatório. Entretanto, no caso em que foi utilizado um conjunto de amostras para teste, alguns elementos apresentaram erros altos. Este fato pode ser justificado devido ao número pequeno de amostras utilizadas para o treinamento, ou seja, os dados de entrada não constituem um conjunto significativo dos diversos padrões de demanda. Certamente, com um conjunto de dados de treinamento mais amplo, os erros das estimativas deverão ser significativamente menores. Cabe ressaltar que os parâmetros definidores das características atuais de consumo de um universo de consumidores, pertencentes a diferentes tipos de edificações de Múltiplas Unidades de Consumo - MUCs, dependem de diversos aspectos, que devem ser considerados ao construir um modelo para estimar a demanda da edificação, com o objetivo de especificar o transformador para suprimento de energia a novos empreendimentos. Considera-se ainda que para cada área geográfica, torna-se necessário o desenvolvimento de uma metodologia específica, podendo implicar em uma nova fundamentação. Eventualmente, hábitos de consumo de grupos de consumidores podem ser relevantes. Para o caso das MUCs pertencentes à área metropolitana de Natal, a construção do modelo foi fundamentada a partir dos resultados de uma campanha de medições realizadas em um conjunto significativo de MUCs. As curvas de carga que definem a demanda máxima, a ser utilizada para dimensionamento do transformador, são obtidas a partir de um ajuste das medições realizadas ao consumo faturado.

5. Referências bibliográficas

Periódicos:

- 1 BARAN, M. E.; Kelley, A. W. State Estimation for Real-time Monitoring of Distribution Systems. IEEE Trans on PS, Vol 9, No. 3, Aug 1994.
- 2 GHOSH, A. K; LUBKEMAN, D. L.; Downey, M. J.; JONES, R. H. Distribution Circuit State Estimation Using a Probabilistic Approach. IEEE Trans. on PS, Vol.12, No. 1, Feb 1997.

Livros:

- 3 MONTICELLI, Alci J. State Estimation in Electric Power Systems, Ed. Kluwer Academic Publishers, 1999, Norwell, Massachusetts - USA.

Artigos em Anais de Conferências (Publicados):

- 4 MEDEIROS JR., Manoel F.; ALMEIDA, Marcos A. D.; SILVEIRA, Daniel B. F. Estimação de Estado em Redes de Distribuição de Média Tensão com Base no Algoritmo da Soma de Potências; Parte I: Modelo Linearizado. V INDUSCON, 3 a 5 de jul/2002, Salvador - BA.
- 5 MEDEIROS JR., Manoel F.; ALMEIDA, Marcos A. D. Estimação de Estado em Redes de Distribuição de Média Tensão com Base no Algoritmo da Soma de Potências - Parte II: Modelo Não-Linear. XIV Congresso Brasileiro de Automática - CBA2002, set/2002, Natal - RN.
- 6 ALMEIDA, Marcos A. D.; SILVEIRA, Daniel B. F.; GOMES, Alexandre. M. M. B.; MEDEIROS JR., Manoel F.; MOTA F. C.; OLIVEIRA R. C. Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, para Avaliação das Perdas Técnicas. XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2002, nov/2002, Salvador - BA.
- 7 MEDEIROS JR., Manoel F.; ALMEIDA, Marcos A. D.; SILVEIRA, Daniel B. F. Estimating Loads in Distribution Feeders Using a State Estimator Algorithm with Additional Adjustment of Transformers Loading Factors. International Symposium on Circuits and Systems - ISCAS 2003/IEEE, mai/2003, Bangkok, Tailândia.
- 8 MURATA, H.; ONADA, T. Estimation of Power Consumption for Household Electric Appliance. Proceedings of the 9th International Conference on Neural Information Processing, 2002, (ICONIP'02) Vol 5. 2299-2303.
- 9 YASUOKA, J.; BRITTES, J. L. P.; SCHMIDT, H. P.; JARDINI, J. A. Artificial Neural Network-Based Distribution Substation and Feeder Load Forecast. CIRED2001, 18-21 June, Conference Publication, no. 482, IEE2001.
- 10 VELASQUEZ, R. M. G.; PESSANHA, J. F. M.; JARDIM, D. L. D.; MELO, S. L.; MELO, A. C. G. Técnicas de Classificação para Caracterização da Curva de Carga de Empresas de Distribuição de Energia – Um Estudo Comparativo. Proceedings of the V Brazilian Conference

on Neural Networks _ V Congresso Brasileiro de Redes Neurais, pp. 133-138, April 2-5, 2001 – Rio de Janeiro - RJ – Brazil.

11 PRADO, C. B.; SEIXAS, J. M. Sistema Neuronal de Monitoração de Cargas Elétricas Residenciais. Proceedings of the V Brazilian Conference on Neural Networks - V Congresso Brasileiro de Redes Neurais, pp. 199-203, April 2-5, 2001 – Rio de Janeiro – RJ- Brazil

Normas:

12 DVED/DED COSERN (1987). RTD0-001: Determinação da Demanda de Prédios Residenciais com múltiplas Unidades de Consumo.

13 COI/COD (1987). Carregamento de Transformadores de Distribuição.