



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

Anderson S Nogueira	Rodrigo Damasceno Souza
CEMIG Distribuição S.A.	CEMIG Distribuição S.A.
anogueir@cemig.com.br	rdsouza@cemig.com.br

Ferramenta Computacional para Acompanhamento do Montante de Utilização do Sistema de Transmissão - MUST

Palavras-chave

Acompanhamento de Medição
MUST
Medidores ION

Resumo

A nova realidade do Sistema elétrico nacional provocou a necessidade de um controle mais efetivo nos pontos da interface Transmissão / Distribuição.

Anteriormente à implantação do sistema existia possibilidade de visualizar a potência ativa instantânea no Sistema de Supervisão e Controle da CEMIG-GT ou energia ativa através do aplicativo do medidor da ION disponibilizado pelo Centro de Medição.

Em ambos os casos os pontos não eram integralizados, existindo situações (SE Barreiro) onde era necessária a pesquisa e cálculo de seis pontos, localizados em diferentes telas.

Aproveitando a reestruturação do processo de operação da CEMIG-D (centralização da supervisão e controle do sistema elétrico em um único ponto, localizado em Belo Horizonte), foi desenvolvido um sistema computacional para gerenciamento do MUST, que monitora 31 pontos de medição, recebidas em 284 canais de medidores.

O Sistema é composto de:

1. Módulo de aquisição medição da instantânea de Potência Ativa em tempo real, via Sistema de Supervisão e Controle da CEMIG-GT/SAGE/X-OMNI;
2. Módulo de aquisição da medição de energia integralizada em 5 minutos dos medidores ION;
3. Módulo de cálculos em quatro quadrantes e sistema estatístico que faz a interpolação da medição de potência ativa em tempo real com o valor da energia integralizada.

1. Introdução

O modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) anterior a 1995 era caracterizado por empresas verticalizadas, predominantemente estatais, sendo formado por quatro grandes empresas supridoras federais (CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL, FURNAS), detentoras das grandes usinas hidrelétricas e sistemas de transmissão associados, responsáveis pelo suprimento às distribuidoras estaduais. Neste contexto os sistemas de medição de energia elétrica para faturamento dos intercâmbios entre empresas eram instalados nas fronteiras transmissão–distribuição e de propriedade da empresa supridora correspondente.

O modelo competitivo foi estabelecido com o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciado em 1995, com a lei das concessões (Lei 8.987/95), a instituição do livre acesso, criação do produtor independente, consumidor livre e rede básica (Lei 9.074/95), criação da ANEEL (Lei 9.427/96), regulamentação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e definição das regras de organização do Operador Nacional do Sistema (ONS), Lei 9.648/98, resultando na desverticalização da cadeia produtiva e criação dos agentes de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.

Art. 16 (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 399, DE 13 DE ABRIL DE 2010)- As distribuidoras passam a ter a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão contabilizada pelo ONS, apuradas pelas diferenças entre o MUST contratado e a demanda máxima medida por horário e ponto de conexão, da seguinte forma:

I – mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST contratado nos horários de ponta e/ou fora de ponta; e

II – anualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado no ano civil no horário de ponta e/ou no horário fora de ponta.

§ 1º Nos meses em que houver a ultrapassagem de que trata o inciso I, o ONS apurará o valor ultrapassado de acordo com a equação:

$$PI_U = 3 \times \sum_i [(D_{m\acute{a}x-P_i} - 1,1 \times MUST_{P_i}) \times (TUST_{P-RB_i} + TUST_{P-FR_i})] + \\ + 3 \times \sum_i [(D_{m\acute{a}x-FP_i} - 1,1 \times MUST_{FP_i}) \times (TUST_{FP-RB_i} + TUST_{FP-FR_i})]$$

- PIU é a parcela de ineficiência por ultrapassagem a ser cobrada da distribuidora de acordo com o inciso I;

- $D_{m\acute{a}x-P_i}$ é a demanda máxima mensal medida no ponto de conexão i , quando superior a 110% do MUST contratado no mesmo ponto de conexão no horário de ponta;

- $MUST_{P_i}$ é o MUST contratado no ponto de conexão i no horário de ponta;

