

Metodologia Tarifária para Regiões Litorâneas

Claudio. M. de Oliveira, Luiz Angelo D. de Luca, Rubiapiara C. Fernandes, Helton de Souza Natali

Resumo - Os consumidores veranistas provocam uma flutuação na demanda que obriga a concessionária a realizar obras de expansão para atendimento do fornecimento de energia. Com um consumo sazonal, estes clientes contribuem no rateio da infraestrutura efetivamente apenas durante alguns meses do ano. O valor arrecadado não cobre os custos, ficando a cargo dos demais consumidores financiar parte da infraestrutura em regiões de veraneio. Este trabalho propõe uma metodologia tarifária onde os consumidores veranistas contribuam, durante os meses de verão, suficientemente para custear sua parcela na infraestrutura que se torna ociosa no resto do ano. A metodologia alcançou seu objetivo, rateando os custos de infraestrutura de forma socialmente mais justa: aumentando o encargo dos clientes responsáveis pelo incremento sazonal da carga e reduzindo o dos demais clientes.

Palavras-chave carga sazonal, regiões litorâneas, sinal tarifário, tarifação de energia elétrica, TUSD, veraneio.

I. INTRODUÇÃO

A beleza do litoral do Estado de Santa Catarina, com suas belas praias, a hospitalidade do povo catarinense e a infraestrutura de serviços disponível, fazem com que a região costeira do Estado receba anualmente um grande número de turistas. Durante o período das férias de verão, os turistas chegam de forma maciça ao litoral, principalmente no período compreendido entre a segunda quinzena de Dezembro e a semana posterior ao carnaval.

O aumento populacional sazonal impõe à concessionária de energia, CELESC, realizar investimentos adicionais na sua infraestrutura de rede a fim de garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica dentro dos padrões estipulados pela ANEEL. Dentre estes, se inclui a instalação de novos transformadores ou sua substituição por transformadores de maior capacidade, a recapitação e a instalação de novas linhas de subtransmissão e de distribuição e o aumento de intervenções para realizar a manutenção no sistema.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica da CELESC Distribuição S.A., regulado pela ANEEL.

C. M. de Oliveira é pesquisador associado ao Laboratório de Sistemas de Conhecimento da Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC e diretor-presidente do Instituto de Cap. Pesquisa e Desenvolvimento Inst. em G. S. de Tecnologia de Informação – IDESTI. (e-mail: claudiomdo@gmail.com).

L. A. D. de Luca é pesquisador associado ao Laboratório de Sistemas de Conhecimento da UFSC e ao IDESTI. (e-mail: luizluca@gmail.com).

R. C. Fernandes é professor junto ao Instituto Federal de Santa Catarina-IFSC. (e-mail: rubiapiara@gmail.com).

H. S. Natali é especialista em regulação tarifária junto à CELESC Distribuição S.A. (e-mail: heltonsn@celesc.com.br).

Esses investimentos adicionais em infraestrutura, para fazer frente ao aumento sazonal na demanda, são financiados pelos clientes da empresa distribuidora por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, de forma equânime entre consumidores de uma mesma classe[1]. Com o sistema de tarifação vigente, os investimentos adicionais nas regiões de veraneio são rateados entre todos os clientes, ao longo do ano. A tarifa é mantida fixa ao longo dos meses e o valor do encargo a ser pago por cada consumidor é diretamente proporcional ao uso (demanda e energia) mensais. Com isto os consumidores residentes, ao utilizarem o sistema durante todo o ano, acabam subsidiando os temporários, que usam (e pagam) exclusivamente (ou quase) em função dos respectivos consumos durante os meses de veraneio.

A região Norte da Ilha de Santa Catarina, na qual se situa a capital do Estado de Santa Catarina, é uma região de forte movimento turístico de verão. Para exemplificar o problema, o Gráfico 1 ilustra o comportamento da carga máxima (carga na ponta), entre janeiro de 2008 e abril de 2009, de dois transformadores (trafos), TT1 e TT2, da subestação (SE) Ilha Norte (INE) que atendem áreas de veraneio no Norte da Ilha. Os valores estão normalizados em pU da máxima anual.

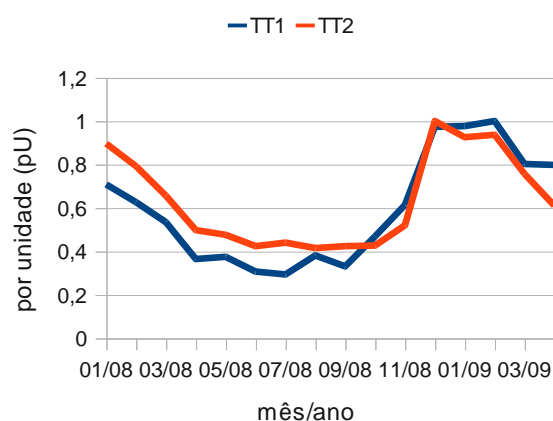


Gráfico 1: Demanda dos trafos TT1 e TT2 na subestação Ilha Norte, em pU, 2008-2009

Pelo mesmo, verifica-se que a demanda máxima mensal nos meses de ociosidade da subestação, durante os quais não ocorre o fluxo turístico de verão, é de aproximadamente 40% do valor da demanda máxima ocorrida nos meses de veraneio.

O município litorâneo de Porto Belo é outro exemplo de região onde ocorre sazonalidade da carga devido ao fluxo

turístico de veraneio. O Gráfico 2 apresenta o comportamento da carga máxima mensal do transformador 1 (TT1) da subestação Porto Belo, que abastece o município.

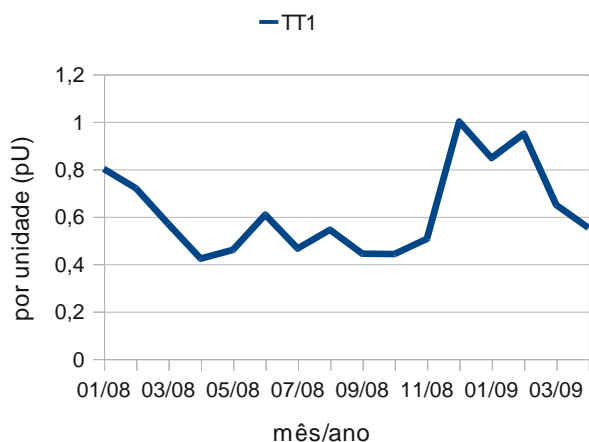


Gráfico 2: Demanda do trafo TT1 na subestação Porto Belo, em pU, 2008-2009

De forma similar ao caso anterior, o Gráfico 2 mostra que a demanda máxima mensal nos meses em que não ocorre o fluxo turístico de verão, é de aproximadamente a metade do valor da demanda máxima ocorrida nos meses veraneio.

O Gráfico 3 apresenta o comportamento da carga máxima mensal, 2008-2009, do Trafo 2 da subestação Tijucas. Este é o comportamento típico das regiões do Estado onde não ocorre o fenômeno do fluxo turístico sazonal de verão.

