



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Yuri Ramos de Sousa

Relatório de Estágio Integrado

Campina Grande, Paraíba

Outubro de 2016

Yuri Ramos de Sousa

Relatório de Estágio Integrado

Relatório de Estágio Integrado submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Local do Estágio:

Energisa Paraíba

Orientadora:

Professora Núbia Silva Dantas Brito

Campina Grande, Paraíba

Outubro de 2016

Yuri Ramos de Sousa

Relatório de Estágio Integrado

Relatório de Estágio Integrado submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Local de Estágio: Energisa Paraíba

Aprovado em ____ / ____ / _____

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professora Núbia Silva Dantas Brito
Universidade Federal de Campina Grande
Orientadora

Agradecimentos

A todos que me apoiaram até aqui.

Sumário

Agradecimentos.....	4
Lista de Figuras.....	7
Lista de Tabelas.....	8
1. Apresentação.....	9
2. Local do Estágio.....	9
3. Fundamentação.....	11
3.1. O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE).....	12
3.2. Módulo 8 – PRODIST.....	15
3.2.1. Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST.....	16
3.3. Sistemas Utilizados.....	23
4. Atividades Realizadas.....	25
4.1. Demandas de Rotina.....	25
4.1.1. Controle Diário de Abertura por Curto Circuito e <i>Reclosed</i>	25
4.1.2. Análise de Curva de Corrente de ACC.....	27
4.1.3. Informativo Diário do MUST.....	29
4.1.4. Informativo Diário de Compensações EPB/EBO.....	33
4.1.5. Informativo de Consumo Interno das Subestações.....	39
4.2. Demandas Extras.....	40
4.2.1. Compensação Potencial.....	40
4.2.2. Priorização de Cargas.....	40
4.3. Esquemático: Atividades e Sistemas Envolvidos.....	43
5. Conclusões.....	44
6. Referências Bibliográficas.....	45

Anexo46

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Mapa de atuação do Grupo Energisa.	10
Figura 2.2 - Regionais geográficos da EPB.	11
Figura 3.1 - Configuração Típica de um SEP.	12
Figura 3.2 - Sistema de subtransmissão radial simples.	13
Figura 3.3 - Sistema de subtransmissão radial com recurso.	14
Figura 3.4 - Módulos do PRODIST.	245
Figura 3.5 - Esquema de um SCADA padrão.	24
Figura 4.1 - Gráfico de curva de corrente do alimentador ORT 21L4.	28
Figura 4.2 - Registro de eventos no MUST.	32
Figura 4.3 - Anomalia detectada e resultado da correção.	34
Figura 4.4 - Gráfico da compensação diária acumulada EBO.	36
Figura 4.5 - Gráfico contendo as contribuições diárias individuais EBO.	36
Figura 4.6 - Gráfico de compensação diária acumulada EPB.	37
Figura 4.7 - Gráfico contendo as contribuições diárias individuais EPB.	37
Figura 4.8 - Projeção total por indicador de continuidade EPB.	38
Figura 4.9 - Relação entre as atividades de rotina e sistemas envolvidos.	43
Figura 4.10 - Relação entre as demandas extras.	43

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Tensões usuais para rede de distribuição.	12
Tabela 3.2 - Limite dos indicadores para área urbana do conjunto CGD/EBO.....	20
Tabela 3.3 - Limite dos indicadores para área não urbana do conjunto CGD/EBO. ..	20
Tabela 4.1 - Lista das manobras realizadas em uma ocorrência.	29
Tabela 4.2 - Informações básicas de contratação do MUST.....	30
Tabela 4.3 - Resumo das componentes de compensação calculadas.	34
Tabela 4.4 - Parâmetros para construção de ranking de priorização de cargas	42

1. Apresentação

O Estágio integrado foi realizado na empresa de distribuição de energia elétrica Energisa Paraíba, sediada em João Pessoa - PB, durante o período de 22/03/2016 a 15/09/2016, sob orientação da Professora Núbia Silva Dantas Brito e supervisão de Ramon Leal Pessoa, supervisor de operação da empresa.

Este relatório apresenta um resumo das principais atividades desenvolvidas durante o período do estágio, vinculadas ao Departamento de Operação - DEOP, em conjunto com a Coordenação de Planejamento Operacional - CPOP, e que podem ser divididas em:

- Demandas de rotina: análise de dados e divulgação de informativos diários de Abertura por Curto Circuito - ACC e *Reclosed*, Montante do Uso do Sistema de Transmissão - MUST, e compensações por indicador de continuidade de cada empresa;
- Demandas extras: outras atividades dentro do escopo de regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

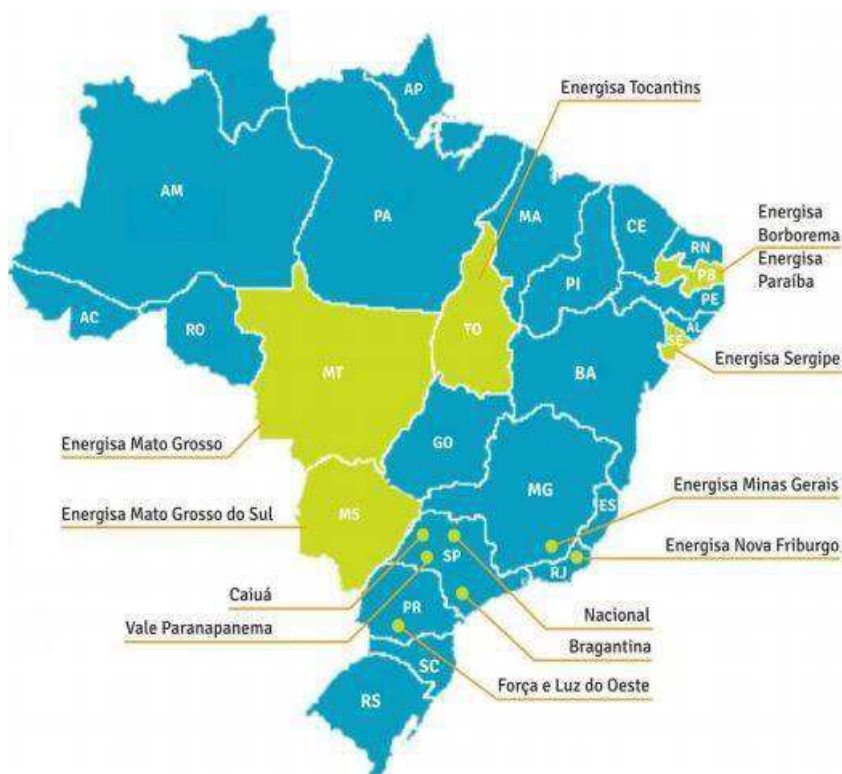
2. Local do Estágio

O Grupo Energisa tem 111 anos de história e atua no mercado de energia elétrica brasileiro nas áreas de geração, distribuição e comercialização. Sua base principal de atuação é na distribuição de energia elétrica, controlando atualmente 13 distribuidoras, são elas: Energisa Paraíba (PB), Energisa Borborema (PB), Energisa Sergipe (SE), Energisa Minas Gerais (MG), Energisa Nova Friburgo (RJ), Cauiá (SP), Vale Paranapanema (SP), Nacional (SP), Bragantina (SP), Força e Luz do Oeste (PR),

Energisa Tocantins (TO), Energisa Mato Grosso (MT) e Energisa Mato Grosso do Sul (MS).

O Grupo Energisa está presente atualmente, em 788 municípios, atendendo a 6,4 milhões de consumidores e uma população de cerca de 16 milhões de pessoas – 8,1% da população brasileira. A empresa também conta com mais de 10 mil colaboradores em todas as áreas (Energisa, 2016). O mapa de atuação da empresa é apresentado na Figura 2.1.

Figura 2.1 - Mapa de atuação do Grupo Energisa.



Fonte: http://www.valor.com.br/sites/default/files/28-05-2015-energisa_apresentacao_institucional_1t15.pdf.

No estado da Paraíba, a empresa se subdivide em duas unidades: Energisa Paraíba – EPB, e Energisa Borborema – EBO. A EPB possui atualmente, em torno de 1,265 milhão de clientes, o que corresponde ao atendimento de 3,3 milhões de pessoas, em 216 municípios de todo o estado, abrangendo uma área de 74.259 km². Além disso, a EPB é dividida em três regionais geográficos, conforme mostrado na Figura 2.2. Já a

EBO, possui 188 mil clientes, atendendo 500 mil pessoas em seis municípios, abrangendo uma área de 1.789 km² (Energisa, 2016).

O estágio foi realizado na sede da EPB, mais especificamente, no Departamento de Operação - DEOP em ação conjunta com a Coordenação de Planejamento Operacional - CPOP, formando a equipe de Pós-Operação, a qual é composta por dois estagiários, seis técnicos, dois analistas, um supervisor e a coordenadora da operação.

Figura 2.2 - Regionais geográficos da Energisa Paraíba.



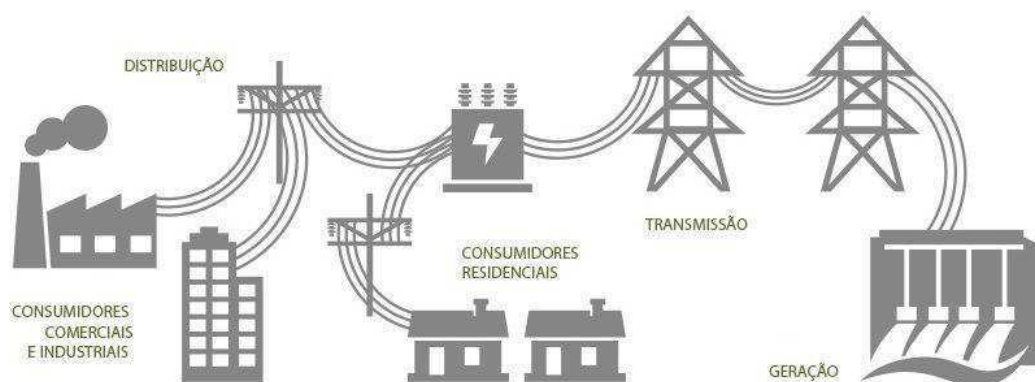
3. Fundamentação

Apresenta-se a seguir, um resumo dos temas mais importantes para o desenvolvimento do estágio.