- $TUST_{P-RB_i}$ e $TUST_{P-FR_i}$ são a TUST Rede Básica sistêmica e a TUST Rede Básica de fronteira vigentes para o ponto de conexão i contratado pela distribuidora, no horário de ponta no mês da ultrapassagem;

- $D_{m\acute{a}x-FP_i}$ é a demanda máxima mensal medida no ponto de conexão i , quando superior a 110% do MUST

contratado no mesmo ponto de conexão no horário fora de ponta;

- MUSTFP i é o MUST contratado no ponto de conexão i no horário fora de ponta;

- TUSTFP-RB i e TUSTFP-FR i são a TUST Rede Básica sistêmica e a TUST Rede Básica de fronteira vigentes para o ponto de conexão i contratado pela distribuidora, no horário fora de ponta no mês da ultrapassagem.

§ 2º Após o encerramento do ano civil, o ONS apurará, de acordo com o inciso II, a máxima demanda medida no ano anterior e calculará o valor da parcela de ineficiência por sobrecontratação de acordo com a equação:

$$PI_S = 12 \times \sum_i \left[(0,9 \times MUST_{P_i} - D_{m\acute{a}x\ anual_i}) \times (TUST_{P-RB_i} + TUST_{P-FR_i}) \right] + \\ + 12 \times \sum_i \left[(0,9 \times MUST_{P_i} - D_{m\acute{a}x\ anual_i}) \times (TUST_{FP-RB_i} + TUST_{FP-FR_i}) \right]$$

PIS é a parcela de ineficiência por sobrecontratação a ser cobrada da distribuidora de acordo com o inciso II;

$D_{m\acute{a}x\ anual-P_i}$ é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão i , quando inferior a 90% do MUST contratado no mesmo ponto de conexão no horário de ponta;

$D_{m\acute{a}x\ anual-FP_i}$ é a demanda máxima anual medida no ponto de conexão i , quando inferior a 90% do MUST contratado no mesmo ponto de conexão no horário fora de ponta;

Diante do novo cenário sentiu-se a necessidade de termos um acompanhamento em tempo real dos trinta e um pontos de conexão da CEMIG-D.

