

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS GRADUAÇÃO - DIRPPG
ESPECIALIZAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE**

RENATO GOUVÊA VALK

**PROPOSTA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE MANUTENÇÃO
CENTRADA NA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS OPERACIONAIS
ELÉTRICOS DE INSTALAÇÃO PREDIAL PETROLÍFERA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2016

RENATO GOUVÊA VALK

**PROPOSTA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE MANUTENÇÃO
CENTRADA NA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS OPERACIONAIS
ELÉTRICOS DE INSTALAÇÃO PREDIAL PETROLÍFERA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Engenharia de Confiabilidade, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof Émerson Rigoni, Dr. Eng.

CURITIBA

2016

Folha destinada à inclusão da **Ficha Catalográfica** (elemento obrigatório somente para as dissertações) a ser solicitada ao Departamento de Biblioteca do Campus UTFPR (prazo: 3 dias) e posteriormente impressa no verso da Folha de Rosto (folha anterior).

Ficha Catalográfica

V174 Valk, Renato Gouvêa.
Proposta para implementação de manutenção centrada na confiabilidade em instalação predial / Renato Gouvêa Valk. – 2016.
104 f. : il.; 29,7 cm.

Orientador: Émerson Rigoni.
Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Engenharia de Confiabilidade)-Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.
Bibliografia: f. 73-74.

1. Confiabilidade. 2. Confiabilidade Humana. 3. MCC.
4. FMECA. I. Rigoni, Émerson. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. III. Título.

CDD 620.00452



TERMO DE APROVAÇÃO

PROPOSTA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE EM INSTALAÇÃO PREDIAL

por

RENATO GOUVÊA VALK

Este trabalho de conclusão de curso foi apresentado em 16 de maio de 2016, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Engenharia da Confiabilidade, outorgado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Emerson Rigoni, Dr. Eng.
UTFPR

Prof. Carlos Henrique Mariano Dr.
UTFPR

Prof. Marcelo Rodrigues Dr.
UTFPR

- O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso -

À minha esposa Marlene e aos meus filhos Luan, Henrique, Álvaro e Laura, pela paciência e compreensão pelos dias ausentes para que eu pudesse realizar esta Pós Graduação e à minha filha Esmeralda (in memoriam) que, em muito pouco tempo, me ensinou o que significa amar infinitamente, bem como a todos os professores desta Nação pela dedicação incondicional à nobre arte de ensinar e educar.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela minha vida, à minha família, aos professores Inácio, Mariano, Rigoni e Marcelo, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, aos consultores Miguel, Cláudio, Mazzei e Monteiro da Reliasoft e aos colegas de turma pela excelente convivência.

Se você só sabe, não sabe se faz, mas se você faz, sabe que sabe.

(SILVA, Edson Pereira da, 2011 em sala de aula)

RESUMO

VALK, Renato Gouvêa. **Proposta para implementação de manutenção centrada na confiabilidade em instalação predial**. 2016. 104 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Engenharia de Confiabilidade) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

Este trabalho tem por objetivo demonstrar uma proposta de implementação de Manutenção Centrada na Confiabilidade em uma instalação predial complexa para fins industriais de uma empresa de grande porte, para subsidiar uma melhor gestão de seus ativos. Tem como premissa apresentar ao corpo gerencial da empresa a situação atual e, através de ferramentas de Engenharia de Confiabilidade e simulações, mostrar a necessidade de mudança na forma de gestão de seus ativos. Inicia demonstrando através de simulação pelo modelo CROW-AMSSA, com base em dados reais da instalação, sobre a tendência do tempo médio entre falhas. Continua, com demonstração através da modelagem do sistema elétrico em Diagrama de Blocos de Confiabilidade, que não há a necessidade de se intervir preventivamente em todos os equipamentos do sistema para se obter um nível de confiabilidade desejado, implicando em redução do volume e custos de manutenção. Por fim, através de FMECA e permeando também os princípios da Confiabilidade Humana, gerar as premissas de manutenção e gestão de ativos, bem como as premissas para futuros contratos de manutenção. Por se tratar de uma proposta, este trabalho não é exaustivo e, uma vez sensibilizado o corpo gerencial, para sua implementação precisará do envolvimento de todos os que afetam a gestão dos ativos.

Palavras-chave: Confiabilidade. MCC. RBD. Crow-AMSAA. FMECA. Confiabilidade Humana.

ABSTRACT

VALK, Renato Gouvêa. **Proposal for implementing of reliability centered maintenance in building installation.** 2016. 104 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Engenharia de Confiabilidade) - Federal Technology University - Paraná. Curitiba, 2016.

This paper aims to demonstrate a proposal for implementation of Reliability Centered Maintenance in a complex building installation for industrial purposes of a large company, to support a better management of its assets. Is premised present to the management team of the company and the current situation through Reliability Engineering tools and simulations , show the need for change in the management of its assets. Begins demonstrating through simulation by Crow- AMSSA model, based on actual plant data, about the tendency of the mean time between failures. Continues with demonstration by modeling the electric system reliability block diagram, that there is not the need to intervene preventively in all system equipments to obtain a desired level of reliability, resulting in reduced volume and maintenance costs. Finally, through FMECA and also permeating the principles of Human Reliability, generate the maintenance of premises and asset management as well as assumptions for future maintenance contracts. Because it is a proposal, this paper is not exhaustive, and the once sensitized management team for its implementation will need the involvement of all that affect the management of assets.

Keywords: Reliability. RCM. RBD. Crow-AMSAA. FMECA. Human Reliability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Diagrama Unifilar Simplificado – Limites de bateria	16
Figura 2 – Diagrama Unifilar Geral.....	17
Figura 3 - Diagrama da SE Principal	21
Figura 4 - Diagrama da SE CAG	22
Figura 5 - Diagrama da SE CPD	22
Figura 6 - Diagrama das Subestações da Torre 01 e SPCI	23
Figura 7 - Foto do Cubículo Típico de Alta Tensão	24
Figura 8 - Foto do Disjuntor Típico de Alta Tensão	25
Figura 9 - Foto do Comando da Seccionadora Típica de Alta Tensão.....	25
Figura 10 - Foto do Sistema de Controle Típico de Alta Tensão.....	26
Figura 11 - Foto do Sistema de Proteção Típico de Alta Tensão.....	26
Figura 12 - Foto do Transformador com as Tampas de Proteção Abertas	27
Figura 13 - Foto dos Geradores	28
Figura 14 - Foto de Vista Típica do Gerador	28
Figura 15 - Foto do Painel de Controle dos Geradores G1, G2 e G3.....	29
Figura 16 - Gráfico do MTBF crescente no tempo	31
Figura 17 - Gráfico do MTBF decrescente no tempo	31
Figura 18 - Gráfico do MTBF constante no tempo	32
Figura 19 - Diagrama de Blocos de Confiabilidade - RBD	33
Figura 20 - Planilha FMECA Exemplificativa	39
Figura 21 - Planilha de Tarefas e Prazos Iniciais de Manutenção.....	40
Figura 22 - Gráfico do MTBF em Função do Tempo, para Tempo até Falha Não Corrigido.....	45
Figura 23 - Gráfico do MTBF em Função do Tempo, para Tempo até Falha Corrigido	46
Figura 24 – Diagrama de Componentes de um Sistema Elétrico Genérico	48
Figura 25 - RBD e Gráfico do MTBF da SE CAG.....	51
Figura 26 - RBD e Gráfico do MTBF da SE CPD	52
Figura 27 - RBD e Gráfico do MTBF da SE SPCI	53
Figura 28 - RBD e Gráfico do MTBF da SE TORRE 1	54
Figura 29 - RBD e Gráfico da Confiabilidade para a SE CPD somente com os Geradores	62
Figura 30 – RBD e Gráfico da Confiabilidade para a SE SPCI somente com o Gerador	63
Figura 31 – Falhas Esperadas Assumidas pela Concessionária Local	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Lista de Equipamentos (TAGs) no Interior do Limite de Bateria	20
Tabela 2 - Matriz de Risco	35
Tabela 3 – Estratificação de Frequência	35
Tabela 4 – Estratificação de Severidade	36
Tabela 5 – Descrição do Risco.....	36
Tabela 6 – Questionário para Avaliação de Risco.....	38
Tabela 7 - Tempo até Falha do Sistema Elétrico (horas)	44
Tabela 8 - Tempo Corrigido até Falha do Sistema Elétrico (horas).....	45
Tabela 9 - Comparação de Tempos até Falha no Sistema Elétrico (horas).....	46
Tabela 10 - Comparação de MTBF em Datas Definidas (horas).....	47
Tabela 11 – Características Normatizadas de Confiabilidade e Manutenibilidade de Equipamentos	49
Tabela 12 – Características Adaptadas de Confiabilidade e Manutenibilidade de Equipamentos	50
Tabela 13 - Aplicação da Matriz de Criticidade	55
Tabela 14 - Aplicação do Questionário para Avaliação de Risco	56
Tabela 15 - MTBF esperado.....	59
Tabela 16 - Confiabilidade em Tempos Determinados	60
Tabela 17 - Dados Gerais dos Blocos da SE CPD.....	61
Tabela 18 - Dados Gerais dos Blocos da SE SPCI.....	62
Tabela 19 - Confiabilidade do Sistema de Geração de Emergência.....	65

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

LISTA DE SIGLAS

CAG	Central de Água Gelada
CPD	Centro de Processamento de Dados
MCC	Manutenção Centrada na Confiabilidade
SE	Subestação Elétrica
SEs	Subestações Elétricas
SOP	Sistema Operacional
SOPs	Sistemas Operacionais
SPCI	Sistema de Proteção e Combate a Incêndio
SSOP	Subsistema Operacional
SSOPs	Subsistemas Operacionais

LISTA DE ACRÔNIMOS

AMSAA	US Army Material Systems Analysis Activity
Backlog	Lista de Serviços Pendentes
FMEA	Do Inglês, Análise de Modo de Falha e seus Efeitos
FMECA	Do Inglês, Análise de Modo de Falha, seus Efeitos e suas Criticidades
FTA	Do Inglês, Árvore de Análise de Falhas
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
MTBF	Do Inglês, Tempo Médio entre Falhas
MTTR	Do Inglês, Tempo Médio para Reparo
OREDA	Offshore Reliability Data
QCP	Calculadora Específica para Cálculos de Confiabilidade
RBD	Do Inglês, Diagrama de Blocos de Confiabilidade
RGA	Do Inglês, Análise de Crescimento da Confiabilidade
TAG	Do Inglês, etiqueta de identificação (do componente ou equipamento)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 PROBLEMA, JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS.....	14
1.2 SELEÇÃO DO SISTEMA	15
1.3 METODOLOGIA UTILIZADA.....	18
1.4 RESULTADOS ESPERADOS	19
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2 DETALHAMENTO DOS SISTEMAS ESTUDADOS	20
2.1 EXPLICAÇÕES PRELIMINARES	21
2.2 DETALHAMENTO DAS SUBESTAÇÕES	21
2.3 DETALHAMENTO DOS PAINÉIS.....	24
2.4 DETALHAMENTO DOS TRANSFORMADORES E GERADORES.....	27
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	30
3.1 ANÁLISE DE CRESCIMENTO DA CONFIABILIDADE.....	30
3.2 DIAGRAMA DE BLOCOS DE CONFIABILIDADE (RBD)	32
3.3 ANÁLISE DE MODO DE FALHA E SEUS EFEITOS E SUA CRITICIDADE (FMECA)	34
3.3.1 Matriz de Risco	34
3.3.2 Questionário de Criticidade.....	36
3.3.3 Planilha FMECA.....	38
3.3.4 Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC)	39
3.4 ANÁLISE DE FALHAS	40
3.5 INDICADORES	42
4 APLICAÇÃO DE FERRAMENTAS ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE.....	43
4.1 ANÁLISE PELA TENDÊNCIA: APLICAÇÃO DE TÉCNICA DE RGA	43
4.1.1 Coleta e Tratamento de Dados.....	43
4.1.2 Análise de Tendência de Confiabilidade.....	47
4.2 ANÁLISE PELA VISÃO GERAL ATRAVÉS DO RBD	48
4.2.1 Diagramas de Blocos das Subestações e Curvas de Confiabilidade.....	50
4.3 DECISÃO PELA CRITICIDADE DOS EQUIPAMENTOS	55

5 ANÁLISE DE SIMULAÇÕES E CONSIDERAÇÕES	59
5.1 COMENTÁRIOS SOBRE A ANÁLISE PELA TENDÊNCIA.....	59
5.2 COMENTÁRIOS SOBRE AS SIMULAÇÕES EM RBD.....	59
5.3 COMENTÁRIOS SOBRE AS SUBESTAÇÕES CPD E SPCI.....	60
5.3.1 Tempo de Operação dos Sistemas de Geração de Emergência devido às Falhas da Concessionária	63
5.3.2 Tempo de Operação dos Sistemas de Geração de Emergência devido às Rotinas Operacionais	64
5.3.3 Tempo de Operação dos Sistemas de Geração de Emergência devido às Falhas Internas.....	64
5.3.4 Tempo de Operação Anual Total dos Sistemas de Geração de Emergência.....	64
6 IMPLANTAÇÃO DE METODOLOGIA DE MCC	66
6.1 METODOLOGIA MCC	66
6.2 INDICADORES	67
6.3 PREPARAÇÃO DA EQUIPE: NIVELAMENTO DE CONHECIMENTO.....	68
6.3.1 Conhecimentos Básicos de Engenharia de Confiabilidade.....	68
6.3.2 Confiabilidade Humana.....	68
6.3.3 Ferramenta de Análise de Falha (FTA e FMEA).....	69
6.3.4 Metodologia MCC	69
6.3.5 Indicadores	69
7 CONCLUSÃO.....	70
REFERÊNCIAS.....	71
ANEXO A - Tabela de Sistemas Operacionais - (SOPs).....	73
ANEXO B - Tabela de Subsistemas Operacionais - SSOPs.....	75
ANEXO C - Tabela de Sistemas e Subsistemas Operacionais dentro dos limites de bateria	83
ANEXO D - Formulário: Etapa 0 - Adequação da MCC	85
ANEXO E - Formulário: Etapa 1 – Preparação	91
ANEXO F - Formulário: Etapa 2 - Seleção do Sistema e Coleta de Informações.....	93
ANEXO G - Formulário: Etapa 3 – Análise dos Modos de Falha, seus Efeitos e sua Criticidade (FMECA).....	95
ANEXO H - Formulário: Etapa 4 - Seleção das Funções Significantes e Classificação de seus Modos de Falha	97
ANEXO I - Formulário: Etapa 5 - Seleção das Tarefas de Manutenção Aplicáveis e Efetivas.....	99
ANEXO J - Formulário: Etapa 6 - Definição dos Intervalos Iniciais e Agrupamento das Tarefas de Manutenção	101

1 INTRODUÇÃO

Trabalhar em uma localidade com sistemas novos e em fase inicial de operação tem suas vantagens, mas, por outro lado, também tem suas complicações.

Um sistema sem histórico traz dificuldades na elaboração correta de um plano de gestão. Por serem sistemas novos, é de se esperar que o número de falhas seja reduzido, mas por outro lado, a falta de dados de falha compromete a verificação da qualidade da gestão.

1.1 PROBLEMA, JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

Este trabalho trata de uma instalação predial complexa de grande porte, para fins industriais, com capacidade para 2.000 pessoas onde se encontram equipes de operação remota ininterrupta de plataformas de petróleo e apresenta proposta para implementação da filosofia de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC).

Os serviços de manutenção são contratados e faz parte do escopo que a Contratada determine o plano de manutenção com bases em indicadores de disponibilidade e atendimento gerados pelo contratante.

Não é incomum divergências entre contratante e contratada, uma vez que não existem regras claras de metodologia de manutenção e de mensuração dos resultados.

Além dos problemas pontuados, a efetividade das manutenções realizadas é questionável, pois o tempo médio entre falhas (MTBF), segundo dados existentes, tende a diminuir com o decorrer do tempo, conforme será visto no capítulo 4.

Face ao anteriormente exposto, percebe-se que existem problemas de gestão da manutenção, tanto no aspecto técnico quanto no aspecto administrativo.

A empresa em questão, por estar ligada à administração pública, necessita publicizar de forma transparente os pagamentos feitos à contratada, além da necessidade de manter a disponibilidade alta dos ativos para atender às equipes de operação contínua, que geram receita.

O que se pretende ao final é gerar uma série de atividades e rotinas que devem ser aplicadas pela empresa contratada na manutenção predial, afim de garantir disponibilidade, confiabilidade e durabilidade dos ativos, bem como permitir avaliar objetivamente os serviços contratados prestados.

1.2 SELEÇÃO DO SISTEMA

O prédio em estudo é composto por 36 sistemas operacionais (SOPs), subdivididos em 211 subsistemas operacionais (SSOPs) e que, por sua vez, é composto por mais de 10.000 componentes ou equipamentos (TAG).

Os Anexos A e B mostram a divisão dos SOPs e SSOPs.

A área a ser escolhida para início da implantação é a área elétrica, ou seja, os sistemas operacionais elétricos. Essa escolha se dá devido ao fato de que o autor é profissional nesta área de conhecimento e, principalmente, pelo fato de que todos os demais sistemas tem a energia elétrica como única fonte de energia ou como a principal fonte de energia.

A instalação elétrica do prédio é composta por 9 sistemas, que são subdivididos em 64 subsistemas compostos por 354 componentes, componentes esses situados em sistemas de baixa e alta tensão.

Mesmo limitando o estudo ao sistema elétrico, ainda assim fica complexa a análise de tantos equipamentos e componentes.

Ainda, pela variedade de componentes e equipamentos, que vão desde transformadores de potência a lâmpadas, é demais iniciar um trabalho por uma delimitação muito ampla e diversificada.

Dessa forma, o estudo fica limitado, basicamente, ao sistema de alta tensão, ou seja, os sistemas que envolvem os equipamentos dos quais derivam toda a alimentação de energia do prédio.

O limite de bateria será entre o ponto de fornecimento de energia elétrica pela concessionária, abrangendo o cabo de entrada, até a saída do disjuntor do painel de baixa tensão dos transformadores, conforme figura 1 a seguir.

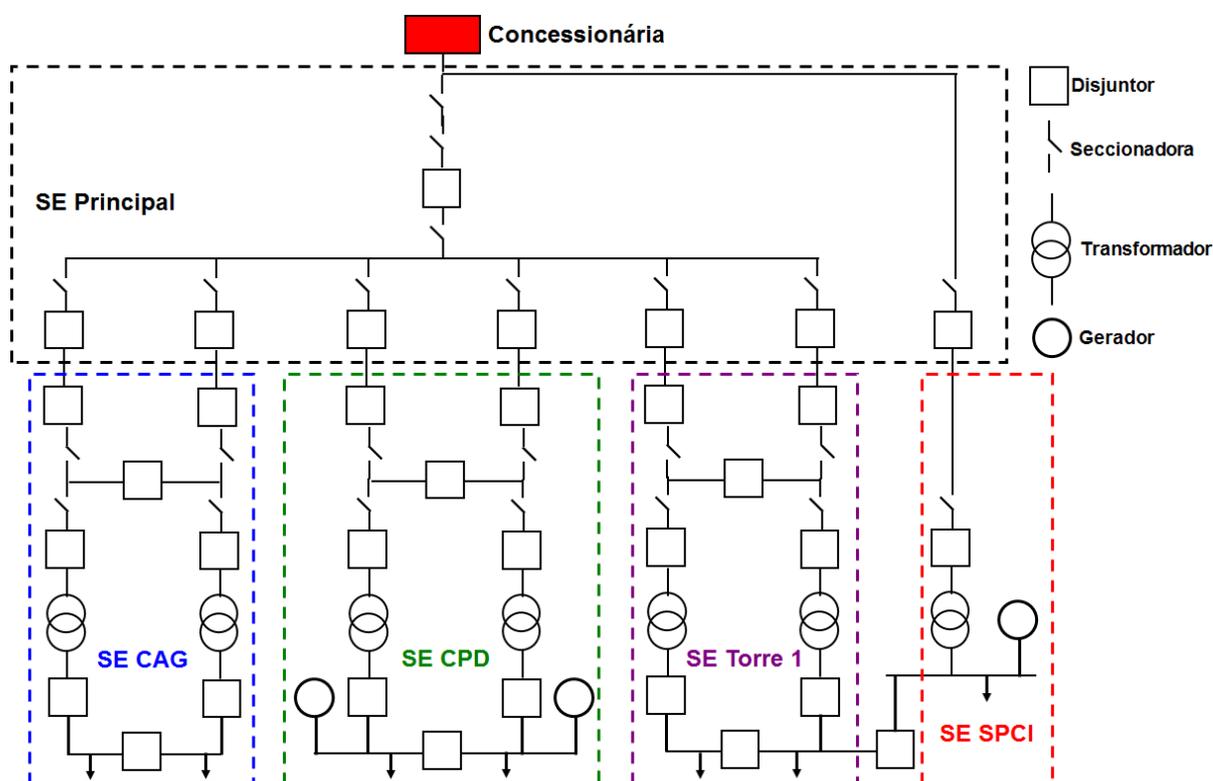


Figura 1 - Diagrama Unifilar Simplificado – Limites de bateria
Fonte: Autoria própria

Ressalta-se que a interligação, embora fora dos limites de bateria, foi inserida no contexto por se tratar de caso especial e que afeta diretamente a confiabilidade, estabilidade e operacionalidade do sistema elétrico.