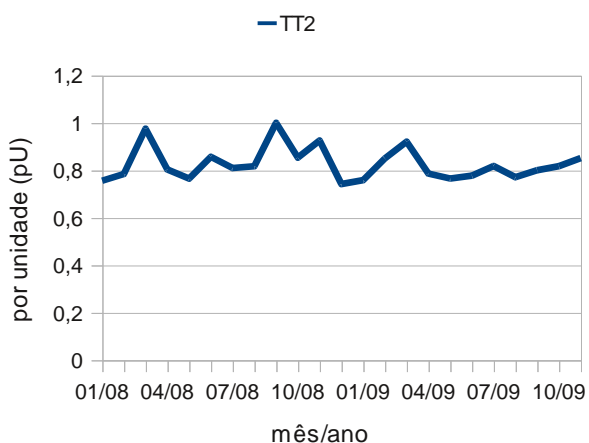


Gráfico 3: Demanda do trafo TT2 na subestação Tijucas, em

O gráfico mostra que o comportamento da carga desta região diverge fortemente do comportamento da carga nas regiões de veraneio. O comportamento médio da carga é de aproximadamente 90% da carga média anual e a oscilação entre as cargas mensais máximas e mínimas é da ordem de 20%.

O problema da sazonalidade da demanda em regiões lito-

râneas não é restrito ao fornecimento de energia. A SANEPAR (Companhia de Saneamento do Paraná), adotou uma tarifa de água diferenciada para regiões litorâneas. Devido a necessidade de expansão da infraestrutura para atender a demanda durante o verão, nos meses de veraneio, é aplicado um aumento de 20%, em relação à tarifa adotada em demais regiões, e um desconto de 20% nos demais meses do ano[2].

II. MEDIDA DE USO DO SISTEMA

O comportamento da cargas máximas mensais em cada ponto do sistema elétrico tem implicação direta no montante de infraestrutura necessária para suportar tais demandas. Para mensurar com precisão a participação dos consumidores vinculados a cada um destes pontos do sistema elétrico nas cargas máximas mensais faz-se necessário dispor de medições da demanda de cada cliente do ponto no horário da carga máxima do equipamento responsável pelo seu suprimento. Ainda, em função das peculiaridades regionais e dos clientes, cada ponto do sistema elétrico (subestação, transformador, alimentador, etc) possui uma data e hora específica (coincidentes ou não) em que ocorre a carga máxima do ponto em um determinado mês. Além da situação exposta, a topologia hierárquica da rede elétrica e sua divisão segundo níveis de tensão, faz com que equipamentos operando em nível de tensão superior supram a demanda dos de nível de tensão imediatamente inferior. Como cada equipamento/ponto tem sua data e hora específica em que ocorrem as demandas máximas em cada mês, para efetuar os cálculos em cada ponto torna-se necessário considerar toda a topologia do sistema elétrico em questão. Além disso, no sistema de tarifação vigente, somente uma parcela dos clientes possui medição da curva de demanda horária. Isto dificulta o uso deste tipo de abordagem.

Em conformidade com a legislação vigente e com os conceitos fundamentais para a determinação de tarifas, a TUSD reflete de um modo eficiente os investimentos realizados na infraestrutura necessária para prover o serviço de distribuição de energia atendendo os requisitos de confiabilidade e qualidade de energia exigidos pelo agente regulador[3]. Devido aos problemas na medição do uso do sistema através da demanda, este trabalho optou por utilizar o faturamento mensal líquido (sem impostos) relativo à TUSD como medida de uso do sistema. A parcela do faturamento mensal líquido é obtida pela aplicação direta da TUSD às medições de energia e demanda (para alguns casos) mensais dos clientes da concessionária de distribuição. Assim, o faturamento TUSD mensal líquido, diretamente proporcional às medições de demanda e energia, pode ser usado para representar o comportamento do uso do sistema de distribuição. Os Gráficos 4, 5 e 6 mostram esta relação. Apresentam as curvas de demanda máxima, energia e receita da TUSD para as SEs Ilha Norte (INE), Porto Belo (PBO) e RCO (Roçado). As SEs INE e PBO abastecem regiões que apresentam comportamento típico de veraneio. A SE RCO retrata o comportamento típico em regiões onde não ocorre o fenômeno do veraneio.

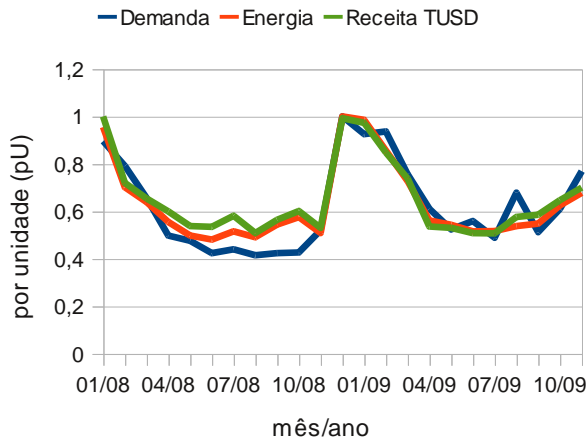


Gráfico 4: subestação INE, trafo TT2, 2008-2009

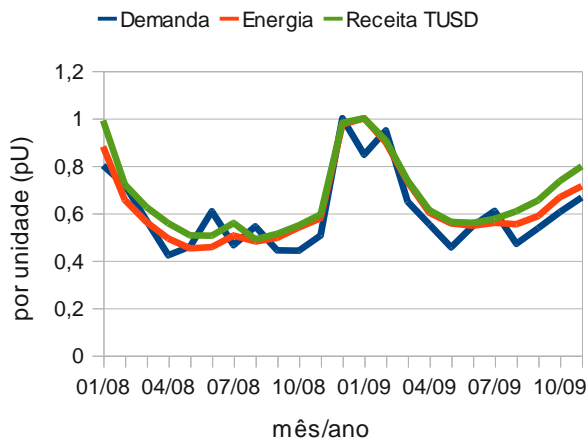


Gráfico 5: subestação PB0, trafo TT1, 2008-2009

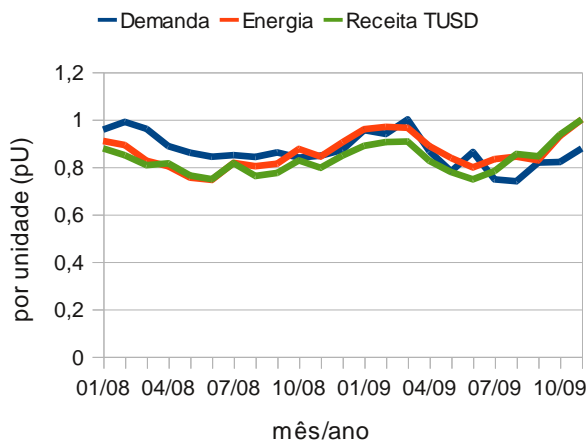


Gráfico 6: subestação RCO, trafo TT5, 2008-2009

A análise do comportamento das curvas apresentadas nos gráficos comprova que o faturamento TUSD mensal líquido

pode ser usado para representar o comportamento do uso do sistema de distribuição.

III. METODOLOGIA

Este trabalho propõe uma alteração na metodologia tarifária através da introdução de um fator mensal e regionalizado (fator α) de ajuste sobre a TUSD, que penalize a oscilação no uso da infraestrutura ao longo do ano. Este fator segue alguns princípios buscando o equilíbrio mais justo do rateio no custo da infraestrutura. O fator α de cada mês deve estar relacionado à expectativa de uso da infraestrutura deste mês em relação aos demais meses do ano. Quanto maior expectativa de uso da infraestrutura, maior será o fator α e, proporcionalmente, maior será o valor da TUSD ajustada. Outro princípio indica que uma suposta unidade consumidora ideal, com comportamento constante ao longo do ano, deve contribuir com a TUSD da mesma forma em qualquer local da área de concessão, independentemente dos fatores α empregados mês a mês na região. Por fim, esta metodologia não visa alterar a receita da empresa concessionária. Sendo assim, a receita anual resultante da aplicação da TUSD deve se manter mesmo após a aplicação dos fatores α de ajustes mensais. Nesta pesquisa, por uma medida de simplificação, foi considerada apenas a equivalência de valores contábeis (visão contábil). Em uma implementação efetiva, pode ser acrescentado à equalização das receitas anuais as possíveis variações de valores devido a antecipações ou postergações de receitas (visão econômica).

A metodologia proposta divide a área de concessão em regiões com comportamento sazonal similar. Para cada uma destas regiões, é feita uma estimativa de uso do sistema ao longo de um ano utilizando a soma da receita esperada proveniente da TUSD dos clientes como mostrado em (1):

$$Receita\ TUSD(região, mês) = \sum_{cliente=1}^N Receita\ TUSD_{cliente\ região}(cliente, mês) \quad (1)$$

Sobre a soma da receita TUSD de cada região, é aplicado um processo de normalização. Cada soma mensal é dividida pela média anual de cada região. O resultado é o fator de participação mensal de cada região (fator p) ou os valores em pU da média como mostrado em (2):

$$Receita\ TUSD\ Média\ (região) = \frac{\sum_{mês=jan}^{Dez} Receita\ TUSD\ (região, mês)}{12} \quad (2)$$

$$p(região, mês) = \frac{Receita\ TUSD\ (região, mês)}{Receita\ TUSD\ Média\ (região)}$$

Ao normalizar, a média dos dados mensais de cada região é deslocada para 1 e as leituras flutuam sobre esta média. Em regiões com pequena flutuação no uso da infraestrutura ao longo do ano, os valores pouco oscilam, normalmente não se distanciando em 10% da média. Já em regiões litorâneas turísticas, estas leituras normalizadas facilmente ultrapassam 30% da média. O fator p , que representa o uso do sistema no mês, é aplicado de forma direta como um fator de ajuste sobre a TUSD. Assim, utilizando (3), é possível obter qual seria a receita anual global da TUSD com e sem a aplicação do fator p :

$$ReceitaTUSD_{anual} = \sum_{reg=1}^n \sum_{mês=jan}^{dez} ReceitaTUSD(reg, mês) \quad (3)$$

$$ReceitaTUSD_{anual}^p = \sum_{reg=1}^n \sum_{mês=jan}^{dez} ReceitaTUSD(reg, mês) * p(reg, mês)$$

Como o fator p tende a elevar a receita durante os meses de maior uso e o reduz em período de menor arrecadação, a receita anual se torna maior do que a que seria obtida sem a aplicação do mesmo. Pela proposta, esta diferença na receita da TUSD de todas as áreas é revertida linearmente sobre a forma de um fator de desconto (fator d) para todos os clientes como apresentado em (4).

$$d = \frac{ReceitaTUSD_{anual}}{ReceitaTUSD_{anual}^p} \quad (4)$$

Ao multiplicar os fatores p e d , é obtido fator α como mostra (5).

$$\alpha(região, mês) = p(região, mês) * d \quad (5)$$

Em todas as regiões, a média dos fatores α será igual ao fator d . Este seria o desconto anual na receita da TUSD para os clientes que possuem um comportamento constante ao longo do ano. Em áreas sem efeito significativo do veraneio, o fator α ficará próximo da média e terá pouca influência na tarifa final do cliente. Apenas o desconto, compartilhado entre todas as regiões, será importante para estas áreas. Contudo, em regiões turísticas, durante o período de alta estação (e alto uso da infraestrutura), o fator α mensal se elevará acima da média, acompanhando o aumento previsto do uso do sistema. Em contrapartida, durante o período de baixa estação, o fator α ficará abaixo da média. Como consequência, em relação a tarifação atual, o consumidor veranista terá uma maior contribuição no rateio do uso da infraestrutura e o consumidor local, de forma similar as demais regiões, desconto.

A escolha da regra de divisão das regiões é fundamental para a eficiência desta proposta. Regiões muito pequenas podem dificultar o processo de implementação devido a grande quantidade de tarifas e de previsões do comportamento de uso do sistema para cada região. Regiões muito abrangentes podem ocultar o impacto de cargas sazonais pois a soma das curvas de uso do sistema de clientes com comportamento sazonal divergentes tendem a suavizar a forma da curva resultante. O ideal é que a região agregue áreas geoeletricas supridas por equipamentos que apresentem comportamento de uso do sistema similar. Esta definição das regiões é uma tarefa que requer o trabalho de um especialista que conheça o comportamento sazonal do sistema elétrico da distribuidora, bem como das peculiaridades regionais da área de concessão da mesma.

IV. DADOS

Os dados dos clientes foram obtidos do banco de dados do sistema comercial da CELESC. Neste, de interesse para este projeto, estão disponíveis:

- Dados sobre a localização geográfica de cada cliente;
- Classificação do cliente quanto ao seu contrato e classe de consumo de energia com a CELESC;
- Informações referentes ao contrato de fornecimento

de energia do cliente com a CELESC;

- Consumo mensal do cliente e, onde couber, também a sua demanda no tempo.

Por questões legais, a CELESC é obrigada a manter cinco anos de dados. As informações mais antigas que este período não estão disponíveis. Na prática, devido às limitações impostas pelo cronograma deste trabalho e às dificuldades de recuperação de informações da base de dados da CELESC, só foi possível contar com as informações dos clientes a partir de Janeiro de 2008. Assim, este trabalho foi elaborado utilizando dados do período de Janeiro de 2008 a Dezembro de 2009, que era a massa de dados disponível no momento de realização deste estudo. Optou-se pela divisão do tempo em meses, agrupando os dados dos clientes pelo mês de referência da fatura. Porém cabe observar que, o dia da leitura do medidor pode influenciar na representatividade da leitura para o seu mês de referência. A medida que a região se torna menor ou na presença de grandes clientes, a junção de clientes com leituras no começo e no fim do mês pode prejudicar a representatividade dos dados.

Pelos sistemas computacionais de engenharia da CELESC, é possível relacionar os clientes aos equipamentos envolvidos no seu fornecimento de energia. Percorrendo os dados do sistema de engenharia, foi possível identificar a qual transformador de distribuição, alimentador, barra, transformador de potência, subestação e linha de subtransmissão, cada cliente da CELESC está conectado.

A. Região de Estudo

A região de estudo foi definida em conjunto com os técnicos CELESC, a partir do mapa geoeletrico da rede de subtransmissão da CELESC. Ela foi composta de 6 grandes áreas a saber: (1) Grande Florianópolis, (2) Camboriú/Itajaí, (3) São Joaquim, (4) Caçador, (5) Chapecó e (6) São Miguel D'Oeste. As áreas 1, 2 e 3, foram definidas por amostragem intencional, sendo as áreas 1 e 2 por sua forte expressão como áreas litorâneas turísticas de verão e a área 3 por sua característica turística de inverno. As áreas 4, 5 e 6 foram definidas como grupo controle, por não possuírem as características de sazonalidade turística das demais regiões.

V. RESULTADOS

A metodologia foi aplicada sobre a área de uma concessionária hipotética composta das subestações listadas na região de estudo durante o ano de 2008. Os testes consideraram as particularidades de cada subestação para a aplicação do fator e portanto a subestação como a unidade de aplicação do fator α regionalizado (fator α por subestação). Assim, a região de estudo foi segmentada em áreas coincidentes com as áreas de atendimento das subestações. Foi avaliado então o impacto da aplicação de fatores α mensais específicos para cada subestação. O fator α de ajuste mensal da TUSD para o ano de 2008 foi calculado utilizando como a previsão da receita da TUSD a própria receita mensal verificada da TUSD de 2008, simulando uma previsão exata.

A seguir são apresentados os resultados da aplicação do fator α regionalizado por subestação, segundo a ótica da

concessionária e do sistema elétrico. A Tabela 1 apresenta a receita TUSD mensal de 2008, antes e depois da aplicação do fator α mensal.

Tabela 1: Receita global TUSD de 2008, antes e depois

Receita TUSD 2008	Antes (R\$x1000)	Depois (R\$x1000)	Diferença (%)
01/08	39.801,24	43.149,81	8,41
02/08	42.146,27	47.928,15	13,72
03/08	37.632,55	37.615,03	-0,05
04/08	37.097,14	36.499,35	-1,61
05/08	37.221,82	36.750,29	-1,27
06/08	34.739,01	32.042,65	-7,76
07/08	35.029,16	32.587,47	-6,97
08/08	38.110,93	38.568,32	1,20
09/08	35.320,66	33.236,30	-5,90
10/08	36.363,32	35.192,00	-3,22
11/08	38.462,32	39.306,94	2,20
12/08	36.691,69	35.739,77	-2,59
Soma Anual	448.616,10	448.616,10	-
Média	37.384,67	37.384,67	-

A Tabela 1 mostra que, conforme o esperado, houve um incremento expressivo, em valores percentuais, na receita da TUSD nos meses de Janeiro e Fevereiro, quando ocorre o verão. Já nos meses de Junho, Julho e Setembro, há um decréscimo expressivo, em valores percentuais, na receita da TUSD. Nos demais meses, o percentual oscila levemente em torno de zero, algumas vezes assumindo valores positivos (incremento da receita) e em outras valores negativos (decréscimo da receita). Esta oscilação nos demais meses, é decorrente das variações regionais e sazonais no comportamento de uso do sistema, das regiões. É importante observar que, embora haja a variação desejada no fluxo de caixa da receita TUSD, a receita TUSD anual permanece inalterada.

A Tabela 2 apresenta a variação da receita TUSD anual de 2008, por subestação, antes e depois da aplicação do fator α mensal. O Gráfico 7, apresenta de forma gráfica os valores relativos tabulados na tabela citada. As variações positivas (penalizações) na receita TUSD anual foram obtidas nas subestações que abastecem as regiões litorâneas de verão. As demais subestações, mesmo as localizadas em regiões litorâneas, apresentaram variações negativas (descontos), em maior ou menor grau, na receita TUSD anual. As subestações Porto Belo (PBO) e Ilha Norte (INE), que abastecem regiões sujeitas a forte fluxo turístico de verão, foram as que apresentaram maiores variações positivas na receita TUSD anual (6,48% e 3,43%, respectivamente).

Tabela 2: Variação da Receita da TUSD de 2008

Subestação	Receita TUSD 2008		Diferença	
	Antes (R\$)	Depois (R\$)	Absoluta (R\$)	Relativa
ISL	14.586.267	14.542.175	-44.092	-0,30%
PLA	23.110.684	22.927.811	-182.873	-0,79%

Subestação	Receita TUSD 2008		Diferença	
	Antes (R\$)	Depois (R\$)	Absoluta (R\$)	Relativa
TDE	30.752.413	30.497.348	-255.065	-0,83%
ICO	33.780.307	33.602.162	-178.145	-0,53%
CQS	28.319.334	28.135.628	-183.706	-0,65%
RCO	44.990.277	44.618.240	-372.037	-0,83%
INE	26.161.325	27.059.633	898.308	3,43%
BQB	16.098.769	15.962.892	-135.877	-0,84%
TJS	24.236.606	24.081.597	-155.010	-0,64%
PBO	18.614.705	19.821.868	1.207.163	6,48%
CMB	11.596.047	11.632.618	36.572	0,32%
CBU	21.214.460	21.339.799	125.339	0,59%
PCS	17.913.999	18.194.716	280.717	1,57%
SJM	4.238.673	4.234.338	-4.335	-0,10%
CDR	20.267.143	20.127.506	-139.637	-0,69%
CCN	1.184.100	1.175.657	-8.444	-0,71%
CCO	22.348.696	22.168.327	-180.369	-0,81%
CCI	26.950.026	26.717.395	-232.631	-0,86%
INA	9.941.931	9.860.925	-81.006	-0,81%
SMD	15.766.194	15.650.868	-115.326	-0,73%
SJC	6.551.942	6.501.060	-50.882	-0,78%
ISS	29.992.197	29.763.533	-228.664	-0,76%
Soma	448.616.097	448.616.097	0	0,00%

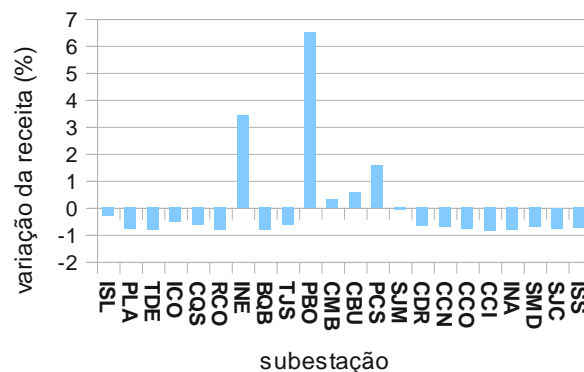


Gráfico 7: Variação na receita anual da TUSD em 2008

O Gráfico 8 apresenta a variação mensal da TUSD ao longo de 2008, para algumas subestações apresentadas na Tabela 2: Porto Belo (PBO), Ilha Norte (INE), Roçado (RCO), Chapecó (CCO) e São Joaquim (SJM). PBO e INE, devido ao forte comportamento turístico de verão, RCO e CCO, por apresentarem comportamento convencional de baixa variabilidade no uso do sistema. SMJ, que abastece a região mais fria do Estado, por apresentar comportamento inverso ao de verão.

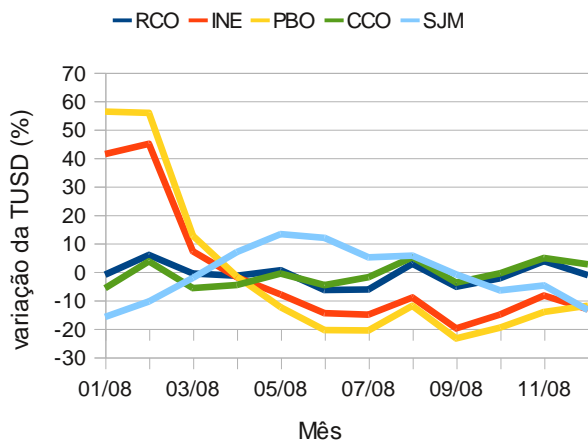


Gráfico 8: Variação da TUSD ao longo de 2008 para

Conforme o esperado, o Gráfico 8 mostra que, para RCO e CCO, a TUSD mensal ajustada varia suavemente sobre a média ao longo de 2008. Para PBO e INE, a TUSD mensal ajustada varia fortemente sobre a média ao longo do ano, elevando-se de forma expressiva, acima da média, nos meses de veraneio e caindo abruptamente ao final do veraneio, passando então a apresentar variação negativa. For fim para SJM, a TUSD mensal ajustada apresenta comportamento inverso ao das TUSD ajustadas das subestações de veraneio, variando para baixo da média durante os meses mais quentes e acima da média durante os mais frios. A média da variação da TUSD para qualquer região é -0,96, o que indica a ocorrência de um desconto, de 0,96% da receita TUSD anual de 2008 do cliente, a um cliente hipotético ideal, que apresente comportamento de uso mensal do sistema constante ao longo de todo o ano de 2008, independente de sua localização geográfica.

A seguir são apresentados os resultados da aplicação do fator α regionalizado por subestação, sob a ótica do cliente. Segundo esta abordagem, isto se traduz no impacto da aplicação do fator α regionalizado na fatura de energia elétrica do cliente.

Nas Tabelas, o grande grupo “Receita (R\$)”, colunas “TUSD” e “Total”, mostram, respectivamente, os valores (líquidos) das receitas mensais relativas ao uso do sistema (TUSD) e a soma da TUSD com a energia consumida (TE). A coluna “TUSD Ajustada”, os valores (líquidos) mensais da receita relativa a TUSD aplicando os fatores α . A coluna “Total Ajustado”, a soma das receitas da TE com a TUSD Ajustada. No grande grupo “Variação (%)”, as colunas TUSD e Total, mostram, respectivamente, o percentual de variação nas receitas TUSD e Total (TE+TUSD) mensais. Nos Gráficos, são apresentados graficamente os valores tabulados nas Tabelas, relativos às receitas TUSD e Total, antes e depois da aplicação do fator α à TUSD.

A seguir, as Tabelas 3, 4, e 5 e os Gráficos 9, 10 e 11 referem-se, respectivamente, a resultados para clientes: (i) residencial, (ii) comercial e (iii) industrial, em áreas convencionais, onde não ocorre o comportamento de veraneio.

Tabela 3: Cliente residencial não veranista em CCO

Subestação: CCO		Tipo de cliente: Residencial - Não Veranista					
Mês	Receita (R\$)				Variação (%)		
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado	TUSD	Total	
01/08	65,92	119,17	62,11	115,36	-5,78%	-3,20%	
02/08	58,28	105,36	60,42	107,50	3,67%	2,03%	
03/08	60,94	110,17	57,44	106,67	-5,74%	-3,17%	
04/08	53,96	97,55	51,44	95,03	-4,67%	-2,58%	
05/08	57,78	104,46	57,42	104,10	-0,62%	-0,34%	
06/08	55,13	99,66	52,54	97,07	-4,70%	-2,60%	
07/08	44,17	79,85	43,33	79,01	-1,91%	-1,06%	
08/08	70,57	127,58	74,17	131,18	5,09%	2,82%	
09/08	58,54	109,95	56,31	107,72	-3,80%	-2,02%	
10/08	42,39	79,62	42,16	79,39	-0,55%	-0,29%	
11/08	54,24	101,88	56,85	104,49	4,82%	2,57%	
12/08	44,31	83,23	45,47	84,39	2,61%	1,39%	
Soma Anual	666,23	1.218,48	659,66	1.211,91			
Variação Anual	-	-	-0,99%	-0,54%			

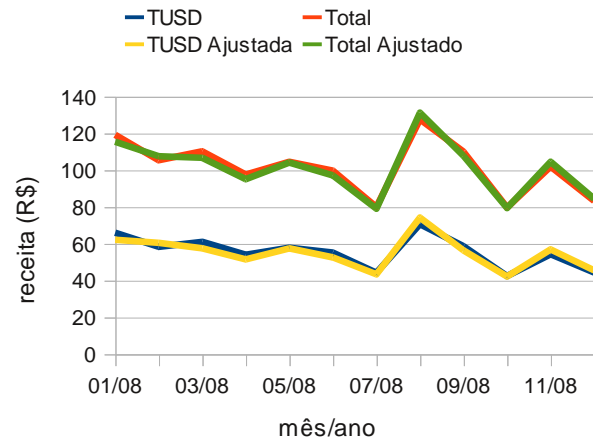


Gráfico 9: Cliente residencial não veranista em CCO

Tabela 4: Cliente comercial em CDR

Subestação: CDR		Tipo de cliente: Comércio					
Mês	Receita (R\$)				Variação (%)		
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado	TUSD	Total	
01/08	964,86	1.744,29	856,13	1.635,56	-11,27%	-6,23%	
02/08	927,09	1.676,00	906,90	1.655,81	-2,18%	-1,20%	
03/08	887,74	1.604,87	835,71	1.552,84	-5,86%	-3,24%	
04/08	933,38	1.687,38	889,70	1.643,70	-4,68%	-2,59%	
05/08	884,59	1.599,17	874,89	1.589,47	-1,10%	-0,61%	
06/08	824,78	1.491,05	815,26	1.481,53	-1,15%	-0,64%	
07/08	826,35	1.493,89	810,11	1.477,65	-1,96%	-1,09%	
08/08	870,42	1.573,56	894,88	1.598,02	2,81%	1,55%	
09/08	740,33	1.390,54	769,70	1.419,91	3,97%	2,11%	
10/08	796,52	1.496,08	841,63	1.541,19	5,66%	3,02%	
11/08	830,24	1.559,42	900,10	1.629,28	8,41%	4,48%	
12/08	841,48	1.580,53	805,90	1.544,95	-4,23%	-2,25%	
Soma Anual	10.327,78	18.896,78	10.200,92	18.769,92			
Variação Anual	-	-	-1,23%	-0,67%			

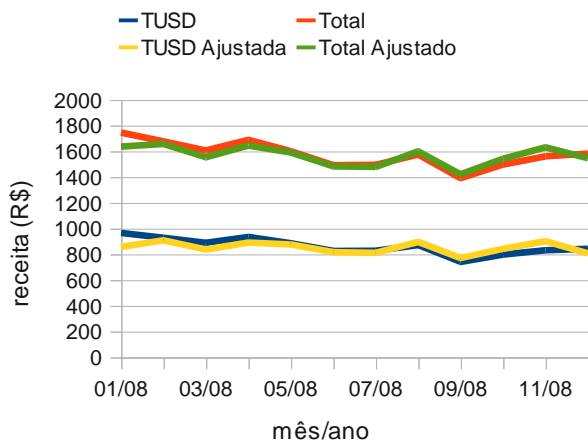


Gráfico 10: Cliente comercial em CDR

Tabela 5: Cliente industrial em RCO

Subestação: RCO		Tipo de cliente: Indústria				Variação (%)	
Mês	Receita (R\$)				TUSD	Total	
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado			
01/08	51.761	160.119	51.219	159.577	-1,05%	-0,34%	
02/08	54.219	173.697	57.422	176.901	5,91%	1,84%	
03/08	61.275	200.367	60.910	200.002	-0,60%	-0,18%	
04/08	55.415	179.045	54.628	178.258	-1,42%	-0,44%	
05/08	54.212	189.160	54.493	189.441	0,52%	0,15%	
06/08	47.071	146.317	44.052	143.297	-6,42%	-2,06%	
07/08	53.564	181.541	50.217	178.194	-6,25%	-1,84%	
08/08	61.190	199.081	62.891	200.783	2,78%	0,85%	
09/08	59.083	188.088	55.979	184.984	-5,25%	-1,65%	
10/08	64.076	194.686	62.602	193.211	-2,30%	-0,76%	
11/08	63.335	194.070	65.693	196.429	3,72%	1,22%	
12/08	62.205	181.606	61.443	180.844	-1,23%	-0,42%	
Soma Anual	687.412	2.187.783	681.555	2.181.926			
Variação Anual	-	-	-0,85%	-0,27%			

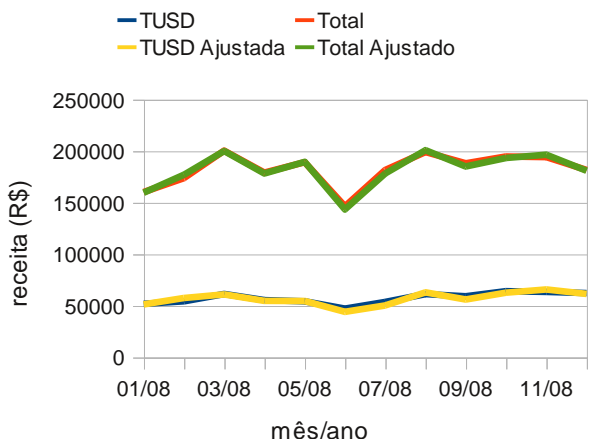


Gráfico 11: Cliente industrial em RCO

Os resultados apresentados para os vários tipos de clientes das regiões convencionais mostram que, estes clientes apresentam comportamentos e resultados semelhantes. Embora haja diferenças entre os valores das receitas “TUSD” e “TUSD Ajustada” mensais, “Total” e “Total Ajustado” men-

sais, e também entre os percentuais de variação mensal da TUSD e do Total, eles apresentam comportamento similar quanto ao tipo (variação negativa) e a ordem de grandeza da variação anual das “TUSD Ajustada” e “Total Ajustado”. Nos Gráficos, isto pode ser facilmente identificado observando-se a proximidade entre as curvas com e sem o ajuste.

A seguir, as Tabelas 6, 7, 8, 9 e 10 e os Gráficos 12, 13, 14, 15 e 16 referem-se, respectivamente, a resultados para clientes: (i) residencial não veranista, (ii) residencial veranista, (iii) residencial morador com veranista, (iv) comercial e (v) industrial, em áreas litorâneas onde ocorre o comportamento de veraneio. O cliente do tipo “residencial morador com veranista” é referente a cliente residencial que combina um comportamento misto entre os comportamentos do tipo “residencial não veranista” e o do tipo “residencial veranista”. Isto se deve a clientes que residem no local mas que possuem quartos ou pequenos apartamentos anexos a suas residências, que são alugados durante o período de veraneio.

Tabela 6: Cliente residencial não veranista em INE

Subestação: INE		Tipo de cliente: Residencial - Não Veranista				Variação (%)	
Mês	Receita (R\$)				TUSD	Total	
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado			
01/08	42,34	76,54	59,85	94,05	41,35%	22,87%	
02/08	47,16	85,25	68,36	106,45	44,96%	24,87%	
03/08	48,15	87,05	51,61	90,51	7,19%	3,98%	
04/08	45,16	81,64	44,31	80,79	-1,89%	-1,05%	
05/08	73,72	133,27	67,85	127,40	-7,96%	-4,40%	
06/08	55,79	100,86	47,66	92,73	-14,57%	-8,06%	
07/08	35,03	63,33	29,74	58,04	-15,09%	-8,35%	
08/08	43,00	77,74	39,11	73,85	-9,05%	-5,01%	
09/08	52,91	99,38	42,38	88,85	-19,91%	-10,60%	
10/08	56,46	106,05	47,97	97,56	-15,04%	-8,01%	
11/08	50,83	95,47	46,58	91,22	-8,37%	-4,45%	
12/08	49,35	92,69	42,83	86,17	-13,20%	-7,03%	
Soma Anual	599,90	1.099,27	588,25	1.087,62			
Variação Anual	-	-	-1,94%	-1,06%			

Os resultados referentes ao cliente do tipo residencial não

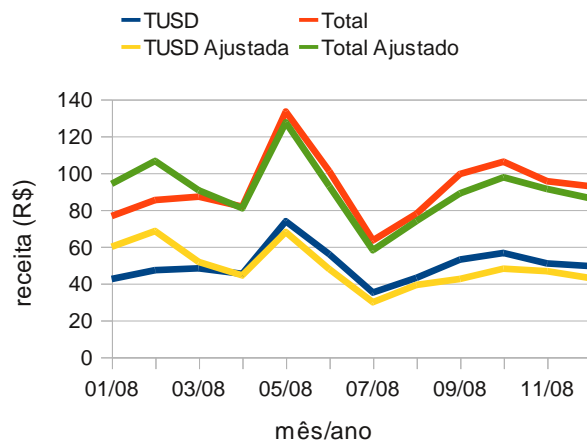


Gráfico 12: Cliente residencial não veranista em INE

veranista mostra que, da mesma forma que para o cliente residencial de regiões sem veraneio, este também não é penalizado (variação positiva na receita anual TUSD) com a

aplicação do fator α . Para este cliente o percentual da variação anual da receita TUSD é de torno de -1,94%, representando uma redução de 1,06% (sem impostos) no valor de sua fatura.

Tabela 7: Cliente residencial veranista em INE

Subestação: INE		Tipo de cliente: Residencial - Veranista					
Mês	Receita (R\$)				Variação (%)		
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado	TUSD	Total	
01/08	36,36	65,73	51,39	80,76	41,35%	22,87%	
02/08	29,06	52,53	42,13	65,60	44,96%	24,87%	
03/08	6,64	12,01	7,12	12,49	7,19%	3,98%	
04/08	10,79	19,51	10,59	19,31	-1,89%	-1,05%	
05/08	4,98	9,00	4,58	8,60	-7,96%	-4,41%	
06/08	10,13	18,31	8,65	16,83	-14,57%	-8,06%	
07/08	19,92	36,02	16,91	33,01	-15,09%	-8,35%	
08/08	4,98	9,00	4,53	8,55	-9,05%	-5,01%	
09/08	4,45	8,35	3,56	7,46	-19,91%	-10,61%	
10/08	31,71	59,56	26,94	54,79	-15,04%	-8,01%	
11/08	4,45	8,35	4,08	7,98	-8,37%	-4,46%	
12/08	4,45	8,35	3,86	7,76	-13,20%	-7,04%	
Soma Anual	167,92	306,72	184,35	323,15			
Variação Anual	-	-	9,78%	5,35%			

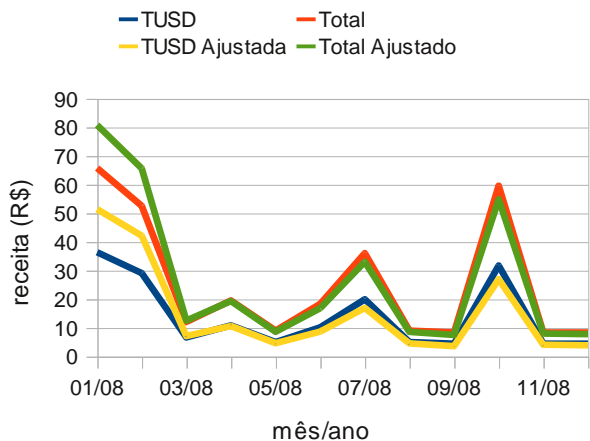


Gráfico 13: Cliente residencial veranista em INE

Tabela 8: Cliente residencial morador com veranista em INE

Subestação: INE		Tipo de cliente: Residencial - morador com veranista					
Mês	Receita (R\$)				Variação (%)		
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado	TUSD	Total	
01/08	423,40	765,43	598,47	940,50	41,35%	22,87%	
02/08	444,99	804,46	645,06	1.004,53	44,96%	24,87%	
03/08	244,08	441,25	261,63	458,80	7,19%	3,98%	
04/08	96,30	174,10	94,48	172,28	-1,89%	-1,05%	
05/08	91,32	165,09	84,05	157,82	-7,96%	-4,40%	
06/08	71,40	129,08	61,00	118,68	-14,57%	-8,06%	
07/08	88,00	159,09	74,72	145,81	-15,09%	-8,35%	
08/08	111,25	201,12	101,18	191,05	-9,05%	-5,01%	
09/08	111,15	208,77	89,02	186,64	-19,91%	-10,60%	
10/08	108,19	203,21	91,92	186,94	-15,04%	-8,01%	
11/08	103,74	194,85	95,06	186,17	-8,37%	-4,45%	
12/08	97,81	183,72	84,90	170,81	-13,20%	-7,03%	
Soma Anual	1.991,63	3.630,17	2.281,49	3.920,03			

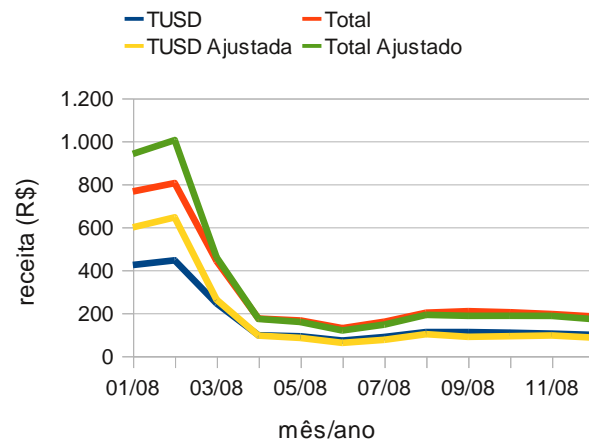


Gráfico 14: Cliente residencial morador com veranista em INE

Tabela 9: Cliente comercial em PBO

Subestação: PBO		Tipo de cliente: Comércio				Variação (%)	
Mês	Receita (R\$)				Variação (%)		
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado	TUSD	Total	
01/08	5.028,51	11.325,24	7.857,83	14.154,56	56,27%	24,98%	
02/08	4.854,05	10.320,38	7.563,11	13.029,44	55,81%	26,25%	
03/08	4.453,34	9.996,66	5.016,97	10.560,29	12,66%	5,64%	
04/08	5.581,66	7.566,38	5.491,33	7.476,05	-1,62%	-1,19%	
05/08	1.174,20	1.802,46	1.027,86	1.656,12	-12,46%	-8,12%	
06/08	1.315,35	1.954,08	1.045,70	1.684,43	-20,50%	-13,80%	
07/08	799,49	1.297,78	634,57	1.132,86	-20,63%	-12,71%	
08/08	820,60	1.419,36	722,54	1.321,30	-11,95%	-6,91%	
09/08	1.716,52	2.429,02	1.314,38	2.026,88	-23,43%	-16,56%	
10/08	1.823,45	2.484,40	1.465,20	2.126,15	-19,65%	-14,42%	
11/08	2.550,19	3.262,56	2.189,61	2.901,98	-14,14%	-11,05%	
12/08	3.007,95	4.650,31	2.648,94	4.291,30	-11,94%	-7,72%	
Soma Anual	33.125,31	58.508,63	36.978,04	62.361,36			
Variação Anual	-	-	11,63%	6,58%			

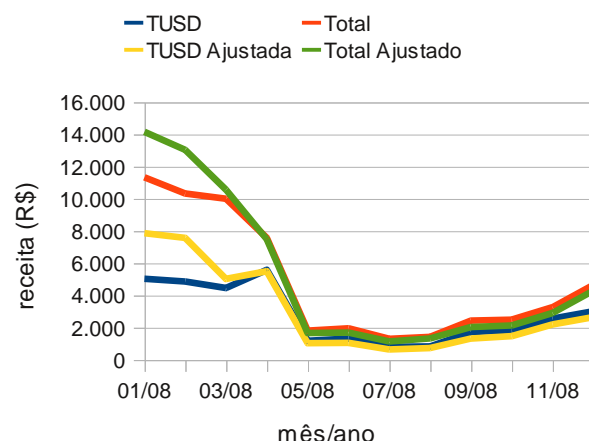


Gráfico 15: Cliente comercial em PBO

Os resultados obtidos para os clientes do tipo: residencial veranista, residencial morador com veranista e comercial, mostram que estes apresentam comportamentos similares e com isso resultados similares em relação a aplicação da metodologia proposta. Os valores obtidos para o percentual da variação anual da receita TUSD dos mesmos, mostra que,

estes clientes apresentam significativa variação percentual positiva (penalização) na receita anual da TUSD. Também apresentam comportamento semelhante em relação ao percentual de variação da receita anual TUSD. A similaridade entre os comportamentos e os resultados se deve ao fato de que estes clientes são os principais responsáveis pelo comportamento sazonal da carga.

Tabela 10: Cliente industrial em PBO

Mês	Receita (R\$)				Variação (%)	
	TUSD	Total	TUSD Ajustada	Total Ajustado	TUSD	Total
01/08	7.365	16.482	11.509	20.626	56,27%	25,14%
02/08	8.661	21.987	13.495	26.821	55,81%	21,99%
03/08	10.526	27.083	11.858	28.415	12,66%	4,92%
04/08	10.129	26.324	9.965	26.160	-1,62%	-0,62%
05/08	10.002	27.704	8.755	26.457	-12,46%	-4,50%
06/08	11.128	31.426	8.847	29.144	-20,50%	-7,26%
07/08	12.487	35.067	9.911	32.491	-20,63%	-7,35%
08/08	15.320	41.783	13.489	39.952	-11,95%	-4,38%
09/08	18.340	44.043	14.043	39.746	-23,43%	-9,76%
10/08	18.445	42.132	14.821	38.508	-19,65%	-8,60%
11/08	19.522	44.914	16.762	42.154	-14,14%	-6,15%
12/08	17.872	40.192	15.739	38.059	-11,94%	-5,31%
Soma Anual	159.802	399.143	149.199	388.541		
Variação Anual	-	-	-6,63%	-2,66%		

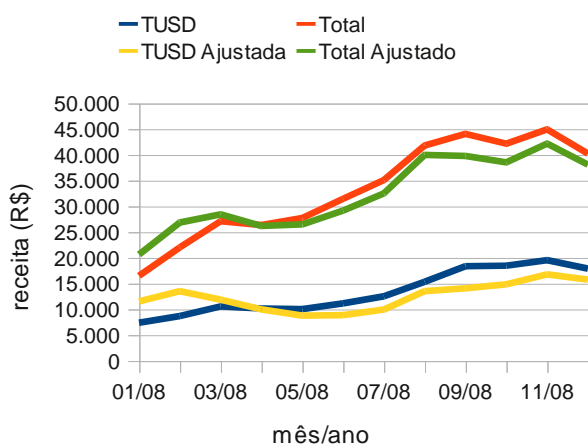


Gráfico 16: Cliente industrial em PBO

Os resultados obtidos para o cliente industrial em área de veraneio mostra que a metodologia proposta é benéfica ao mesmo. Os valores obtidos para o percentual da variação anual da receita TUSD, mostra uma variação percentual negativa (desconto, sem impostos) de 6,63% na receita anual da TUSD e de 2,66% no valor da fatura anual. Estes benefícios (descontos) são inclusive maiores que os observados para cliente industrial em regiões convencionais. Isto se deve ao fato de que seu comportamento, reduzindo o consumo durante o veraneio, é inverso (e benéfico ao sistema) ao comportamento usual nestas regiões.

VI. CONCLUSÃO

A metodologia alcança o objetivo esperado ao apresentar uma proposta de tarifação mais equilibrada frente ao evento do veraneio. Com esta, o rateio do custo de infraestrutura se torna socialmente mais justo. Através de seu comportamento autoajustável, se mostrou aplicável para qualquer região, com ou sem variação sazonal da carga, ocasionada ou não por fluxo sazonal de consumidores. A penalização pela flutuação do uso da infraestrutura somente se torna efetiva em regiões onde esta variação provoca um efeito negativo sobre a infraestrutura. Nas regiões com pequenas oscilações, o fator de desconto supera as penalidades. O desconto anual representado pelo fator d é quantificado para um cliente ideal com receita da TUSD mensal constante ou seja igual a média. A medida que um cliente aumente, em relação a média, o seu uso do sistema durante os meses de maior carga, este desconto final recebido tende a decrescer podendo chegar a zero e, a partir deste ponto se transformando em penalização. Contudo, caso o comportamento do cliente seja justamente o oposto ao sistema, o desconto final obtido pode ser maior do que o previsto pelo fator de desconto. Isto gera um benefício colateral não pertencente ao foco original da proposta. O fator de ajuste da TUSD funciona como um sinal tarifário para que os consumidores evitem o uso do sistema durante os meses de maior carga, transferindo, se possível, este uso para os meses de ociosidade. A definição antecipada do valor da tarifa mensal, pode levar às empresas não dependentes do turismo, por exemplo, a modificar o cronograma de suas atividades produtivas fortemente dependentes de energia elétrica ou mesmo agendar suas férias coletivas para o mês com maior tarifa. Isto incentiva a linearização da carga e o melhor aproveitamento do uso da infraestrutura instalada.

A amostra escolhida para este trabalho não é representativa do comportamento do Estado de Santa Catarina. Apesar de incluir áreas de grande importância, a amostra não garante que a proporcionalidade de características regionais e tamanho de mercado sejam as mesmas encontradas no Estado como um todo. Sendo assim, em uma aplicação com todos os clientes do Estado poderá ser obtido descontos divergentes do encontrado com a amostra deste trabalho. Isto não prejudica os resultados obtidos neste projeto e acredita-se que as conclusões serão preservadas caso a metodologia seja aplicada para todos os clientes do Estado de Santa Catarina ou mesmo para outras regiões brasileiras

A implementação desta proposta de metodologia de tarifação pode ser realizada sem um grande impacto sobre os sistemas de tarifação existentes. Atualmente, devido a aplicação dos impostos, a tarifa de energia flutua a cada mês. Os valores finais da TUSD podem ser calculados externamente, por um sistema automatizado ou um profissional especialista, e introduzidos no sistema como uma tarifa diferenciada por mês e por região. Um bom momento para esta operação de cálculo dos fatores de ajuste mensais são as etapas finais de revisão e ajuste tarifários. Neste momento, a concessionária de posse de suas previsões de receita pode calcular os fatores de ajuste para o próximo ano de vigência.

Para trabalhos futuros recomenda-se estudar novas possi-

bilidades de alterar a relação entre o fator p , que determina a variação no comportamento do uso do sistema e o fator α , de ajuste da TUSD. Atualmente a relação é diretamente proporcional. Contudo, a relação entre o custo e a capacidade da infraestrutura pode não ser linear. Neste trabalho, não foi possível obter dados suficientes para quantificar, em valores monetários, o custo da expansão na infraestrutura exclusiva para atender a demanda extra do verão. De posse desta informação, pode ser feito um ajuste fino na relação entre o fator p e o fator α de tal forma que a receita arrecadada dos clientes veranistas seja suficiente para cobrir, no longo prazo, os custos da infraestrutura para suportar a capacidade extra de carga.

VII. AGRADECIMENTOS

A Adriano de Amarante e a Cristiane Landerdahl de Albuquerque. O tema deste trabalho foi definido a partir de conversas e do artigo (não publicado) dos mesmos “A Necessidade de uma Tarifa Sazonal para Áreas de Veraneio”, que aponta a necessidade de um tratamento tarifário para as regiões turísticas de veraneio.

A João Batista de Souza, especialista em regulação tarifária da CELESC, pelas discussões e contribuições durante a realização do trabalho.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, *Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005* - ANEEL
- [2] SANEPAR. *Tabela de Tarifas*. Disponível em: <http://site.sanepar.com.br/informacoes/tabela-de-tarifas>. Acessado em: 27/01/2011.
- [3] MEDEIROS, João Paulo Pinheiro Galvão de. *Proposta de metodologia para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicáveis a unidades geradoras*. 2006. 142 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.