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

Eloy Rocha	Alexandre Rasi Aoki
Companhia Paranaense de Energia	**Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento**
eloy.rocha@copel.com	aoki@lactec.org.br

Previsão de Demanda Baseada em Cenários Utilizando Critério de Densidade de Carga e Fatores Multiplicativos de Temperatura e Variação Econômica

Palavras-chave

Cenários para Previsão de Demanda
Densidade de Carga
Fator Multiplicativo de Temperatura
Fator Multiplicativo de Variação Econômica
PIB
Temperatura

Resumo

A análise de cenários é uma ferramenta auxiliar que descreve determinadas características para uma previsão de demanda. Para sua composição é preciso fazer um mapeamento adequado das variáveis explicativas a serem consideradas, assim como qual o peso de cada uma delas na análise decisória do cenário. A partir da composição de cenários é possível estabelecer um direcionamento estratégico para as previsões. O problema a ser abordado neste trabalho é realizar previsão de demanda para uma concessionária com base em um histórico de demandas medidas e premissas que caracterizam a carga de uma região escolhida para o estudo, através do conceito de densidade de carga. Estabelecer um fator multiplicativo para agregar a influência da temperatura e variável econômica nas previsões futuras, assim como acrescentar informações de modificações topológicas.

1. Introdução

A projeção de demanda é o estudo necessário para subsidiar o planejamento de expansão do sistema elétrico, pois analisa as perspectivas de crescimento com enfoque nos sistemas elétricos. E, para se analisar o crescimento de carga, deve-se distinguir as peculiaridades dos diversos sistemas existentes na área em análise. A análise de cenários consiste em uma ferramenta auxiliar que contribui para descrever em quais características determinada previsão de carga está inserida. Uma composição equilibrada de informações pode mudar consideravelmente um cenário. Para tanto é preciso fazer um mapeamento adequado,

determinando quais variáveis precisarão ser consideradas e qual o peso de cada uma delas na análise decisória do cenário.

O presente trabalho inicia com uma contextualização sobre metodologia para construção de cenários. Na sequência aborda o método para definir uma área observável onde a metodologia de cenários será aplicada e como são definidos os fatores multiplicativos, que são inseridos em uma equação para modificar as magnitudes das previsões. No próximo tópico são apresentados os testes e os resultados obtidos, com as devidas conclusões.

2. Desenvolvimento

2.1 Construção de Cenários

Cenário é uma ferramenta que ajuda a explorar o futuro associado a incertezas. O principal propósito de um cenário não é predizer o futuro, mas sistematizar e delimitar as incertezas, explorando sistematicamente os pontos de mudança dos rumos de uma dada situação (CCPE, 2001, p.15). A quantidade mínima de cenários alternativos dependerá dos objetivos do trabalho e do tempo e recursos disponíveis. Existem limitações na utilização de cenários, já que eles não são adequados para antecipar mudanças conjunturais, assim como a complexidade aumenta com a quantidade demasiadamente grande de cenários utilizados. A quantidade adequada seria de três a cinco (OKAMOTO, 2008, p. 30). A metodologia clássica das previsões é baseada em extrapolação de tendências verificadas no passado pela aplicação de análises de séries temporais. O método prospectivo se impõe em razão da aceleração nas mudanças técnicas, econômicas e sociais, que exigem uma visão em longo prazo e fatores de inércia (PORTO, 2006, p.4). Este método não permite eliminar a incerteza. Para a construção de cenários coerentes e prováveis é necessário delimitar um futuro a ser atingido (cenário normativo), quais os tipos de cenários com combinações de variáveis vão estabelecer o cenário futuro ou o mais próximo possível dele (cenários exploratórios), partindo de um cenário de referência. A metodologia se compõe de seis etapas distintas (CCPE, 2001, p.32), conforme apresentado na Fig. 1.

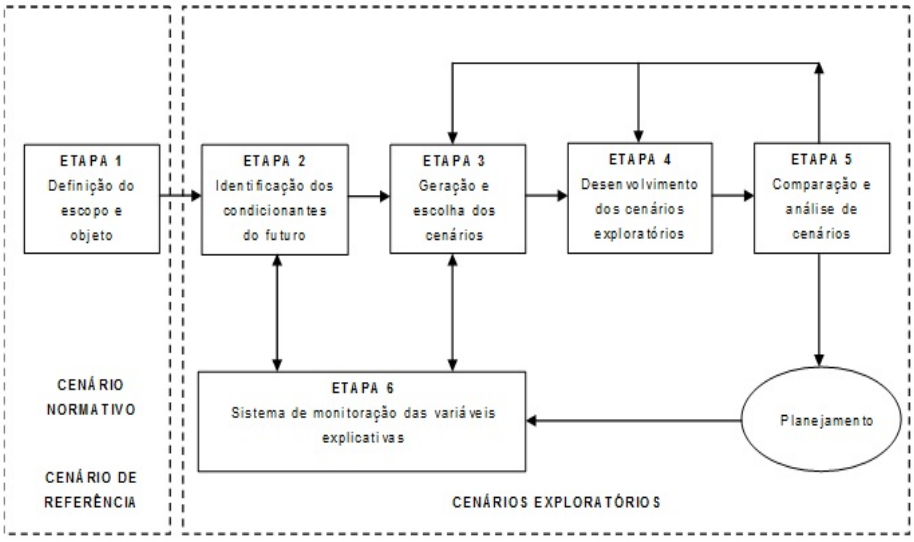

Fig. 1. Fluxograma para elaboração de cenários pelo método prospectivo.