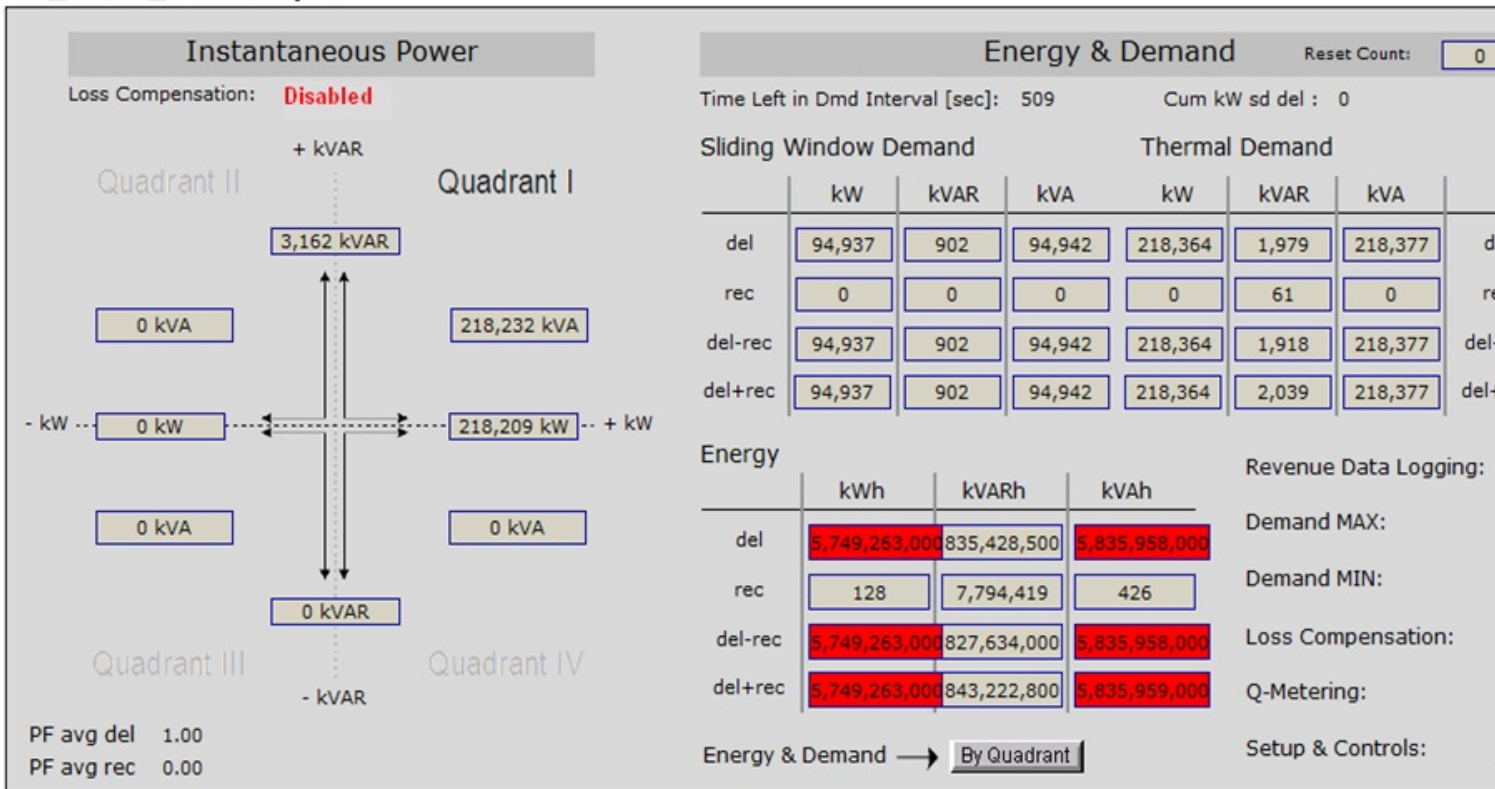
2. Desenvolvimento

Dificuldades iniciais:

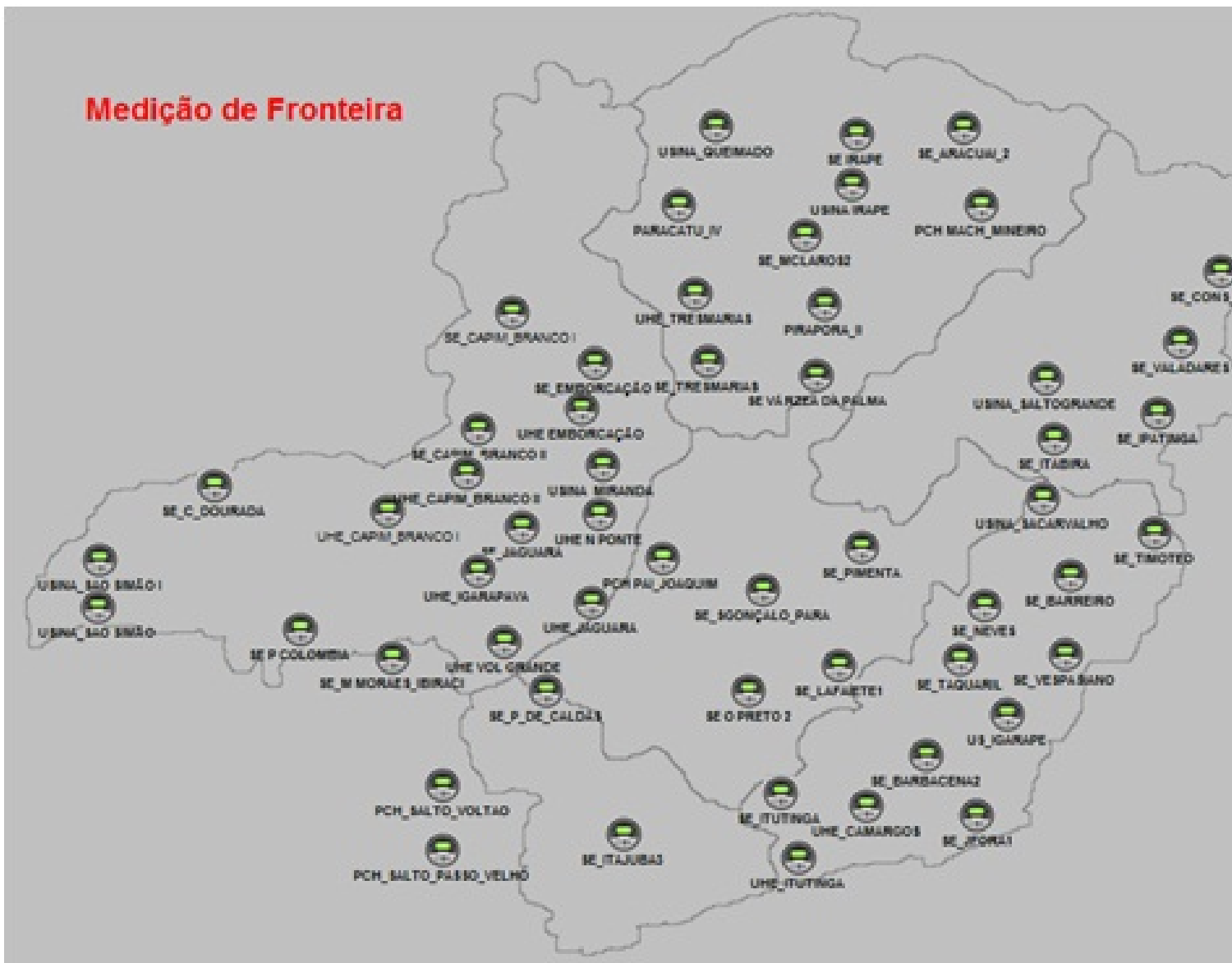
O ambiente Centro de Operação da Distribuição da CEMIG não dispunha dos valores de medição de energia ativa, existindo apenas a possibilidade de visualização das medições de potência ativa por ponto, que estavam espalhadas em vários sinóticos do Sistema de Supervisão e Controle do COS-CEMIG e outro Sistema com telas para visualização de canais que incluía medição de energia ativa sendo uma tela por canal de medidor, tornando-se impossível o acompanhamento por parte da operação em tempo real.