A figura 2 mostra o sistema elétrico de forma ampla, mas não traduz a exata complexidade quando detalhado em seus painéis elétricos a jusante.

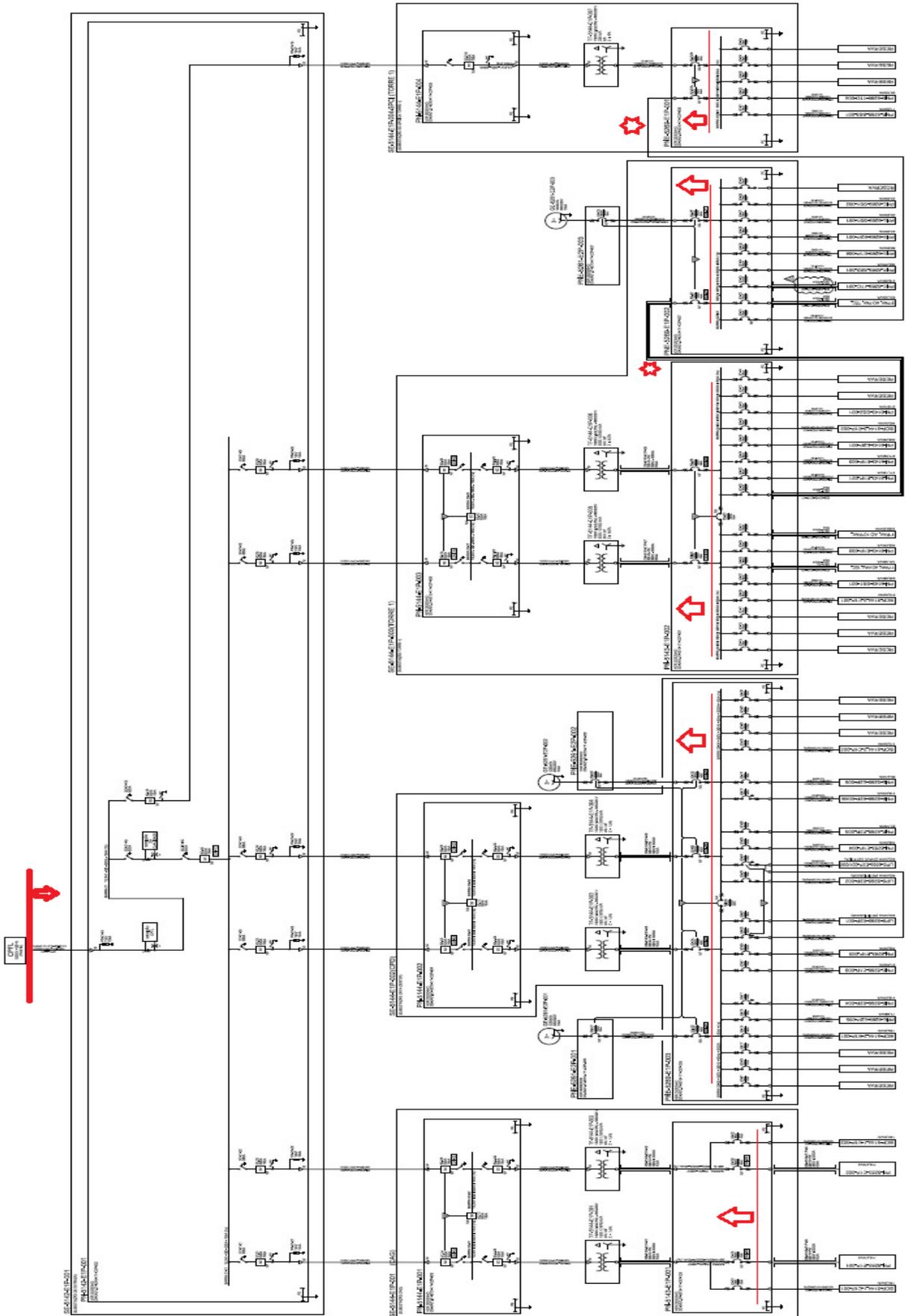


Figura 2 – Diagrama Unifilar Geral
Fonte: Empresa

Como se pode perceber, comparando as figuras 1 e 2, percebe-se a complexidade do sistema elétrico. Por esse motivo a seleção do sistema limita-se às instalações em alta tensão, para que este estudo, que tem como fundamento criar uma proposta para convencimento e implantação, possa ser factível.

Assim, como objetivo geral, este trabalho, este trabalho quer sensibilizar gestores para a implantação de metodologia de MCC – Manutenção Centrada na Confiabilidade.

Especificamente, analisar, através de ferramentas da Engenharia da Confiabilidade, a factibilidade da necessidade de implantação de MCC, pois através também de ferramenta de Engenharia de Confiabilidade, ficará demonstrada a tendência à degradação dos equipamentos e sistemas e a perda de controle do processo de manutenção.

1.3 METODOLOGIA UTILIZADA

Para a tomada de decisão para elaboração deste trabalho, os pontos básicos foram as premissas ou, em alguns casos, a falta de premissas contratuais para atingimento da melhor gestão dos ativos e a demonstração da ineficácia do modelo em vigor, face à redução do MTBF (do inglês, tempo médio entre falhas), com o decorrer do tempo, calculado com base no modelo de crescimento de confiabilidade de CROW-AMSAA.

Após isso, a metodologia utilizada foi a de ranqueamento dos sistemas, equipamentos e componentes por criticidade.

Os critérios de criticidade foram elaborados com base em normas próprias da empresa, mas com algumas adaptações para adequação à realidade da instalação.

Com base nesse trabalho inicial parte-se para a elaboração do FMECA (do inglês, Análise do modo de Falha, seus efeitos e suas criticidades) e, posteriormente, a elaboração do diagrama de blocos de confiabilidade.

Após a elaboração desses trabalhos parte-se para a elaboração da rotina de MCC a ser implementada e com essa base gera-se os manuais de manutenção.

1.4 RESULTADOS ESPERADOS

Com esse trabalho o resultado esperado sensibilizar os gestores da empresa sobre o rumo que tem o MTBF, a variação da confiabilidade e disponibilidade da instalação, com base em simulações em RBD (do inglês, Diagrama de Blocos de Confiabilidade) e, por fim, a elaboração dos manuais de manutenção.

A rotina de manutenção passará a ser norteadada por critérios de criticidade, custo, manutenibilidade, estoque, disponibilidade, entre outros.

Vale ressaltar que nem todos os sistemas terão manuais, pois como será visto, nem todos os sistemas são críticos.

Ainda, ressalta-se que as ações de manutenção podem, muitas vezes, serem resumidas como tão somente uma inspeção ou acompanhamento, daí a apropriação do termo Gestão de Ativos.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho traz em seu capítulo 2 um detalhamento do sistema estudado para melhor situar o leitor.

No capítulo 3 uma breve explanação sobre as metodologias utilizadas, quais sejam, RGA, FMECA, RBD e MCC.

Ainda, é abordado sobre a elaboração do RBD, diagrama de blocos de confiabilidade, que foi elaborado com base na norma técnica IEEE Std 493 e com suporte do software BlockSim da Reliasoft.

O capítulo 4 apresenta o FMECA, o RBD e o MCC elaborado com base nas premissas apresentadas no capítulo 3.

O capítulo 5 traz a análise das simulações e relatórios gerados pelos softwares utilizados.

O capítulo 6 traz uma proposta de implementação da metodologia MCC na localidade em estudo, com abordagem em confiabilidade humana, análise de causa raiz e indicadores e, por fim, o capítulo 7 conclui o trabalho.

2 DETALHAMENTO DOS SISTEMAS ESTUDADOS

Conforme descrito no capítulo 1, o Anexo C explicita os limites para elaboração deste trabalho.

Em detalhamento à figura 1, limita-se o estudo a 5 SOPs, 13 SSOPs e 31 TAGs, ou seja, serão estudados os SOPs 6 e 8 integralmente e os SOPs 7, 15 e 18, parcialmente, conforme Anexo C e Tabela 1, que mostram, respectivamente, os SOPs com SSOPs e os TAGs.

Tabela 1 - Lista de Equipamentos (TAGs) no Interior do Limite de Bateria

DESCRIÇÃO
Painel de média tensão - Entrada
Alimentação principal
Alimentação torre 1
Alimentação torre 1
Alimentação CAG
Alimentação CAG
Alimentação CPD
Alimentação CPD
Alimentação SCPI
Painel de média tensão - CAG
Painel de média tensão - Torre 01
Transformador de força - Torre 01
Transformador de força - Torre 01
Painel de média tensão - CAG
Painel de média tensão - CPD
Painel de média tensão - Torre 01
Painel de média tensão - SCPI
Transformador de força - CAG
Transformador de força - CAG
Grupo gerador - CPD
Grupo gerador - CPD
Grupo gerador - Torre 01
Painel do grupo gerador - CPD
Painel do grupo gerador - CPD
Painel do grupo gerador - Torre 01
Transformador de força - CPD
Transformador de força - CPD
Transformador de força - SCPI

Fonte: Autoria própria

2.1 EXPLICAÇÕES PRELIMINARES

Cabe aqui ressaltar o motivo e a forma do detalhamento apresentado.

No capítulo 3 será visto a fundamentação teórica deste trabalho.

Em determinado instante será visto a aplicação da Norma Técnica IEEE Std 493:2007.

Essa norma estima valores de taxa de falha, índices de disponibilidade e de manutenibilidade para componentes elétricos.

A norma divide um sistema elétrico em transformador, disjuntor, cabos e sistemas de proteção e controle.

Assim, para manter coerência com a norma utilizada nesse trabalho, apresenta-se o detalhamento do sistema elétrico com a mesma estrutura.

2.2 DETALHAMENTO DAS SUBESTAÇÕES

As figuras 3 a 5 detalham os diagramas das subestações.

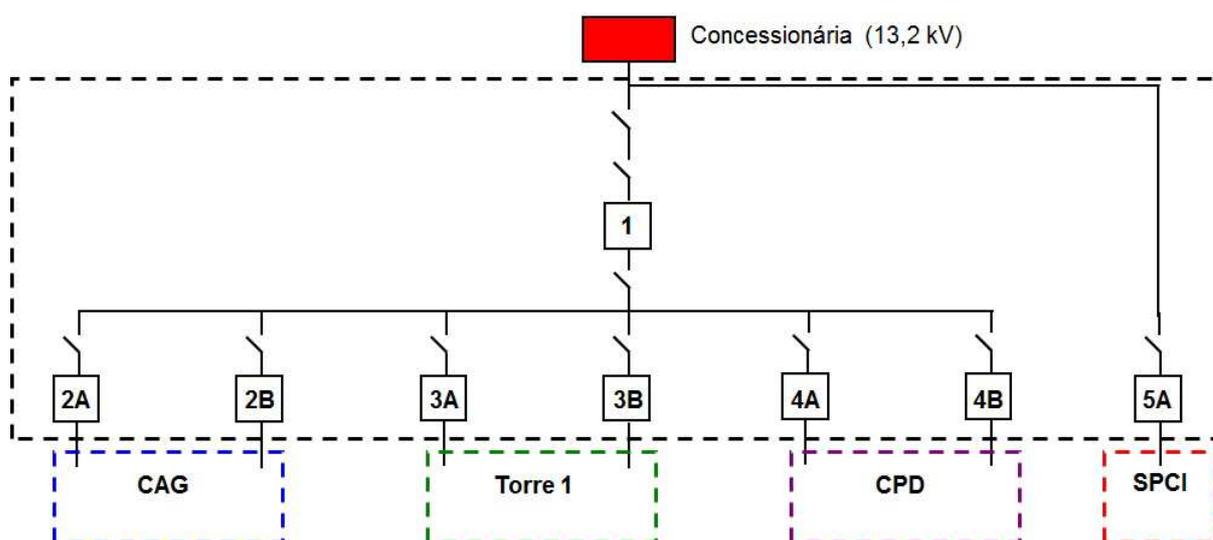


Figura 3 - Diagrama da SE Principal
Fonte: Autoria própria

A SE (subestação) Principal recebe alimentação da concessionária e distribui para as demais subestações em nível de tensão de 13,2 kV.

A seguir, a figura 4 mostra como é a SE CAG (Central de Água Gelada).

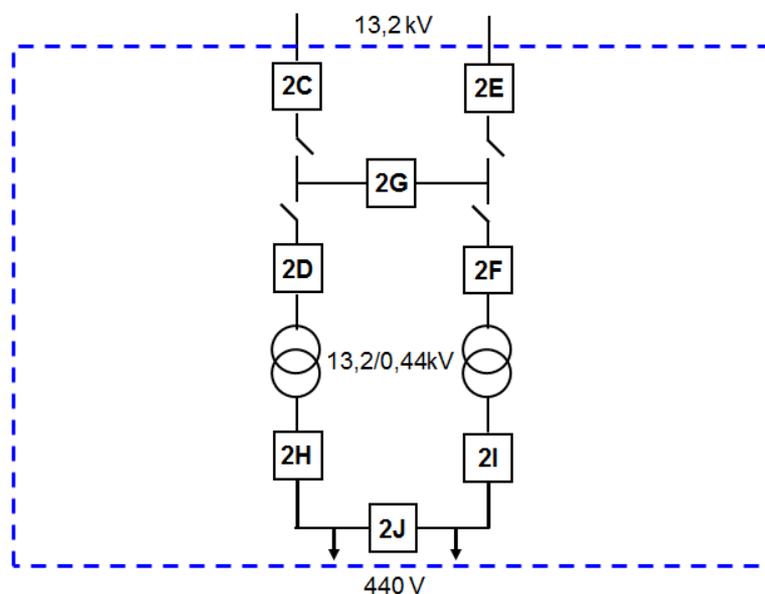


Figura 4 - Diagrama da SE CAG
Fonte: Autoria própria

A SE CAG apresenta redundância e interligações que possibilitam que a energia elétrica flua por caminhos alternativos. A SE foi projetada e montada para que apenas um ramal com um único transformador possa alimentar todas as cargas da CAG.

A seguir, a figura 5 mostra como é a SE CPD.

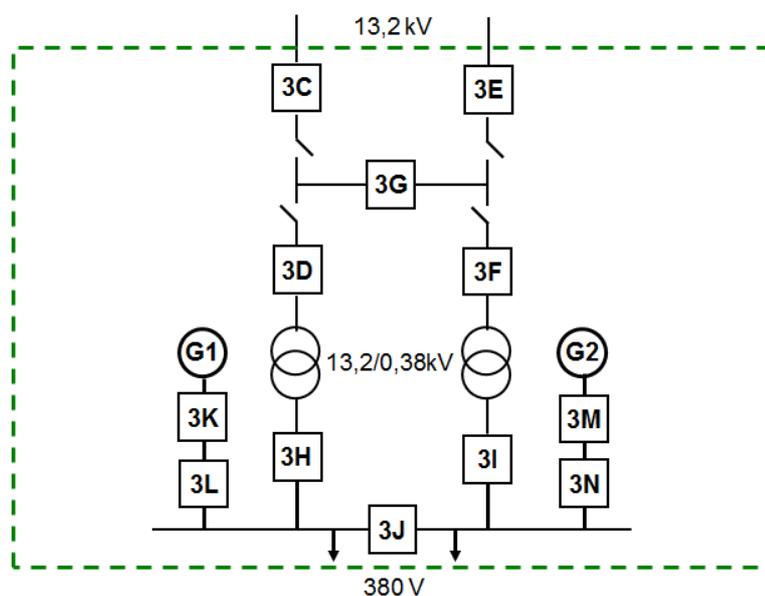


Figura 5 - Diagrama da SE CPD
Fonte: Autoria própria

A SE CPD (Centro de Processamento de Dados), além de possuir as mesmas redundâncias e concepção da SE CAG, possui ainda dois geradores de emergência para suprir energia, em caso de falta de fornecimento pela concessionária.

A figura 6, a seguir, mostra a SE Torre 1 e SCPI.

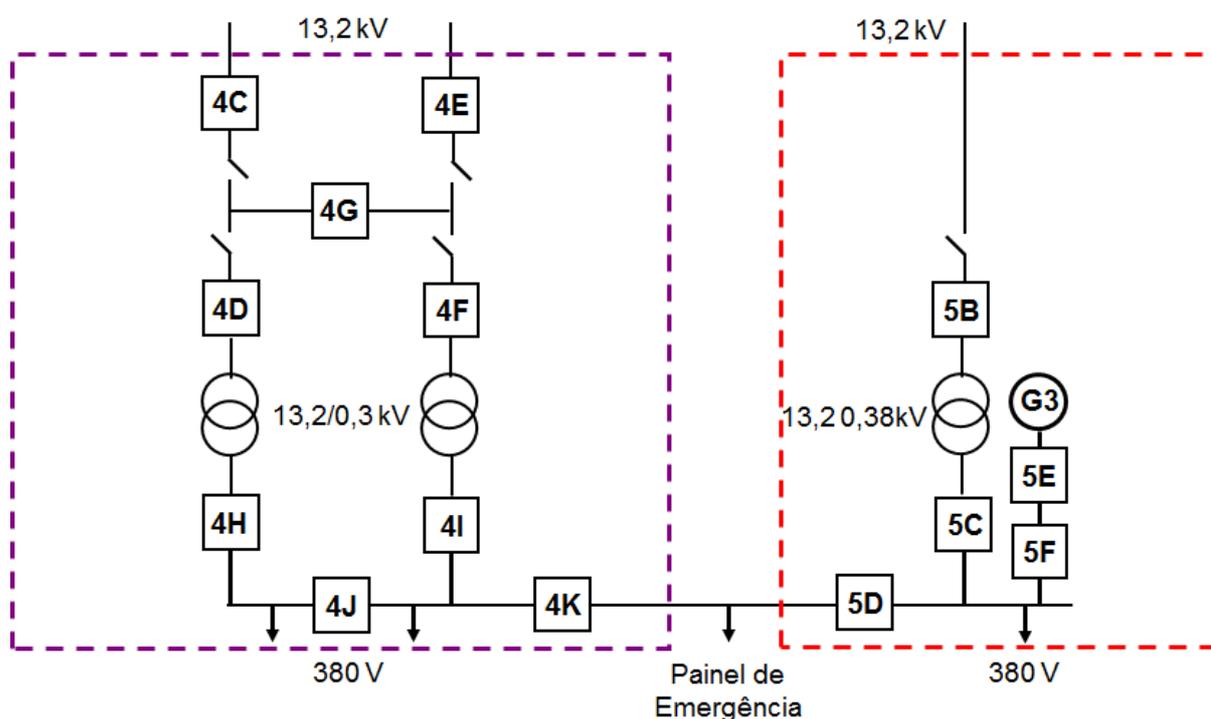


Figura 6 - Diagrama das Subestações da Torre 01 e SPCI
Fonte: Autoria própria

As subestações Torre 01 e SPCI (Sistema de Proteção e Combate a Incêndio) possuem uma interligação para casos de emergência.