A Etapa 1 define o objeto a ser estudado (um país, uma região, uma área) e as questões relacionadas ao objeto. A Etapa 2 está relacionada à seleção de condicionantes do futuro. É onde se definirão quais serão os principais fenômenos ou fatores que definirão seus futuros alternativos. A Etapa 3 está relacionada à geração e escolha dos cenários e trata da construção, comparação e escolha dos cenários exploratórios, dentro de um futuro plausível e, dentre estes, os mais prováveis para o sistema e ambiente considerados. A Etapa 4 desenvolve os cenários, estabelece seus objetivos em relação à Etapa 1 para verificar alinhamentos e desvios. A Etapa 5 estabelece a comparação e análise entre os cenários, confrontando-os entre si e analisando o

balanceamento deste confronto. A partir desta análise é possível se obter um novo cenário de referência (cenário normativo modificado), alinhado ao cenário normativo, que é o cenário mais provável em termos de uma visão de conjunto. A última etapa estabelece o desenvolvimento e operação de um sistema de monitoração, sendo alimentado pelos dados de planejamento, a partir de um novo cenário de referência (cenário normativo modificado), de forma a promover a dinâmica proposta do método prospectivo, onde toda a qualificação das variáveis é mensurada e readequada para a formação de novos cenários exploratórios, criando cada vez mais aproximação entre o novo cenário de referência e o normativo, readequando variáveis explicativas, com novos pesos entre as variáveis.

2.2 Método para Previsão de Demanda Baseada em Cenários

2.2.1 Determinação de Área Observável com Aplicação de Densidade de Carga

Para que o objeto seja definido e suas variáveis explicativas possam ser desenvolvidas, é preciso definir uma área observável, de alta influência elétrica. Os resultados obtidos com os estudos de cenários aplicados a esta área poderão ser utilizados para demais áreas em sua periferia. Para a determinação desta área foi desenvolvido o conceito de densidade de carga, que identifica estas regiões de onde é possível extrair informações diversas por possuir um conjunto de características específicas. Geralmente associadas a grandes concentrações populacionais, estes centros regionais estabelecem parâmetros que possibilitam descrever hábitos de consumo de energia elétrica motivados por fatores sócio-econômicos, técnicos e físicos de forma a transpor estas informações para regiões periféricas (de média a baixa densidade de carga), sem a necessidade de estabelecer estudos sucessivos. A metodologia se baseia em critérios para classificar as topologias das subestações levando em consideração os números de alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV. Desta maneira, ao se comparar as topologias, é possível estimar o nível de abrangência de atendimento da subestação e as ramificações que a mesma proporciona dentro do sistema em que está inserida. Para classificar as subestações dentro do seu nível de atuação, a capacidade nominal dos transformadores e as demandas historicamente projetadas, embora sejam informações imprescindíveis para a previsão de carga, não são aplicadas para a definição destes critérios que leva em consideração o número de alimentadores associado ao número de consumidores. Os critérios são os seguintes:

1. Subestações de alta densidade de carga com transformação para 13,8 kV: subestações com transformação direta para 13,8 kV, cargas representativas e localizadas perto de um grande centro urbano. Apresentam elevado número de alimentadores de 13,8 kV e atendem a um grande número de consumidores.

2.Subestações de alta densidade de carga com transformação para 13,8 kV e 34,5 kV: apresentam elevado número de alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV e considerável número de consumidores especiais de 13,8 kV e 34,5 kV, alimentados por esta subestação. Subestações com carga representativa e localizadas perto de um grande centro urbano ou de uma mesorregião, além de atender a um grande número de consumidores.

3. Subestações de média densidade de carga com transformação para 13,8 kV e 34,5 kV: apresentam moderado número de alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV e moderado número de consumidores especiais de 13,8 kV e 34,5 kV alimentados por esta subestação. Subestações com carga moderadamente representativa, localizadas nas periferias das mesorregiões formadas pelas subestações com alta densidade de carga, atendendo moderado número de consumidores.

4. Subestações de baixa densidade de carga com transformação para 13,8 kV e 34,5 kV: apresentam baixo número de alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV e baixo número de consumidores especiais de 13,8 kV e 34,5 kV alimentados por esta subestação. Subestações com baixa carga projetada e localizadas ou nas mesorregiões ou nas periferias das mesorregiões das subestações com alta densidade de carga, atendendo baixo número de consumidores.

2.2.2 Determinação de Fator Multiplicativo de Temperatura

Para a construção de cenários exploratórios se levam em consideração incertezas associadas aos resultados obtidos. Para tanto é necessário a determinação de fatores multiplicativos que representem as diversas variações possíveis em relação ao cenário de referência, de forma a estabelecer qual dentre os cenários exploratórios se aproximará do cenário normativo. Os fatores multiplicativos estabelecem as diversas magnitudes das demandas de potência ativa projetadas para os cenários exploratórios, que tomam como base o cenário de referência, criando a melhor aproximação possível do cenário normativo.A primeira variável aleatória a ser considerada na construção de cenários é a temperatura. A relação da temperatura com o consumo não é totalmente linear, mas pode ser identificada analisando-se a energia diária em função da temperatura (GUIRELLI, 2006, p. 36) . A importância dos níveis de temperatura na área observável está associada à utilização de sistemas de climatização para consumidores comerciais e, sobretudo, residenciais.

Foram estabelecidos dois métodos para determinar o fator multiplicativo para temperatura. Um deles, representado na Fig. 2, leva em consideração as médias das demandas máximas anuais em relação aos maiores desvios, provocadas pelas maiores temperaturas. Devem-se estabelecer as médias das demandas e temperaturas máximas medidas anuais, para considerar efeito de diversidade de carga. Determina-se a máxima temperatura absoluta registrada na área observável e a demanda medida neste exato momento. Calcula-se a diferença entre valores máximos e médios de demanda e temperatura. Obtem-se as médias das diferenças de demandas e temperaturas e estabelece a razão entre estes valores, obtendo um fator multiplicativo em [MW/° C].

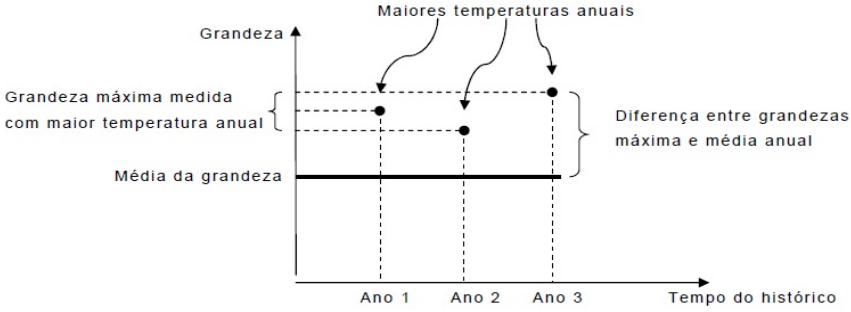

Fig. 2. Fator Multiplicativo de Temperatura com Médias.

Outra forma de obter um fator multiplicativo de temperatura, conforme a Fig. 3, é estabelecer uma análise entre as demandas medidas no dia em que houve a maior temperatura registrada e compará-la com a previsão de demanda máxima diversificada anual da área observável, a uma temperatura de referência, que pode ser uma média anual ou arbitrada como uma temperatura base para todas as projeções anuais. Estas projeções estão relacionadas à demanda diversificada no sistema elétrico, pois representam a demanda para a área observável no instante em que ocorre a demanda máxima da concessionária, que pode ser no inverno ou verão.

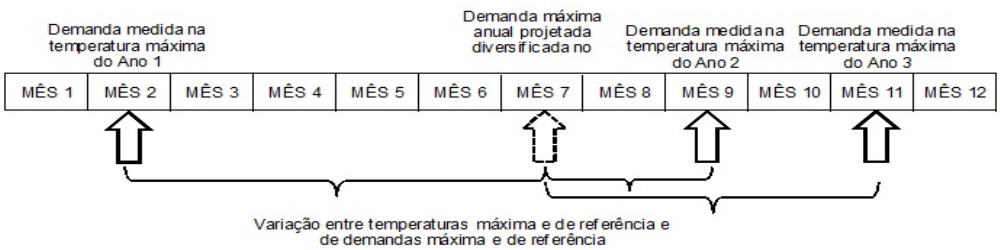

Fig. 3. Fator Multiplicativo de Temperatura com Demandas Máximas.

Define-se a demanda projetada da área observável equivalente ao histórico de demandas medidas no momento das máximas temperaturas anuais. A variação de demanda se dá por causa da diversidade entre valores estabelecidos no cenário de referência (geralmente associados ao mês em que se tem a maior probabilidade de ocorrer a máxima demanda anual da área de concessão da concessionária. Estabelece-se uma variação entre demanda medida e projetada, assim como uma variação entre temperaturas. A razão entre a variação de demanda e de temperatura estabelece uma taxa anual de variação. Obtendo-se uma média aritmética das taxas anuais, define-se um fator multiplicativo em [MW/° C].

2.2.3 Determinação de Fator Multiplicativo de Variável Econômica (Número de Consumidores ou PIB)

A segunda variável aleatória de interesse no desenvolvimento de cenários para previsão de demanda deve estar vinculada ao comportamento econômico da área observável. A melhor variável aleatória que poderia ser utilizada nos estudos seria o PIB, que é um somatório de todos os bens e serviços finais produzidos dentro do território nacional, em um determinado período, sem levar em consideração se os fatores de produção são de propriedade de residentes ou não residentes (NASCIMENTO, 2009). O uso do PIB per capita já foi utilizado com sucesso como indicador na determinação de demanda de consumo de uma determinada área, onde se observou uma forte correlação entre o valor projetado e o realizado, considerando um histórico adequado de PIB e de consumo (RIBEIRO & FELTRIN & FRANCO, 2008). Entretanto o histórico do estudo foi definido no período de 1997 a 2005. Atribui-se a isso a dificuldade na obtenção do valor oficial do PIB, cuja defasagem na divulgação de informações oficiais leva de um a dois anos.

O PIB é utilizado institucionalmente como um dos parâmetros para a distribuição do Fundo de Participação dos Estados e Municípios (FPE e FPM), motivo pelo qual se explica a defasagem temporal de cerca de dois anos para a divulgação definitiva de resultados de PIBs estaduais, já que é um indicador de alta importância para a elaboração de políticas públicas (NASCIMENTO, 2009), fatores que descaracterizam a sua utilização na composição de cenários. É possível utilizar informação de PIB per capita, entretanto a sua análise isolada não dispõe da capacidade de conduzir percepções muito conclusivas sobre o grau de desenvolvimento econômico, necessitando ser complementada por outros elementos que envolvam indicadores sociais e de distribuição de renda (PRETTO NETO & SORONDO, 2007).

O número de consumidores (NC) pode ser definido como um fator multiplicativo a partir da análise de demanda máxima medida em relação ao número total de consumidores de uma área observável ou de uma classe de consumo específica. A definição de qual classe de consumo sempre dependerá da área observável e o fator a ser definido, em [MW/NC], é convertido em demanda levando em consideração a variação de aumento de número de consumidores em relação ao último ano do histórico.

2.3 Metodologia de Previsão de Demanda para Cenários

O modelo de série temporal a ser utilizado deve ser o mesmo que foi utilizado para a previsão de demanda do cenário de referência, a fim de não descaracterizar a comparação de resultados utilizando um método mais ou menos depurado. O resultado do modelo de série temporal pode ser obtido utilizando valores de temperatura máxima mensal ou média mensal, desde que tanto a média como a máxima representem as temperaturas mês a mês, para que se possa construir uma base anual de previsão. Este resultado poderá construir, desta maneira, um ano à frente de previsão. Para a construção de mais anos à frente deve-se obter uma taxa histórica de crescimento de demanda, mês a mês, para construir uma série de previsões mensais adequada.

A diferença em se usar temperaturas médias ou máximas mensais dependerá do resultado esperado. O uso de temperaturas máximas está associada a uma previsão mais limítrofe, considerando o pior caso do histórico. Já o uso de uma média de temperaturas estabelece previsões mais otimistas, com margem de erro menor. Entretanto deve-se utilizar uma média das temperaturas máximas mensais do histórico para evitar utilizar valores de temperatura muito baixos. Para correlacionar as demandas estimadas com os fatores multiplicativos de temperatura e número de consumidores, foi desenvolvida a equação (1):

$$\hat{y_i}' = \hat{y_i} + (FM_{NC} \times NC) + [FM_T \times (t_{máx} - t_{men})] \quad (1)$$

onde:

- $\hat{y_i}'$: demanda mensal corrigida a partir da demanda mensal estimada;
- $\hat{y_i}$: demanda mensal estimada;
- FM_{NC}: Fator Multiplicativo de número de consumidores;
- NC: Projeção de número de consumidores global;
- FM_T: Fator Multiplicativo de temperatura;
- $t_{máx}$: Temperatura máxima definida para composição de cenários;
- t_{men}: Temperatura mensal definida para composição de cenários, podendo ser a média das temperaturas mensais ou a temperatura máxima mensal do histórico;

A equação (1) determina a demanda mensal corrigida com base nos parâmetros desenvolvidos para todos os cenários exploratórios. Pode associar os fatores multiplicativos de temperatura e número de consumidores ou apenas um deles. Pode associar, também, diversos patamares de temperaturas máximas a ser consideradas. Para utilizar o PIB como uma variável econômica, deve-se desconsiderar o Fator Multiplicativo de Número de Consumidores e multiplicar toda a equação pela taxa média de crescimento de PIB Per Capita.

2.4 Testes e Resultados

2.4.1 Determinação de Área Observável

Para os testes foi realizado o levantamento das topologias elétricas de todas as subestações da Região Oeste do Paraná, classificando-as nos diversos critérios de densidade de carga, descritos no item 3.1. Do resultado, descrito na Tabela 1, define-se que as subestações da cidade de Cascavel possuem maior densidade de carga da região e são, coincidentemente, as subestações com a maior demanda projetada.

TABELA 1. Análise das Subestações do Oeste do Paraná

Subestação	NC	Alim 13	Alim 34	SE 34-13	Alim 13 SE 34	GC	Critério Densidade de Carga
Total Cascavel	104158	23	10	2	5	19	Alta Densidade de Carga
Total Toledo-MCR	405102	12	13	7	19	19	Média Densidade de Carga
Total Foz do Iguaçu	88813	19	6	4	10	14	Alta Densidade de Carga
Total Pato Branco	159562	7	4	4	8	4	Média Densidade de Carga
Total Francisco Beltrão-Realeza	160396	8	16	11	27	7	Média Densidade de Carga
Total Medianeira-Céu Azul	141784	7	9	4	11	13	Média Densidade de Carga

Em determinadas topologias, o número excessivo de subestações de 34,5 / 13,8 kV reflete a dificuldade de fornecer energia elétrica a longas distâncias, geralmente em regiões com predominância de atividade agrícola. Estes resultados são obtidos através da sensibilidade dos analistas de mercado de energia elétrica, que correlacionam as topologias com o número total de consumidores de cada área observável.