Por outro lado o Sistema de Medição de Fronteira ION da CEMIG está passando por uma reformulação e qualquer esforço de integração com outro sistema passou a ser inviável.

SE_NEVES_TR3.Principal



(Figura 1- Exemplo de uma tela do Sistema de Medição de Energia da Fronteira Transmissão / Distribuição - Medição por quadrante e uma tela por bay)



(Figura 2- Localização dos Equipamentos da Medição de Energia da Fronteira Transmissão / Distribuição)

Medidas adotadas:

Primeiramente aproveitando-se da integração já previamente existente entre o Sistema de Supervisão e Controle Distribuído (SSCD) do Centro de Operação do Sistema (COS) CEMIG e o Sistema de Supervisão e Controle X-OMNI do Centro de Operação da Distribuição (COD) foram incluídos os valores de medição de potência ativa instantânea.

Do lado do SSC X-Omni da CEMIG-D foi desenvolvida uma única tela com todas as medições instantâneas de potência, criado um módulo de cálculo que altera o valor de limite dos pontos segundo o horário de Ponta ou Fora de Ponta, habilitado alarme sonoro e geração de evento em caso da potência ativa instantânea ultrapassar o valor limite estabelecido para o horário.

MUSTGERAL - Visualizador de Sinóticos do Sistema xOMNI

Arquivo Exibe Configuração Ação Ferramentas

PAINELO MÍNIMO

CEMIG CONTROLE DE MUST DA CEMIG - D

STATUS NO MOMENTO

MALHA	CODIGO ONS	INSTALACAO	TENSAO KV	PONTA MW	F. PONTA MW	POT. REAL MW	CARRREG.
DL	MGACU2138-A	ARACUAIA 2 (A)	138	139.7	131.3	81.3	61.9
DM	MGABAB138	BARBACENA 2 (A)	138	128.4	197.0	217.9	110.6
DC	MGABAB138	BARBEIRO (A)	138	595.0	629.7	212.6	33.8
DM	MGAFAR138	CONSELHEIRO LAFAIETE (A)	138	203.6	223.3	120.5	76.0
DL	MGCPEN13,8	CONSELHEIRO PEENA (A)	13,8	29.2	27.4	0.0	0.0
DI	MGEMBO138	EMBACABA (A)	138	257.0	261.1	122.1	48.7
DL	MGGUAL13,8	GOVERNADOR UVALDES 2 (A)	13,8	42.0	43.7	27.8	63.6
DL	MGGUAL138	GOVERNADOR UVALDES 2 (A)	138	183.3	150.6	75.7	23.4
DL	MGIPAT13,8	JATINGA 1 (A)	13,8	23.0	24.6	14.7	59.8
DL	MGIPAT138-A	JATINGA 1 (A)	138	134.7	134.2	56.9	42.4
DL	MGIPAT161	JATINGA 1 (A)	161	71.2	80.3	0.0	0.0
DL	MGITAB13,8	JTABIRA 2 (A)	13,8	22.7	23.8	36.0	191.3
DL	MGITAB69	JTABIRA 2 (A)	69	44.0	46.2	0.0	0.0
DS	MGITJ3138	JTALUBA 3 (A)	138	260.0	301.4	0.0	0.0
DS	MGITSE138	JTUTINGA-SE (A)	138	296.0	353.6	0.0	0.0
DI	MGJGSE138	JAGUARA-SE (A)	138	156.3	174.6	3.2	1.9
DM	MGJFOR138	JUIZ DE FORA 1 (A)	138	248.3	340.3	202.4	59.5
DO	MGUSMM138	MASCARENHAS DE MORAES (A)	138	132.7	159.5	0.0	0.0
DN	MGNECL2138	MONTES CLAROS 2 (A)	138	273.3	290.2	246.7	85.0
DC	MGNEVES138	NEVES 1 (A)	138	760.8	763.7	0.0	0.0
DM	MGOPAZ138	OURO PRETO 2 (A)	138	398.0	423.2	352.5	83.3
DL	MGPAR138-A	PARACATU 4 (A)	138	136.4	136.2	54.1	39.7
DO	MGPIME138	PIMENTA (A)	138	163.5	203.5	152.7	75.0
DN	MGPIAD138-A	PIRAPORA 2 (A)	138	179.4	266.6	224.4	102.9
DS	MGSTPC138	POCOS DE CALDAS (A)	138	183.9	192.3	0.0	0.0
DM	MGSDUM138-A	SANTOS DUMONT (A)	138	1.0	1.0	0.0	0.0
DO	MGSEPH138	SÃO GONÇALO DO PARAÍ (A)	138	450.0	504.6	0.0	0.0
DC	MGSLAM138-A	SETE LAGOS 4 (A)	138	1.0	1.0	0.0	0.0
DC	MGTAQU138	TAQUARA 1 (A)	138	308.4	334.1	240.9	78.1
DL	MGTIMO13,8	TIMOTEO (A)	13,8	28.5	29.7	0.0	0.0
DN	MGTHAR138	TAPES MARIAS (A)	138	91.1	114.2	68.2	59.7
DN	MGUAPL138	VARZEA PALMA 1 (A)	138	153.0	181.4	162.4	92.3
DC	MGUPNDE00	VESPAIANO 2 (A)	500	399.5	420.3	0.0	0.0

Coordenadas UTM 1513793 , -2495348

Oper: Navz

(Figura 3- Exemplo da tela desenvolvida no Sistema de Supervisão e Controle xOMNI (Concert))

Objetivando um sistema único para acompanhamento do MUST no ambiente de Operação do Centro de Operação da Distribuição da CEMIG, foi desenvolvido um módulo de exportação de valores analógicos de potência ativa do xOMNI, com frequência de atualização de um minuto, e um módulo de exportação dos valores de energia ativa coletadas pelos medidores ION da Fronteira Transmissão/Distribuição, com frequência de atualização de cinco minutos. Esse tempo de atualização alto é uma limitação do atual sistema utilizado no Centro de Medição da CEMIG.

Posteriormente foi desenvolvida uma ferramenta computacional para o acompanhamento dos valores de MUST da CEMIG-D com as seguintes etapas:

- Em ciclos de um minuto, o sistema coleta medidas de potência ativa de cada bay, geradas pelo SSCD, calcula a potência ativa resultante em cada ponto, cria arquivo histórico, integraliza a medição, corrigindo essa medição com base no erro anteriormente calculado e utilizando como referência a medição de energia originária dos medidores da fronteira T/D (ION);
- Em ciclos de cinco minutos o sistema coleta as medições da energia em cada bay da fronteira T/D (ION), calcula a energia resultante por ponto e recalcula o erro da integralização das medições geradas pelo SSCD.
- Em ciclos de quinze minutos o sistema cria arquivo histórico por ponto de medição, com as máximas verificadas no dia, mês e ano nos horários de ponta e fora de ponta com base nos valores calculados pela somatória dos valores coletados nos medidor da fronteira T/D (ION);

Em caso de ultrapassagem é gerada uma tabela com o histórico da ultrapassagem onde posteriormente é

acrescentado um texto constando o motivo.

SAGA - CONTROLE DO MUST DA CEMIG - DISTRIBUIÇÃO - REFERÊNCIA: 15/11/11 07:45 Fora de Ponta - Feriado

Dia Anterior Próximo dia Período Anterior Proximo Período Último Período Tempo Real Selecionar Salvar Ultrapassagens Sair

INSTALAÇÃO		LIMITE PONTA (MW)	LIM. FORA PONTA (MW)	CARREG. (%)	LEITURA REAL (MW)	LEITURA INTEG. (MW)	TENDÊNCIA ION (MW)
FRADUAI 2	138KV	139.7	131.3	25.6	33.6	33.6	33.6
BAREACENA 2	138KV	195.0	253.5	49.5	125.4	124.5	126.6
BARREIRO	138KV	595.0	629.7	56.7	357.0	355.4	355.4
CONSE. LAFAIETE 1	138KV	220.0	263.1	37.2	97.9	98.6	93.2
CONSE. FENA	13.8KV	29.2	27.4	0.0	0.0	0.0	0.4
G. VALADARES 2	13.8KV	42.0	43.7	58.6	25.6	26.0	26.4
G. VALADARES 2	138KV	183.3	165.6	16.7	27.6	26.0	26.4
ITABIRA 2	13.8KV	22.7	23.8	31.1	7.4	7.4	6.9
ITABIRA 2	69KV	44.0	46.2	23.4	10.8	10.5	6.9
IPATINGA 1	13.8KV	23.0	24.6	44.3	10.0	10.0	10.0
IPATINGA 1	138KV	134.7	134.2	12.2	16.3	16.7	15.7
IPATINGA 1	161KV	71.2	88.3	12.5	10.0	10.2	11.6
ITAJUBA 3	138KV	260.0	301.4	51.8	155.2	157.4	153.5
ITUTINGA-SE	138KV	296.0	353.6	38.2	123.0	129.4	130.4
JUIZ DE FORA 1	138KV	250.0	343.7	70.1	241.1	221.4	224.2
MONTES CLAROS 2	138KV	273.3	290.2	70.7	205.2	205.0	208.0
OURO PRETO 2	138KV	398.0	423.2	61.5	260.2	256.0	256.0
POÇOS DE CALDAS	138KV	183.9	192.3	46.7	83.8	87.5	86.0
PIMENTA	138KV	163.5	203.5	68.7	139.7	136.2	137.0
PIRAPORA 2	138KV	179.4	266.6	85.5	228.0	225.0	227.3
PARACATU 4	138KV	136.4	136.2	7.6	-10.4	-10.0	-10.0
MEUS 1	138KV	760.0	763.7	57.1	436.4	434.4	428.4
S. G. DO PARA	138KV	450.0	504.6	54.7	276.2	279.5	271.2
SETE LAGOAS 4	138KV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SANTOS DUMONT	138KV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TADUIRIL	138KV	308.4	334.1	56.8	189.0	186.6	188.0
TIMOTÉ	13.8KV	28.5	29.7	0.0	0.0	0.0	0.0
EMBORACAO	138KV	257.0	261.1	17.4	-45.4	-47.0	43.7
JANUÁRIA-SE	138KV	155.3	174.6	12.5	-21.0	-22.0	-24.7
TRES MARIAS	138KV	91.1	114.2	120.4	137.5	137.0	141.4
UESPIASIANO 2	500KV	399.5	420.3	56.7	238.1	235.0	245.7
VARZEA PALMA 1	138KV	153.0	181.4	87.8	159.3	159.3	159.1
M. MORAES	138KV	132.7	159.5	0.0	0.0	0.0	87.0

(Figura 4- Exemplo da tela Principal do Sistema com informações do SSCD integralizadas e corrigidas e energia ativa originadas dos medidores ION)



(Figura 5- Exemplo da Ferramenta gráfica para acompanhamento histórico ou em Tempo Real dos valores de potência ativa com resolução de um minuto e histórico de cinco semanas)

DIARIO - FORA DE PONTA

Valor	Data - Hora	Perc	Processado:
105.9	26/03/12 - 22:00	67.9	26/03/12 22:03:01
101.6	26/03/12 - 22:15	65.2	26/03/12 22:18:01
100.2	26/03/12 - 13:45	64.3	26/03/12 13:48:01
99.8	26/03/12 - 10:45	64.0	26/03/12 10:48:01
99.5	26/03/12 - 11:15	63.8	26/03/12 11:18:01
99.5	26/03/12 - 22:30	63.8	26/03/12 22:33:01
99.1	26/03/12 - 11:00	63.6	26/03/12 11:03:01
98.8	26/03/12 - 11:30	63.4	26/03/12 11:33:01
98.8	26/03/12 - 13:30	63.4	26/03/12 13:33:01
98.6	26/03/12 - 12:15	63.2	26/03/12 12:18:01

DIARIO - PONTA

Valor	Data - Hora	Perc	Processado:
91.0	26/03/12 - 18:45	56.8	26/03/12 18:48:01
89.4	26/03/12 - 18:30	55.8	26/03/12 18:33:01
88.1	26/03/12 - 19:00	55.0	26/03/12 19:03:01
86.4	26/03/12 - 19:30	54.0	26/03/12 19:33:01
85.5	26/03/12 - 20:00	53.4	26/03/12 20:03:01
85.3	26/03/12 - 19:15	53.3	26/03/12 19:18:01
82.5	26/03/12 - 19:45	51.5	26/03/12 19:48:01
81.7	26/03/12 - 18:15	51.0	26/03/12 18:18:01
64.7	26/03/12 - 18:00	40.4	26/03/12 18:03:01
60.1	26/03/12 - 17:30	37.5	26/03/12 17:33:01

MENSAL - FORA DE PONTA

Valor	Data - Hora	Perc	Processado:
111.0	03/03/12 - 19:00	71.7	3/3/2012 19:03:04
110.0	03/03/12 - 19:15	70.7	3/3/2012 19:18:04
109.0	03/03/12 - 19:30	70.5	3/3/2012 19:33:04
108.6	10/03/12 - 18:30	69.7	10/03/12 18:33:49
108.1	10/03/12 - 18:45	69.3	10/03/12 18:48:49
108.0	03/03/12 - 18:45	69.5	3/3/2012 18:48:04
107.0	03/03/12 - 19:45	68.6	3/3/2012 19:48:04
106.8	10/03/12 - 19:15	68.5	10/03/12 19:18:49
106.0	10/03/12 - 19:00	68.0	10/03/12 19:03:50
105.9	26/03/12 - 22:00	67.9	26/03/12 22:03:01

MENSAL - PONTA

Valor	Data - Hora	Perc	Processado:
122.0	14/03/12 - 18:45	76.2	14/03/12 18:48:12
120.2	14/03/12 - 19:00	75.1	14/03/12 19:03:12
116.3	14/03/12 - 18:30	72.6	14/03/12 18:33:12
115.5	14/03/12 - 19:30	72.1	14/03/12 19:33:12
114.6	14/03/12 - 19:15	71.6	14/03/12 19:18:12
112.6	14/03/12 - 19:45	70.3	14/03/12 19:48:11
111.3	14/03/12 - 20:00	69.5	14/03/12 20:03:11
108.0	05/03/12 - 19:30	67.6	5/3/2012 19:33:05
107.2	14/03/12 - 18:15	67.0	14/03/12 18:18:12
107.0	05/03/12 - 19:00	67.2	5/3/2012 19:03:05

ANUAL - FORA DE PONTA

Valor	Data - Hora	Perc	Processado:
119.0	13/02/12 - 20:00	76.6	13/2/2012 20:03:51
112.0	23/02/12 - 20:00	72.4	23/2/2012 20:03:44
112.0	24/02/12 - 20:00	71.8	24/2/2012 20:03:45
111.0	03/03/12 - 19:00	71.7	3/3/2012 19:03:04
111.0	13/02/12 - 20:15	71.5	13/2/2012 20:18:51
110.0	03/03/12 - 19:15	70.7	3/3/2012 19:18:04
109.0	03/03/12 - 19:30	70.5	3/3/2012 19:33:04
109.0	13/02/12 - 20:30	70.5	13/2/2012 20:33:51
108.6	10/03/12 - 18:30	69.7	10/03/12 18:33:49
108.1	10/03/12 - 18:45	69.3	10/03/12 18:48:49

ANUAL - PONTA

Valor	Data - Hora	Perc	Processado:
122.0	14/03/12 - 18:45	76.2	14/03/12 18:48:12
120.2	14/03/12 - 19:00	75.1	14/03/12 19:03:12
119.0	13/02/12 - 19:15	74.6	13/2/2012 19:18:52
118.0	13/02/12 - 19:30	73.8	13/2/2012 19:33:51
118.0	13/02/12 - 19:00	73.7	13/2/2012 19:03:52
117.0	13/02/12 - 19:45	73.5	13/2/2012 19:48:52
116.3	14/03/12 - 18:30	72.6	14/03/12 18:33:12
115.5	14/03/12 - 19:30	72.1	14/03/12 19:33:12
115.0	13/02/12 - 18:45	72.0	13/2/2012 18:48:52
115.0	23/02/12 - 19:00	71.8	23/2/2012 19:03:44

(Figura 6- Exemplo de tabela com as máximas verificadas no dia, mês e ano nos horários de ponta e fora de ponta);

Ponto	Data	Hora	Ponta	FPonta	Leitura	Perc.	Motivo
UHTMMUTKW	030312	00:30	137,2	177,8	186,8	105.1	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	00:45	137,2	177,8	186,6	104.9	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	01:00	137,2	177,8	186,5	104.9	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	01:15	137,2	177,8	187,4	105.4	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	01:30	137,2	177,8	188,2	105.8	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	01:45	137,2	177,8	190,7	107.3	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	02:00	137,2	177,8	189,7	106.7	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	02:15	137,2	177,8	190,9	107.4	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	02:30	137,2	177,8	192,1	108	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	02:45	137,2	177,8	190,3	107.1	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	03:00	137,2	177,8	189,6	106.7	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora
UHTMMUTKW	030312	03:15	137,2	177,8	184,2	103.6	Manobras programadas para isolamento do trafo ATR1 500/345kV na SE Pirapora

(Figura 7- Exemplo do histórico das ultrapassagens da demanda contratada no ponto com descrição do motivo)

Proposição futura:

- Após a entrada do novo Sistema de Medição de Fronteira e da substituição do Sistema de Supervisão e Controle da CEMIG-D, será criado um mecanismo de exportação da medição de energia ativa diretamente dos medidores de fronteira T/D para o Sistema de Supervisão e Controle. O alarme deverá ocorrer apenas após cinco minutos de integralização ou quando o sistema de tendência caracterizar iminência de violação do limite contratado para o horário. O sistema atual será utilizado como ferramenta de histórico e visualização gráfica na rede corporativa da empresa.

3. Conclusões

Com a entrada em Operação comercial do Sistema em setembro de 2011 o Centro de Operação da Distribuição da CEMIG-D passou a fazer um acompanhamento e controle mais efetivo nos pontos da interface Transmissão / Distribuição, incorporando as seguintes tarefas a sua rotina diária.

- Monitorar os alarmes de ultrapassagem do MUST.
- Fazer análise e consistência dos alarmes, verificando sua procedência.
- Fazer remanejamento de carga entre os pontos de conexão para evitar ultrapassagens em contingências.
- Efetuar registro no Relatório Diário de Operação para subsidiar o processo de apuração conforme Rotina Operacional RO-AO.BR.12 - Apuração de Dados para Verificação dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão
- Sugerir ações para evitar / amenizar as ultrapassagens do MUST.

4. Referências bibliográficas