3.1. O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE)

Fornecer energia elétrica aos consumidores, independente do seu porte, é essencialmente a função de um sistema elétrico de potência - SEP, que pode ser subdividido em três macro setores: geração, transmissão e distribuição, os quais devem atender aos padrões de qualidade, confiabilidade e disponibilidade (KAGAN, 2005). A configuração típica de um SEP é apresentada na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Configuração típica de um SEP.



Fonte: <http://www.energypro-site.com/geracao-distribuida>

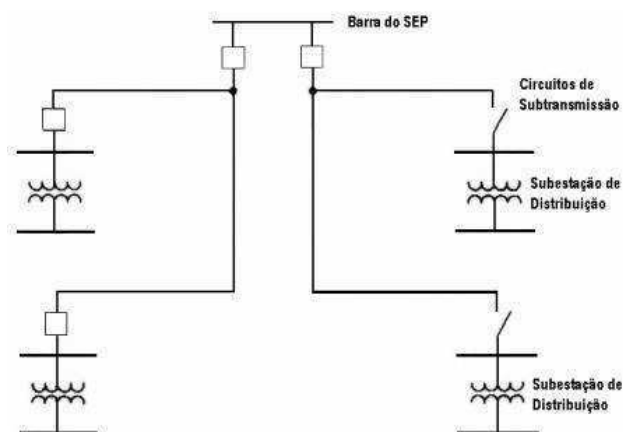
O sistema de distribuição é a interseção entre o sistema de transmissão e o abastecimento de energia elétrica aos consumidores. Podem-se caracterizar como subdivisões do SDEE a subtransmissão, a distribuição primária e a secundária. A Tabela 3.1 resume as tensões de conexão padronizadas para distribuição (KAGAN, 2005).

Tabela 3.1 - Tensões usuais para rede de distribuição.

Tensões usuais - Distribuição	
Subtransmissão	138 kV - 34,5 kV
Distribuição Primária	34,5 kV - 13,8 kV
Distribuição Secundária	380/220 V - 220/127 V

Os sistemas de subtransmissão basicamente, alimentam as subestações do sistema de distribuição. As configurações desses sistemas dependem do grau de investimento que pode ser feito, variando de acordo com o grau de confiabilidade no fornecimento da energia (GARCIA, 2012). Nas Figuras 3.2 e 3.3 estão ilustradas as configurações radial simples e com recurso. Observa-se que a configuração com recurso permite operações de manobra, garantindo assim, mais confiabilidade em relação a radial simples. Existem outros arranjos, tais como anel ou em malha, os quais possibilitam mais manobras e garantem um grau de confiabilidade maior. Todavia, fica clara a necessidade de um aumento no número de equipamentos, o que significa custos mais elevados.

Figura 3.2 - Sistema de subtransmissão radial simples.

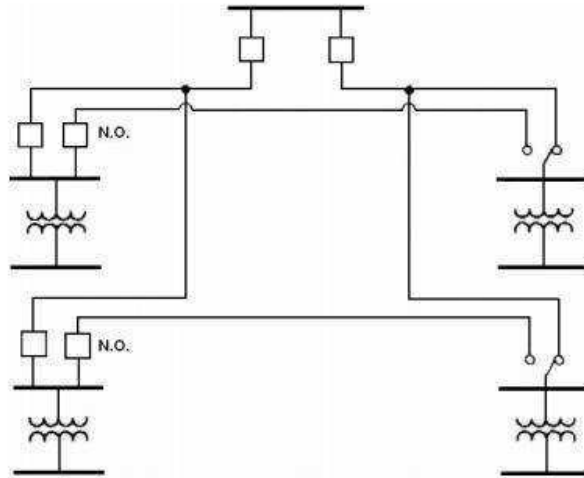


Fonte: (LEÃO, 2009)

De maneira geral, para sistemas com tensões menores que 69 kV, utilizam-se sistemas radiais e arranjos simples em anel, com a presença de religadores. Para tensões maiores que 69 kV, a escolha são arranjos em anéis ou em malha (GARCIA, 2012).

Circuitos trifásicos, normalmente a três condutores, atuam de forma a reduzir as tensões de subtransmissão para valores de distribuição primária. Para o caso de tensão de distribuição secundária, atuam circuitos trifásicos a quatro condutores. Os valores estão evidenciados na Tabela 3.1.

Figura 3.3 - Sistema de subtransmissão radial com recurso.



Fonte: (LEÃO, 2009)

As configurações das redes primárias e secundárias são semelhantes às de subtransmissão, variando com o nível de tensão, custo desejado e grau de confiabilidade, que significa mais recursos de manobras para manutenção da continuidade do fornecimento da energia. Contudo, busca-se sempre a ponderação entre custos do sistema e o quão confiável ele é (GARCIA, 2012).

Unidades consumidoras em localizações rurais, por exemplo, dispõem do sistema mais simples possível, diferentemente de áreas urbanas com números relevantes de clientes, que apresentam algumas possibilidades de manobras buscando não interromper o serviço. Diferentes estruturas nos circuitos da Energisa foram observadas, as quais variam com os níveis de tensão e localização.

No acompanhamento de ACC e *Reclosed* descrito no tópico 4.1.1, que se refere às ocorrências em nível de tensão até 13,8 kV, observou-se a presença de equipamentos como religadores e seccionadores nas estruturas da empresa em zona urbana, devido informação da atuação com sucesso ou não do religador. Pôde-se notar também, que as ocorrências em zona rural geralmente, levam um tempo considerável para serem atendidas e normalizadas, devido à topologia simples utilizada nessas regiões.

3.2. Módulo 8 – PRODIST

Todas as ações da equipe de Pós-Operação da Energisa baseiam-se nos procedimentos descritos no Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica – dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, mais precisamente na seção 8.2 – **Qualidade do Serviço**.

O PRODIST contém documentos elaborados pela ANEEL, os quais têm como objetivos normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos SDEE. O PRODIST contém dez módulos conforme mostrado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Módulos do PRODIST.

Módulos PRODIST	
	Módulo 1 - Introdução
	Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
	Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição
	Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
	Módulo 5 - Sistemas de Medição
	Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações
	Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
	Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica
	Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos
	Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/prodist>.

Neste relatório o foco é o Módulo 8 do PRODIST, que tem como objetivos (PRODIST, 2016):

- Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado.

- Para a qualidade do **produto**, o módulo define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de QEE.
- Para a qualidade dos **serviços prestados**, o módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

O Módulo 8 é composto por 4 (quatro) seções:

- Seção 8.0: Introdução;
- Seção 8.1: Qualidade do Produto, na qual é definida a terminologia, a caracterização dos fenômenos e o estabelecimento dos parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão;
- Seção 8.2: Qualidade do Serviço, na qual são estabelecidos os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento;
- Seção 8.3 - Disposições Transitórias, que trata do planejamento do processo de implantação dos indicadores de qualidade do produto da energia elétrica.

O foco do Estágio foi a **Seção 8.2**, cujos principais aspectos são apresentados a seguir.

3.2.1. Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST

Essa seção tem como objetivos (PRODIST, 2016):

- Estabelecer procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores e às distribuidoras acessantes.

- Estabelecer procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão - DIT aos consumidores e distribuidoras.
- Definir indicadores e padrões de qualidade de serviço de forma a:
 - Fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão - DIT;
 - Fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura das distribuidoras;
 - Oferecer aos consumidores parâmetros para avaliação do serviço prestado pela distribuidora.

Dentre os vários indicadores definidos pela ANEEL, destacam-se neste relatório os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica apresentados a seguir (PRODIST, 2016).

Indicadores Coletivos

- Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora - **DEC**: intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (3.1)$$

- Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora - **FEC**: número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (3.2)$$

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

C_c = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Indicadores Individuais

- Duração de interrupção individual por unidade consumidora - **DIC**: intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3.3)$$

- Frequência de interrupção individual por unidade consumidora - **FIC**: número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

$$FIC = n \quad (3.4)$$

- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão - **DMIC**: tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

$$DMIC = t(i) \max \quad (3.5)$$

- Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão - **DICRI**: corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (3.6)$$

Sendo:

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

$t(i)_{\text{max}}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{\text{crítico}}$ = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico

Dia crítico: dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários.

Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação desses indicadores, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. Tais indicadores devem ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador DICRI, que deverá ser apurado por interrupção ocorrida. Existem limites para os indicadores associadas a cada conjunto e são determinados pela ANEEL. Outro fato importante é que são apurados para interrupções maiores que três minutos.

A seguir, um exemplo dos limites dos indicadores - em horas - para o conjunto Campina Grande II - Energisa Borborema (CGD/EBO).

Tabela 3.2 - Limite dos indicadores para área urbana do conjunto CGD/EBO.

CONJUNTO CAMPINA GRANDE II - URBANO									
DIC			FIC			DMIC	DICRI	DEC	FEC
ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL	INTERRUP.	17	12
23,64	11,82	5,91	13,95	6,97	3,48	3,46	12,22		

Tabela 3.3 - Limite dos indicadores para área não urbana do conjunto CGD/EBO.

CONJUNTO CAMPINA GRANDE II - NÃO URBANO									
DIC			FIC			DMIC	DICRI	DEC	FEC
ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL	INTERRUP.	17	12
45,22	22,61	11,30	31,28	15,64	7,82	6,19	16,60		

Na apuração dos indicadores consideram-se todas as interrupções, com exceção das seguintes:

1. Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
2. Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
3. Interrupção em situação de emergência;
4. Suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
5. Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
6. Ocorridas em dia crítico;
7. Oriundas da atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC, estabelecido pelo ONS.

Para os indicadores DEC, FEC, DIC e FIC consideram-se as exceções listadas. No caso do DICRI, não se considera o item 6. Para o DMIC, além das situações citadas, os consumidores devem ser devidamente informados sobre a interrupção e seu início e fim devem estar dentro do intervalo programado.

Quando há violação do limite de continuidade individual dos indicadores é gerada **compensação ao consumidor**. O cálculo dos valores da compensação é realizado aplicado as equações a seguir.

$$Valor = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1 \right) \cdot DICp \cdot \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \cdot kei \quad (3.7)$$

$$Valor = \left(\frac{FICv}{FICp} - 1 \right) \cdot FICp \cdot \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \cdot kei \quad (3.8)$$

$$Valor = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1 \right) \cdot DMICp \cdot \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \cdot kei \quad (3.9)$$

$$Valor = \left(\frac{DICRIv}{DICRIp} - 1 \right) \cdot DICRIp \cdot \frac{EUSDm\u00e9dio}{730} \cdot kei \quad (3.10)$$

Sendo:

$DICv$ = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

$DICp$ = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMICv$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

$DMICp$ = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$FICv$ = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

$FICp$ = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

$DICRlv$ = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$DICRlp$ = limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$EUSDmédio$ = média aritmética dos encargos de uso do SDEE correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão;
- ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão;
- iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Alta Tensão.

O encargo de uso do SDEE – EUSD é definido como o valor em reais devido pelo uso das instalações de distribuição e calculado pelo produto da tarifa de uso pelos respectivos montantes de uso do SDEE e da energia contratada.

3.3. Sistemas Utilizados

Para a realização das atividades do estágio diversos sistemas foram utilizados, dentre os quais destacam-se neste relatório os apresentados a seguir.

- Sistema de Gerenciamento da Operação e Transmissão – SIGOT

Sistema utilizado para controle e gerenciamento dos serviços da operação da transmissão. É possível realizar consulta de ocorrências programadas ou não programadas que ocorreram em dias anteriores ao da consulta. É importante na atualização do controle de ACC e *Reclosed*, bem como no registro de eventos da planilha de MUST.

- Sistema de Controle e Cálculo de Indenizações – SICCI

Sistema utilizado para o cálculo das indenizações por violação dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, simulação dos valores a serem pagos aos clientes em função da interrupção de energia e onde há integração com o sistema de faturamento. Depois de geradas as cargas no SGD – Carga, é no SICCI que são feitas as extrações das bases para atualização dos informativos de compensação por indicador de continuidade da EPB e EBO.

- Sistema de Gerenciamento da Distribuição – SGD

Sistema de gestão do cadastro de ativos da rede e registro de ocorrências técnicas. É o sistema que controla os indicadores de continuidade. É possível detalhar as diversas ocorrências registradas no SGD e colher informações desde quando se dá o início da ocorrência, que é quando há a comunicação por parte do cliente ou a partir de informação de equipamento remoto. É

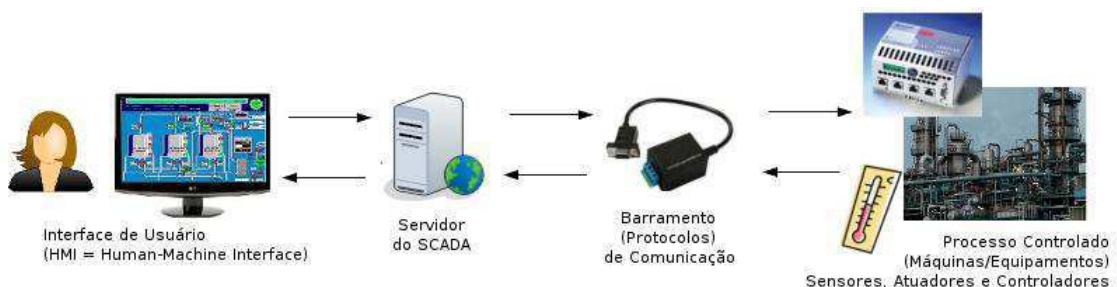
disponibilizado todo registro de manobras – se tiver ocorrido – da ocorrência, tempo de atendimento, observações feitas pelos colaboradores de campo, número de clientes afetados, além de várias outras informações.

As informações colhidas no SGD servem de auxílio às obtidas no SIGOT para atualização do controle de ACC e *Reclosed*, para verificação das curvas de corrente dos ACC, visto que é onde estão registradas as manobras realizadas. Além disso, podem ser realizadas correções dentro do próprio registro de ocorrência quando encontrada alguma inconsistência ou detectado erro por parte do colaborador. Essas correções podem impactar diretamente nas compensações geradas por cada indicador de continuidade.

- Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados – SCADA

Resumidamente, um sistema SCADA tem como função monitorar informações de um processo, as quais são coletadas através de equipamentos de aquisição de dados, para posteriormente serem manipuladas, analisadas, armazenados e apresentados ao usuário. Um esquema básico de funcionamento de um sistema supervisório tipo SCADA padrão é apresentado na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Esquema de sistema SCADA padrão.



Fonte:

https://sites.google.com/a/certi.org.br/certi_scadabr/home/minicursos/iniciando-scadabr

Conforme se vê, as informações obtidas a partir de sensores, atuadores e controladores são encaminhadas para os servidores do sistema SCADA a partir da

rede de comunicação e acessadas via internet por uma *interface* homem-máquina (MENEZES, 2011).

Supervisão, operação, controle, visualização de dados, aquisição de dados e processamento de alarmes foram as principais funções utilizadas durante o estágio.

O processo de extração de dados, quando se considera a atualização do controle de análise das curvas de corrente das aberturas por curto circuito e de consumo interno das subestações, é feito via *software*, a partir de uma consulta simples no histórico de informações do sistema.

4. Atividades Realizadas

Um resumo das atividades realizadas durante o estágio é apresentado a seguir, as quais foram divididas em duas categorias: demandas de rotina e demandas extras. Como todas as atividades foram desenvolvidas no setor de Pós-Operação, todas as atualizações referenciam dados até o dia anterior ao da análise. Além disso, algumas delas apresentam ligação direta ou indireta e compartilham sistemas em comum.

4.1. Demandas de Rotina

As atividades dessa categoria envolveram atualizações, acompanhamentos e divulgações diárias ou mensais.

4.1.1. Controle Diário de Abertura por Curto Circuito e *Reclosed*

Abertura por Curto Circuito – ACC refere-se à seguinte ocorrência: desarme de um alimentador causado por uma falta seguida do insucesso da operação de religamento automático. Análise desse tipo de ocorrência revelou que as principais causas foram:

- Árvore na rede;
- Animal na rede;
- Cabos desnivelados;
- Defeito em isolador;
- Erro de manobras / falha humana;
- Objeto estranho na rede;
- Poste abalroado;
- Vandalismo;
- Ventos fortes.

Reclosed refere-se à seguinte ocorrência: tentativas de religamento automático com sucesso, após o desarme de um alimentador.

A atividade denominada “Controle Diário de ACC e *Reclosed*” foi uma das ações que foram repassadas ao estagiário, cujas responsabilidades foram atualizar as planilhas correspondentes e publicá-las no Blog da Operação, o que foi feito com o auxílio de dois sistemas:

- O Sistema de Gerenciamento da Operação e Transmissão – SIGOT, que permite a consulta das ocorrências geradas até o dia imediatamente anterior ao dia da consulta. Depois de carregadas todas as ocorrências do(s) dia(s), realiza-se em seguida, um filtro para exibição apenas dos desarmes de alimentadores. As ocorrências são exportadas para o *software* Excel e servem de insumo para atualização das planilhas de acompanhamento diário.
- O Sistema de Gerenciamento da Distribuição – SGD, no qual a ocorrência é estudada minuciosamente, visando a obtenção de diversas informações, tais

como: causa do curto-circuito, tempo de atendimento, manobras realizadas e observações destacadas pelos colaboradores.

Depois de preenchidos e atualizados todos os campos requeridos, as planilhas base de abertura por curto circuito e *Reclosed* são divulgadas na intranet da Energisa, no Blog da Operação.

O registro de tais informações possibilita a obtenção de informações importantes para análise do DEOP, como por exemplo: identificar os alimentadores com mais atuações, causas mais comuns para os desarmes, se as manobras em campo estão sendo efetivas, se há necessidade de troca dos equipamentos. Ao final, soluções são propostas visando garantir ao consumidor um fornecimento de energia elétrica eficaz.

4.1.2. Análise de Curva de Corrente das Aberturas por Curto Circuito

A análise de curva de corrente das aberturas por curto circuito é uma ação que tem como objetivo principal observar a coerência no comportamento das curvas de correntes extraídas do sistema supervisório com os horários de interrupção registrados no SGD. Controles desse tipo são muito importantes para a empresa, visto que ela é alvo de fiscalização por parte de órgãos regulamentadores como a Agência de Regulação do Estado da Paraíba - ARPB, que a partir de ofício podem demandar a fiscalização da apuração dos indicadores de continuidade, contendo curvas de corrente ou de carga como um dos itens requeridos.

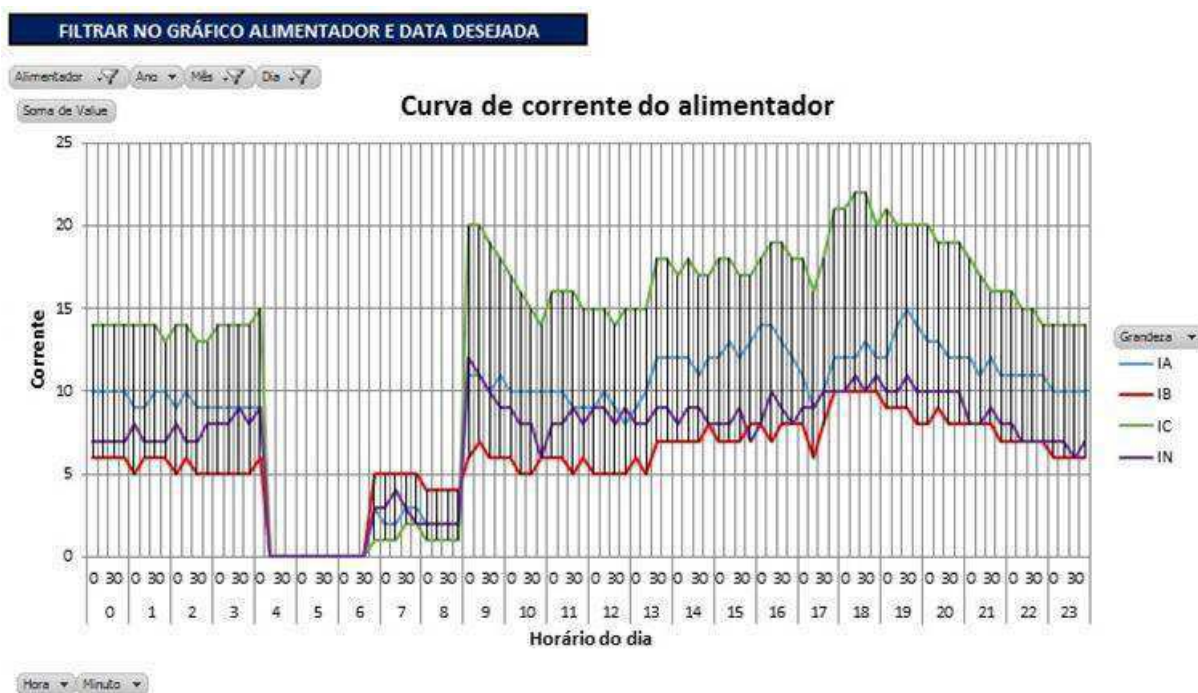
Esse controle começou a ser realizado no final de 2015 devido justamente, a um requerimento por parte da ANEEL. Entretanto, apesar da sua importância, até maio/2016 não tinha sido incorporado à rotina da Pós-Operação. A partir dessa data, a supervisão exigiu ao estagiário a atualização desse acompanhamento e inserção de uma rotina diária de análises.

A partir do registro dos desarmes dos alimentadores é feita extração das curvas de corrente no SCADA, a qual carrega uma planilha base que serve de insumo para

construção dos gráficos. Os horários de interrupção registrados no SGD podem-se então, serem comparados com o comportamento da curva, a fim de verificar possíveis incoerências.

Um exemplo real do gráfico de curva de corrente é apresentado na Figura 4.1. Os filtros na parte superior referem-se ao alimentador a ser analisado e a seleção do dia da ocorrência. São extraídas também, as informações para os dias imediatamente anteriores e posteriores, pois podem existirem casos em que a recomposição das cargas só ocorre no dia posterior ao da ocorrência, além de buscar entender o comportamento usual das correntes do alimentador selecionado.

Figura 4.1 - Gráfico de curva de corrente do alimentador ORT 21L4.



A Tabela 4.1 foi construída de acordo com as informações do SGD, exemplificando uma análise real de uma ocorrência. Pode-se observar o processo de validação dos dados do sistema supervisorial com os dados do SGD, especificamente, comparando os horários das manobras realizadas com o comportamento da curva.

O desarme do alimentador que atingiu 1180 clientes foi registrado pouco depois das 04h00, levando as leituras das correntes para zero. As 06h44, o alimentador foi

normalizado parcialmente, atingindo 210 clientes. Esse ponto no gráfico é justamente onde há uma pequena elevação nos valores das correntes registradas pelo SCADA. Por fim, em torno das 08h45, fez-se uma nova manobra, normalizando todos os 1180 clientes atingidos, o que resultou no retorno das curvas de corrente aos seus comportamentos normais. Pôde-se constatar que ambas as fontes de dados apresentam coerência e, conseqüentemente, as informações validadas.

Os poucos casos em que não se observou a validação das informações foram devido a algum registro errado na ocorrência ou alguma anomalia nos registros do sistema supervisorio - leitura travada, alarmes não detectados, necessitando, portanto, de análise mais apurada.

Ficaram a cargo do estagiário todos os procedimentos envolvidos nessa ação, ou seja, a extração dos dados no sistema supervisorio, a atualização das planilhas que geram os gráficos de curva de corrente e a validação dos mesmos junto às manobras registradas no SGD. Antecipando-se então, as fiscalizações dos órgãos de regulamentação.

Tabela 4.1 - Lista das manobras realizadas em uma ocorrência.

TIPO	CÓD. UNIDADE	ESTADO	REALIZADO	DESCRIÇÃO	CLIENTES ATINGIDOS
Seccionador	ORT 21L4	A	20/08/2016 04:08:35	ACC	1180
Seccionador	9508	A	20/08/2016 06:42:00	TESTE	0
Seccionador	ORT 21L4	F	20/08/2016 06:44:00	NORMALIZADO PARCIALMENTE	210
Seccionador	ORT 21L4	A	20/08/2016 08:45:28	AMC	210
Seccionador	9508	F	20/08/2016 08:46:25		0
Seccionador	ORT 21L4	F	20/08/2016 08:46:49		1180

4.1.3. Informativo Diário do MUST

Este controle tem importância significativa na rotina da Pós-Operação, o qual consiste em fazer acompanhamento do montante de uso do sistema de transmissão -

MUST, a partir dos dados das medições registradas de 15 em 15 minutos de cada ponto de conexão dos regionais Mussuré II - MRD, Coremas - CMA, Santa Rita II - SRD, Campina Grande II - CGD EPB e EBO, Goianinha - GNN e Pilões II - PLD. Esses dados são coletados e enviados para a Pós-Operação pelo serviço terceirizado da CAS Tecnologia - CASTEC.

Como cada regional tem sua própria demanda de contratação, é necessário atingir pelo menos uma vez no ano, 90% desse valor. Caso essa meta não seja alcançada ou se ultrapasse os 100%, a empresa será multada. As diferentes situações e penalidades envolvidas na contratação do MUST são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Informações básicas de contratação do MUST.

SITUAÇÃO	PENALIDADES	% ATINGIDO DO MUST	ZONA
Sobrecontratação	12 x Soma das Tarifas x Montante	Menor que 90%	Zona de Ação
Contratação Ótima	-	Entre 90% e 97,5%	Zona de Conforto
		Entre 97,5% e 100%	Zona de Alerta
Subcontratação	Demanda Excedente x Tarifa	Entre 100% e 110%	Zona Crítica
	3 x Montante x Soma Tarifas	Maior que 110%	

A cada atualização é preciso analisar o comportamento das medições para cada regional e como consequência, diferentes casos podem virem a ocorrer. Caso o índice de contratação ótima:

- Tenha já sido atingido, é necessário ainda verificar se há riscos de exceder os valores contratados.
- Caso contrário, é necessário verificar se há riscos de sobrecontratação e se alguma manobra de transferência de cargas entre os regionais pode ser feita a fim de chegar aos 90%, consequentemente, evitando penalidades.

Uma vez que a quantidade de dados que compõe o acompanhamento é normalmente grande, é necessário que se faça uma análise do comportamento das medições a partir de gráficos, o que permitirá a percepção de alguma anomalia nas leituras, tais como, picos inesperados ou leituras zeradas.

As ações desempenhadas correspondiam à importação dos dados fornecidos pela CASTEC na planilha do MUST, verificação dos percentuais atingidos e comportamento gráfico das medições em cada regional, e repasse das informações para equipe de Pré-Operação para análises mais detalhadas dos casos, como por exemplo, a necessidade de transferências de carga.

Vinculada a estas atualizações, está o registro de eventos do MUST. Tal ação era realizada sem padrão específico em anos anteriores e não houve atualização do seu controle para os primeiros meses de 2016. Foi desenvolvida pelo estagiário uma nova estrutura, destacando o regional envolvido, o ponto de conexão, as alterações detectadas no *status* da leitura, o intervalo de tempo, se há registro no SIGOT e o tipo da ocorrência.

Este registro é bastante relevante, uma vez que anualmente, há a revisão dos contratos do MUST, a fim de verificar se as demandas contratadas estão atendendo as previsões ou se precisam ser alteradas para se evitar futuras penalidades. Em agosto/2016 foi realizada uma ação voltada para esta revisão, partindo dos dados das medições dos 12 últimos meses. Como existem diversos casos de transferências de cargas entre os regionais ou até mesmo, alguma ação da ONS como cortes realizados de acordo com o ERAC (como pode ser observado na Figura 4.2), é preciso fazer um tratamento dos dados para estas ocorrências. Evidenciando-se esses casos no registro de eventos, às buscas dos intervalos das medições que devem ser tratados para o acompanhamento das demandas reais de comportamento das linhas são facilitadas, apresentando grau de confiabilidade considerável.

Figura 4.2 - Registro de eventos no MUST.

REGISTRO DE EVENTOS - MUST						
SE	STATUS LEITURA	DATA	PONTO DE CONEXÃO	PERÍODO	OCORRÊNCIA - SIGOT	TIPO
CGD	ZERADA	12/06/2016	(02J3) PBCGD-BQR--02P-EAE	07h30 às 21h45	1459/2016	PROGRAMADA
CGD_EBO	ZERADA	12/06/2016	CGD 02J4 PRINCIPAL-EAE	07h30 às 16h45	1460/2016	PROGRAMADA
CGD_EBO	AUMENTO	12/06/2016	CGD 02J1 PRINCIPAL-EAE	07h30 às 16h45	1460/2016	PROGRAMADA
CGD	ZERADA	14/06/2016	(02J3) PBCGD-BQR--02P-EAE	20h00 às 20h45	757/2016	NÃO PROGRAMADA
MRD	AUMENTO	15/06/2016	(02J7) PBMRD-ILB--04P-EAE	18h30 às 21h15	761/2016	NÃO PROGRAMADA
CMA	ZERADA	04/08/2016	(02J2) PBCMA-PBL2-08P-EAE	8h30 às 15h00	1998/2016	PROGRAMADA
CMA	AUMENTO	04/08/2016	(02J1) PBCMA-PBL--07P-EAE	8h30 às 15h00	1998/2016	PROGRAMADA
CGD_EBO	REDUÇÃO	30/08/2016	CGD-02J2-P-S-17-EAE	12h45 às 13h30		ERAC
STD	REDUÇÃO	30/08/2016	STD - RNSTD-CTE-05-EAE	12h45 às 13h30		ERAC
CGD_EPB	ZERADA	30/08/2016	(02J2) PBCGD-BVA--01P-EAE	12h45 às 13h30		ERAC
CGD_EPB	REDUÇÃO	30/08/2016	(02N2) PBCGD-SDE--13P-EAE	12h45 às 13h30		ERAC
GNN	ZERADA	30/08/2016	(02J1) PEGNN-ORT--07P-EAE	12h45 às 13h30		ERAC
CMA	ZERADA	30/08/2016	(02J1) PBCMA-PBL--07P-EAE	12h45 às 13h30		ERAC
GNN	AUMENTO	11/08/2016	(02M2) PEGNN-PTY--09P-EAE	16h45	ANOMALIA NA MEDIÇÃO	CORREÇÃO COM DADOS DO MEDIDOR DE RETAGUARDA

Uma das últimas ações realizadas dentro do escopo do MUST foi a criação de um protótipo para o tratamento dos dados das medições. Partindo dos dados dos doze últimos meses, criou-se uma tabela com as médias das medições por horário, que disponibiliza a média das medições de cada regional de 00h00 as 23h45 com passo de 15 minutos.

Cada regional apresenta valores para as componentes de medição “ponta” e “fora-ponta”, que representam diferentes faixas de horários e datas, a partir do valor calculado envolvendo todas as leituras de todos os pontos de conexão de cada regional. Adicionou-se uma nova componente, que pode retornar a média da medição no horário e data indicada. Ao final, esse valor é retornado apenas quando há indicação de transferência de cargas entre regionais ou alguma anomalia na leitura, tendo como referência abas individuais de cada regional.

Além disso, implementou-se uma comparação entre faixas de data/hora das ocorrências e as da planilha da base geral, substituindo-se o valor medido pelo valor

médio calculado sempre que for necessário. Assim, construiu-se uma estrutura bastante automatizada que facilita bastante os trabalhos dessa ação.

4.1.4. Informativo Diário de Compensações EPB/EBO

Um dos grandes objetivos da empresa no ano corrente foi tentar diminuir o quantitativo de compensações. Dentre as várias novas atividades de rotina que foram desenvolvidas durante o tempo de estágio, destaca-se aqui o acompanhamento diário das compensações por indicador de continuidade da EPB e EBO.

A partir de solicitação da demanda pela supervisão, todo o desenvolvimento no Excel e procedimentos realizados para o acompanhamento dos informativos diários de compensação foram realizados pelo estagiário.

No mês de junho, criou-se uma planilha na qual as extrações feitas no SICCI são inseridas, atualizando diversas tabelas que servem de insumo para diferentes gráficos de acompanhamento e projeções para o mês, integrando as atividades de rotina da Pós-Operação. A planilha foi elaborada visando minimizar o esforço manual e os erros decorrentes.

As extrações do SICCI trazem os valores de compensações gerados até então, para os indicadores de continuidade DIC, FIC, DMIC e DICRI. É importante destacar a presença dos diferentes componentes de compensação, os quais variam conforme os meses e os indicadores. Um resumo é apresentado na Tabela 4.3.

Um resultado importante das tabelas geradas por essa planilha foi o registro da contribuição diária de compensação por indicador. Assim, quando alguma extração com valores fora dos esperados é constatada, tem-se agora, uma diretriz sobre o que precisa ser analisado, de modo que se possa avaliar se os valores registrados são devidos, ou se se devem ser reduzidos ou excluídos do valor de compensação. Um exemplo real é apresentado na Figura 4.3.

Tabela 4.3 - Resumo das componentes de compensação calculadas.

MÊS	COMPONENTES
1, 2, 4, 5, 7, 8, 10 e 11	Componente mensal.
3, 6 e 9	Componente mensal e trimestral.
12	Componente mensal, trimestral e anual.

Figura 4.3 - Anomalia detectada e resultado da correção.

DMIC	19	20	21	22	23	24
ACUMULADO	533,93	533,93	9003,22	607,31	572,13	572,13
DIARIO	0,00	0,00	8469,29	-8395,91	-35,18	0,00

Esse exemplo refere-se a análise do mês de agosto/2016 para a EBO, onde o indicador DMIC apresentava uma contribuição de R\$ 533,93 até o dia 20 do citado mês. As extrações referenciando o dia 21 mostraram um quantitativo diário de R\$ 8469,29. Constatou-se que houve violação elevada da meta de DMIC em uma ou várias unidades consumidoras da EBO, ou seja, houve uma interrupção com um número de horas bastante elevado, gerando assim uma compensação por DMIC elevada. Análise mais apurada mostrou que o valor estava muito acima do comportamento usual dos valores, o que poderia ter sido proveniente de erros no registro da ocorrência no SGD.

Observou-se que a extração das compensações no SICCI pode ser feita por unidade consumidora do mês e que é possível investigar se houve ocorrências em um intervalo de dias em uma unidade consumidora no SGD, o que possibilita identificação da ocorrência de interesse.

Após construção e análise da tabela, constatou-se que uma única unidade consumidora apresentou uma compensação de mais de R\$ 8000,00. Ao detalhar a

ocorrência, observou-se um erro na seleção de causa por parte do colaborador. Na verdade, verificou-se que o próprio cliente solicitou a realização de melhorias na unidade consumidora, o que resultou na expurgação das compensações de continuidade por indicador. Esse fato pôde ser confirmado a partir do detalhamento do pedido de execução do serviço – PES dentro do próprio SGD.

Ao final, a informação foi repassada para um técnico, que tem a permissão de corrigir as ocorrências. Na extração realizada no dia seguinte, nota-se a contribuição da análise e das correções feitas, bem como a importância desse informativo, já que mais de R\$ 8000,00 estavam sendo compensados erroneamente.

Este é apenas um exemplo das várias contribuições que este acompanhamento proporciona e mostra a importância das análises de Pós-Operação. Além disto, serve de *feedback* aos colaboradores de campo, que fazem os registros no SGD via dispositivo da empresa, sobre os erros comumente encontrados nos registros. Essa interação entre diferentes setores e departamentos da empresa mostrou-se crucial no processo de busca para se atingir as metas estabelecidas.

Os gráficos gerados de compensação acumulada e diária para o mês de agosto até a atualização com as extrações do dia 24 são apresentados nas Figuras 4.4 e 4.5.

É importante informar que nos primeiros dias do mês as consultas no SICCI não são efetuadas, devido ao fato de ser o período onde são geradas as faturas mensais dos clientes. Contudo, ainda no início do mês, os dados podem ser extraídos e atualizados diariamente. Todos os meses uma meta é definida e o objetivo é concluir o mês com valores abaixo da meta.

Conforme se pode ver na Figura 4.4, todas as compensações geradas para EBO foram por violação de DMIC e mantiveram-se constantes por quase todos os dias. O valor que se destaca no dia 21 e o retorno ao comportamento usual a partir do dia 22 são justamente os valores evidenciados no exemplo da Figura 4.3.

No gráfico da Figura 4.5 é apresentado o montante que foi adicionado a cada dia nas extrações. Podem ocorrer valor nulo, tanto por realmente não ter sido gerada nenhuma compensação no dia, quanto por não ter sido feitas extrações, como é o caso dos dias do fim de semana.

Como a EPB tem um quantitativo de clientes muito superior em relação ao da EBO, a meta mensal é também muito superior, bem como o montante a ser compensado por violação de cada indicador de continuidade. Nas Figuras 4.6, 4.7 e 4.8 apresentam-se os gráficos de compensação acumulada, diária e as projeções para o mês de setembro até o último dia da atualização durante o período de estágio.

Figura 4.4 - Gráfico da compensação diária acumulada EBO.

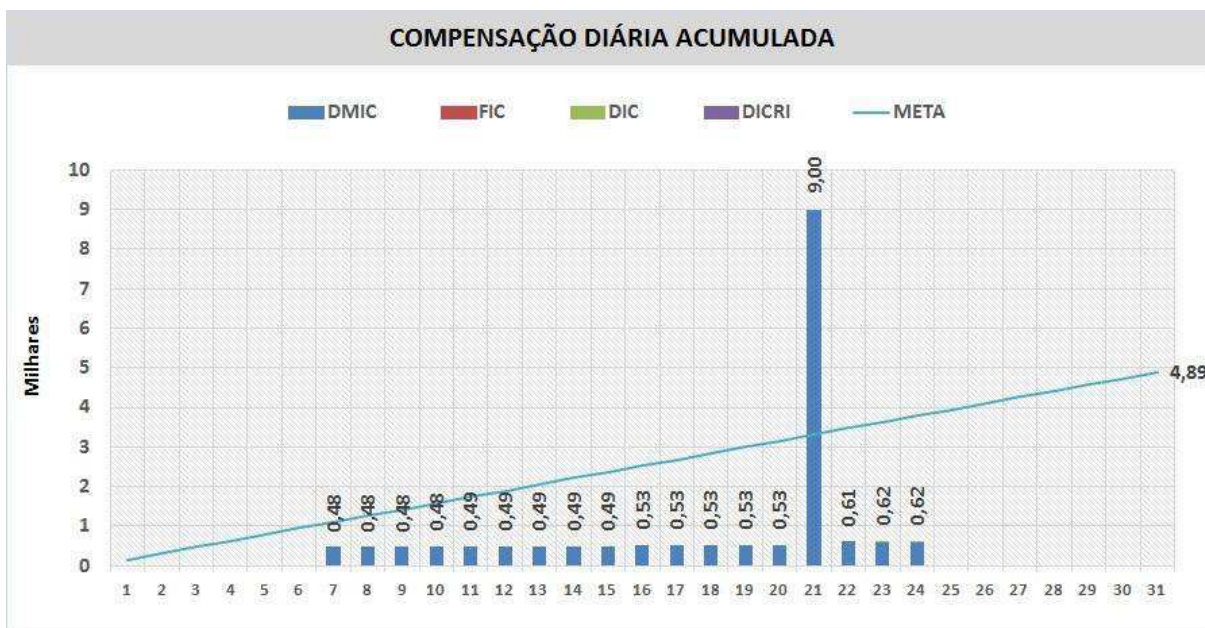


Figura 4.5 - Gráfico contendo as contribuições diárias individuais EBO.

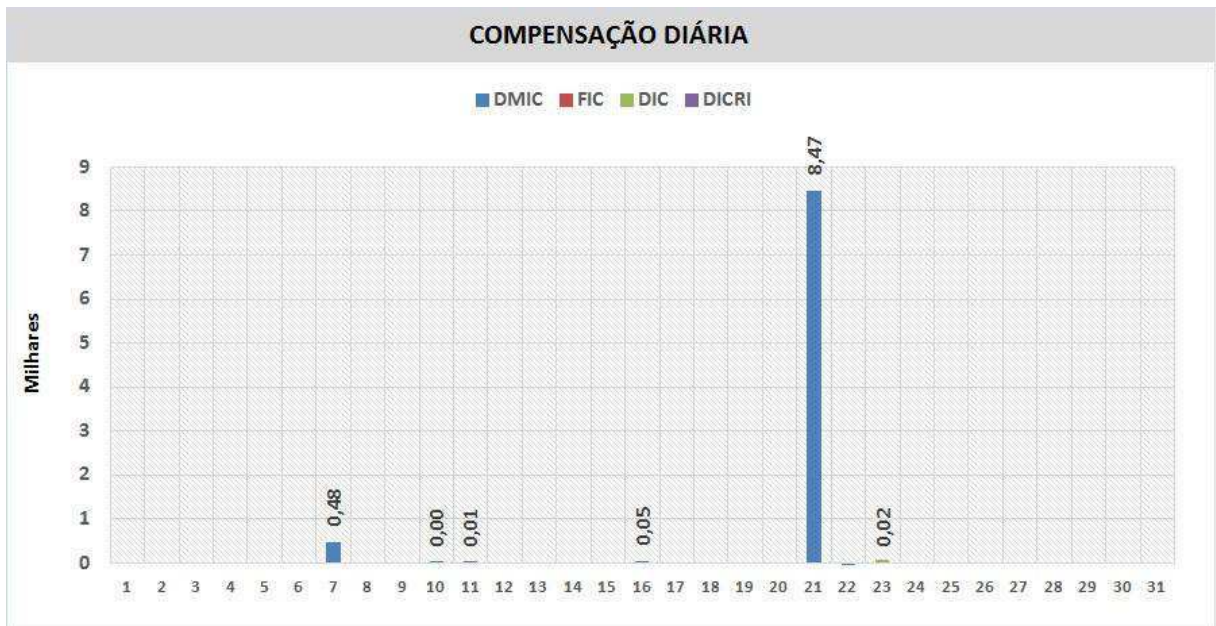


Figura 4.6 - Gráfico de compensação diária acumulada EPB.

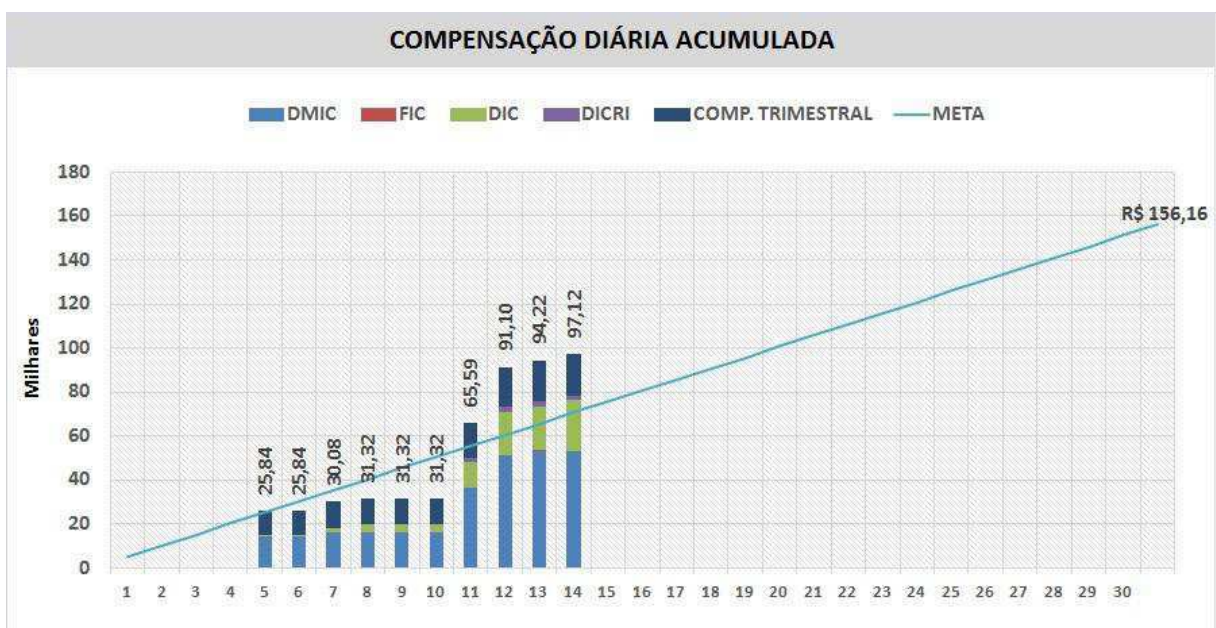
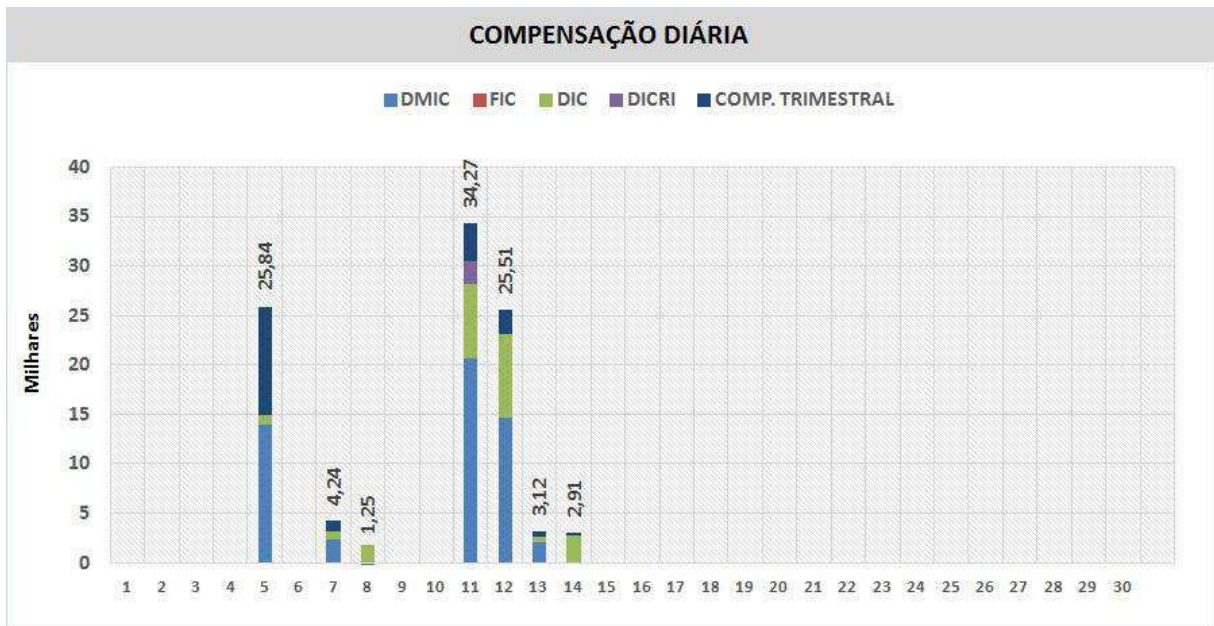
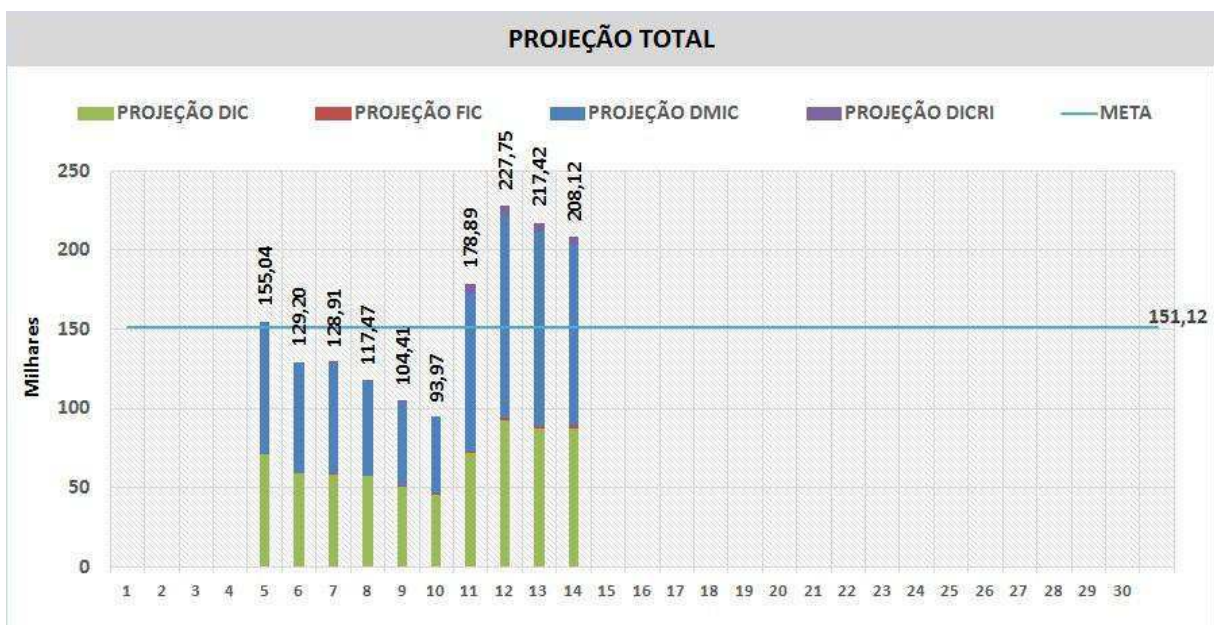


Figura 4.7 - Gráfico contendo as contribuições diárias individuais EPB.



Como se vê a partir do dia 11/09 observa-se uma extrapolação a meta estabelecida, que se repetiu até a última atualização. Um dos motivos para esse aumento considerável nos valores de compensação foi o período de chuvas fortes durante o fim de semana do dia 09/09, que tiveram ocorrências encerradas entre os dias 11 e 12, justificando as contribuições de R\$ 34 mil e R\$ 25 mil respectivamente.

Figura 4.8 - Projeção total por indicador de continuidade EPB.



Do gráfico da Figura 4.6, observam-se contribuições grandes por violação de DMIC e DIC. Essa análise no escopo dos valores da EPB ilustra mais uma vez, a importância desse acompanhamento diário, visto que os esforços despendidos no processo de análises de ocorrências para buscar a redução nos valores podem ser direcionados de forma mais direta e eficiente.

Conforme mostrado no gráfico da projeção total para o mês (Figura 4.8), se o mês encerrasse no dia 14/09, a meta seria extrapolada em aproximadamente R\$ 57 mil.

As ações voltadas para encontrar anomalias nos registros de ocorrências do SGD para o caso do exemplo ainda estavam pendentes ao fim do estágio, impossibilitando o registro de possíveis reduções dos valores ou até a confirmação dos mesmos.

4.1.5. Informativo de Consumo Interno das Subestações

Essa ação também tem relação direta com extrações feitas nos sistemas utilizados pela empresa. Desta vez, com o apoio do SCADA. O processo consiste inicialmente na extração das leituras de consumo interno das subestações dos regionais geográficos centro, leste e oeste da EPB, geralmente cobrindo um intervalo mensal de medidas. Essas tabelas servem então, de insumo para atualização requerida pelo Departamento de Serviços Comerciais – DESC.

Para essa demanda, construiu-se uma nova estrutura que consistiu resumidamente na execução dos seguintes passos: após importar os novos dados extraídos e atualizar as tabelas dinâmicas da planilha, basta inserir a data inicial de referência da leitura e a referência final. A validação dos valores se dá quando a diferença entre os valores de início e fim é positiva, uma vez que se o consumo é contínuo os valores registrados estão em constante crescimento. Em caso de diferença negativa ou nula, os dados da extração estão indisponíveis. Para as subestações que apresentam esse comportamento, sinaliza-se essa informação na resposta enviada ao DESC.

4.2. Demandas Extras

As atividades dessa categoria foram executadas em paralelo com as Demandas de Rotina, dentre as quais destacam-se as apresentadas a seguir.

4.2.1. Compensação Potencial

Uma das atividades desenvolvidas foi a elaboração de uma planilha de consulta de compensação potencial por indicador DMIC, com o objetivo de subsidiar o setor Tempo Real na priorização dos atendimentos emergenciais, levando em consideração ao potencial de compensação por DMIC associado a um determinado evento pendente. A planilha disponibiliza os valores de compensação potencial em um intervalo de tempo de 24 horas, com passo de 1 hora e permite a consulta em diversos níveis de detalhamento, tais como: Alimentador, Subestação e Transformador.

Os valores de compensação de T1 a T24, representam o tempo para cálculo de compensações por DMIC, e são calculados segundo o Módulo 8 do PRODIST de acordo com a Equação 3.9 apresentada no tópico 3.2.1.

As instruções para utilização da planilha, bem como os três possíveis exemplos de consulta estão em documento oficial gerado para a Energisa, disponíveis na seção Anexo.

4.2.2. Priorização de Cargas

Essa atividade foi executada a partir de uma demanda relacionada à atualização do Plano de Corte Manual de Carga - PCMC, que é uma rotina operacional definida pela ONS, que estabelece critérios, requisitos e atividades a serem adotados pelos agentes de distribuição e consumidores livres conectados diretamente à rede básica, de acordo com as responsabilidades, premissas, diretrizes e critérios do Submódulo 10.10 do Manual de Procedimentos da Operação - Gerenciamento de Carga.

Conforme Submódulo 10.22 do Manual de Procedimento da Operação, dentre outros fatores, o PCMC deve agrupar os cortes em patamares de até 5%, até o montante de 35% de sua carga total em cada ponto de suprimento. Além disso, as cargas a serem desligadas não podem fazer parte das relacionadas no ERAC, mas em caso de necessidade deve ser submetido à aprovação junto a ONS.

Para construção de um *ranking* específico de priorização de corte de cargas são levados em consideração diversos parâmetros:

- Valor de consumo mensal em kWh consolidado por alimentador;
- Quantidade total de clientes faturados;
- Predominância do alimentador em termos de localização (urbano/rural), obtido a partir da maioria no total de clientes;
- Valor potencial de compensação devido a uma interrupção de 10 horas (duração que supera todos os limites de DMIC em vigência);
- Quantidade de clientes do Grupo A;
- Quantidade de clientes eletrodependentes;
- Quantidade de hospitais cadastrados;
- Proporção de clientes do Grupo A em relação ao total de clientes do alimentador, identificando como importantes alimentadores exclusivos para clientes prioritários;
- Indicação de característica não modelada na equação, mas que possui relevância em um alimentador.

O levantamento completo das variáveis foi feito de acordo com extrações no banco de dados da empresa e as definições dos parâmetros seguem requisitos normativos da ANEEL. Deste modo, a atividade 4.2.2 envolveu diretrizes de regulamentação do ONS e da ANEEL.

Na seção 1.2 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST, presente no Módulo 1 - Introdução, são definidos alguns termos importantes para o entendimento dos parâmetros, que são:

- Hospitais e eletrodependentes se encaixam como Serviço Essencial, que é definido como serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido por unidade consumidora.
- Clientes Grupo A é o grupamento composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou maior a 2,3 kV, ou ainda, atendidos em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição;
- Clientes Grupo B é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, por exemplo, residências, unidades rurais e iluminação pública.

Os pesos em percentual para metodologia adotada são resumidos na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Parâmetros para construção de ranking de priorização de cargas

PRIORIZAÇÃO DE CARGAS POR ALIMENTADORES	
VARIÁVEL	PESO
Consumo	15%
Total de Clientes	15%
Tipo Alimentador (U/R)	10%
Compensação	30%
Clientes Grupo A	10%
Eletrodependente	15%
Hospitais	5%
Clientes Grupo A / Total de Clientes	50%
Prioridade (Exceção)	50%

Os valores referentes à variável “Compensação” foram incorporados a partir da base gerada na descrição da atividade da seção 4.2.1 e serve de exemplo da interligação das diversas atividades desempenhadas nos últimos meses.

Após execução da metodologia de construção do *ranking* de priorização por alimentador, pôde-se atualizar o plano de corte manual de carga de forma confiável e em uma estrutura bastante simples de atualização, em caso de necessidades futuras.

Toda metodologia foi desenvolvida pela supervisão e as extrações no banco de dados pelos analistas da equipe de Pós Operação. A função desempenhada nesta demanda foi à validação de todos os alimentadores, incorporação na planilha de todos os parâmetros necessários, construção do ranking e atualização do PCMC de acordo com as premissas da ONS.

4.3. Esquemático: Atividades e Sistemas Envolvidos

As relações entre as atividades realizadas e os sistemas utilizados são resumidas nas Figuras 4.9 e 4.10.

Figura 4.9 - Relação entre as atividades de rotina e os sistemas envolvidos.

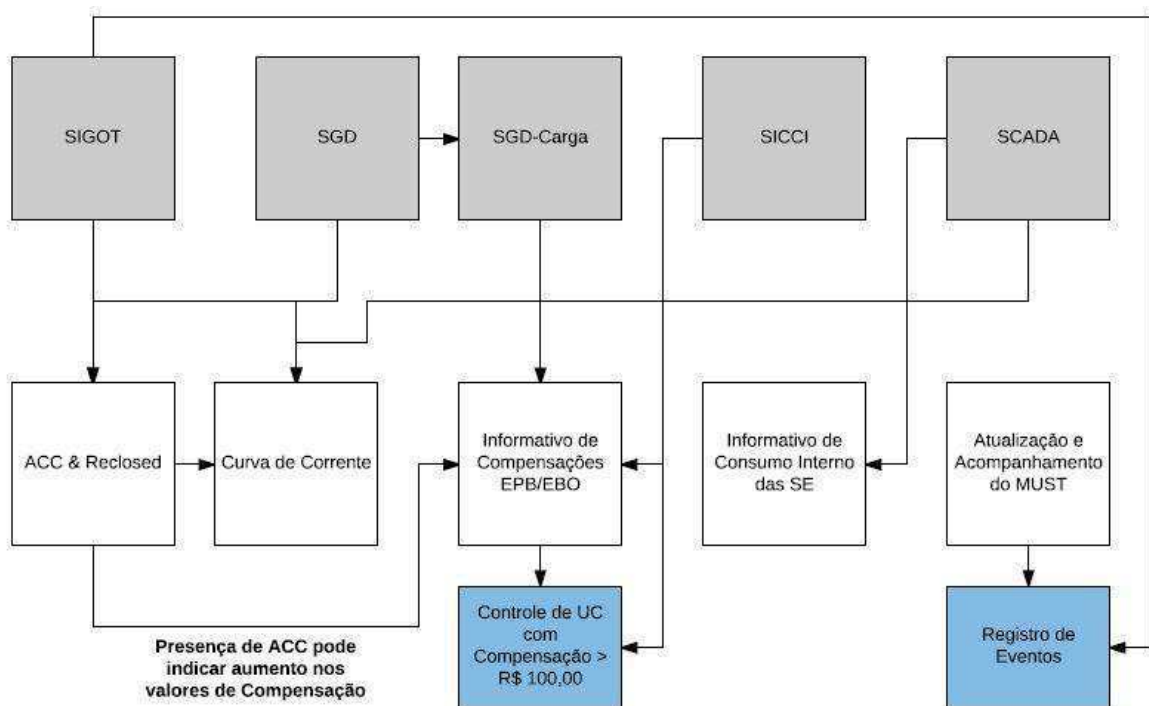
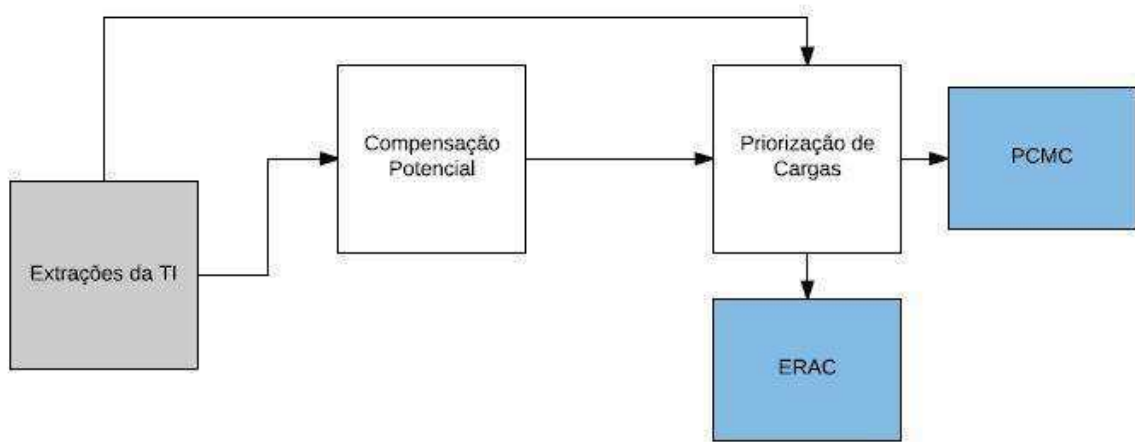


Figura 4.10 - Relação entre as demandas extras.



5. Conclusões

A realização do Estágio Integrado em uma empresa do Grupo Energisa resultou em uma contribuição efetiva para o crescimento profissional e complementou consideravelmente a formação acadêmica.

Durante o estágio, foi possível pôr em prática o conhecimento acumulado e devido à alta qualidade do Curso de Engenharia Elétrica da UFCG, o processo de adaptação à rotina da empresa foi consideravelmente rápido.

Destaca-se a importância dos conhecimentos adquiridos de normativos e regulamentações da ANEEL e do ONS.

Por fim, é importante destacar que as atividades e ações realizadas pelo estagiário estão contribuindo para a melhoria dos processos do departamento. O que só foi possível devido ao excelente ambiente de trabalho, em particular da ótima relação entre a equipe de Pós-Operação o departamento de planejamento operacional.

6. Referências Bibliográficas

ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) – Módulo 1 - Introdução. 2015.

ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) – Módulo 8 – Qualidade de energia elétrica. 2015.

ANEEL. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>. Acesso em: 17 de setembro de 2016.

ENERGISA. Disponível em: <http://grupoenergisa.com.br/>. Acesso em: 25 de agosto de 2016.

GARCIA, D. A. A. Distribuição de Energia. O Setor Elétrico Brasileiro, ed. 74, mar., 2012.

KAGAN, N. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. São Paulo: Blucher, 2005. 328 p.

LEÃO, R. GTD - Geração Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Universidade Federal do Ceará, 2009.

MENESES, L. T. Automação da detecção de fraudes em sistemas de medição de energia elétrica utilizando lógica fuzzy em ambiente SCADA. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

ONS. Procedimentos de rede – Módulo 10 – Manual de procedimentos da operação. 2015.

Anexo

Energisa Paraíba

DTEC- Diretoria Técnica e Comercial

DEOP - Departamento de Operação

CPOP - Coordenação de Planejamento Operacional

SPO - Supervisão de Pós-Operação

PLANILHA DE CONSULTA DE COMPENSAÇÃO POTENCIAL

ELABORAÇÃO

Yuri Ramos de Sousa

Estagiário - Planejamento Operacional
ENERGISA PARAÍBA e ENERGISA BORBOREMA

Ramon Leal Pessoa

Supervisor de Operação
ENERGISA PARAÍBA e ENERGISA BORBOREMA

Ana Ligia Motta Coelho de C Paes

Coordenadora de Planejamento Operacional
ENERGISA PARAÍBA e ENERGISA BORBOREMA

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	4
2. ESTRUTURA DE CÁLCULO	4
3. APLICAÇÃO	5
3.1. CONSULTA POR SUBESTAÇÃO	5
3.2. CONSULTA POR ALIMENTADOR	6
3.3. CONSULTA POR TRANSFORMADOR	6
4. CONSIDERAÇÕES	7

1. INTRODUÇÃO

O presente documento tem por objetivo esclarecer a utilização das planilhas de consulta de compensação potencial da EPB e EBO, por DMIC.

Será possível observar compensações em diferentes níveis de detalhamento:

- Subestação;
- Alimentador;
- Transformador.

São evidenciados os respectivos valores potenciais de compensação em um intervalo de tempo 24 horas, com passo de 1 hora.

Essa estruturação de consulta de compensação potencial por DMIC, visa facilitar o acompanhamento em tempo real e conseqüentemente a priorização das ações de manutenção, na tentativa de evitar pagamento de compensações relevantes por unidade consumidora.

2. ESTRUTURA DE CÁLCULO

Os valores de compensação de T1 a T24, representam o tempo para cálculo de compensações por DMIC, e são calculados segundo o Módulo 8 do PRODIST de acordo com a seguinte relação:

Equação 1- Valor de Compensação por DMIC

$$Valor = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1 \right) DMICp \times \frac{EUSDmédio}{730} \times kei$$

Onde:

$DMICv$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

$DMICp$ = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimo de hora;

$EUSDmédio$ = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição

correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
- ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
- iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

3. APLICAÇÃO

A estrutura permite que a consulta seja realizada por SED (Subestação de Distribuição), Alimentador e Transformador, apresentando o valor de compensação potencial (DMIC) associada ao tempo de interrupção de 1 a 24 horas.

3.1. CONSULTA POR SUBESTAÇÃO

Filtrando-se por Subestação (SED), conforme destaque em vermelho na figura abaixo, são exibidos todos os alimentadores que fazem parte desta SED, bem como as suas respectivas compensações. A ilustração a seguir evidencia tal consulta.

Figura 1- Consulta por SE

1	BASE COMPENSAÇÃO EPB - TOTAL						
2							
3	CONJUNTO	(Tudo)					
4	SUBESTACAO	BSA					
5	TRANSFORMADOR	(Tudo)					
6							
7	EMPRESA	ALIMENTADOR	Soma de T1	Soma de T2	Soma de T3	Soma de T4	Soma de T5
8	EPB	BSA-L1	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 1.203,75	R\$ 8.973,41	R\$ 16.743,07
9	EPB	BSA-L2	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 1.932,21	R\$ 14.832,29	R\$ 27.732,37
10	EPB	BSA-L3	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 812,61	R\$ 8.359,17	R\$ 15.905,73
11	EPB	BSA-L4	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 1.504,92	R\$ 8.922,62	R\$ 16.340,31
12	EPB	BSA-L5	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 2.095,71	R\$ 17.924,03	R\$ 33.761,45
13	EPB	BSA-L6	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 612,37	R\$ 12.718,21	R\$ 26.075,34
14	Total Geral		R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 8.161,56	R\$ 71.729,73	R\$ 136.558,28

3.2. CONSULTA POR ALIMENTADOR

Conforme destaque em vermelho, a planilha permite a realização de filtro por Alimentador, possibilitando a verificação dos valores estimados para interrupções que provocam o desarme do Religador da Subestação. Caso haja dificuldade na normalização do Alimentador, é possível verificar o impacto potencial de compensação a cada hora de interrupção.

Figura 2 - Consulta por Alimentador

	A	B	C	D	E	F	G
1	BASE COMPENSAÇÃO EPB - TOTAL						
2							
3	CONJUNTO	(Tudo)					
4	SUBESTACAO	(Tudo)					
5	TRANSFORMADOR	(Tudo)					
6							
7	EMPRESA	ALIMENTADOR	Soma de T1	Soma de T2	Soma de T3	Soma de T4	Soma de T5
8	EPB	BSA-L2	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 1.932,21	R\$ 14.832,29	R\$ 27.732,37
9	Total Geral		R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 1.932,21	R\$ 14.832,29	R\$ 27.732,37

3.3. CONSULTA POR TRANSFORMADOR

Em casos de ocorrências que envolvam interrupção com abrangência de Transformador, pode-se realizar o filtro neste nível de detalhamento. Conforme ilustrado adiante, ao sinalizar o número do transformador, será exibido o alimentador ao qual está conectado, juntamente com os valores correspondentes de compensação a cada hora de interrupção.

Figura 3 - Consulta por Transformador

	A	B	C	D	E	F	G
1	BASE COMPENSAÇÃO EPB - TOTAL						
2							
3	CONJUNTO	(Tudo)					
4	SUBESTACAO	(Tudo)					
5	TRANSFORMADOR	680					
6							
7	EMPRESA	ALIMENTADOR	Soma de T1	Soma de T2	Soma de T3	Soma de T4	Soma de T5
8	EPB	JPS/B-L6	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 2.367,00	R\$ 9.763,87	R\$ 17.160,74
9	Total Geral		R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 2.367,00	R\$ 9.763,87	R\$ 17.160,74

4. CONSIDERAÇÕES

A consulta de compensações potenciais apresentada neste documento representa ação adicional da área de Planejamento Operacional com o objetivo de subsidiar o Tempo Real na priorização dos atendimentos emergenciais, levando em consideração ao potencial de compensação por DMIC associado a um determinado evento pendente.

Foram apresentados três diferentes tipos de análise, por subestação, transformador e alimentador, provendo flexibilidade para realização das consultas. Desse modo, a partir de uma simples aplicação de filtro nas planilhas, é possível evidenciar os valores estimados de compensação, e com isso, buscar soluções visando evitar o pagamento de valores relevantes por violação dos limites de continuidade.