Na Torre 01 existem cargas críticas, tais como, elevador de emergência, iluminação de emergência, sistema de alarme, sistema de detecção de fumaça, entre outros, que em caso de falta de energia pela concessionária, ficam supridos pelo gerador de emergência do SPCI, através da interligação do painel de emergência.

Da mesma forma que nas subestações anteriores, a SE Torre 01 apresenta redundância e interligações que possibilitam que a energia elétrica flua por caminhos alternativos. A SE também foi projetada e montada para que apenas um ramal com um único transformador possa alimentar todas as cargas da Torre 01.

2.3 DETALHAMENTO DOS PAINÉIS

Os painéis são constituídos de diversos equipamentos.

Dentre os mais significativos destacam-se o disjuntor, a seccionadora e os sistemas de proteção e controle.

Esses equipamentos são montados em um único bloco denominado cubículo.

Nas figuras 7 a 11 é possível se verificar os cubículos e os equipamentos referidos.

Embora as figuras sejam de painéis de alta tensão, os painéis de baixa tensão possuem diferenciação no tamanho e disposição dos componentes, mas apresentam as mesmas características que os painéis de alta tensão.



Figura 7 - Foto do Cubículo Típico de Alta Tensão
Fonte: Autoria própria

A figura 7 caracteriza um cubículo típico de alta tensão, cujos equipamentos são destacados nas figuras a seguir.



Figura 8 - Foto do Disjuntor Típico de Alta Tensão
Fonte: Autoria própria

A figura 8 mostra a parte inferior do cubículo, que é o disjuntor.



Figura 9 - Foto do Comando da Seccionadora Típica de Alta Tensão
Fonte: Autoria própria

A figura 9 não traz exatamente a seccionadora, mas mostra seu sistema de comando.



Figura 10 - Foto do Sistema de Controle Típico de Alta Tensão
Fonte: Autoria própria

A figura 10 mostra os acionamentos do sistema de controle do cubículo, bem como as sinalizações de condições operacionais.



Figura 11 - Foto do Sistema de Proteção Típico de Alta Tensão
Fonte: Autoria própria

A figura 11 apresenta o relé, que realiza as funções de proteção. Assim, a sistema de alta tensão tem melhor detalhamento, para melhor situar o leitor.

2.4 DETALHAMENTO DOS TRANSFORMADORES E GERADORES

Os transformadores das subestações são todos do tipo seco e com proteção contra contato.

Os geradores são acionados a motor a Diesel e não operam em paralelo com a concessionária e nem entre eles.

As figuras 12 a 15 mostram esses equipamentos.



Figura 12 - Foto do Transformador com as Tampas de Proteção Abertas
Fonte: Autoria própria

A figura 12 mostra um transformador com suas tampas abertas, situação essa não possível quando em operação.



Figura 13 - Foto dos Geradores
Fonte: Autoria própria

Os geradores G1 e G2 atendem a SE do CPD e o G3 atende à SE SPCI.
Os dois geradores da SE CPD são redundâncias à energia da concessionária.



Figura 14 - Foto de Vista Típica do Gerador
Fonte: Autoria própria

A figura 14 mostra o gerador em uma visão mais ampla.



Figura 15 - Foto do Painel de Controle dos Geradores G1, G2 e G3
Fonte: Autoria própria

Da mesma forma que nas subestações, os geradores também possuem cubículos dotados dos mesmos componentes, conforme visto na figura 15.

Neste capítulo 2 foi enfatizada a definição e a delimitação do sistema que será estudado.

O capítulo 3, a seguir, apresentará as ferramentas da engenharia de confiabilidade que serão aplicadas nos equipamentos aqui definidos.

Essa aplicação será vista no capítulo 4.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo não é abordado a teoria das técnicas de confiabilidade, mas a maneira como as técnicas foram aplicadas.

Relembrando, as metodologias utilizadas nesse trabalho foram RGA (do Inglês, Análise de Crescimento da Confiabilidade), FMECA, RBD e MCC.

3.1 ANÁLISE DE CRESCIMENTO DA CONFIABILIDADE

A análise de crescimento de confiabilidade permite avaliar o desempenho de um sistema reparável, ou seja, um sistema que admite receber manutenção ou reparos.

A técnica consiste em análise dos tempos de falha e a partir desses dados levantar as informações quantitativas para verificação do desempenho do equipamento, do sistema ou da qualidade da manutenção aplicada.

Especificamente para este trabalho foi utilizado o modelo CROW-AMSAA, desenvolvido em parceria entre o Dr. Larry Crow e US Army Material Systems Analysis Activity (AMSAA).

Através da utilização do software RGA da Reliasoft, após a inserção dos dados de falhas de sistemas reparáveis, uma das informações extraíveis é a curva $MTBF(t) \times$ tempo. Essa curva mostra a evolução do MTBF com o decorrer do tempo.

A curva pode apresentar 3 resultados possíveis: MTBF crescente, decrescente ou constante.

Quando a curva se mostra crescente, significa que o MTBF aumenta com o decorrer do tempo, ou seja, o tempo entre falhas aumenta, indicando que o sistema está tendo um melhor desempenho com o decorrer do tempo. Vide exemplo através da figura 16.

ReliaSoft RGA - www.ReliaSoft.com

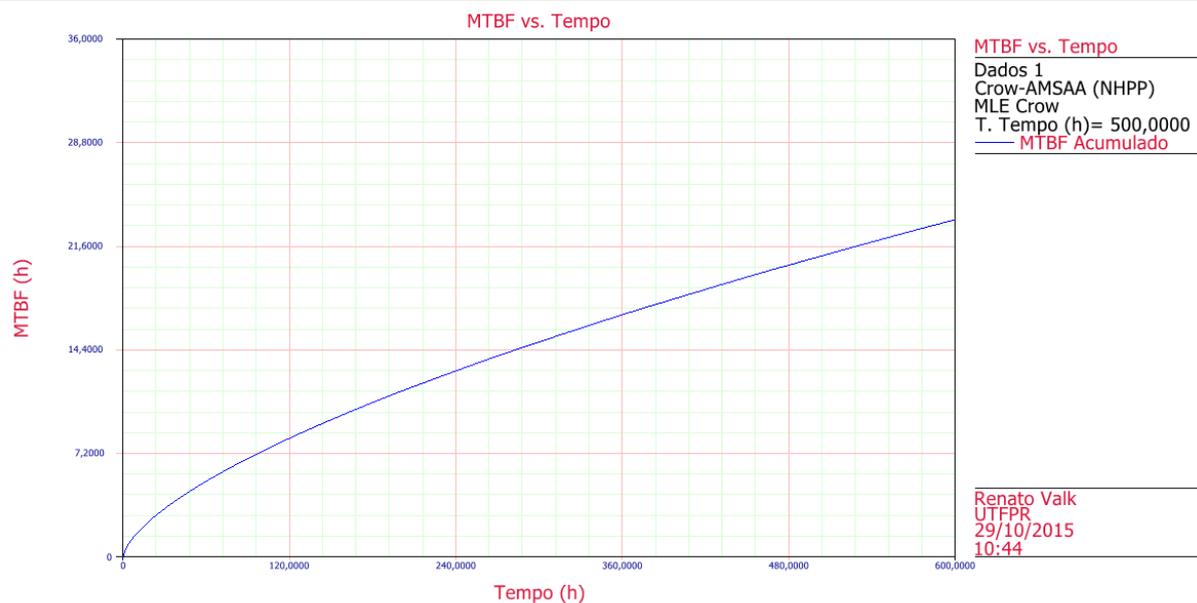


Figura 16 - Gráfico do MTBF crescente no tempo
 Fonte: Autor com o uso do RGA da Reliasoft

De forma análoga, quando a curva é decrescente indica uma deterioração do desempenho do sistema. Exemplo na figura 17.

ReliaSoft RGA - www.ReliaSoft.com

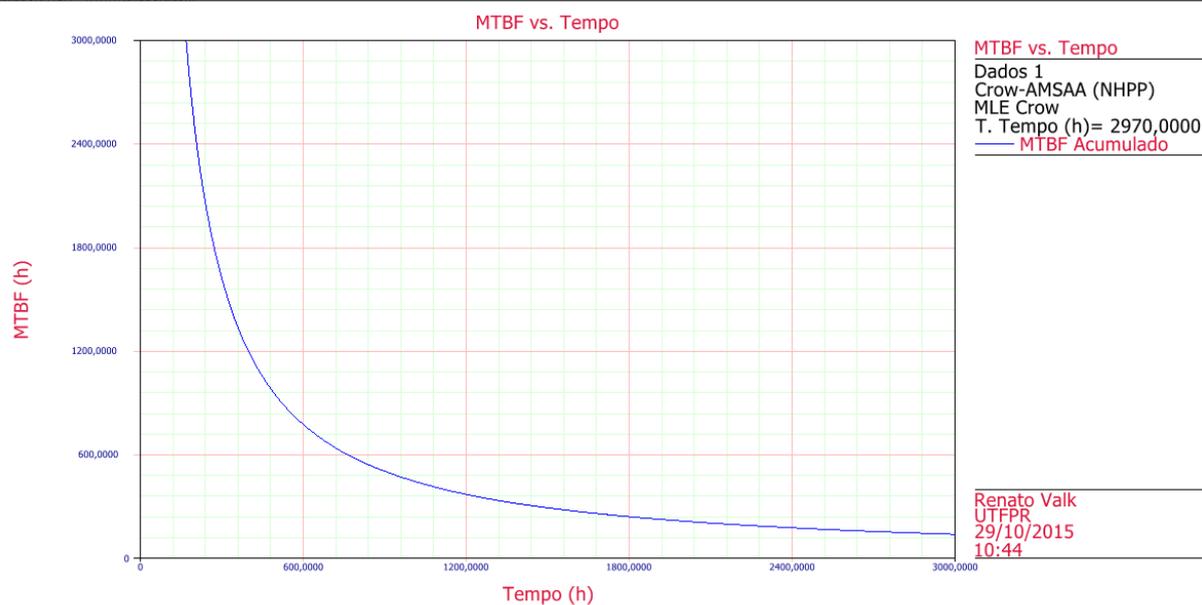


Figura 17 - Gráfico do MTBF decrescente no tempo
 Fonte: Autor com o uso do RGA da Reliasoft

Quando a curva é constante, ou seja, não apresenta crescimento ou decréscimo, indica que o MTBF não se altera com o decorrer do tempo, como pode ser visto no exemplo da figura 18.

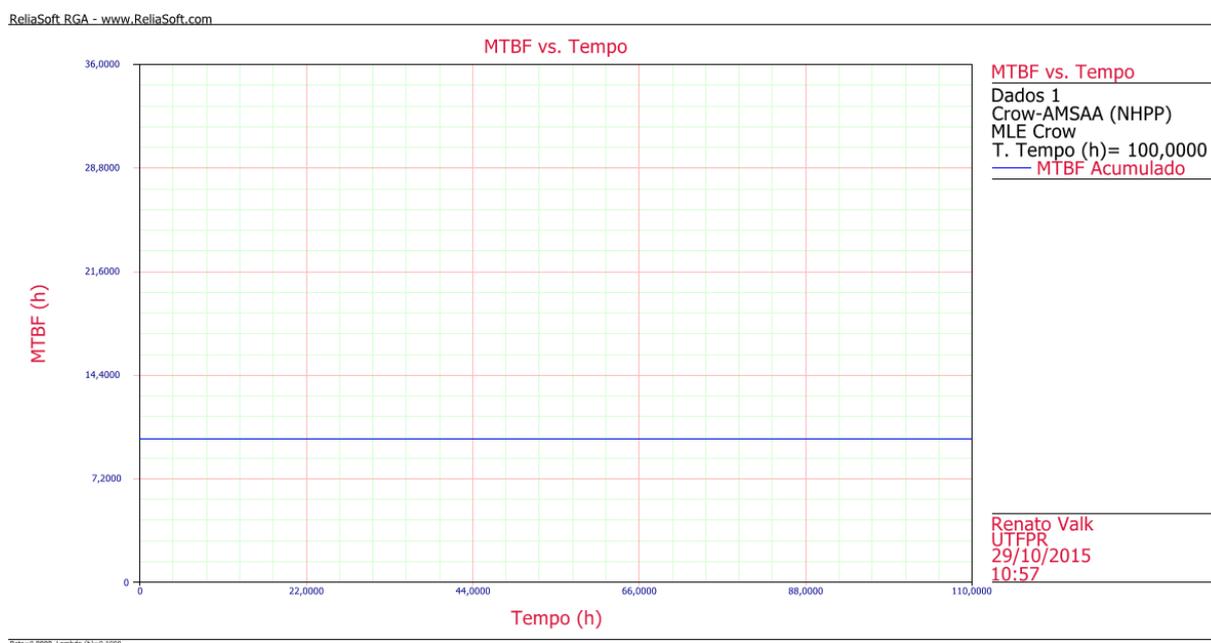


Figura 18 - Gráfico do MTBF constante no tempo
Fonte: Autor com o uso do RGA da Reliasoft

A demonstração das curvas de tendência do MTBF é base para entendimento do capítulo 4, onde será demonstrado que a estratégia atualmente utilizada está levando os equipamentos à degradação.

3.2 DIAGRAMA DE BLOCOS DE CONFIABILIDADE (RBD)

O sistema elétrico alvo deste trabalho será apresentado e estudado no capítulo 4 em forma de RBD.

O RBD é um diagrama de blocos onde cada bloco representa um componente do sistema.

A esses blocos é possível inserir informações tais como, taxa de falha, manutenibilidade, custo de manutenção, custos de compra, operação e manutenção dos equipamentos e das equipes de manutenção, dentre outros.

Especificamente para este trabalho serão utilizados os dados disponíveis na norma técnica IEEE Std 493:2007, que são, taxa de falha e manutenibilidade.

Uma vez que os blocos tenham sido alimentados, é possível realizar simulações futuras sobre o comportamento e o índice de confiabilidade de todo o sistema ou de algum bloco específico.

Essa simulação permite verificar se algum bloco apresentará vulnerabilidade que, futuramente, venha a comprometer o sistema.

A figura 19 exemplifica um RBD.

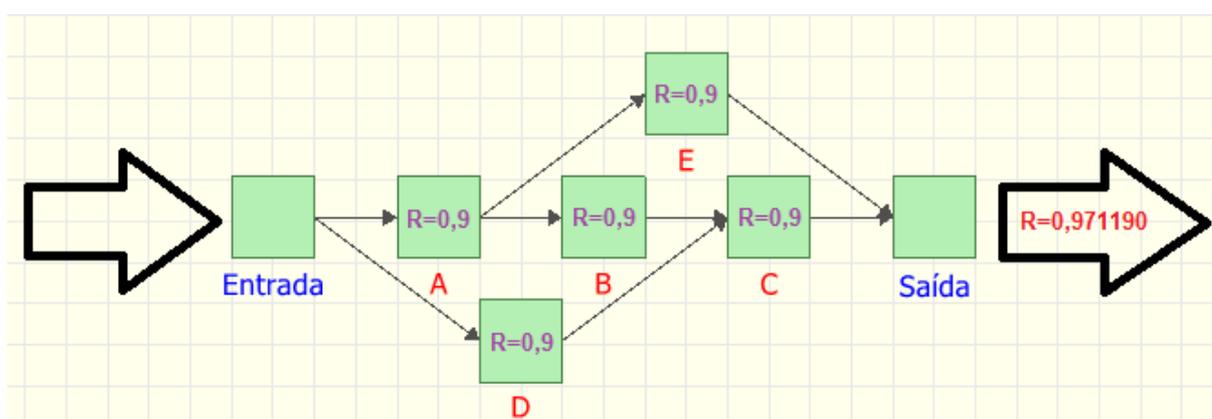


Figura 19 - Diagrama de Blocos de Confiabilidade - RBD
 Fonte: Autor com o uso do BlockSim da Reliasoft

A aplicação de dados de falha e de manutenibilidade obtidos de normas ou tabelas é sempre um motivo de questionamento, mas o que se busca nesse trabalho é partir de um valor referencial e, com o decorrer do tempo, migrar para dados reais do sistema. Como esse é um processo que demanda tempo para acúmulo de dados, resolveu-se partir de uma informação produzida por uma instituição de renome internacional reconhecida e referenciada mundialmente, que é o IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Para este trabalho, para a elaboração do RBD, diagrama de blocos de confiabilidade, foi utilizado o software BlockSim da Reliasoft, com os dados da norma técnica IEEE Std 493:2007.

3.3 ANÁLISE DE MODO DE FALHA E SEUS EFEITOS E SUA CRITICIDADE (FMECA)

Segundo Siqueira (2005), a diferenciação entre FMEA e FMECA é que este último considera em suas análises a criticidade das falhas. Posto isso, o toda a teoria da FMEA é aplicável ao FMECA.

Neste trabalho foi preferido a FMECA, pois optou-se por se analisar a criticidade das falhas.

Com a elaboração do FMECA é possível se verificar quais são os sistemas e equipamentos críticos da instalação.

A análise FMECA nasce de uma avaliação detalhada de cada equipamento e sua função dentro do contexto para que se verifique quais as consequências da perda de sua função.

De fato, sem se ter noção do que é crítico torna a gestão dos ativos de uma corporação dificultada, pois não se pode dosar as medidas preventivas cabíveis, bem como a avaliação de estoque de sobressalente, rotina de manutenção preventiva, inspeções, etc.

Dentre os diversos modos de se determinar a criticidade de um equipamento, para a elaboração deste trabalho foram utilizadas a Matriz de Risco e um Questionário de Criticidade.

Em ambos os casos não fica explicitada a função dos equipamentos, ficando esse quesito um tanto intuitivo àqueles que trabalham na elaboração da criticidade.

3.3.1 Matriz de Risco

A ferramenta básica para definição do grau de criticidade é a Matriz de Risco, exemplificada na tabela 2.

Tabela 2 - Matriz de Risco

TABELA DE CRITICIDADE						
FREQUÊNCIA	5	C	B	A	A	A
	4	C	B	B	A	A
	3	C	C	B	B	A
	2	D	C	C	B	B
	1	D	D	C	C	B
	1	2	3	4	5	
	SEVERIDADE					

Fonte: Autoria própria

Conforme a necessidade ou particularidade de cada corporação, as classificações A, B, C e D podem ser modificadas, bem como os critérios de Frequência e Severidade.

As tabelas 3, 4 e 5 mostram de forma exemplificativa como pode ser conceituado os critérios de Frequência, Severidade e a interpretação da Matriz de Risco.

Tabela 3 – Estratificação de Frequência

FREQUÊNCIA		
CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO
5	Frequente	Esperada mais de 1 ocorrência por ano.
4	Provável	Esperada 1 ocorrência por ano.
3	Ocasional	Esperada 1 ocorrência a cada 2 anos.
2	Remota	Esperada 1 ocorrência em prazo superior a 2 anos.
1	Extremamente Remota	Conceitualmente possível, porém extremamente improvável de ocorrer durante a vida útil da instalação. Sem histórico.

Fonte: Autoria própria

A tabela 3 teve sua categorização de frequência elaborada com base na realidade da empresa em análise.

Tabela 4 – Estratificação de Severidade

SEVERIDADE			
CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO	
		OPERACIONABILIDADE	IMAGEM DA EMPRESA
5	CATASTRÓFICA	Acima de 24 horas de parada	Nacional
4	CRÍTICA	De 12 até 24 horas de parada	Regional
3	MODERADA	De 6 a 12 horas de parada	Local
2	MARGINAL	De 1 a 6 horas de parada	Prédio
1	DESPREZÍVEL	Até 1 hora de parada	Insignificante

Fonte: Autoria própria

Da mesma forma, a tabela 4 também teve sua categorização de severidade elaborada com base na realidade da empresa em análise.

Tabela 5 – Descrição do Risco

RISCO	CLASSIFICAÇÃO	DESCRIÇÃO
A	Intolerável	Estudar alternativas para redução da probabilidade de ocorrência e consequências.
B	Indesejável	Necessidade de medidas para redução da criticidade.
C	Tolerável	Não há necessidade de medidas adicionais. Manter meio de monitoração para garantir a manutenção da criticidade.
D	Desprezível	Não há necessidade de medidas adicionais.

Fonte: Autoria própria

Com base em tabelas e critérios similares aos demonstrados nas tabelas de 2 a 5, toma-se cada equipamento do sistema e avalia-se qual sua função.

Definida a função do equipamento, verifica-se quais as consequências da perda dessa função. Assim, é necessário se elaborar a relação entre as consequências da perda dessa função com as tabelas. Essa avaliação definirá quem são os equipamentos críticos que merecem atenção mais cautelosa.

3.3.2 Questionário de Criticidade

Uma outra maneira mais elementar, mas também eficiente, de se avaliar a criticidade de um equipamento com base em sua função é através de um

questionário específico para esse fim, que também pode ser elaborado conforme necessidades ou particularidades de cada corporação.

Esse questionário deve ser respondido por uma equipe multidisciplinar, formada por profissionais que tem conhecimento das características intrínsecas do equipamento, de suas condições operacionais (regime e função), bem como por profissionais envolvidos em suprimentos.

- A seguir questões exemplificativas de um questionário de confiabilidade.
- As questões se dividem em qualificantes e classificatórias.
- As questões qualificantes definem de forma rápida a situação de um ativo no contexto em que se encontra.

São elas:

- Este equipamento requer redundância? (Sim ou Não?)
- Este equipamento possui redundância? (Sim ou Não?)

Caso o equipamento requeira redundância e não o possua, já é automaticamente classificado como crítico.

As demais questões são classificatórias.

Cada questão tem uma pontuação conforme resposta e um peso para ponderação final.

A seguir, a tabela 6 exemplifica o referido questionário.

Tabela 6 – Questionário para Avaliação de Risco

QUESTIONAMENTO	DESCRIÇÃO DO RISCO	NOTA	PESO	TOTAL
Falha ou falta do equipamento acarreta risco ao Meio Ambiente?	Extrapolando a área da corporação.	3	1	
	Impacto dentro da área da corporação.	2		
	Impacto na área do equipamento ou não aplicável.	1		
Falta ou falha do equipamento impacta requisitos legais ou normas internas?	Impacta requisitos legais ou normas externas à corporação.	3	1	
	Impacta normas, padrões ou diretrizes internas à corporação.	2		
	Atende completamente ao(s) requisito(s) legal(is).	1		
Falha ou falta do equipamento acarreta risco para pessoas ou instalações?	Pode causar acidentes com pessoas	3	2	
	Pode danificar instalações sem atingir pessoas.	2		
	Não causa risco às pessoas e/ou instalações.	1		
Qual a complexidade de manutenção?	Requer acompanhamento permanente de especialista.	3	2	
	Requer acompanhamento parcial de especialista.	2		
	Não requer acompanhamento de especialista.	1		
Qual o prazo de atendimento do fabricante?	Acima de 5 dias.	3	3	
	De 2 até 5 dias.	2		
	Até o dia seguinte ou não aplicável.	1		
Qual o prazo para aquisição de componentes ou peças?	Acima de 5 dias.	3	3	
	De 3 até 5 dias.	2		
	Até 2 dias.	1		
Falha ou falta do equipamento acarreta perda de Continuidade Operacional?	Acima de 6 horas de parada.	3	4	
	De 1 até 6 horas de parada.	2		
	Até 1 hora de parada.	1		
Qual o impacto da falha do equipamento junto ao cliente?	Impacta mais de um pavimento.	3	4	
	Impacta um pavimento.	2		
	Impacta parte de um pavimento ou não aplicável.	1		

Fonte: Autoria própria

Conforme pontuação recebida os equipamentos são ordenados e divididos em críticos e não críticos, conforme uma nota de corte definida em conjunto com o corpo gerencial.

3.3.3 Planilha FMECA

Após definidos quem são os equipamentos críticos, passa-se a trabalhar com a FMECA propriamente.

A planilha FMECA considera, além dos critérios anteriores de criticidade, frequência e severidade, a função do equipamento no contexto, bem como os requisitos da função, ou seja, o seu padrão de desempenho.

Pode-se tomar como exemplo o caso de uma bomba para abastecimento de uma caixa d'água no alto de um edifício de 30 metros de altura.

Se esse edifício tem um consumo de 1.000 litros de água por dia, o padrão de desempenho da bomba deve ser:

Vazão de 1.000 litros/dia e pressão de coluna de água de 30 metros.

Se algum desses critérios não for atendido, é dito que a bomba perdeu sua função.

Responsável pela Análise: Renato Gouvêa Valk		Equipe:				Data:	
Auditado por:						Página / De:	
Sistema: Elétrico						Id_Sistema:	
Subsistema Analisado: Subestação de Entrada - Transformador						Id_Subsistema:	

Id_Função	Função	Id_Falha_Funcional	Falha Funcional	Id_Modo de Falha	Modo de Falha	Efeito			Severidade (S)	Causas do Modo de Falha	Ocorrência (O)	Controles Atuais	Detecção (D)	NPR (S.O.D)
						Local	Sistema	Planta						
	Rebaixar tensão para 380V +/- 5%		Não rebaixar tensão nos limites especificados		Enrolamento em curto	Aquecimento		Tensão inadequada		Aquecimento		Termômetro de campo		
					Enrolamento aberto					Vibração		Não há		
					Tap inadequado					Falha operacional		Indicador no painel		
					Isolação ruim					Umidade, envelhecimento		Medições anuais		
	Manter tensão estabilizada		Não manter tensão estabilizada		Mal contato	Ruído anormal	Aquecimento	Oscilação de tensão				Indicador no painel		
	Fornecer continuamente potência de 1500 kW		Não fornecer continuamente a potência definida		Capacidade insuficiente	Ruído excessivo	Aquecimento	Queda de tensão		Erro de projeto ou de aquisição		Análise crítica no projeto ou na requisição de compra		

Figura 20 - Planilha FMECA Exemplificativa
Fonte: Rigoni (2009)

A planilha da figura 20 é muito prática e fácil de ser utilizada, servindo bem ao propósito da FMECA.

3.3.4 Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC)

O objetivo deste trabalho é gerar um plano de manutenção dos ativos de uma corporação com base na metodologia MCC.

Após as etapas anteriores, com base na planilha FMECA.

As falhas detectadas na FMECA precisam de ações que bloqueiem as causas ou que reduzam a possibilidade de sua ocorrência ou de suas consequências.

Essa análise leva à elaboração do desejado Manual de Manutenção.

Nesse manual podem constar ações de manutenções, sejam preventivas, preditivas ou corretivas, bem como inspeções, formas de monitoramento, etc.

Segue exemplo de planilha para geração do Manual de Manutenção ou Plano de Manutenção.

Responsável pela Análise: RENATO GOUVÊA VALK				Equipe:	Data:
Auditado por:					Página / De:
Sistema: ELÉTRICO					Id_Sistema:
Subsistema Analisado: TRANSFORMADOR					Id_Subsistema:

Id_Função	Id_Falha_Funcional	Id_Modo de Falha	Id_Tarefa	Descrição da Tarefa Proposta	Intervalo Inicial	Agrupamento da Tarefa	Equipe Responsável
				Realizar testes periódicos.	Anualmente	Não há	Manutenção
				Reparação do componente	Conforme necessidade	Não há	Manutenção e Terceiros
				Ação do Operador para ajustar ao TAP adequado	Conforme necessidade	Não há	Operação
				Substituição do componente	Conforme necessidade	Não há	Manutenção e Terceiros
				Redução de cargas	Conforme necessidade	Não há	Produção e Operação
				Migração de cargas	Conforme necessidade	Não há	Projeto, Contratação e Terceiros
				Instalação de novo transformador em paralelo	Conforme necessidade	Não há	Projeto, Contratação e Terceiros
				Repotenciação do transformador	Conforme necessidade	Não há	Projeto, Contratação e Terceiros
				Substituição do transformador	Conforme necessidade	Não há	Projeto, Contratação e Terceiros

Figura 21 - Planilha de Tarefas e Prazos Iniciais de Manutenção
Fonte: Rigoni (2009)

A planilha apresentada na figura 21 é de fácil visualização e atende aos quesitos de implementação da MCC.

3.4 ANÁLISE DE FALHAS

O que se busca é a previsibilidade da falha, porém, nem todas as falhas são previsíveis.

Quando uma falha imprevista ocorre é preciso um estudo para que se busque sua causa raiz, ou seja, a causa que, se bloqueada, impede a ocorrência da mesma falha.

Para busca da causa raiz existem diversas ferramentas, sendo as mais comuns o FTA (do inglês, *Árvore de Análise de Falha*), Diagrama de Ishikawa, Porques, etc.

Cada uma das ferramentas de busca da causa raiz tem suas especificidades e utilidades.

As ferramentas apresentam a vantagem de possuírem metodologia estruturada e lógica, ajudando na identificação, seleção e classificação das causas da falha.

Assim, uma ferramenta de análise de falhas permite entender o mecanismo da falha, identificar a causa raiz da falha e permitir a definição de ações corretivas ou mitigadoras das consequências.

“FMEA e FTA são técnicas que auxiliam na busca por excelência em projeto e processo” (FOGLIATTO, 2009, p. 173).

A aplicação da FMEA e FTA ocorre em equipes multifuncionais. A responsabilidade pela condução de um estudo de FMEA e FTA deve ser delegada a um indivíduo, mas o estudo em si deve ser feito por uma equipe (FOGLIATTO, 2009, p. 174).

Segundo Fogliatto (2009), a FTA é um método sistemático para análise de falhas que tem os seguintes objetivos:

1. - a partir de um evento topo (falha), identificar as causas e a forma como elas se relacionam, desde a causa básica até a ocorrência final (falha);
2. - avaliar a probabilidade de cada causa e calcular a probabilidade do evento final;
3. - estabelecer ações que impeçam essas causas.

No capítulo 6, juntamente com o manual de manutenção, será proposto a FTA como ferramenta de análise de falha para ser implementada na equipe de manutenção do processo em estudo.

3.5 INDICADORES

“Quem não mede, não gerencia” (KARDEC, 2005, p. 11).

Para que se possa avaliar a eficácia do plano elaborado é preciso medir os resultados, bem como medir a eficácia dos tratamentos dado às falhas analisadas conforme as análises das falhas.

Para tanto, é necessário que se defina indicadores que sejam significativos ao processo e cujos resultados medidos levem a melhorias no processo.

Existem diversos indicadores e índices, sendo os mais comuns o MTBF e o MTTR. Esses indicadores estão voltados à manutenção.

Existem indicadores que medem o desempenho operacional da planta, o desempenho do pessoal de manutenção, bem como indicadores financeiros, tanto das manutenções quanto das operações.

Enfim, para este trabalho, em seu capítulo 6, serão elencados os indicadores considerados chaves para o processo em estudo.

As ferramentas apresentadas nos subitens 3.1 a 3.5, técnicas de Engenharia de Confiabilidade, são suficientes para a compreensão deste trabalho.

O capítulo 4, a seguir, apresenta a aplicação dessas ferramentas, com o objetivo elaborar estratégia para sensibilizar o corpo gerencial da empresa.

Espera-se que os gestores enxerguem a tendência atual da confiabilidade dos equipamentos, bem como os métodos de análise de onde e quando se deve intervir em algum ativo e, com esses princípios, estabelecer as premissas de manutenção e gestão dos ativos.

4 APLICAÇÃO DE FERRAMENTAS ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE

Este capítulo é dedicado a demonstrar a aplicação dos conceitos vistos no capítulo 3, nos sistemas apresentados nos capítulos 1 e 2, cujo objetivo é apresentar situações e tendências para tomadas de decisão.

4.1 ANÁLISE PELA TENDÊNCIA: APLICAÇÃO DE TÉCNICA DE RGA

Como apresentado inicialmente, algumas situações levam a inferir que o modelo de contratação atual não está adequado às necessidades da corporação.

Um dos problemas elencados foi a dificuldade de se avaliar o que a corporação espera da empresa contratada e o que ela pode oferecer, tomando por base as premissas contratuais.

Esse, porém, é um ponto de vista mais gerencial do que técnico e assim sendo, é preciso demonstrar que a política de manutenção atual não está adequada e requer mudanças.

Para isso foi realizada uma avaliação com base em crescimento de confiabilidade, através de simulação com base no modelo CROW-AMSAA.

4.1.1 Coleta e Tratamento de Dados

Foram coletados os dados de tempo até a de falha conforme tabela 7, a seguir, porém, o início da coleta não se dá com o início de operação dos sistemas.

Tabela 7 - Tempo até Falha do Sistema Elétrico (horas)

5.280	5.760	5.928	6.072	6.192	6.384	6.936	7.320	7.344
5.424	5.760	5.928	6.072	6.192	6.408	7.032	7.320	7.344
5.544	5.760	5.928	6.072	6.288	6.408	7.056	7.320	
5.568	5.760	5.952	6.096	6.336	6.576	7.056	7.320	
5.568	5.760	6.000	6.096	6.336	6.600	7.056	7.320	
5.616	5.784	6.000	6.096	6.336	6.600	7.056	7.320	
5.616	5.784	6.000	6.096	6.336	6.600	7.056	7.320	
5.712	5.784	6.024	6.120	6.336	6.624	7.056	7.320	
5.736	5.784	6.024	6.120	6.336	6.624	7.080	7.320	
5.736	5.880	6.024	6.120	6.336	6.720	7.080	7.320	
5.736	5.880	6.048	6.168	6.360	6.720	7.128	7.320	
5.736	5.880	6.048	6.168	6.360	6.792	7.176	7.320	
5.736	5.928	6.048	6.168	6.360	6.840	7.248	7.344	
5.760	5.928	6.048	6.168	6.384	6.864	7.248	7.344	

Fonte: Autoria própria

Os dados da tabela 7 tiveram como base a data de início de operação da instalação, que foi 01/10/2014. A data registrada da primeira falha se deu em 09/05/2015.

O que se percebe é que desde o tempo inicial (zero), em 01/10/2014 até a primeira falha apontada na tabela 7 há uma grande lacuna.

O que se pode afirmar, com certeza, é que nesse intervalo de tempo houveram falhas, mas não foram registradas. Isso é fato.

Assim, para uma simulação que carregue menos imprecisões, não se pode lançar como primeira falha o tempo 5.280h, pois tal decisão interferirá sensivelmente nos cálculos. Se isso for feito, a simulação entenderá que, até o momento de 5.280h de operação, não houveram falhas, implicando em que o sistema estivesse em excelentes condições.

Dessa forma, para se minimizar imprecisões, a primeira falha registrada foi adotada como tempo “zero”, ou seja, inicial.

Com isso, a tabela 7 passa a ter as informações contidas na tabela 8, a seguir:

Tabela 8 - Tempo Corrigido até Falha do Sistema Elétrico (horas)

0	480	648	792	912	1.104	1.656	2.040	2.064
144	480	648	792	912	1.128	1.752	2.040	2.064
264	480	648	792	1.008	1.128	1.776	2.040	
288	480	672	816	1.056	1.296	1.776	2.040	
288	480	720	816	1.056	1.320	1.776	2.040	
336	504	720	816	1.056	1.320	1.776	2.040	
336	504	720	816	1.056	1.320	1.776	2.040	
432	504	744	840	1.056	1.344	1.776	2.040	
456	504	744	840	1.056	1.344	1.800	2.040	
456	600	744	840	1.056	1.440	1.800	2.040	
456	600	768	888	1.080	1.440	1.848	2.040	
456	600	768	888	1.080	1.512	1.896	2.040	
456	648	768	888	1.080	1.560	1.968	2.064	
480	648	768	888	1.104	1.584	1.968	2.064	

Fonte: Autoria própria

Tomando-se o software RGA da Reliasoft e aplicando os dados das tabelas 7 e 8, obtém-se os gráficos das figuras 22 e 23, respectivamente.

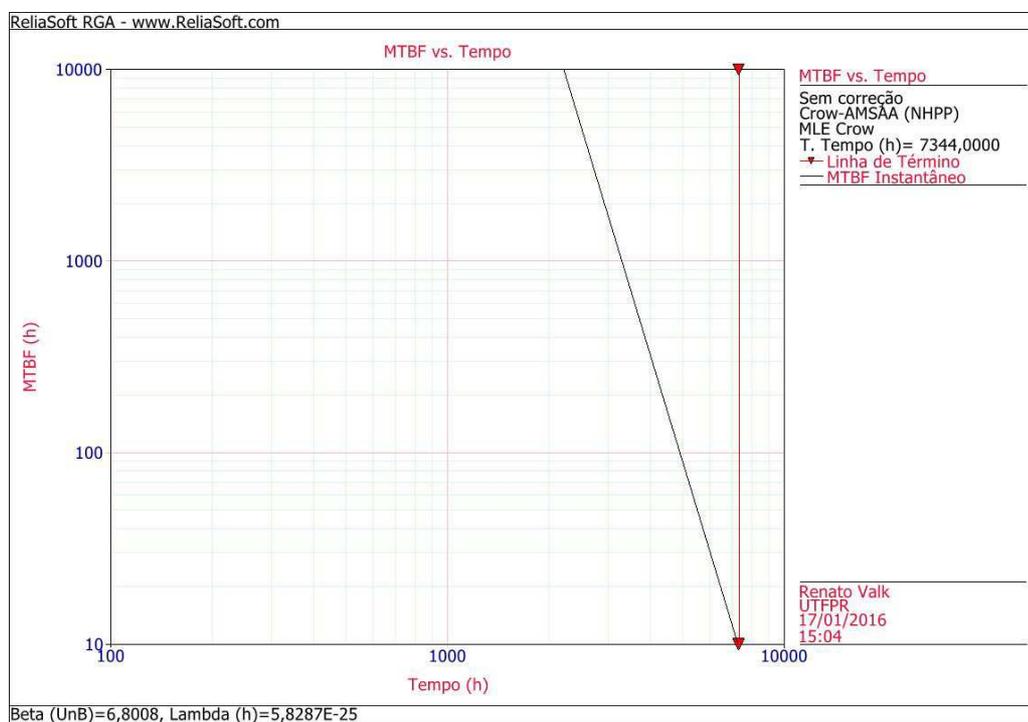


Figura 22 - Gráfico do MTBF em Função do Tempo, para Tempo até Falha Não Corrigido
Fonte: Autor com Software RGA da Reliasoft

A figura 22 apresenta um forte declínio do MTBF causado pelo grande período sem registros, o que faz com que o software tenha uma avaliação equivocada das reais condições do sistema.

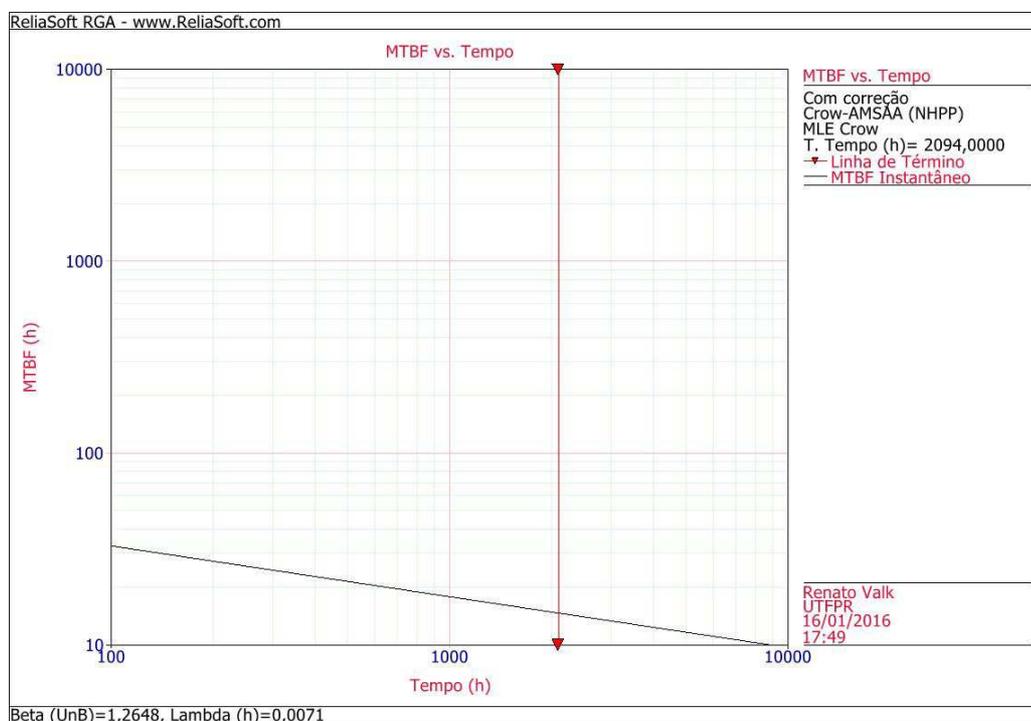


Figura 23 - Gráfico do MTBF em Função do Tempo, para Tempo até Falha Corrigido
Fonte: Autor com Software RGA da Reliasoft

Observando a figura 23, é possível perceber que há uma diferença na forma das curvas.

A Tabela 9 a seguir apresenta marcos temporais que foram utilizados para a realização de simulações feitas para os tempos sem correção e com correção.

Tabela 9 - Comparação de Tempos até Falha no Sistema Elétrico (horas)

Data	Evento	Horas	
		Sem correção	Corrigida
01/10/2014	Início da operação	0	xxx
01/05/2015	Início dos registros	5.280	0
03/08/2015	Fim da coleta	7.344	2.094
01/10/2015	Simulação	8.760	3.480
01/10/2016	Simulação	17.520	12.240
01/10/2017	Simulação	26.280	21.000

Fonte: Autoria própria

Com a coleta de dados encerrada em 03/08/2015 e com a aplicação da calculadora QCP disponível no software RGA da Reliasoft, calcula-se o MTBF instantâneo para as datas estipuladas.

Assim, obtém-se a tabela 10.

Tabela 10 - Comparação de MTBF em Datas Definidas (horas)

Data	MTBF na data (h)	
	Sem correção	Corrigida
02/05/2015	425,4478	60,5104
01/10/2015	3,4064	12,3760
01/10/2016	0,0611	8,7350
01/10/2017	0,0058	7,5217

Fonte: Autor com Software RGA da Reliasoft

Com base na tabela 10 é possível se perceber como é sensível a variação dos resultados se não houver um adequado tratamento.

4.1.2 Análise de Tendência de Confiabilidade

Definida e justificada a forma de tratamento dos dados, passa-se à análise de crescimento da confiabilidade.

Para tanto, serve-se da figura 23 e parcialmente da tabela 10.

Na figura 23 é possível uma avaliação qualitativa do comportamento do MTBF com o decorrer do tempo.

Tal situação é numericamente vista nas primeira e terceira colunas da tabela 10.

Com base em cálculos estatísticos a partir do modelo CROW-AMSAA se conclui que há um decréscimo do MTBF com o decorrer do tempo.

Partindo-se do princípio que é uma instalação nova e com equipamentos de boa qualidade, é necessário avaliar se é um problema da equipe de manutenção (falta de treinamento, plano de manutenção inadequado, etc), ou se é um problema de sobressalentes de qualidade inferior ou outras causas a estudar.

Assim, é preciso um plano de ação para que essa tendência seja corrigida.

4.2 ANÁLISE PELA VISÃO GERAL ATRAVÉS DO RBD

Neste item será visto cada uma das subestações, Torre 1, CPD, CAG e SPCI elaborados em RBD, cujas características de Confiabilidade e Manutenibilidade foram obtidas na norma técnica IEEE Std 493:2007 e OREDA.

O objetivo do diagrama não é utilizá-lo como base para se obter a confiabilidade do sistema em estudo, mas demonstrar ao corpo gerencial, com dados a partir de normas, que para se manter a confiabilidade de um sistema em um nível determinado, não é necessário se realizar manutenção preventiva periódica em todos os equipamentos que o compõe.

Além disso, uma vez determinado o nível de confiabilidade que se quer manter, é possível se avaliar a periodicidade adequada.

Atualmente, a estratégia de manutenção adotada para o sistema em estudo é de se realizar uma manutenção preventiva anual em todos os equipamentos componentes do sistema de alta tensão.

A figura 24, obtida na norma IEEE Std 493:2007, mostra a localização e aplicação dos componentes considerados neste trabalho.

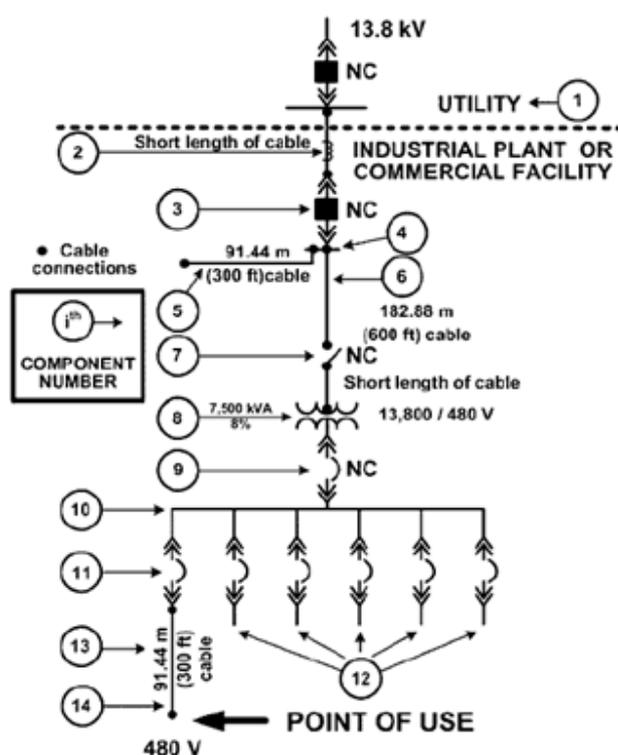


Figura 24 – Diagrama de Componentes de um Sistema Elétrico Genérico
Fonte: The Institute... (2007)

A Tabela 11, obtida também na norma técnica IEEE Std 493:2007, traz as características de confiabilidade e manutenibilidade, onde as referências de localização dos componentes estão na figura 24.

Tabela 11 – Características Normalizadas de Confiabilidade e Manutenibilidade de Equipamentos

Number	Component	λ	Λr	A_i
1	13.8 kV power source from electric utility	1,956	2,582	0,999705338
2	Primary protection and control system	0,0006	0,003	0,999999658
3	13.8 kV metal-clad circuit breaker	0,00185	0,000925	0,999999894
4	13.8 kV switchgear bus - insulated	0,0041	0,153053	0,999982529
5	Cable (13.8 kV) 274.32 m, conduit playground	0,002124	0,033347	0,999996193
6	Cable terminations (8) at 13.8 kV	0,00296	0,00222	0,999999747
7	Disconnect switch (enclosed)	0,00174	0,00174	0,999999801
8	Transformer	0,0108	1,430244	0,999836757
9	480 V metal-clad circuit breaker	0,00021	0,00126	0,999999856
10	480 V switchgear bus-bare	0,00949	0,069182	0,999992103
11	480 V metal-clad circuit breaker	0,00021	0,00126	0,999999856
12	480 V metal-clad circuit breakers	0,000095	0,000378	0,999999957
13	Cable (480 V), 91.44 m conduit aboveground	0,000021	0,000168	0,999999981
14	Cable terminations (2) at 480 V	0,00074	0,000555	0,999999937

Fonte: The Institute of Electrical and Electronics Engineers (2007)

Onde:

λ é a taxa de falhas em 8760 horas

r é o tempo médio inatividade por falha para o equipamento (MTTR)

A_i é a taxa de disponibilidade do equipamento i

A tabela 12 foi adaptada a partir da tabela 11.

A norma técnica IEEE Std 493:2007 traz os dados da tabela 11 e declara que a distribuição utilizada é a exponencial.

A partir do valor de λ e com base no tipo de distribuição, foi criada a tabela 12 a seguir.

Cabe aqui ressaltar que, exclusivamente para o bloco de confiabilidade do Gerador de Emergência, a base de dados utilizada foi o OREDA 2009, pois a norma técnica IEEE Std 493:2007 não abrange este equipamento.

Os geradores de emergência, conforme o OREDA 2009, seguem uma distribuição exponencial com MTBF de 8.687,34h e MTTR de 25h.

Tabela 12 – Características Adaptadas de Confiabilidade e Manutenibilidade de Equipamentos

Ordem	Componente	MTBF (h)	MTTR (h)
1	Concessionária em 13,8 kV	4.478,53	1,32
2	Proteção primária e controles	14.600.000,00	5,00
3	Disjuntor em 13,8 kV encapsulado	4.735.135,14	0,50
4	Barramento isolado em 13,8 kV	2.136.585,37	37,33
5	Cabo 13,8 kV, 274.32 m, eletrocalha	4.124.293,79	15,70
6	Terminação para Cabo de 13,8 kV	2.959.459,46	0,75
7	Seccionadora Enclausurada	5.034.482,76	1,00
8	Transformador	811.111,11	132,43
9	Disjuntor em 480 V encapsulado	41.714.285,71	6,00
10	Barramento em 480 V	923.076,92	7,29
11	Disjuntor em 480 V encapsulado	41.714.285,71	6,00
12	480 V metal-clad circuit breakers	92.210.526,32	3,98
13	Cabo 480 V, 91.44 m eletroduto acima do solo	417.142.857,14	8,00
14	Terminação para Cabo de 480 V	11.837.837,84	0,75

Fonte: Autor, a partir da Tabela 11

A partir da tabela 12, com base em distribuição exponencial e com suporte do software BlockSim da Reliasoft, foram elaborados os diagramas de blocos das subestações já detalhadas no capítulo 2.

4.2.1 Diagramas de Blocos das Subestações e Curvas de Confiabilidade

As figuras 25 a 28 mostram os diagramas de bloco de confiabilidade (RBD) das subestações e as respectivas curvas de confiabilidade em função do tempo, para cada diagrama, ou seja, para cada SE.

Para a simulação foi utilizado o software BlockSim da Reliasoft, configurado com 10.000 simulações e semente 1, para 43.800h, ou seja, 5 anos.

O objetivo da avaliação através do RBD é sensibilizar os gestores sobre o potencial existente para melhorias, bem como demonstrar o decaimento da confiabilidade do sistema quando alguns componentes decaem sua confiabilidade.

A figura 25 demonstra o RBD e o gráfico do MTBF da SE CAG

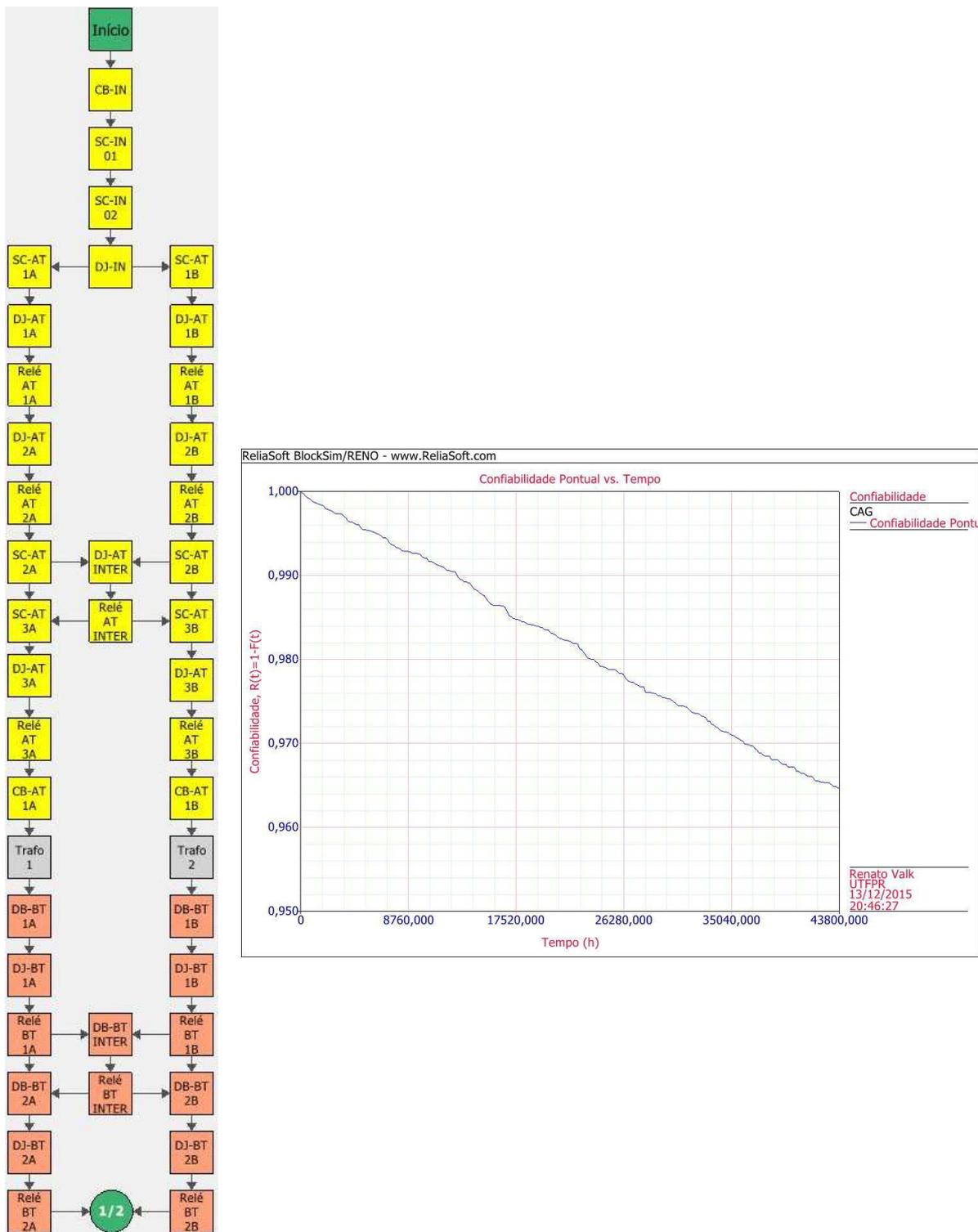


Figura 25 - RBD e Gráfico do MTBF da SE CAG
Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

A figura 25 mostra o decaimento da confiabilidade da SE CAG, com os dados de confiabilidade e manutenibilidade conforme norma IEEE Std 493:2007.

A figura 26 demonstra o RBD da SE CPD



Figura 26 - RBD e Gráfico do MTBF da SE CPD
Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

A figura 26 mostra confiabilidade máxima para o período simulado.

A figura 27 demonstra o RBD da SE SPCI

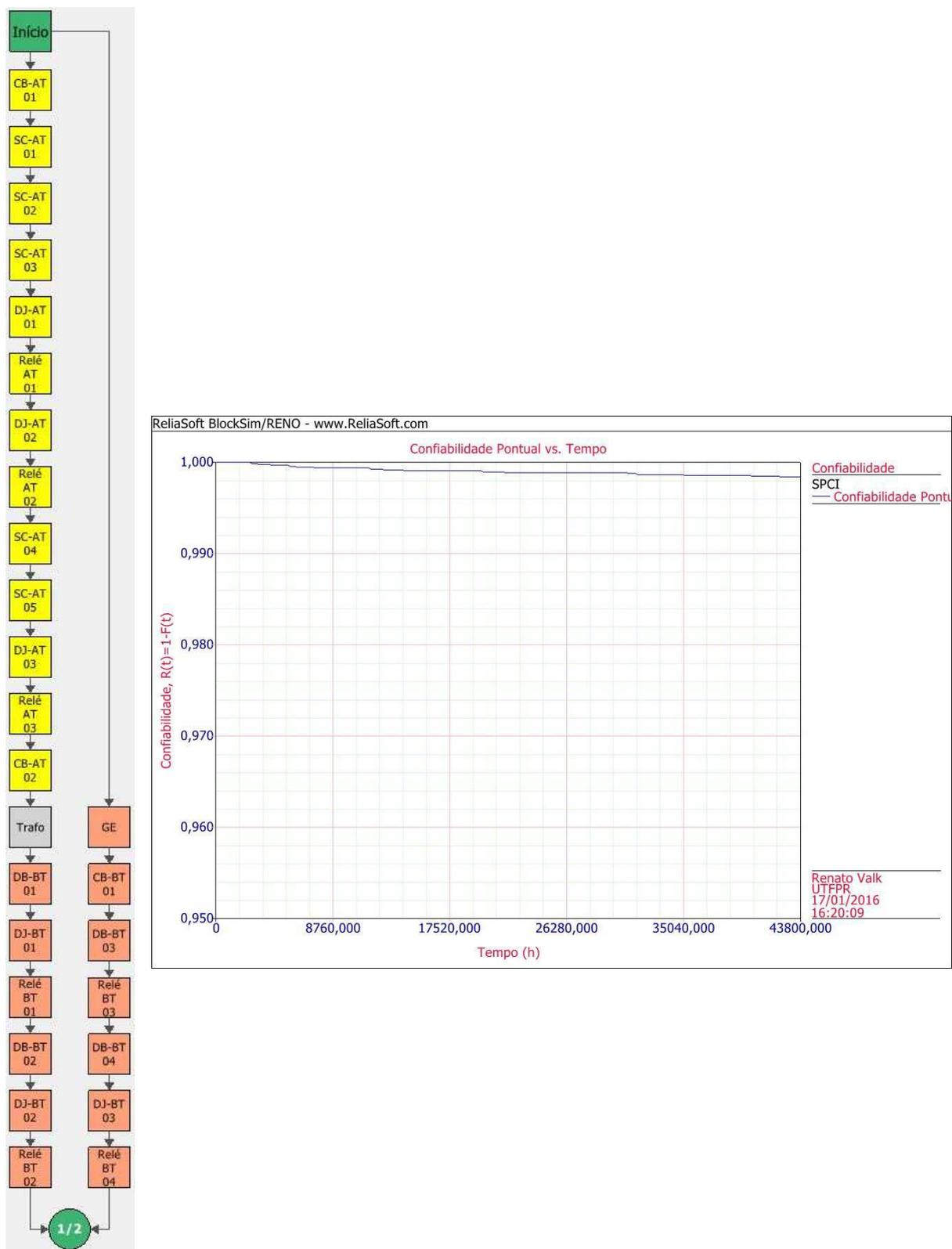


Figura 27 - RBD e Gráfico do MTBF da SE SPCI
Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

A figura 27 apresenta uma alta confiabilidade devido à redundância.

A figura 28 demonstra o RBD da SE TORRE 1

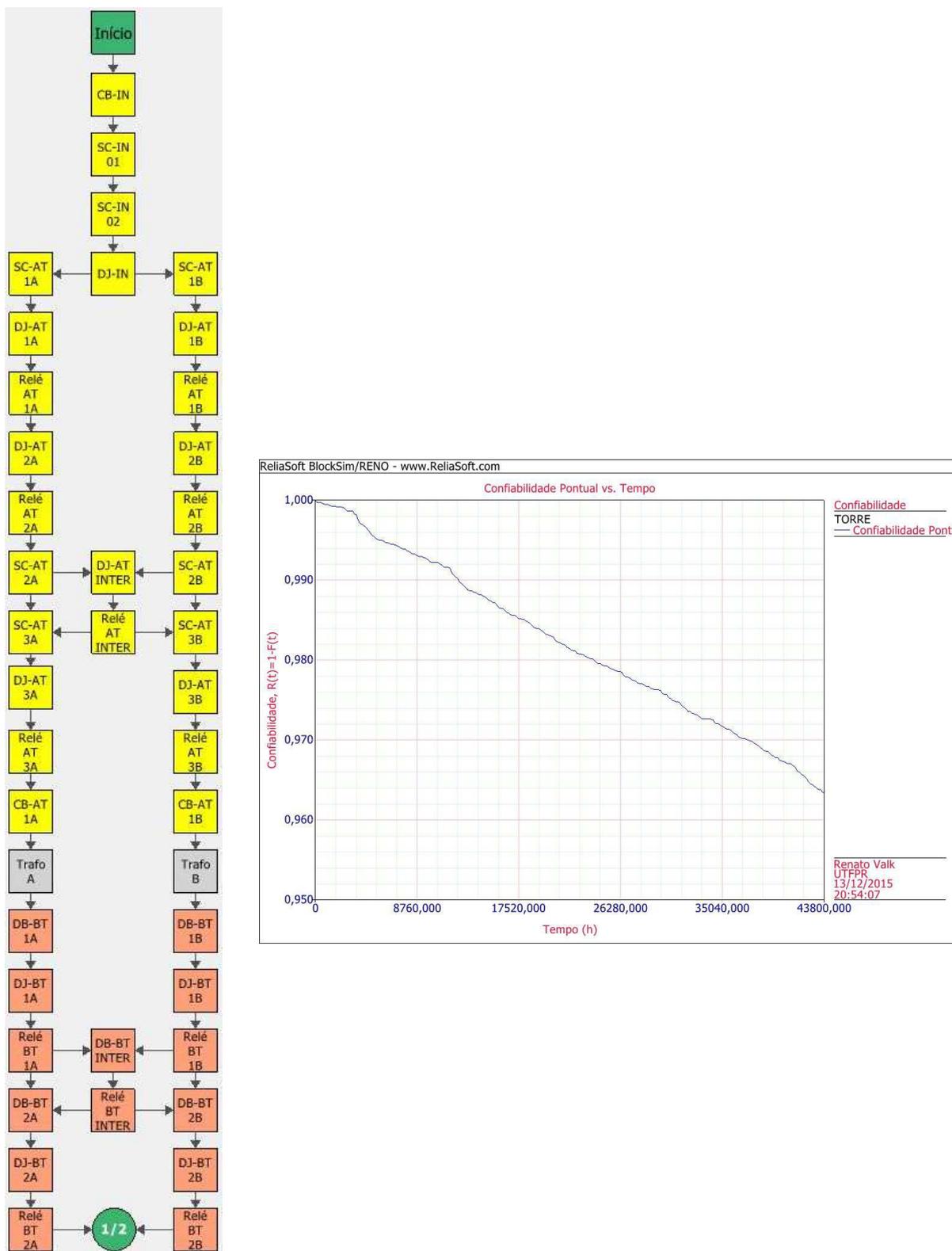


Figura 28 - RBD e Gráfico do MTBF da SE TORRE 1
Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

A figura 28 mostra uma similaridade de confiabilidade com a SE CAG.

Conforme visto nos gráficos de variação da Confiabilidade com o decorrer do tempo, é possível constatar que, é possível se avaliar a relação entre o nível de Confiabilidade e a periodicidade para realização das manutenções preventivas.

Com isso, é possível definir a periodicidade de manutenção com base em níveis de confiabilidade e otimizar recursos humanos e materiais.

4.3 DECISÃO PELA CRITICIDADE DOS EQUIPAMENTOS

Uma outra maneira de se avaliar a criticidade de equipamentos é com a utilização das técnicas descritas nos subitens 3.3.1 e 3.3.2.

Com os critérios das Tabelas 2 a 5, foi elaborada a Tabela 13 a seguir:

Tabela 13 - Aplicação da Matriz de Criticidade

(continua)

DESCRIÇÃO	Frequência	Severidade	Deteção	CRITICIDADE
Painel de média tensão - Entrada	2	5	2	B
Alimentação principal	2	5	2	B
Alimentação torre 1	2	1	2	D
Alimentação torre 1	2	5	2	B
Alimentação CAG	2	1	2	D
Alimentação CAG	2	5	2	B
Alimentação CPD	2	1	2	D
Alimentação CPD	2	5	2	B
Alimentação SCPI	2	1	2	D
Painel de média tensão - CAG	2	2	2	C
Painel de média tensão - Torre 01	2	2	2	C
Transformador de força - Torre 01	2	1	2	D
Transformador de força - Torre 01	2	5	2	B
Painel de média tensão - CAG	2	2	2	C
Painel de média tensão - CPD	2	2	2	C
Painel de média tensão - Torre 01	2	2	2	C
Painel de média tensão - SCPI	2	3	2	C
Transformador de força - CAG	2	1	2	D
Transformador de força - CAG	2	5	2	B

Tabela 14 - Aplicação do Questionário para Avaliação de Risco

(conclusão)

DESCRIÇÃO	AVALIAÇÃO DE CRITICIDADE										NOTA FINAL
	PESOS	1	1	2	2	3	3	4	4		
	Equipamento requer redundância (stand-by)?										
	Equipamento possui redundância (stand-by)?										
	Falha ou falta do equipamento acarreta risco ao Meio Ambiente?										
	Falha ou falta do equipamento impacta requisitos legais ou normas internas?										
	Falha ou falta do equipamento acarreta risco para pessoas ou instalações?										
	Qual a complexidade de manutenção?										
	Qual o prazo de atendimento do fabricante?										
	Qual o prazo para aquisição de componentes ou peças?										
	Falha ou falta do equipamento acarreta perda de Continuidade Operacional?										
	Qual o impacto da falha do equipamento junto ao cliente?										
Alimentação torre 1	S	S	1	1	1	3	2	3	1	3	2,1
Alimentação torre 1	S	N	1	1	1	3	2	3	1	3	3,0
Alimentação CAG	S	S	1	1	1	3	2	3	1	3	2,1
Alimentação CAG	S	N	1	1	1	3	2	3	1	3	3,0
Alimentação CPD	S	S	1	1	1	3	2	3	1	3	2,1
Alimentação CPD	S	N	1	1	1	3	2	3	1	3	3,0
Alimentação SCPI	S	S	1	1	1	3	2	3	1	1	1,7
Painel de média tensão - CAG	N	N	1	1	1	1	1	3	1	3	1,7
Painel de média tensão - Torre 01	N	N	1	1	1	1	1	3	1	3	1,7
Transformador de força - Torre 01	S	S	1	1	1	1	1	3	3	3	2,1
Transformador de força - Torre 01	S	N	1	1	1	1	1	3	3	3	3,0
Painel de média tensão - CAG	N	N	1	1	1	3	1	3	3	1	1,9
Painel de média tensão - CPD	N	N	1	1	1	3	1	3	3	1	1,9
Painel de média tensão - Torre 01	N	N	1	1	1	3	1	3	3	1	1,9
Painel de média tensão - SCPI	N	N	1	1	1	3	1	3	3	1	1,9
Transformador de força - CAG	S	S	1	1	1	1	1	3	3	3	2,1
Transformador de força - CAG	S	N	1	1	1	1	1	3	3	3	3,0
Grupo gerador - CPD	S	S	1	1	1	3	1	3	1	1	1,5
Grupo gerador - CPD	S	N	1	1	1	3	1	3	3	3	3,0
Grupo gerador - Torre 01	S	N	1	1	1	3	1	3	3	3	3,0
Painel do grupo gerador - CPD	S	S	1	1	1	3	1	3	1	1	1,5
Painel do grupo gerador - CPD	S	N	1	1	1	3	1	3	3	3	3,0
Painel do grupo gerador - Torre 01	S	N	1	1	1	3	1	3	3	3	3,0
Transformador de força - CPD	S	S	1	1	1	1	1	3	3	3	2,1
Transformador de força - CPD	S	N	1	1	1	1	1	3	3	3	3,0
Transformador de força - SCPI	N	N	1	1	1	1	1	3	3	3	2,1

Fonte: Autoria própria

Para a elaboração de ambas as tabelas anteriores, a aplicação dos critérios se deu com base na experiência do autor, que contou com o apoio de outros profissionais da empresa da área de eletricidade.

Para tanto, conhecer a topologia das instalações e dos sistemas foi fundamental para uma correta atribuição dos critérios de criticidade.

As técnicas utilizadas para elaboração das tabelas 13 e 14 são mais uma maneira de se demonstrar que cada equipamento está sujeito a um grau de criticidade e, portanto, pode-se avaliar melhor as premissas de manutenção e gestão a eles impostos.

Assim, neste capítulo foi possível se verificar que, com a aplicação das técnicas aplicadas descritas no Capítulo 3, nos equipamentos definidos e delimitados no Capítulo 2, é possível se gerar diversos meios de se apresentar aos gestores a situação em que a empresa se encontra, a tendência e subsídios para decisões sobre a filosofia de gestão a ser adotada.

No Capítulo 5, a seguir, será tratado alguns casos especiais referentes às simulações realizadas neste Capítulo 4, para posteriormente partir para a elaboração de proposta de estratégia de manutenção e gestão dos ativos.

5 ANÁLISE DE SIMULAÇÕES E CONSIDERAÇÕES

Este capítulo é dedicado a discutir algumas simulações realizadas ao longo do Capítulo 4.

5.1 COMENTÁRIOS SOBRE A ANÁLISE PELA TENDÊNCIA

Conforme visto no item 4.1.1, a Tabela 10 traz informação que merece ser melhor avaliada.

Assim, a partir da Tabela 10 obtém-se a tabela 15 a seguir, que é tão somente a consideração do MTBF com os dados corrigidos, com a expectativa de MTBF futuro.

Data	MTBF (h)
01/10/2016	8,7350
01/10/2017	7,5217

Fonte: Autor com Software RGA da Reliasoft

Com base na tabela 15 é possível se perceber que há uma expectativa muito ruim sobre a ocorrência de falhas. Ao final de 2016 e 2017 há uma expectativa de 3 falhas por dia, aproximadamente.

5.2 COMENTÁRIOS SOBRE AS SIMULAÇÕES EM RBD

Com base nos gráficos das figuras 10 a 13 e com suporte da calculadora QCP do software BlockSim da Reliasoft, foi elaborada a Tabela 16, a seguir:

Tabela 16 - Confiabilidade em Tempos Determinados

SE	8.760 (h)	17.520 (h)	26.280 (h)	35.040 (h)	43.800 (h)
CAG	0,992886	0,984800	0,978129	0,971043	0,964700
CPD	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
SCPI	0,999400	0,999100	0,998900	0,998643	0,998400
Torre 1	0,993086	0,985943	0,978900	0,971643	0,964800

Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

Os dados de confiabilidade e manutenibilidade que caracterizaram cada bloco, utilizado a partir de norma técnica, carregam suas incertezas e desvios em relação às reais condições às quais os equipamentos estão submetidos e, com o decorrer do tempo, os blocos precisam ser atualizados pelos dados reais, conforme formação de banco de dados próprio.

Por exemplo, se for adotado um nível de confiabilidade de 0,97, com base em dados normativos, é possível que se adote manutenções preventivas a cada 35.040h, ou seja, a cada 4 anos.

Sem perder de vista a realidade dos dados de confiabilidade e manutenibilidade de cada bloco, é possível sensibilizar os gestores sobre decisões, tais como, qual nível de confiabilidade adotar, qual a periodicidade a ser utilizada nas manutenções preventivas, quais blocos se pode atuar individualmente para recuperação do nível de confiabilidade, entre outras, de forma a poder haver confronto entre as decisões técnicas e os custos envolvidos.

5.3 COMENTÁRIOS SOBRE AS SUBESTAÇÕES CPD E SPCI

Como se pode perceber, as simulações realizadas nos diagramas de blocos das subestações CPD e SPCI apresentaram uma confiabilidade altíssima.

A SE CPD mostra confiabilidade 1 até o período final de 43.800 h, ou seja, 5 anos.

Porém, o que não se pode perder de vista é que, para as simulações, os dados de confiabilidade e manutenibilidade da concessionária local não foram considerados.

Para as subestações CAG e Torre 01, como as mesmas não possuem suporte de sistemas de geração de emergência, o que resta é garantir que elas se mantenham em bom nível de confiabilidade intrínseca, ficando ambas à mercê da confiabilidade da concessionária.

Como as subestações CPD e SPCI não podem ficar exclusivamente por conta da concessionária local, as mesmas são dotadas de redundâncias através dos sistemas de geração de emergência.

Dessa forma, é prudente que se avalie como se apresentam esses sistemas de emergência, no que tange aos aspectos de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade.

Para tanto, a partir da mesma simulação que gerou os gráficos das figuras 26 e 27, foi feita uma avaliação sobre cada bloco que compõe o diagrama, principalmente sobre os blocos que representam os sistemas de emergência.

Com isso, foram elaboradas as tabelas 17 e 18, a seguir, que explicitam outros dados dos blocos das subestações CPD e SPCI, respectivamente:

Para ambas as tabelas, são gerados dados para cada bloco, mas para não poluir o trabalho, foi tomada apenas as informações de um único bloco de cada tipo de equipamento, pois a diferença entre eles é desprezível.

Tabela 17 - Dados Gerais dos Blocos da SE CPD

Nome do Bloco	Disponib. Média	Falhas Esperadas	Tempo Indisponível do Bloco (h)	Tempo Disponível do Bloco (h)	Quantidade de MCs	Tempo Indisponível da MC (h)
CB-AT	0,999997	0,0103	0,15	43.799,85	0,0103	0,1509
GE	0,997135	5,0428	125,51	43.674,49	5,0428	125,5086
SC-AT	1,000000	0,0091	0,01	43.799,99	0,0091	0,0090
DJ-AT	1,000000	0,0098	0,00	43.800,00	0,0098	0,0046
Relé	1,000000	0,0028	0,01	43.799,99	0,0028	0,0139
Trafo	0,999832	0,0562	7,35	43.792,65	0,0562	7,3501
DJ-BT	1,000000	0,0014	0,01	43.799,99	0,0014	0,0109
DB-BT	0,999992	0,0474	0,34	43.799,66	0,0474	0,3374
CB-BT	1,000000	0,0002	0,01	43.799,99	0,0002	0,0116

Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

Através da Tabela 17 é possível verificar a discrepância entre os dados do Gerador e os demais equipamentos.

Tabela 18 - Dados Gerais dos Blocos da SE SPCI

Nome do Bloco	Disponib. Média	Falhas Esperadas	Tempo Indisponível do Bloco (h)	Tempo Disponível do Bloco (h)	Quantidade de MCs	Tempo Indisponível da MC (h)
GE	0,997152	5,0036	124,74	43.675,26	5,0036	124,7415
DJ-AT	1,000000	0,0093	0,00	43.800,00	0,0093	0,0037
Relé	1,000000	0,0029	0,02	43.799,98	0,0029	0,0159
SC-AT	1,000000	0,0086	0,01	43.799,99	0,0086	0,0100
CB-AT	0,999996	0,0118	0,17	43.799,83	0,0118	0,1723
Trafo	0,999841	0,0540	6,94	43.793,06	0,0540	6,9446
DJ-BT	1,000000	0,0015	0,01	43.799,99	0,0015	0,0056
DB-BT	0,999993	0,0461	0,31	43.799,69	0,0461	0,3118

Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

Da mesma forma que na Tabela 17, a Tabela 18 também indica discrepância entre os dados do Gerador e os demais equipamentos.

Para um período de 5 anos, que é o período simulado, os geradores apresentam, em média, 1 falha por ano e uma indisponibilidade média de 25 horas por ano.

As figuras 29 e 30, a seguir, mostram as curvas de confiabilidade das subestações CPD e SPCI, respectivamente, sem a alimentação de energia pela concessionária, ou seja, apenas pelos geradores de emergência.

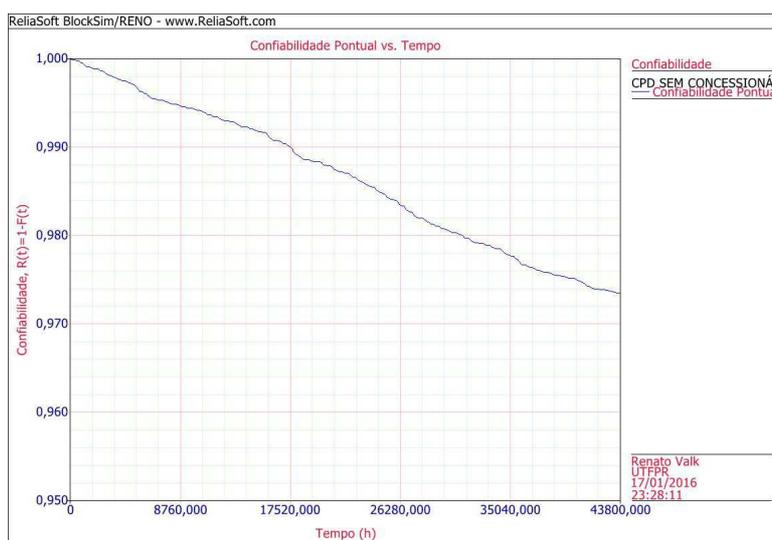
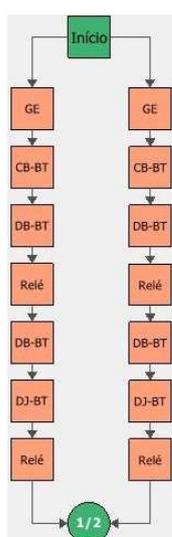


Figura 29 - RBD e Gráfico da Confiabilidade para a SE CPD somente com os Geradores
Fonte: Autor com Software RGA da Reliasoft

O gráfico da figura 29 indica que existe um decaimento da confiabilidade da SE CPD quando alimentada somente pelos geradores de emergência.

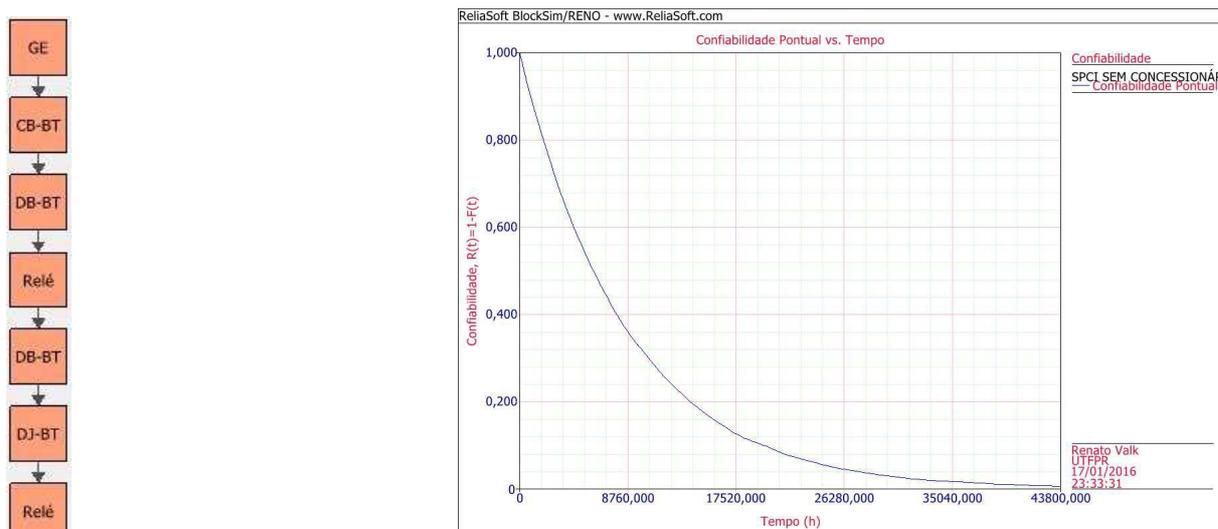


Figura 30 – RBD e Gráfico da Confiabilidade para a SE SPCI somente com o Gerador
Fonte: Autor com Software RGA da Reliasoft

Para o caso da SE SPCI, quando dependente somente do gerador de emergência, o decaimento da confiabilidade é mais acentuado, conforme mostra o gráfico da figura 30.

Dessa forma, é preciso uma atenção especial sobre esses equipamentos, pois em caso de falta da concessionária, é preciso que a política de manutenção adotada para esses equipamentos possa contornar essas questões.

O que não se pode perder de vista é que o tempo que aparece nos gráficos das figuras 29 e 30, são tempos de operação, ou seja, tempo parado não é computado.

Da mesma forma, como os geradores só operam em caso de falta de fornecimento pela concessionária, os mesmos não operam constantemente.

Assim, é necessário que se tenha uma expectativa de tempo de operação anual, para que se avalie qual a confiabilidade que cada gerador deve chegar ao final de um ano cronológico.

5.3.1 Tempo de Operação dos Sistemas de Geração de Emergência devido às Falhas da Concessionária

Conforme a figura 31 a seguir, é possível estimar quanto tempo a concessionária falhará no fornecimento de energia.

INDICADORES DE CONTINUIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA				
SANTOS				
	DIC	FIC	DMIC	DICRI
Padrão mensal	3,57	2,29	2,54	9,77
Padrão Trimestral	7,15	4,58		
Padrão Anual	14,30	9,16		
Apurado mensal	0,00	0,00	0,00	0,00
Período de apuração mês: 09/2015				

Figura 31 – Falhas Esperadas Assumidas pela Concessionária Local
Fonte: CPFL - Companhia Piratininga de Força e Luz

Assim, constata-se que é possível 14,3 horas de falha de fornecimento de energia pela concessionária no período de 1 ano, ou seja, 8.760 horas.

5.3.2 Tempo de Operação dos Sistemas de Geração de Emergência devido às Rotinas Operacionais

É assumido pela equipe de operação da instalação que todos os geradores são acionados para teste semanalmente, com duração de 30 minutos cada acionamento.

Dessa forma, devido aos testes funcionais, cada gerador opera 26 horas por ano, ou seja, 30 minutos por semana em para 52 semanas ao ano.

5.3.3 Tempo de Operação dos Sistemas de Geração de Emergência devido às Falhas Internas

Conforme simulado no BlockSim, as Subestações CAG, CPD, SPCI e Torre 01, tem uma expectativa de falharem anualmente por até 0,2h.

5.3.4 Tempo de Operação Anual Total dos Sistemas de Geração de Emergência

Conforme itens anteriores, cada gerador está sujeito a, anualmente, operarem por 40,5 horas.

Tomando esse valor e levando às curvas dos gráficos das figuras 29 e 30, com o suporte da calculadora QCP do software BlockSim, para cada 40,5 horas, a confiabilidade de cada SE é encontrada na Tabela 19, a seguir:

Tabela 19 - Confiabilidade do Sistema de Geração de Emergência

Tempo Equivalente (h)	8.760	17.520	26.280	35.040	43.800
Tempo de Operação Real (h)	40,5	81,0	121,5	162,0	202,5
SE	Confiabilidade				
CPD	0,999976	0,999952	0,999928	0,999904	0,999900
SPCI	0,995396	0,990791	0,986187	0,981582	0,976690

Fonte: Autor com Software BlockSim da Reliasoft

Para um período de até 5 anos, a simulação não indica haver uma queda preocupante no nível de confiabilidade dos sistemas de geração de emergência.

Assim, nesse capítulo foi possível aprofundar na análise de tendência, explicitando um estado de alerta quanto à atual estratégia de gestão dos ativos e que, caso os equipamentos venham a ser adequadamente mantidos, os sistemas de geração de emergência não comprometem a confiabilidade de fornecimento de energia elétrica em caso de falha da concessionária.

No Capítulo a seguir, será apresentado um princípio de FMECA e planos de manutenção.

6 IMPLANTAÇÃO DE METODOLOGIA DE MCC

Este capítulo é dedicado a apresentar um roteiro baseado em planilhas FMECA com o objetivo de demonstrar ao corpo gerencial um modelo para gestão da manutenção dos ativos.

Não tem como objetivo ser exaustivo e abrangerá apenas um único equipamento.

Além disso, este capítulo traz também outros requisitos necessários para a implementação da MCC.

6.1 METODOLOGIA MCC

“Uma das características da MCC é fornecer um método estruturado para selecionar as atividades de manutenção, para qualquer processo produtivo” (SIQUEIRA, 2005, p. 11).

Segundo Siqueira (2005), a metodologia de MCC visa responder aos seguintes questionamentos:

- Quais as funções a preservar?
- Quais as falhas funcionais?
- Quais os modos de falha?
- Quais os efeitos das falhas?
- Quais as consequências das falhas?
- Quais as tarefas aplicáveis e efetivas?
- Quais as alternativas restantes?

Na continuidade, para implementação da metodologia MCC, Siqueira (2005) propõe a seguinte sequência:

- Seleção do sistema e coleta de informações;
- Análise de modos de falha e efeitos;
- Seleção de funções significantes;
- Seleção de atividades aplicáveis;

- Avaliação da efetividade das atividades;
- Seleção das atividades aplicáveis e efetivas;
- Definição da periodicidade das atividades.

Para esse estudo, foi demonstrada a seleção do sistema e as informações coletadas.

Para atendimento às etapas de implementação da MCC, serão utilizados os anexos D, E, F, G, H, I e J, obtidos na Tese de Doutorado de Rigoni (2009).

6.2 INDICADORES

Sobre indicadores, em função das características da empresa e de seus contratos de manutenção, são escolhidos e avaliados o desempenho dos ativos e o desempenho e a produtividade da equipe de manutenção.

Assim sendo, a proposta é que sejam coletadas informações e calculados os seguintes indicadores:

- Indicador de Desempenho dos Ativos: MTBF;
- Indicador de Desempenho da Equipe de Manutenção: MTTR;
- Indicador de Produtividade da Equipe de Manutenção: Backlog e retrabalho.

Para os indicadores MTBF e MTTR, a forma de cálculo será através da metodologia CROW-AMSAA, pois permite se verificar a tendência.

Para a medição do BACKLOG será a verificação do aumento ou redução da quantidade de pendências, para posterior análise de capacidade de extinção da lista de pendências (backlog).

Quanto ao retrabalho, será decidido em conjunto com o corpo gerencial a forma de avaliação quando o mesmo ocorrer e em função da criticidade dos equipamentos retrabalhados e suas consequências.

6.3 PREPARAÇÃO DA EQUIPE: NIVELAMENTO DE CONHECIMENTO

As equipes de trabalho, por sua vez, devem conhecer os fundamentos da MCC, fundamentos de confiabilidade, FMEA, diagrama de decisão da MCC e conceitos básicos associados à manutenção preventiva e corretiva (FOGLIATTO, 2009, p. 222).

Com base nisso, seguem sugestões de treinamentos para a equipe que participará do processo de implantação e continuidade da metodologia MCC.

6.3.1 Conhecimentos Básicos de Engenharia de Confiabilidade

Trata-se de treinamento com os conceitos básicos da Engenharia de Confiabilidade, com os seguintes pontos mínimos:

- Definições e histórico;
- Funções;
- Qualidade e Confiabilidade;
- Gestão de Ativos;
- Coleta e tratamento de dados;
- Modelos de distribuição;
- Medidas de confiabilidade;

6.3.2 Confiabilidade Humana

- Definições;
- Relações humanas;
- Falhas humanas;
- Ação e reação;
- Sentidos e cognição;
- Avaliação de desempenho;
- Homens e máquinas;
- Desenvolvimento da aprendizagem;
- Acidentes;
- Psicopatias

6.3.3 Ferramenta de Análise de Falha (FTA e FMEA)

- Definições;
- Elaboração;
- Aplicações;

6.3.4 Metodologia MCC

- Definições;
- Questões fundamentais;
- Etapas de implementação;
- Processos decisórios;
- Periodicidades de manutenção;
- Premissas e manuais de manutenção;
- Auditoria, reavaliação periódica e atualização da metodologia MCC.

6.3.5 Indicadores

- Definições;
- Coleta e tratamento de dados;
- Forma de cálculo.

Assim, com essa proposta, baseada em Branco Filho (2006), Fogliatto (2009), Siqueira (2005 e Pallerosi (2011), espera-se que a equipe que trabalhará na implementação da metodologia MCC na instalação da empresa em estudo, esteja subsidiada dos conhecimentos necessários.

7 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo criar justificativas para convencimento de um corpo gerencial com forte cultura de manutenção baseada nas sugestões das empresas contratadas.

Essa situação não vem trazendo os resultados esperados e não é incomum divergências entre a empresa e sua contratada.

A falta de um plano de manutenção melhor elaborado está levando os equipamentos da empresa à sua rápida degradação e essa tendência foi demonstrada com uma análise de crescimento de confiabilidade.

Segundo análises realizadas em simulação de diagramas de blocos das subestações, as periodicidades de manutenção podem ser estendidas, o que pode representar redução de custo de mão de obra e materiais.

É possível haver certa resistência em se aceitar que as periodicidades das manutenções preventivas podem ser estendidas com o sistema em degradação, mas é preciso se ter em mente que o plano de manutenção atual, baseado em uma única manutenção preventiva anual, não é adequado e fazendo-se as devidas correções, há a expectativa de que os dados de confiabilidade e manutenibilidade dos equipamentos tendam à média mundial, que são os dados da Norma Técnica Internacional IEEE Std 493:2007 que foram utilizados nas simulações.

Assim, por tudo o que foi explanado e demonstrado ao longo deste trabalho, conclui-se que há subsídios suficientes para sensibilização do corpo gerencial para que seja implementada a filosofia de Manutenção Centrada em Confiabilidade, mediante preparação e treinamento das pessoas que serão envolvidas no processo.

REFERÊNCIAS

BRANCO FILHO, Gil. **Indicadores e índices de manutenção**. 1. ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2006.

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz .Dados de Fornecimento de Energia Elétrica em conta de consumo.

FOGLIATTO, Flávio S.; RIBEIRO, José Luiz D. **Confiabilidade e manutenção industrial**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 493**: recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems. New York, 2007.

KARDEC, Alan; FLORES FILHO, Joubert F.; SEIXAS, Eduardo S. **Gestão estratégica e indicadores de desempenho**. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

PALLEROSI, Carlos A.; MAZZOLINI, Beatriz P. M.; MAZZOLINI, Luiz Ricardo. **Confiabilidade humana**: conceitos, análises, avaliação e desafios. 1. ed. São Paulo: All Print, 2011.

RELIASOFT. **Software BlockSim**. Versão 9.1 – Licença acadêmica fornecida pela Reliasoft Brasil, com duração até 01/03/2016.

RELIASOFT. **Software RGA**. Versão 9.1 – Licença acadêmica fornecida pela Reliasoft Brasil, com duração até 01/03/2016.

RIGONI, Émerson. **Metodologia para implantação da manutenção centrada na confiabilidade**: uma abordagem fundamentada em sistemas baseados em conhecimento e lógica Fuzzy. 2009. 342 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)- Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SILVA, Edson Pereira da. Notas de aula em aula de pós graduação na FEI Faculdade de Engenharia Industrial, Especialização em Gerenciamento da Manutenção, São Paulo, 2011.

SIQUEIRA, Iony Patriota de. **Manutenção centrada na confiabilidade**: manual de implementação. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

ANEXO A - Tabela de Sistemas Operacionais - (SOPs)

SOP	DESCRIÇÃO
1	Tancagem e Distribuição de Água Doce (Tanque de Água Potável, Reuso e ETAR)
2	Unidade de Tratamento de Água (Água de Reuso, Irrigação)
3	Unidade de Resfriamento de Água (Torres de Resfriamento / Chillers)
4	Unidade de Aquecimento de Água / Aquecimento Solar
5	Central de Combustíveis Líquidos / Rede de combustível (Óleo) / Posto de Abastecimento
6	Subestação Principal de Entrada (Concessionária Apenas)
7	Sistema de Distribuição Elétrica Normal (Redes e Equipamentos Associados)
8	Subestações Auxiliares
9	Sistemas de Iluminação Normal (Redes, Painéis e Equipamentos Associados)
10	Sistemas de Aterramento e SPDA (Malha, Pára-Raios, descidas e Equipamentos Associados)
11	Ar Condicionado
12	Refrigeração (Água Gelada)
13	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior
14	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior
15	Sistema de Geração de Emergência (Geradores, Subestações, Painéis e Equipamentos Associados)
16	Sistema de Iluminação de Emergência (Redes, Painéis e Equipamentos Associados)
17	Sistema de Corrente Contínua e UPS (Redes, Painéis, No-break, CBs, Retificadores e Equipamentos Associados)
18	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência (Redes, Painéis e Equipamentos Associados)
19	Rede de Despejos Sanitários
20	Unidade de Tratamento de Despejos Sanitários
21	Sistema Pluvial Limpo (Coleta, Escoamento, Gradeamento e Desarenação)
22	Reservatório de Água de Combate a Incêndio / Rede de Água de Combate a Incêndio
23	Sistema de Gás Inerte
24	Controle Patrimonial
25	Telecomunicações (Áudio e Vídeo)
26	Sistema de Televisão (TV e CATV)
27	Sistemas de Detecção de Fogo e Gás
28	Estação Central de Controle de Operação e Supervisão (ECOS)
29	Automação Predial (HVAC, Sistema DALI, Painéis Diversos, Gerador, incêndio, etc)
30	Alarmes e Sirenes (Sonorização de Emergência)
31	Rede de Água Potável
32	Ponto de Entrega ou Recepção de Gás natural
33	Estacionamento
34	Administração
35	Elevadores de Carga e Passageiros
36	Edificações e Áreas de Patrimônio Histórico

ANEXO B - Tabela de Subsistemas Operacionais - SSOPs

SOPs e SSOPs	DESCRIÇÃO
UTILIDADES	
CAPTÇÃO E ADUÇÃO DE ÁGUA	
1	Tancagem e Distribuição de Água Doce (Tanque de Água Potável, Reuso e ETAR)
1.1	Tancagem e Distribuição de Água Doce - Cisterna
TRATAMENTO, RESFRIAMENTO E AQUECIMENTO DE ÁGUA E FLUÍDOS TÉRMICOS	
2	Unidade de Tratamento de Água (Água de Reuso, Irrigação)
2.1	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Alimentação, Reservatórios e Barrilete
2.2	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Distribuição: 9º ao 16º Pavimento
2.3	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Distribuição: Embasamento
2.4	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Distribuição: 3º Embasamento ao 8º Pavimento
2.5	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Distribuição: Segurança
2.6	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Distribuição: Galpão
2.7	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Irrigação: Pavimento Técnico
2.8	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Irrigação: Distribuição do Embasamento
2.9	Unidade de Tratamento de Água de Reuso - Distribuição: Lagos, Orquidário e Chafariz
3	Unidade de Resfriamento de Água (Torres de Resfriamento / Chillers)
3.1	Unidade de Resfriamento de Água (Água de Condensação) - CPD
3.2	Unidade de Resfriamento de Água (Água de Condensação) - Prédio
4	Unidade de Aquecimento de Água / Aquecimento Solar
4.1	Unidade de Aquecimento de Água - Rede de alimentação / Retorno CAG - Boiler
4.2	Unidade de Aquecimento de Água - Rede de alimentação do sistema Aquecimento Solar
4.3	Unidade de Aquecimento de Água - Rede de distribuição do Embasamento
CENTRAL DE UTILIDADES	
5	Central Combustíveis Líquidos / Rede de Combustível (Óleo)
5.1	Central Combustíveis Líquidos / Rede de Combustível (Óleo) / Posto de Abastecimento
SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	
6	Subestação Principal de Entrada (Concessionária apenas)
6.1	Subestação Principal de Entrada - Média Tensão
7	Sistema de Distribuição Elétrica Normal (Redes e Equipamentos Associados)
7.1	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - Transformadores e Painel Principal da CAG
7.2	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - Transformadores e Painel Principal Torre 1
7.3	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 1º e 2º Subsolo
7.4	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 1º, 2º e 3º Embasamento (CAG / TORRE)
7.5	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 4º e 5º Pavimento
7.6	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 6º e 7º Pavimento
7.7	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 8º e 9º Pavimento
7.8	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 10º e 11º Pavimento
7.9	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 12º e 13º Pavimento
7.10	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 14º e 15º Pavimento
7.11	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - 16º Pavimento
7.12	Sistema de Distribuição Elétrica Normal - Pavimento Técnico
8	Subestações Auxiliares

8.1	Subestação da Central de Água Gelada (CAG)
8.2	Subestação da Central de Processamento de Dados (CPD)
8.3	Subestação da Torre 01
8.4	Subestação do Sistema de Proteção e Combate a Incêndio (SPCI)
9	Sistemas de Iluminação Normal (Redes, Painéis e Equipamentos Associados)
9.1	Sistemas de Iluminação Normal - Cisterna, 1º e 2º Subsolo
9.2	Sistemas de Iluminação Normal - 1º, 2º e 3º Embasamento
9.3	Sistemas de Iluminação Normal - 4º e 5º Pavimento
9.4	Sistemas de Iluminação Normal - 6º e 7º Pavimento
9.5	Sistemas de Iluminação Normal - 8º e 9º Pavimento
9.6	Sistemas de Iluminação Normal - 10º e 11º Pavimento
9.7	Sistemas de Iluminação Normal - 12º e 13º Pavimento
9.8	Sistemas de Iluminação Normal - 14º e 15º Pavimento
9.9	Sistemas de Iluminação Normal - 16º Pavimento
9.10	Sistemas de Iluminação Normal - Pavimento Técnico
10	Sistemas de Aterramento e SPDA (Malha, Pára-Raios, Descidas e Equipamentos Associados)
10.1	Sistemas de Aterramento e SPDA - Malha - 2º Subsolo
10.2	Sistemas de Aterramento e SPDA - Malha - CPD

UNIDADES E SISTEMAS AUXILIARES

SISTEMAS DE CLIMATIZAÇÃO

11	Ar Condicionado
11.1	Ar Condicionado - CPD - 1º e 2º Embasamento
11.2	Ar Condicionado - 1º e 2º Subsolo
11.3	Ar Condicionado - 1º, 2º e 3º Embasamento
11.4	Ar Condicionado - 4º e 5º Pavimento
11.5	Ar Condicionado - 6º e 7º Pavimento
11.6	Ar Condicionado - 8º e 9º Pavimento
11.7	Ar Condicionado - 10º e 11º Pavimento
11.8	Ar Condicionado - 12º e 13º Pavimento
11.9	Ar Condicionado - 14º e 15º Pavimento
11.10	Ar Condicionado - 16º Pavimento
11.11	Ar Condicionado - Pavimento Técnico
12	Refrigeração (Água Gelada)
12.1	Refrigeração (Água Quente)
12.2	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno – Embasamentos
12.3	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - CAG para os subsolos
12.4	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 1º Embasamento
12.5	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 1º Embasamento
12.6	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 1º Embasamento
12.7	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 1º Embasamento
12.8	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 2º Embasamento
12.9	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 2º Embasamento
12.10	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 2º Embasamento
12.11	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 2º Embasamento

12.12	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 3º Embasamento
12.13	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 3º Embasamento
12.14	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 3º Embasamento
12.15	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 1º Embasamento ao Pavimento Técnico
12.16	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 1º Embasamento ao Pavimento Técnico
12.17	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 2º Embasamento (CPD)
12.18	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 2º Embasamento (CPD)
12.19	Refrigeração (Água Gelada) - Alimentação / Retorno - 1º Embasamento (CPD)
13	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior
13.1	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 1º Subsolo
13.2	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 1º, 2º e 3º Embasamento
13.3	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 4º e 5º Pavimento
13.4	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 6º e 7º Pavimento
13.5	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 8º e 9º Pavimento
13.6	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 10º e 11º Pavimento
13.7	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 12º e 13º Pavimento
13.8	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 14º e 15º Pavimento
13.9	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - 16º Pavimento
13.10	Ventilação - Insuflamento de Ar Exterior - Pavimento Técnico
14	Ventilação – Exaustão de Ar Exterior
14.1	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 1º Subsolo
14.2	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 1º, 2 e 3º Embasamento
14.3	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 4º e 5º Pavimento
14.4	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 6º e 7º Pavimento
14.5	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 8º e 9º Pavimento
14.6	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 10º e 11º Pavimento
14.7	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 12º e 13º Pavimento
14.8	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 14º e 15º Pavimento
14.9	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - 16º Pavimento
14.10	Ventilação - Exaustão de Ar Exterior - Pavimento Técnico
SISTEMAS AUXILIARES	
15	Sistema de Geração de Emergência (Geradores, Subestação, Painéis e Equipamentos Associados)
15.1	Grupo Gerador Síncrono 1 (CPD)
15.2	Grupo Gerador Síncrono 2 (CPD)
15.3	Grupo Gerador Síncrono (Torre 01)
16	Sistema de Iluminação de Emergência (Redes, Painéis e Equipamentos Associados)
16.1	Sistema de Iluminação de Emergência - Cisterna, 2º e 1º Subsolo
16.2	Sistema de Iluminação de Emergência - 1º, 2º e 3º Embasamento
16.3	Sistema de Iluminação de Emergência - 4º e 5º Pavimento
16.4	Sistema de Iluminação de Emergência - 6º e 7º Pavimento
16.5	Sistema de Iluminação de Emergência - 8º e 9º Pavimento
16.6	Sistema de Iluminação de Emergência - 10º e 11º Pavimento
16.7	Sistema de Iluminação de Emergência - 12º e 13º Pavimento

16.8	Sistema de Iluminação de Emergência - 14º e 15º Pavimento
16.9	Sistema de Iluminação de Emergência - 16º Pavimento
16.10	Sistema de Iluminação de Emergência - Pavimento Técnico
17	Sistema de Corrente Contínua e UPS (Redes, Painéis, No-break, CBs, Retificadores e Equipamentos Associados)
17.1	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 1º e 2º Subsolo
17.2	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 1º, 2º e 3º Embasamento
17.3	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 4º e 5º Pavimento
17.4	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 6º e 7º Pavimento
17.5	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 8º e 9º Pavimento
17.6	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 10º e 11º Pavimento
17.7	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 12º e 13º Pavimento
17.8	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 14º e 15º Pavimento
17.9	Sistema de Corrente Contínua e UPS - 16º Pavimento
17.10	Sistema de Corrente Contínua e UPS - Pavimento Técnico
18	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência (Redes, Painéis e Equipamentos Associados)
18.1	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência – CPD
18.2	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - Torre 01
18.3	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência – SPCI
18.4	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - Cisterna, 1º e 2º Subsolo (SPCI / Torre)
18.5	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 1º, 2º e 3º Embasamento (CPD / Torre)
18.6	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 4º e 5º Pavimento
18.7	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 6º e 7º Pavimento
18.8	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 8º e 9º Pavimento
18.9	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 10º e 11º Pavimento
18.10	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 12º e 13º Pavimento
18.11	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 14º e 15º Pavimento
18.12	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - 16º Pavimento
18.13	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - Pavimento Técnico

SISTEMAS DE DESPEJOS

DESPEJOS SANITÁRIOS

19	Rede de Despejos Sanitários
19.1	Rede de Despejos Sanitários - Esgoto Limpo (lavatórios e chuveiro)
19.2	Rede de Despejos Sanitários - Esgoto (vasos sanitários) / Poço de Recalque
19.3	Rede de Despejos Sanitários - Tubulação de Ventilação
19.4	Rede de Despejos Sanitários - Caixa de Gordura
19.5	Rede de Despejos Sanitários - Poço de Água Servidas
20	Unidade de Tratamento de Despejos Sanitários
20.1	Unidade de Tratamento de Despejos Sanitários

DESPEJOS INDUSTRIAIS

21	Sistema Pluvial Limpo (Coleta, Escoamento, Gradeamento e Desarenação)
21.1	Sistema Pluvial Limpo - Água Pluvial – Cobertura
21.2	Sistema Pluvial Limpo - Água Pluvial - Cobertura de vidro, Biblioteca e Sala de Reunião
21.3	Sistema Pluvial Limpo - Água Pluvial – Galpão

21.4	Sistema Pluvial Limpo - Água Pluvial - 1º, 2º e 3º Embasamento
SISTEMAS DE SEGURANÇA	
SISTEMAS DE COMBATE A INCÊNDIO	
22	Reservatório de Água de Combate a Incêndio / Rede de Água de Combate a Incêndio
22.1	Reservatório de Água de Combate a Incêndio Inferior - Alimentação Hidrante/Sprinklers
22.2	Rede de Água de Combate a Incêndio - Rede de alimentação Hidrantes - Embasamentos
22.3	Rede de Água de Combate a Incêndio - Rede de alimentação Hidrantes - Torre
22.4	Reservatório de Água de Combate a Incêndio Superior - Alimentação Hidrante/Sprinklers
22.5	Rede de Água de Combate a Incêndio - Rede de alimentação Sprinklers - Embasamentos
22.6	Rede de Água de Combate a Incêndio - Rede de Alimentação Sprinklers - Torre
23	Sistema de Gás Inerte
23.1	Sistema de Gás Inerte - 1º Embasamento – ETEL
23.2	Sistema de Gás Inerte - 2º Embasamento - DATA CENTER
SISTEMAS DE SEGURANÇA	
CONTROLE PATRIMONIAL	
24	Controle Patrimonial
24.1	Controle Patrimonial – Infraestrutura
SISTEMAS DE APOIO E SUPERVISÃO	
SISTEMAS DE TELECOMUNICAÇÕES	
25	Telecomunicações (Áudio e Vídeo)
25.1	Telecomunicações (Áudio e Vídeo) - Infraestrutura
26	Sistema de Televisão (TV e CATV)
26.1	Sistema de Televisão (TV e CATV) - Infraestrutura
SISTEMA DE CONTROLE, SUPERVISÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS	
27	Sistema de Detecção de Fogo e Gás
27.1	Infraestrutura Sistema de Detecção de Fogo e Gás
27.2	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - Cisterna e 2º Subsolo
27.3	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 1º Subsolo
27.4	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 1º Embasamento
27.5	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 2º Embasamento
27.6	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 3º Embasamento
27.7	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 4º e 5º Pavimento
27.8	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 6º e 7º Pavimento
27.9	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 8º e 9º Pavimento
27.10	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 10º e 11º Pavimento
27.11	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 12º e 13º Pavimento
27.12	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 14º e 15º Pavimento
27.13	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - 16º Pavimento
27.14	Sistema de Detecção de Fogo e Gás - Pavimento Técnico
28	Estação Central de Controle de Operação e Supervisão (ECOS)
28.1	Estação Central de Controle de Operação e Supervisão (ECOS) - 2º Embasamento
29	Automação Predial (HVAC, Sistema DALI, Painéis Diversos, Gerador, Incêndio etc.)
29.1	Sistema de Automação Predial - Cisterna, 2º e 1º Subsolo
29.2	Sistema de Automação Predial - 1º, 2º e 3º Embasamento
29.3	Sistema de Automação Predial - 4º e 5º Pavimento

29.4	Sistema de Automação Predial - 6º e 7º Pavimento
29.5	Sistema de Automação Predial - 8º e 9º Pavimento
29.6	Sistema de Automação Predial - 10º e 11º Pavimento
29.7	Sistema de Automação Predial - 12º e 13º Pavimento
29.8	Sistema de Automação Predial - 14º e 15º Pavimento
29.9	Sistema de Automação Predial - 16º Pavimento
29.10	Sistema de Automação Predial - Pavimento Técnico
30	Alarmes e Sirenes (Sonorização de Emergência)
30.1	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - Infraestrutura
30.2	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 1º e 2º Subsolo
30.3	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 1º Embasamento
30.4	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 2º Embasamento
30.5	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 3º Embasamento e 4º Pavimento
30.6	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 5º e 6º Pavimento
30.7	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 7º e 8º Pavimento
30.8	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 9º e 10º Pavimento
30.9	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 11º e 12º Pavimento
30.10	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 13º e 14º Pavimento
30.11	Sistema de Emergência - Alarmes e Sirenes - 15º, 16º Pavimento e Pavimento Técnico
TUBULAÇÃO DE INTERLIGAÇÃO	
INTERLIGAÇÃO DE UTILIDADES	
31	Rede de Água Potável
31.1	Rede de Água Potável - Alimentação dos Reservatórios Inferiores
31.2	Rede de Água Potável - Alimentação do Reservatório Inferior ao Reservatório Superior/Barrilete
31.3	Rede de Água Potável - Distribuição - 9º Pavimento ao 16º Pavimento
31.4	Rede de Água Potável - Distribuição – Cozinha
31.5	Rede de Água Potável - Distribuição - 1º Subsolo e Embasamentos
31.6	Rede de Água Potável - Distribuição - 3º Embasamento ao 8º Pavimento
31.7	Rede de Água Potável - Distribuição – Segurança
31.8	Rede de Água Potável - Distribuição – Galpão
ESTAÇÕES DE BOMBEAMENTO, COMPRESSÃO E MEDIÇÃO E MISTURA	
PONTO DE ENTREGA OU RECEPÇÃO DE GÁS NATURAL	
32	Ponto de Entrega ou Recepção de Gás Natural
32.1	Alimentação Boilers, Cozinha e Lanchonete (Rede de Alimentação)
32.2	Alimentação do CAG (Rede de Alimentação)
32.3	Medidores de Gás - 1º Embasamento
ÁREA GERAL	
33	Estacionamento
33.1	Estacionamento - 1º e 2º Sub-Solo
EDIFICAÇÕES	
EDIFICAÇÕES ADMINISTRATIVAS	
34	Administração
34.1	Administração - 1º Embasamento (ETEL 1)
34.2	Administração - 2º Embasamento (ETEL 2 / CENTRO DE TREINAMENTO)

34.3	Administração - 3º Embasamento
34.4	Administração - 4º ao 16º Pavimento (Torre 01)
34.5	Administração - Pavimento Técnico (Torre 01)
OUTRAS EDIFICAÇÕES DIVERSAS	
35	Elevadores de Carga e Passageiros
35.1	Elevadores 01, 02, 03 e 04 – Social
35.2	Elevadores 05, 06, 07 e 08 – Social
35.3	Elevadores 09 e 10 – Serviço
35.4	Elevadores 11 e 12 – Garagem
35.5	Elevador 13 - Panorâmico - Deficientes - (1º e 2º Embasamento)
36	Edificações e Áreas de Patrimônio Histórico
36.1	Edificações e Áreas de Patrimônio Histórico - Galpão (1º Embasamento)

**ANEXO C - Tabela de Sistemas e Subsistemas Operacionais dentro dos limites de
bateria**

6	Subestação Principal de Entrada (Concessionária apenas)
6.1	Subestação Principal de Entrada - Média Tensão
7	Sistema de Distribuição Elétrica Normal (Redes e Equipamentos Associados)
7.1	Sistema de Distribuição Elétrica Normal (Redes) - Transformadores e Painel Principal do CAG
7.2	Sistema de Distribuição Elétrica Normal (Redes) - Transformadores e Painel Principal Torre 1
8	Subestações Auxiliares
8.1	Subestação da Central de Água Gelada (CAG)
8.2	Subestação da Central de Processamento de Dados (CPD)
8.3	Subestação da Torre 01
8.4	Subestação do Sistema de Proteção e Combate a Incêndio (SPCI)
15	Sistema de Geração de Emergência (Geradores, Subestação, Painéis e Equipamentos Associados)
15.1	Grupo Gerador Síncrono 1 (CPD)
15.2	Grupo Gerador Síncrono 2 (CPD)
15.3	Grupo Gerador Síncrono (Torre 01)
18	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência (Redes, Painéis e Equipamentos Associados)
18.1	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - CPD
18.2	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - Torre 01
18.3	Sistema de Distribuição Elétrica de Emergência - SPCI

ANEXO D - Formulário: Etapa 0 - Adequação da MCC

Etapa 0 - Adequação da MCC

Critérios	Quesitos a serem ponderados	Aderência (0 a 10)	Ideal	Justificativa (Aderência < Ideal)	Plano de Ação	
<p>Critério 1 (C1)</p> <p>Disponibilidade da Informação e/ou Recursos</p>	Q1	Será adotado um procedimento de referência e/ou norma para implantação da MCC. A equipe de implantação conhece este procedimento/norma e todas as entradas/necessidades deste procedimento/norma estão disponíveis.				
	Q2	Existe uma documentação consistente das ações de manutenção. Exemplos: Ordens de Serviço consistentes, MTBF (Tempo Médio Entre Falhas), MTTR (Tempo Médio Para Reparo), histórico de falhas, etc...				
	Q3	Os sistemas candidatos a implantação da MCC possuem uma documentação técnica adequada. Exemplos: Projetos, manuais, relatórios de ensaio, etc...				
	Q4	O planejamento estratégico da empresa está documentado de forma auditável. Este planejamento contempla a manutenção e particularmente a MCC como estratégia para gestão de ativos.				

Critérios	Questitos a serem ponderados	Aderência (0 a 10)	Ideal	Justificativa (Aderência < Ideal)	Plano de Ação
<p>Critério 2 (C2)</p> <p>Condição e Desempenho Atual da Manutenção</p>	Q1	<p>O percentual de Inspeções Preditivas ou Manutenção Baseada na Condição é significativo quando comparado à Manutenção Preventiva Sistemática (baseada no tempo) ou Corretiva. Portanto, a equipe de manutenção tem experiência em Técnicas Preditivas e Manutenção Baseada na Condição.</p>			
	Q2	<p>O desempenho atual da manutenção é satisfatório e homogêneo em todo o sistema fabril, contando com uma equipe adequadamente preparada e eficaz para o desempenho de sua função.</p>			
	Q3	<p>Para o sistema, no qual se pretende implantar a MCC, historicamente o número de operadores, no chão de fábrica, é pequeno quando comparado a sistemas similares em outras plantas ou empresas.</p>			
	Q4	<p>Os custos diretos e indiretos devidos à manutenção são altos com o sistema atual de gestão da manutenção, quando comparados a outros sistemas similares em outras plantas ou empresas.</p>			

Critérios	Quesitos a serem ponderados	Aderência (0 a 10)	Ideal	Justificativa (Aderência < Ideal)	Plano de Ação
<p align="center">Critério 3 (C3)</p> <p>Sistema Computacional de Suporte</p>	<p>Q1</p> <p>Para auxiliar a implantação do programa de MCC, um sistema computacional de automação de escritório (processamento de texto e planilhas eletrônicas) estará disponível, ou então, a equipe de implantação contará com um software específico para concepção do programa de MCC.</p>				
	<p>Q2</p> <p>A empresa dispõe de um sistema de gestão da informação integrado, que atende de forma satisfatória às necessidades do setor/equipe de manutenção. Este sistema estará disponível para a equipe de implantação e também para a gestão do programa de MCC após a sua implantação.</p>				
	<p>Q3</p> <p>A gestão da manutenção conta com um sistema computacional adequadamente dimensionado para o tamanho da empresa e do sistema que se quer implantar a MCC.</p>				
	<p>Q4</p> <p>O sistema computacional de gestão da manutenção é de uso amigável, toda a equipe possui treinamento adequado para utilizá-lo e sua utilização faz parte da rotina de trabalho da equipe de manutenção.</p>				
	<p>Q5</p> <p>O sistema computacional de gestão da manutenção permite integração com softwares específicos de implantação e gestão da MCC. Caso contrário, conta com no mínimo as seguintes funcionalidades: inclusão de novas tarefas com períodos customizados; controle estatístico da manutenção; e agrupamento de tarefas de manutenção de forma otimizada.</p>				

Critérios	Quesitos a serem ponderados	Aderência (0 a 10)	Ideal	Justificativa (Aderência < Ideal)	Plano de Ação
<p>Critério 4 (C4)</p> <p>Cultura da Manutenção e/ou Empresa</p>	<p>Q1</p> <p>O setor e/ou equipe de manutenção atual registra suas ações de forma suficientemente detalhada para suportar uma análise estatística de tais ações.</p>				
	<p>Q2</p> <p>A manutenção tem função estratégica dentro da empresa e ocupa um lugar de destaque na estrutura organizacional, assumindo um papel importante na gestão dos ativos físicos da empresa.</p>				
	<p>Q3</p> <p>A equipe e/ou setor de manutenção, em suas diferentes categorias profissionais, são motivados, cooperativos e conscientes de seu papel estratégico dentro de empresa.</p>				
	<p>Q4</p> <p>Outras metodologias de gestão da manutenção foram previamente adotadas e/ou estudadas e, por algum critério de consenso da empresa, culminaram com a adoção da MCC. Portanto, é possível afirmar que a empresa e a equipe/setor de manutenção têm afinidade com métodos mais elaborados de gestão da manutenção.</p>				
	<p>Q5</p> <p>O atual programa de manutenção é continuamente atualizado e auditado por pessoal interno ou externo à empresa ou setor de manutenção.</p>				

Critérios	Quesitos a serem ponderados	Aderência (0 a 10)	Ideal	Justificativa (Aderência < Ideal)	Plano de Ação
<p>Critério 5 (C5)</p> <p>Gerenciamento Estratégico da Manutenção</p>	Q1	<p>Existe um orçamento para viabilizar a implantação da MCC e que supra as seguintes necessidades: treinamento de pessoal dentro da filosofia da MCC; disponibilidade de recursos humanos; implantação de ações preditivas; e, implementação de sistemas computacionais de suporte a MCC, caso necessário.</p>			
	Q2	<p>As decisões referentes às estratégias de gestão da manutenção estão em conformidade e tem suporte por outros setores da empresa, o que caracteriza o bom relacionamento institucional.</p>			
	Q3	<p>Os níveis gerenciais vêem a manutenção como investimento e não como um custo. Portanto, é possível afirmar que a MCC foi adotada como uma das estratégias para uma gestão mais eficaz dos ativos físicos.</p>			
	Q4	<p>A MCC é visualizada como parte de um processo geral/global de gerenciamento da manutenção, com métodos e técnicas, podendo coexistir outras metodologias de gestão da manutenção em paralelo ou integradas à MCC.</p>			
	Q5	<p>Grande parte da manutenção é terceirizada, entretanto, seus controles, registros e demais itens de gestão estão a cargo da empresa ou seu representante. Portanto, neste caso, não há problemas com a Gestão do Conhecimento inerente à manutenção.</p>			

ANEXO E - Formulário: Etapa 1 – Preparação

Etapa 1 - Preparação

Responsável pela Análise:	Equipe:	Data:
Auditado por:		Página / De:

1. Equipe de Implantação (nome / cargo / dados de contato / etc...)
2. Patrocinador Interno (nome / cargo / dados de contato / etc...)
3. Facilitador (nome / cargo ou empresa / dados de contato / etc...)
4. Método e Estratégia de Implementação (justificar)

Método:

- Método da Força Tarefa Treinada
- Método Seletivo de Instalações Críticas
- Método Abrangente de Instalações Simultâneas
- Método do Projeto Piloto

Estratégia de Implementação:

- Validação da Manutenção Existente
- Exclusão de Modos de Falha Não Críticos
- Análise Expedita por Analogia
- Análise Expedita por Categoria
- Base Zero

5. Sistemas Candidatos (justificar: pareto, GUT, perfil de perdas, etc...)
6. Treinamento (necessidades e planejamento)
7. Calendário de Reuniões (com anuência da equipe e chefias)
8. Cronograma de Implantação (divulgar e solicitar anuência das chefias)
9. Previsão Orçamentária (desenvolvimento, implementação e execução)

ANEXO F - Formulário: Etapa 2 - Seleção do Sistema e Coleta de Informações

Etapa 2 - Seleção do Sistema e Coleta de Informações

Responsável pela Análise:	Equipe:	Data:
Auditado por:		Página / De:

1) Seleção do Sistema

1.1) Método utilizados para Seleção do Sistema (pareto, GUT, perfil de perdas, etc...)

1.2) Critérios utilizados para Seleção do Sistema (critérios utilizados no método 1.1)

1.3) Resultados obtidos para a Seleção do Sistema (sistema escolhido - justificativa)

2) Coleta de Informações

2.1) Documentação do Sistema (listar, identificar e anexar ao manual da MCC)

2.2) Especificação do Contexto Operacional (Produtividade, Padrões de Qualidade, Estratégia (contínuo/batelada), Disponibilidade, Segurança, Meio Ambiente, