



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Metodologia Aplicada para Previsão das Taxas de Crescimento da Demanda

Marcos Keizo Morikami	Carlos E. C. Figueiredo	Hermes R. P. M. de Oliveira
AES Sul	AES Sul	AES Sul
marcos.keizo@aes.com	carlos.Figueiredo@aes.com	hermes.Oliveira@aes.com

Cássio Tagliari	Paulo Valdocci Pereira	
AES Sul	AES Sul	
cássio.tagliari@aes.com	paulo.pereira@aes.com	

Palavras-chave

Previsão de demanda, taxa de crescimento e previsão de carga.

Resumo

O objetivo deste trabalho é apresentar a metodologia para previsão das taxas de crescimento da demanda, aplicada pela Superintendência de Planejamento e Engenharia no ciclo de planejamento 2007-2011.

A metodologia aplicada inicia a partir da previsão das taxas de crescimento do mercado de energia, segmentado por tensão de fornecimento para cada superintendência regional, elaborado pela área de estudos de mercado da empresa.

A estas energias são distribuídas nas curvas características de cada segmento, que foram obtidas na tipologia dos consumidores levantadas na primeira revisão tarifária em 2002, e através da curva equivalente para a composição de mercado por nível tensão de cada regional, seria possível estabelecer para uma determinada hora, a sua evolução anual da demanda correspondente aos crescimentos das energias.

Paralelamente, com os dados históricos das demandas de cada subestação, agrupando de acordo com a região e semelhança do comportamento dos seus consumidores, foi estabelecido o crescimento médio histórico de cada grupo de subestações.

Posteriormente, aplica-se como critério de rateio do crescimento da demanda na regional para cada subestação, a proporcionalidade obtida pelos crescimentos médios históricos das subestações.

A metodologia estabeleceu as taxas de crescimento para as subestações no período 2007 a 2011. As máximas registradas nos transformadores das subestações, em 2006 e 2007, indicam a necessidade de melhoria nos dados de mercado utilizado por esta metodologia de previsão de demanda.

1. Introdução

A metodologia de previsão do crescimento da demanda nos transformadores das subestações, que será apresentado, fará uso de informações do histórico dos carregamentos destes equipamentos, da previsão do mercado de energia e das curvas características dos diversos grupos tarifários. Neste estágio, a aplicação desta metodologia, se propõe apenas na previsão das demandas em transformadores de subestações, não sendo possível ainda estendê-lo aos alimentadores.

Ao final, o resultado das projeções desta metodologia é comparado com o verificado deste ano, o que permite afirmar que o dado de entradas requerido, ainda não tem qualidade suficiente para obter uma boa previsão.

2. Desenvolvimento

O primeiro insumo, desta metodologia de previsão do crescimento da demanda, é o histórico de máximas demandas verificadas nos transformadores de força das subestações. Estes registros são previamente tratados para expurgar os valores máximos registrados sob influência de manobras na rede que não representam sua condição normal de operação.

Mas, estabelecer a taxa de crescimento, verificada no carregamento de um transformador de subestação, não é uma tarefa trivial. As simples comparações das demandas anuais não retratam as reais taxas de crescimentos verificadas, pois, o sistema de distribuição em média tensão permite uma grande quantidade de manobras, que podem ser erroneamente atribuídas ao mercado. Outro fator que dificulta a análise é devido ao período de comparação das máximas demandas, isto é, não é correto comparar uma demanda máxima ocorrida em dezembro de um determinado ano com a máxima demanda ocorrida em janeiro do ano seguinte, embora as máximas demandas anuais fossem de anos distintos, ambas estão no mesmo verão e em similares condições de operação.

Para contornar estes problemas buscou-se agrupar os transformadores que possuíssem similaridades, tais como tipo de carga, ordem de grandeza destas cargas, região, e principalmente, se pudessem trocar cargas entre si. Sendo assim, os transformadores foram agrupados e as comparações foram feitas através das máximas demandas verificadas por agrupamento. Certamente com este artifício se perde a individualidade de cada equipamento. Sendo assim, a quantidade de agrupamentos não pode ser tão pequena de tal forma que se perca por completo as características das cargas dos transformadores, nem tão grande que possa resultar em taxas de crescimentos inconsistentes.

Na tabela 1, a seguir, estão os quinze grupos de transformadores utilizados.