2.4.2 Fatores Multiplicativos de Temperatura, PIB e Número de Consumidores

A análise utilizada neste cálculo levou em consideração as médias de demandas máximas medidas e temperaturas máximas nos últimos 3 anos, em relação a uma temperatura média, estabelecida pelo cenário de referência (25 ° C), apresentado na Tabela 2. Foi definido um fator multiplicativo de 2,30 MW/° C.

TABELA 2.Determinação de Fator Multiplicativo de Temperatura com Médias

	2007	2008	2009
Média das Demandas Máximas Medidas [MW]	118,08	115,23	129,71
Demanda Máxima Anual Medida [MW]	123,90	119,80	144,00
Diferença entre Demanda Máxima e Média [MW]	5,83	4,58	14,29
Média da Diferença entre Demandas [MW]		8,23	
Média da Temperaturas Máximas Medidas [°C]	32,78	31,83	32,53
Temperatura Máxima Anual Medida [°C]	36,60	34,90	36,40
Diferença entre Temperatura Máxima e Média [°C]	3,82	3,08	3,87
Média da Diferença entre Demandas [°C]		3,59	
Razão entre Médias [MW/°C]		2,30	

A outra forma de se obter um fator multiplicativo também foi testada, conforme Tabela 3, utilizando a previsão de demanda máxima diversificada anual da área observável em relação à demanda máxima anual da Concessionária da qual a área observável faz parte, considerando a temperatura de referência para esta máxima. Para este teste a previsão de demanda máxima da Concessionária ocorre em julho (entre os anos de 2007 a 2009), a uma temperatura de 25 ° C. Foi definido um fator multiplicativo de 2,07 MW/° C.

TABELA 3.Determinação de Fator Multiplicativo de Temperatura com Demandas Máximas

	2007	2008	2009
Data da Temperatura Máxima Anual Medida [°C]	5/10	11/9	3/11
Temperatura Máxima Anual Medida [°C]	36,60	34,90	36,40
Temperatura Cenário de Referência [°C]		25,00	
Diferença entre Temp. Máxima e Referência [°C]	11,60	9,90	11,40
Demanda Medida na Data de Máxima Temp. [MW]	123,90	118,60	144,00
Demanda Máxima Anual Projetada [MW]	152,86	144,64	156,40
Diferença entre Demanda Máxima e Referência [MW]	28,96	26,04	12,40
Razão entre Diferenças [MW/°C]	2,50	2,63	1,09
Média entre Razões [MW/°C]		2,07	

Para este teste foi correlacionado o número total de consumidores e a demanda máxima medida. A partir da média das razões entre estas duas grandezas foi estabelecida um fator multiplicativo de 0,00129 MW/NC, conforme descrito na Tabela 4.

TABELA 4.Determinação de Fator Multiplicativo de Número de Consumidores

	2007	2008	2009
Número de Consumidores	97127	99970	104158
Demanda Máxima Medida [MW]	123,90	119,80	144,00
Razão Demanda/Nr. Consumidores [MW/NC]	0,00128	0,00120	0,00138
Razão Média Demanda/Nr. Consumidores [MW/NC]		0,00129	

O uso do PIB Per Capita não foi convertido diretamente em demanda [MW], como os demais fatores, devido à defasagem de seus dados e à sua natureza: corresponde ao valor que a atividade agrega aos bens e serviços consumidos no seu processo produtivo. É a contribuição ao produto interno bruto pelas diversas atividades econômicas, obtida pela diferença entre o valor de produção e o consumo intermediário absorvido por essas atividades. Portanto, mesmo que o seu crescimento seja diretamente proporcional ao crescimento do consumo de energia elétrica, não pode ser extraído em uma taxa mensal ou anual. Para a simulação foram obtidos os dados de PIB de 2004 a 2008, conforme Tabela 5.

TABELA 5.Determinação de Taxa de Variação de PIB Per Capita

Ano	PIB Per Capita	Taxa Variação
2004	8305,2	
2005	10.476,00	1,2614
2006	11.370,00	1,0853
2007	14.003,00	1,2316
2008	15.214,21	1,0865
Taxa de Variação Média		1,1662

2.5 Construção de Cenários para a Cidade de Cascavel

Foi estabelecido como escopo e o objeto a elaboração de cenários para previsão de demanda de potência ativa para a área observável da cidade de Cascavel. O cenário de referência é baseado em projeções realizadas por regressão linear, grandeza por grandeza, com a projeção de demanda baseada em histórico de medições obtidas por sistema de medição. Os históricos de demanda, temperatura e número de consumidores utilizado para o modelo de regressão são de três anos (2007 a 2009).

O cenário normativo deve contemplar as previsões para o ano de 2010 considerando efeitos de temperatura e de aumento de número de consumidores. Estima-se que, em 2010, a nova subestação esteja em funcionamento, promovendo a redistribuição de demanda entre subestações, porém sem alterar a demanda total da área observável. O resultado necessita levar em consideração a possibilidade de a área observável atingir o limite máximo de temperatura já verificado em 2009 (43,3 ° C) e considerar, no mínimo, a variação de temperatura máxima de 33,5 ºC a 35,0 ° C. Deve-se estimar um aumento de número de consumidores similar ao crescimento ocorrido entre 2008 e 2009, levando em consideração o fato de que o consumo de energia elétrica pode ser modificado com as vendas de aparelhos de ar condicionado.

2.5.1 Geração dos Cenários C1, C2 e C3

Os cenários C1, C2 e C3 foram desenvolvidos com base na combinação de incertezas com hipóteses para a construção destes cenários. Para a construção de cenários é necessário mapear as hipóteses e as incertezas associadas. Tomou-se como base um mapa de hipóteses (CCPE, 2001, p.44), correlacionando incertezas e hipóteses de economia, para construir, de forma escalonada, os diversos cenários de forma escalonada, identificando uma hipótese para as diversas incertezas apresentadas, de forma sucessiva. A adaptação deste mpa de hipótese, correlacionando as incertezas definidas, para compor os cenários C1, C2 e C3 está descrito na Fig. 4.

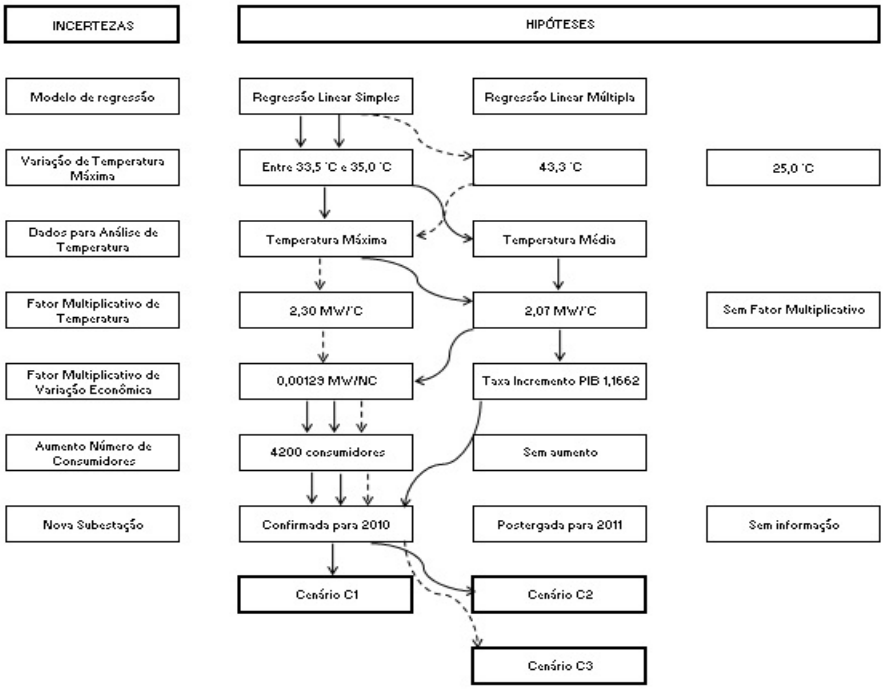

Fig. 4. Mapa de Hipóteses para os Cenários C1, C2 e C3.

Os cenários foram estabelecidos a partir de regressão linear simples cuja equação de estimação (2) utilizada foi a seguinte:

$$\hat{y_i} = 109{,}99 + 0{,}3398 x_i \qquad (2)$$

onde:

- $\hat{y_i}$: demanda mensal estimada;
- x_i: temperatura máxima mensal;

Verifica-se uma diferença entre as curvas de demanda estimada para os cenários e as demandas corrigidas. Isso ocorre devido à aplicação dos fatores multiplicativos de demanda que constroem as curvas mês a mês, levando em consideração a variação de temperatura mensal dos históricos (seja com a utilização de demandas mensais médias ou máximas). As curvas passam a ser corrigidas conforme a sazonalidade da temperatura mensal do histórico, estabelecendo um ajuste adequado, sinalizando períodos em que as demandas podem tem crescimento excessivo ao longo do ano. Exemplificando os cálculos estabelecidos, o resultado das projeções do Cenário C1 está apresentado na Fig. 5.

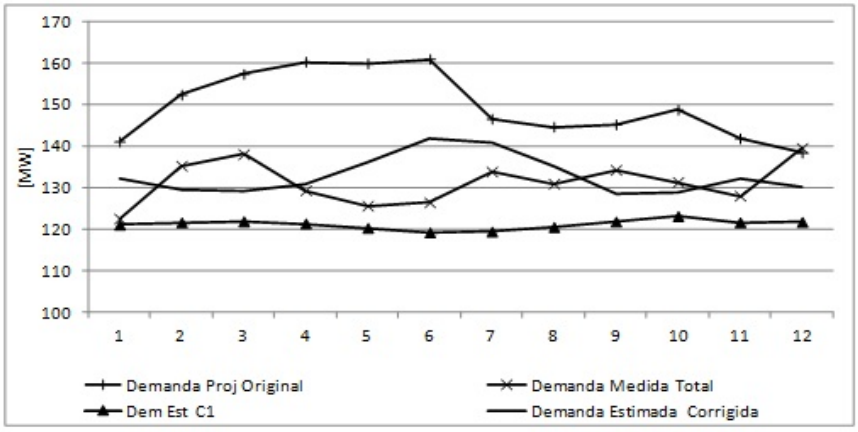

Fig. 5. Demanda Estimada para Cenário C1.

A Equação (1) correlacionada à Equação (2), para o Cenário C1 está apresentada na equação (3).

$$\hat{y}'_{C1} = (109{,}99 + 0{,}3398_{tC1}) + (0{,}00129 \times 4200) + [2{,}07 \times (35{,}0 - t_{men})] \quad (3)$$

Exemplificando os cálculos estabelecidos, o resultado das projeções do Cenário C2 está apresentado na Fig. 6. Este cenário considerou a Taxa de Variação de PIB e, portanto, o elemento (0,00129 x 4200) da Equação (3) foi eliminado e a taxa de 1,1662 foi multiplicada ao resultado da equação.

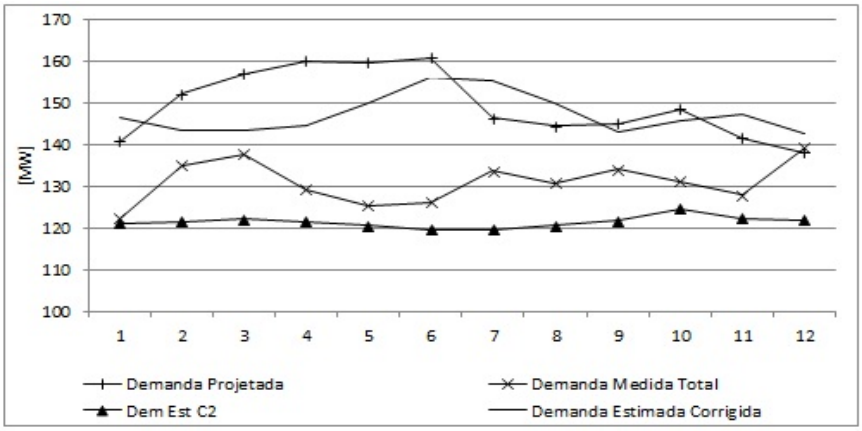

Fig. 6. Demanda Estimada para Cenário C2.

2.5.2Geração dos Cenários C4, C5 e C6

Os cenários C4, C5 e C6 foram desenvolvidos com base na combinação de incertezas com hipóteses para a construção destes cenários e foi estabelecido um novo mapa de hipóteses para estes cenários, que foram estabelecidos a partir de regressão linear múltipla cuja equação de estimação (4) utilizada foi a seguinte:

$$\hat{y}i = 107{,}92 + 1{,}2096x_i - 1{,}2655x_{ii} \quad (4)$$

onde:

- $\hat{y}_i$: demanda mensal estimada;
- x_i: temperatura máxima mensal;
- x_{ii}: temperatura mínima mensal;

Exemplificando os cálculos estabelecidos, o resultado das projeções do Cenário C5 está apresentado na Fig. 7.

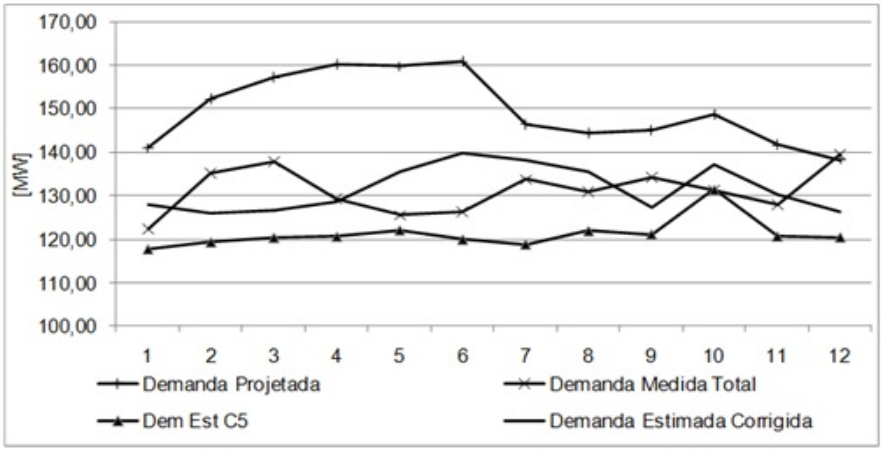

Fig. 7. Demanda Estimada para Cenário C5

2.5.3Comparação entre Cenários

Comparando os cálculos dos erros percentuais absolutos médios (MAPE) para os seis cenários, conforme Tabela 6, verifica-se que mais de um cenário pode ser utilizado para subsidiar o planejamento para a área observável de Cascavel. Os cenários C1 e C5 apresentaram os menores erros percentuais absolutos médios. Entretanto o cenário C5, cujas projeções foram desenvolvidas com regressão linear múltipla, levando em consideração as variações de temperatura máxima e mínima, com a definição de temperatura máxima de 35,0 ° C, considerando apenas temperaturas máximas mensais do histórico e incremento de número total de consumidores se sobressai em relação ao cenário C1, sendo, portanto, o melhor cenário. Mesmo com um bom resultado, o Cenário C2 fica em desvantagem por causa da defasagem de informações do PIB.

TABELA 6.Comparação entre Valores de MAPE

MAPE Demanda Projetado Cenário Referência	0,1118
MAPE Demanda Estimada Cenário C1	0,0416
MAPE Demanda Estimada Cenário C2 (com Taxa de Variação de PIB Per Capita)	0,0608
MAPE Demanda Estimada Cenário C3	0,1219
MAPE Demanda Estimada Cenário C4	0,0428
MAPE Demanda Estimada Cenário C5 (com uso de Fator Multiplicativo Número de Consumidores)	0,0418
MAPE Demanda Estimada Cenário C6	0,1202

O cenário C2, que utilizou a Taxa de Variação de PIB Per Capita apresentou um grande desvio em relação ao Cenário C5, o que sugere que esta variável explicativa necessita ser melhor deputada para a aplicação de um cenário de uma área observável. Seu resultado não está errado, mas não atingiu, neste trabalho, um resultado tão depurado como a utilização de número de consumidores, provavelmente porque seu elemento foi multiplicado e não somado, devido à dificuldade ao converter esta informação em um dado de demanda.

Os cenários C3 e C6 apresentaram valores de MAPE acima do cenário de referência, o que sinaliza excesso de parâmetros na sua construção. São os cenários mais críticos, considerando temperatura máxima de 43,3 ° C. Isso significa que utilizar valores de temperatura que extrapolam o histórico pode não ser adequado para a construção de cenários.

3. Conclusões

A metodologia desenvolvida alcançou o objetivo deste trabalho que era estudar uma metodologia para converter suposições em indicadores matemáticos, estabelecendo requisito para propor projeções de demanda dentro de um direcionamento estratégico adequado. Por esta razão conclui-se que este trabalho apresentou, com êxito, a construção de cenários adequados para estabelecer um intervalo de predição para observação futura, onde é possível estabelecer uma faixa de probabilidade de ocorrência de demanda cujos resultados, conforme análise dos

erros percentuais absolutos médios (MAPE) demonstrou que as demandas corrigidas pelos fatores multiplicativos tiveram resultados melhores que as técnicas de previsão usualmente empregadas nas concessionárias de energia elétrica. Este cenário alternativo, o cenário exploratório que mais se aproxima do cenário normativo, cria uma diversidade no planejamento da operação e expansão do sistema elétrico devido à sua composição mês a mês, levando em consideração variações pontuais de temperatura e de número de consumidores, tratados adequadamente para representar os influenciadores da carga.

Com o aprimoramento de métodos de previsão, utilizando recursos inteligência artificial integradas ao desenvolvimento de cenários, é possível promover novas possibilidades de planejamento, criando realimentações de dados das variáveis explicativas e gerando contínuos cenários para verificar o nível de precisão das previsões oficiais. O conceito de cenários pode ser testado e mudanças podem ser propostas, inclusive considerando variáveis explicativas inéditas no setor elétrico que começarão a aparecer com o desenvolvimento de redes de *smart grids*. Em um futuro (relativamente) próximo a automatização será uma realidade em nível de consumidores de baixa tensão e todo um histórico pode ser estabelecido, incluindo cenários onde sinalizam vantagem sistêmica para consumidores que optam por mudar o seu vínculo tarifário. Pode-se, também, associar os cenários a estudos de mudança de sinal tarifário de grandes consumidores industriais, de forma a promover alívios sistêmicos, sobretudo em períodos críticos às cargas como as temporadas de verão também é uma linha de desenvolvimento a ser analisada.

4. Referências bibliográficas

COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS ANEEL - CCPE. Curso de Análise Prospectiva e Construção de Cenários. Rio de Janeiro, 2001.

OKAMOTO, M. T. Previsão Decenal de Carga de Energia Elétrica Utilizando Inteligência Computacional. Rio de Janeiro, 2008. 81f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Coordenação dos programas de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PORTO, C. Por que e Como Explorar Futuros. Macroplan, Rio de Janeiro. 2006. p 4.

GUIRELLI, C. R. Previsão de Carga de Curto Prazo de Áreas Elétricas através de Técnicas de Inteligência artificial. São Paulo, 2006. 127f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

NASCIMENTO, S. Uma Análise do PIB de Sergipe. 2009. Acesso em 28/05/2011, disponível em http://www.agencia.se.gov.br.

RIBEIRO, F. C.; FELTRIN, A. P.; FRANCO, E. M. C. Caracterização do Crescimento da Demanda por Classe de Usuários em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**.** 2008. Acesso em 27/05/2011, disponível em http://prope.unesp.br.

PRETTO NETO, D & SORONDO, F. B. A Nova Metodologia de Cálculo do PIB: Brasil a 10ª Economia Mundial – e o desenvolvimento econômico? 2007. Acesso em 28/05/2011, disponível em http://www.cofecon.org.br.