Tabela 1 – Agrupamentos dos transformadores

TRANSFORMADOR	GRUPO	TRANSFORMADOR	GRUPO
ALE4 TR-2	1	DIR TR-1	9
ALE1 TR-3	1	EVE TR-1	9
ALE1 TR-4	1	MON TR-1	9
LIV1 TR-1	1	NHA TR-1	9
LIV1 TR-2	1	SCH TR-2	9
LIV2 TR-1T	1	SCH TR-5	9
CBO TR-3	2	SLE TR-1	9
CND TR-1	2	SSC TR-1	9
SAP TR-1	2	ZOO TR-1	9
ALE3 TR-1	3	CCQ TR-1	10
HAR TR-1	3	CCQ TR-2	10
URU1 TR-2	3	ROS TR-1	10
URU2 TR-1	3	ROS TR-2	10
URU3 TR-1	3	RPA TR-1	10
URU4 TR-1	3	RPA TR-2	10
CAV1 TR-1	4	RPA TR-3	10
CAV1 TR-2	4	SGA TR-1	10
FOR TR-1	4	SGA TR-2	10
SSE TR-1	4	JAG TR-1	11
AGU TR-1	5	SAN TR-1	11
AGU TR-2	5	SAN TR-2	11
CCE TR-2	5	SFR TR-1	11
CDL TR-1	5	SPE TR-1	11
UJAC TR-7	5	SVI TR-3	11
VSO TR-1	5	SCR1 TR-1T	12
CCE TR-1	6	SCR1 TR-2T	12
SMA1 TR-2	6	SCR2 TR-1	12
SMA1 TR-3	6	VAI2 TR-1	12
SMA2 TR-1	6	VAI TR-3	12
SMA4 TR-1	6	VAI TR-4	12
SMA5 TR-1	6	VAI TR-5	12
URU1 TR-1	6	ITQ TR-1	13
CIN TR-1	7	ITQ TR-2	13
CIN TR-2	7	MBR TR-2	13
CNA1 TR-1	7	ALE4 TR-1	14
EST TR-1	7	QUA TR-1	14
GRA2 TR-3	7	SBO1 TR-1	14
ENC TR-1	8	SBO2 TR-2	14
ETL2 TR-1	8	FSO TR-1	15
ETL2 TR-2	8	FSO TR-2	15
ETL2 TR-3	8	PID TR-1	15
LAJ1 TR-1	8	TQR TR-1	15
LAJ1 TR-2	8	TRI TR-1	15
LAJ2 TR-1T	8		

Com o objetivo de verificar a consistência dos agrupamentos, foram traçados gráficos dos somatórios das máximas demandas que compõem cada agrupamento, posteriormente, nestes gráficos foram traçadas as curvas de tendência. Estas curvas de tendências possibilitam encontrar uma equação que corresponde aos valores de máxima demanda. Na tabela 2, a seguir, são mostradas as equações que correspondem à evolução da demandas para cada agrupamento, bem como o valor de R2 de cada equação. Quanto mais próximo de 1 (um) for o valor de R2, mais consistente é a série de demandas de cada agrupamento. No entanto, as séries de demanda utilizada para compor os grupos são de apenas 4

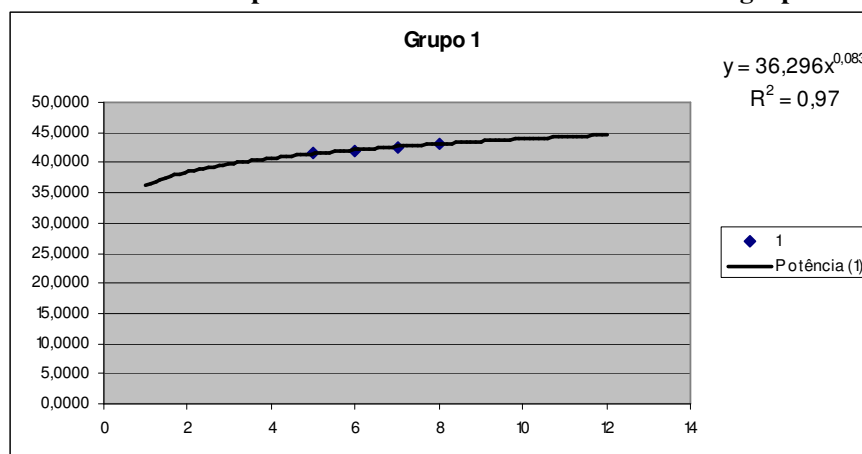
anos, sendo que o ideal é fossem de no mínimo 10 anos. Dada aos poucos anos de cada série há o aparecimento de valores de R2 bastante baixos, porém estes valores normalmente se elevarão com a entrada de novos anos nas séries.

Tabela 2 – Equações relativas às séries históricas de cada Grupo

GRUPO	EQUAÇÃO	R2
1	$Y = 36,296 * X^{0,083}$	0,9700
2	$Y = 95,697 * X^{0,1082}$	0,6690
3	$Y = 36,51 * X^{0,5413}$	0,8630
4	$Y = 18,529 * X^{0,164}$	0,9186
5	$Y = 24,265 * X^{0,3874}$	0,7738
6	$Y = 80,307 * X^{0,2783}$	0,9796
7	$Y = 86,591 * X^{0,3994}$	0,7592
8	$Y = 57,239 * X^{0,2763}$	0,9347
9	$Y = 240,29 * X^{0,1472}$	0,8244
10	$Y = 17,489 * X^{0,1648}$	0,6106
11	$Y = 29,594 * X^{0,1666}$	0,6022
12	$Y = 79,969 * X^{0,1588}$	0,5055
13	$Y = 19,66 * X^{0,6248}$	0,9559
14	$Y = 37,024 * X^{0,3977}$	0,8014
15	$Y = 15,288 * X^{0,1919}$	0,8284
AES Sul	$Y = 706,39 * X^{0,3921}$	0,8851

No Gráfico 1, a seguir, é mostrada com exemplo a curva de tendência para o grupo 1 de transformadores.

Gráfico 1 – Curva de tendência para as demandas máximas históricas do grupo 1



Depois de analisada a consistência das séries da cada grupo, passa-se para a etapa de obtenção das médias das taxas de crescimentos de cada agrupamento.. Na tabela 3 são mostradas as taxas de crescimento verificadas por agrupamento entre os anos de 2003 e 2005.

Tabela 3 – Crescimento médio dos agrupamentos de transformadores

GRUPO	Crescimento Médio 2003-2005
1	1,18%
2	3,29%
3	5,89%
4	2,58%
5	2,78%
6	4,45%
7	3,67%
8	3,47%
9	3,12%
10	1,86%
11	4,34%
12	5,68%
13	10,55%
14	11,43%
15	3,77%

Como pode ser observado, há agrupamentos em que o crescimento verificado nestes três anos de comparação é bastante elevado. Sabe-se, através de dados de mercado da região, que estas elevadas taxas de crescimentos são, principalmente, nas subestações que possuem alta concentração de cargas de irrigação de lavoura de arroz que teve franca expansão nestes últimos anos. Portanto é necessário associar dados de mercado na previsão da demanda para evitar expansão da rede desnecessariamente. Neste sentido, utiliza-se como insumo para esta metodologia de previsão de demanda, as projeções de crescimentos de mercado projetado pela Gerência de Mercado e Compras, da Superintendência de Regulação. Estas projeções têm objetivo de compra de energia global para a AES Sul, posteriormente, o mesmo é dividido para as cinco superintendências regionais, conforme a Tabela 4, que dividem a área de concessão desta distribuidora, e segmentadas por grupos tarifários A2, A3, A4, A4 irrigante e B, em especial os clientes A4 irrigantes foram separados devido à forte influência em várias subestações. É pertinente ressaltar que a previsão do mercado global tem um alto grau de risco para os resultados da empresa, portanto concentram-se esforços para minimizá-lo. Por outro lado, a divisão para as superintendências não é, por parte da Gerência de Mercado e Compras, importante para os seus estudos e conseqüentemente não há aprimoramentos necessários para reduzir o seu erro. Cabe ressaltar que a previsão de mercado, da Tabela 4, corresponde à previsão de mercado de 2006 a 2015, elaborada no ano de 2005, para a contratação da energia para 2006. Por outro lado, a previsão de demanda foi elaborada já em 2006, para determinar as demandas para o ciclo de planejamento de 2007 a 2011.

Tabela 4 – Projeção das taxas de crescimento da energia por superintendência

RESUMO ENERGIA VENDIDA EM MWh POR TENSÃO

RESUMO - CENTRAL

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
A1 A2 A3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A4	4,6	5,0	4,9	4,7	4,5	4,5
B1 B3 B4 URBANO	4,1	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0
B2 RURAL	3,7	5,6	6,2	6,4	6,6	6,8
Total	4,3	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4

RESUMO - FRONTEIRA NORTE

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
A1 A2 A3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A4	6,2	6,0	6,7	6,5	6,2	6,0
B1 B3 B4 URBANO	4,1	3,9	3,7	3,6	3,4	3,3
B2 RURAL	3,7	5,5	7,2	7,1	7,0	7,0
	5,2	5,2	5,7	5,5	5,4	5,2

RESUMO - FRONTEIRA SUL

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
A1 A2 A3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A4	6,5	6,0	6,0	6,0	6,1	6,1
B1 B3 B4 URBANO	4,1	3,9	3,7	3,7	3,6	3,6
B2 RURAL	3,7	5,4	7,0	6,9	6,8	6,8
	5,3	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1

RESUMO - METROPOLITANA

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
A1 A2 A3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A4	4,4	5,2	5,8	5,8	5,8	5,8
B1 B3 B4 URBANO	3,9	4,0	4,2	4,2	4,2	4,2
B2 RURAL	3,9	5,3	5,6	5,7	5,7	5,8
	4,2	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1

RESUMO - VALES

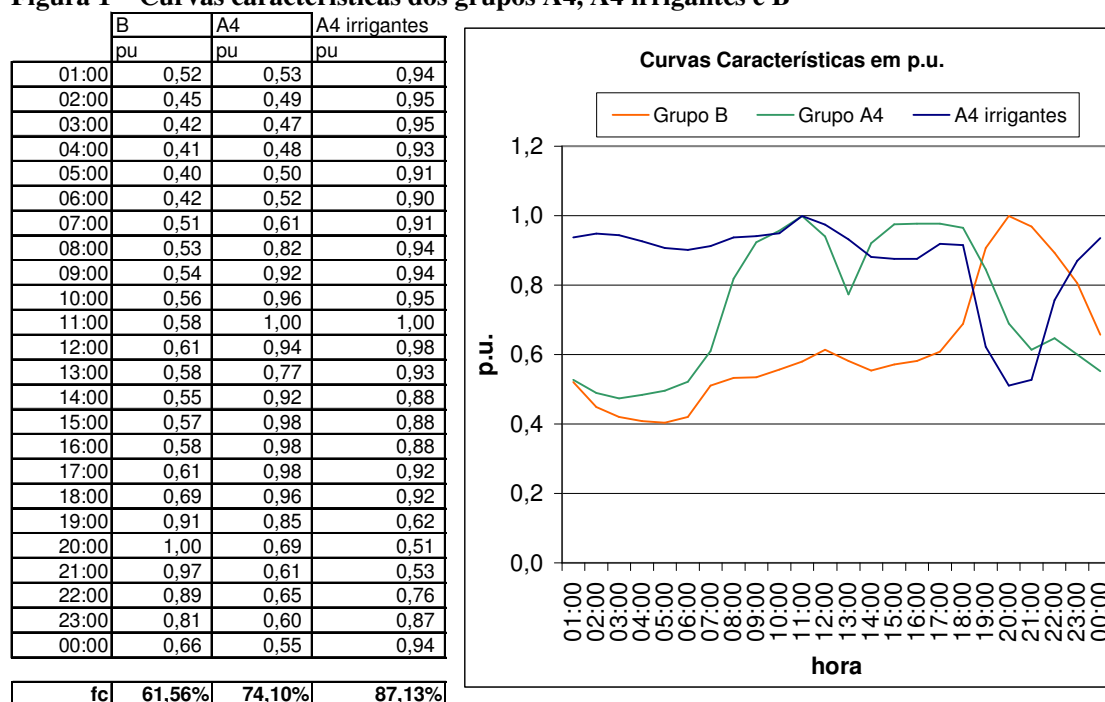
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
A1 A2 A3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A4	4,6	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
B1 B3 B4 URBANO	4,1	3,9	4,2	4,3	4,3	4,3
B2 RURAL	3,8	5,4	8,0	7,1	6,2	5,7
	4,3	4,8	5,1	5,0	5,0	5,0

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AES Total	2,3	4,4	4,9	4,9	4,8	4,8

O terceiro insumo são as curvas características dos clientes da distribuidora, obtidas na campanha de medidas da revisão tarifária de 2003. Faz-se, neste instante, adotar a premissa de que estas curvas características dos grupos B, A4, A4 irrigantes não se alteram durante o horizonte desta projeção. Além disto, o levantamento da curva característica foi para representar todos os clientes para os respectivos grupos tarifários, portanto adota-se outra premissa de que o consumidor A4 da área metropolitana tem o mesmo comportamento da região de fronteira.

Na Figura 1 estão as curvas características utilizadas, em p.u., dos grupos tarifários.

Figura 1 – Curvas características dos grupos A4, A4 irrigantes e B



A seguir é realizado o cálculo da taxa de crescimento da demanda para cada superintendência regional da seguinte forma:

1. A partir do mercado do projetado do grupo tarifário é calculado a demanda média;
2. Da demanda média, associada ao fator de carga do grupo conforme a Figura 1, é determinada a demanda máxima deste grupo para esta regional;
3. A partir da demanda máxima associada á curva característica em p.u., é obtida a curva em demanda de todos os grupos da regional;
4. Somando-se todas as curvas de demanda da regional, determina-se a máxima demanda desta curva equivalente da regional de um determinado ano;
5. E finalmente, com as demandas máximas equivalentes da regional de todos os anos, determinam-se as taxas de crescimentos anuais.

Na Tabela 5 estão os resultados deste processamento.

Tabela 5 – Crescimento das demandas máximas das superintendência regionais

Taxas de Crescimento das Demandas por Superintendências											
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Metropolitana	4,16%	4,56%	4,96%	4,98%	4,97%	4,96%	4,93%	4,89%	4,86%	4,67%	4,48%
Vales	4,28%	4,72%	5,09%	5,02%	4,97%	4,92%	4,89%	4,88%	4,88%	4,87%	4,86%
Central	4,18%	4,38%	4,40%	4,39%	4,37%	4,41%	4,45%	4,44%	4,43%	4,42%	4,42%
Fronteira Norte	6,19%	5,75%	6,55%	6,26%	5,98%	5,70%	5,49%	5,26%	5,06%	4,81%	4,56%
Fronteira Sul	6,34%	5,70%	5,71%	5,76%	5,81%	5,86%	5,92%	5,98%	6,04%	6,10%	6,17%

Na seqüência, a partir da proporção estabelecida pelo crescimento médio histórico de todos os transformadores de uma determinada superintendência, determinada a partir dos valores dos 15 agrupamentos, as taxas de crescimento por transformador é ajustada para que a soma de todas elas resulte no crescimento total da superintendência.

Na Tabela 6 estão os resultados das previsões de taxas de crescimento de demanda de uma parcela dos transformadores da AES Sul.

Tabela 6 – Taxas de Crescimento de demanda por transformador

	Tensão	(MVA)	Região	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
AGU TR-1	69/23	10,0	Central	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
AGU TR-2	69/13.8	12,5	Central	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
ALE1 TR-3	69/13.8	8,0	Fronteira Sul	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
ALE1 TR-4	69/13.8	8,0	Fronteira Sul	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
ALE3 TR-1	69/23	12,5	Fronteira Sul	6,6%	6,5%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%	6,8%	6,8%	6,9%
ALE4 TR-1	69/23	25,0	Fronteira Sul	5,9%	5,9%	5,9%	6,0%	6,0%	6,0%	6,1%	6,1%	6,2%
ALE4 TR-2	69/13.8	12,5	Fronteira Sul	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
CAV1 TR-1	69/13.8	10,0	Central	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%
CAV1 TR-2	69/23	9,4	Central	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%
CBO TR-3	230/23	50,0	Metropolitana	4,5%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,8%	4,6%
CCE TR-1	69/13.8	25,0	Central	5,3%	5,3%	5,3%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,2%	5,2%
CCE TR-2	69/23	10,0	Central	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
CCQ TR-1	69/23	4,0	Central	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%
CCQ TR-2	69/23	4,0	Central	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%
CDL TR-1	69/23	12,5	Vales	3,3%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
CDL TR-2	23/13.8	5,0	Vales	3,3%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
CIN TR-1	230/23	50,0	Metropolitana	5,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,2%
CIN TR-2	230/23	50,0	Metropolitana	5,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,2%
CINAL TR-1	230/23	50,0	Metropolitana	5,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,2%
CND TR-1	69/23	50,0	Metropolitana	4,5%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,8%	4,6%
DIR TR-1	138/23	25,0	Metropolitana	4,3%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%	4,4%
ENC TR-1	69/23	25,0	Vales	4,1%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
EST TR-1	69/23	42,0	Metropolitana	5,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,2%
ETL2 TR-1	69/13.8	25,0	Vales	4,1%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
ETL2 TR-2	69/23	6,3	Vales	4,1%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
ETL2 TR-3	69/23	6,3	Vales	4,1%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
EVE TR-1	138/23	42,0	Metropolitana	4,3%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%	4,4%
FOR TR-1	69/13.8	6,3	Central	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%
FSO TR-1	69/13.8	12,5	Central	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,4%
FSO TR-2	69/23	6,3	Central	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,4%
GRA2 TR-3	230/23	50,0	Metropolitana	5,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,2%
HAR TR-1	69/23	17,0	Fronteira Sul	6,6%	6,5%	6,6%	6,6%	6,7%	6,7%	6,8%	6,8%	6,9%
ITQ TR-1	69/23	25,0	Fronteira Norte	6,7%	7,6%	7,3%	7,0%	6,6%	6,4%	6,1%	5,8%	5,5%
ITQ TR-2	69/23	25,0	Fronteira Norte	6,7%	7,6%	7,3%	7,0%	6,6%	6,4%	6,1%	5,8%	5,5%
JAG TR-1	69/23	8,0	Central	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,1%	5,2%	5,1%	5,1%	5,1%
LAJ1 TR-1	69/13.8	12,5	Vales	4,1%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
LAJ1 TR-2	69/13.8	12,5	Vales	4,1%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
LAJ2 TR-1T	230/13.8	27,7	Vales	4,1%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
LIV1 TR-1	69/13.8	8,0	Fronteira Sul	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
LIV1 TR-2	69/13.8	8,0	Fronteira Sul	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
LIV2 TR-1T	230/13.8	17,0	Fronteira Sul	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
MBR TR-2	69/23	25,0	Fronteira Norte	6,7%	7,6%	7,3%	7,0%	6,6%	6,4%	6,1%	5,8%	5,5%
MON TR-1	138/23	50,0	Metropolitana	4,3%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%	4,4%
NHA TR-1	69/23	42,0	Metropolitana	4,3%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%	4,4%
PID TR-1	69/13.8	12,5	Metropolitana	5,2%	5,6%	5,7%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,5%	5,3%

Para avaliar os resultados desta projeção de taxa de crescimento, é necessário primeiramente observar a aderência da projeção de mercado para 2006 em relação ao verificado. A Tabela 7 apresenta a comparação da projeção e o verificado no ano.

Tabela 7 – Taxas de crescimento projetadas comparadas com as verificadas

RESUMO - CENTRAL	Projeção	Verificado	Projeção	Verificado
	2006		2007	
A4	4,6	5,0	5,0	5,7
B1 B3 B4 URBANO	4,1	3,3	3,9	9,0
B2 RURAL	3,7	4,1	5,6	1,8
RESUMO - FRONTEIRA NORTE	Projeção	Verificado	Projeção	Verificado
	2006		2007	
A4	6,2	9,2	6,0	-17,4
A4 Irrigante	7,5	19,8	3,9	-6,7
B1 B3 B4 URBANO	4,1	1,3	5,5	8,0
B2 RURAL	3,7	5,3	5,2	-0,2
RESUMO - FRONTEIRA SUL	Projeção	Verificado	Projeção	Verificado
	2006		2007	
A4	6,5	11,0	6,0	-25,8
A4 Irrigante	7,6	22,7	3,9	-14,51
B1 B3 B4 URBANO	4,1	2,5	5,4	5,9
B2 RURAL	3,7	4,9	5,1	-5,5
RESUMO - METROPOLITANA	Projeção	Verificado	Projeção	Verificado
	2006		2007	
A4	4,4	0,8	5,2	5,4
B1 B3 B4 URBANO	3,9	1,1	4,0	1,8
B2 RURAL	3,9	5,9	5,3	8,2
RESUMO - VALES	Projeção	Verificado	Projeção	Verificado
	2006		2007	
A4	4,6	2,2	5,3	6,0
B1 B3 B4 URBANO	4,1	4,1	3,9	11,0
B2 RURAL	3,8	5,0	5,4	7,1
	Projeção	Verificado	Projeção	Verificado
	2006		2007	
AES Total	2,3	0,7	4,4	1,41

Constata-se na Tabela 7, que houve uma diferença significativa entre o mercado projetado e o verificado, tanto no global, quanto por regional, o que indica que a metodologia de previsão de mercado para mais de 1 ano é insuficiente.

Outro ponto que interferiu no resultado, foi o comportamento atípico, em 2007, do principal setor econômico da fronteira oeste da área de concessão da AES Sul, que tem base no cultivo do arroz, quando reduziu drasticamente o uso da energia elétrica para a irrigação da lavoura. Isto teve impacto em toda a cadeia produtiva da região, impactando negativamente também no grupo A4 não irrigante.

Na Tabela 8, é apresentada o segundo exemplo, com apenas os transformadores da superintendência Fronteira Sul.

Tabela 8 – Demandas projetadas e verificadas da superintendência Fronteira Sul

Transformador	Potência Nominal	2007 (proj)	2007 (verif)	Desvio	Superintendência
ALE1 TR-3	8	6,02	6,01	0%	Fronteira Sul
ALE1 TR-4	8	5,91	5,90	0%	Fronteira Sul
ALE3 TR-1	12,5	6,64	5,32	-20%	Fronteira Sul
ALE3 TR-2	12,5	6,64	5,32	-20%	Fronteira Sul
ALE4 TR-1	25	22,12	18,37	-17%	Fronteira Sul
ALE4 TR-2	12,5	5,78	7,02	21%	Fronteira Sul
HAR TR-1	12,5	14,81	11,76	-21%	Fronteira Sul
LIV1 TR-1	8	5,03	5,68	13%	Fronteira Sul
LIV1 TR-2	8	5,11	5,68	11%	Fronteira Sul
LIV2 TR-1T	17	13,58	14,65	8%	Fronteira Sul
QUA TR-1	10	5,74	4,36	-24%	Fronteira Sul
QUA TR-2	10	5,74	4,36	-24%	Fronteira Sul
URU1 TR-1	42	35,36	32,36	-8%	Fronteira Sul
URU1 TR-2	25	20,51	17,97	-12%	Fronteira Sul
URU2 TR-1	25	21,01	13,04	-38%	Fronteira Sul
URU3 TR-1	12,5	8,67	6,83	-21%	Fronteira Sul
URU3 TR-2	12,5	8,67	6,83	-21%	Fronteira Sul
URU4 TR-1	17	11,70	8,50	-27%	Fronteira Sul
URU4 TR-2	17	11,70	8,50	-27%	Fronteira Sul

Soma das Demandas	220,75	188,47
Diferença (projetado-verificado)		32,28
Diferença percentual (projetado-verificado)		117,13%

Observa-se na Tabela 8, com as demandas da subestação da Fronteira Sul, verifica-se o reflexo do erro na previsão de mercado sobre a previsão da demanda, tanto do ponto de vista global da regional, quanto na distribuição entre as subestações.

3. Conclusões

A comparação da projeção das demandas de 2006 através da metodologia com o verificado leva às seguintes conclusões:

- O resultado está fortemente ligado ao erro da previsão de mercado;
- O crescimento do mercado do mesmo grupo tarifário foi distinto entre as regiões. É necessário buscar o aprimoramento da previsão de mercado para que forneça uma previsão regionalizada;
- Ainda não é possível avaliar a eficácia, da proporcionalidade estabelecida pelo crescimento médio dos agrupamentos de transformadores, devido ao erro da previsão de cada grupo tarifário no mercado por regional;
- A região de fronteira da AES Sul tem forte influência do clima na demanda de energia elétrica, devido ao uso intenso deste insumo para a irrigação da cultura de arroz. Portanto a previsão destas áreas são mais críticas.

Portanto, esta metodologia não se mostra aplicável, enquanto a previsão de mercado não for capaz de projetar o mercado por regional, para cada grupo tarifário, com erro aceitável.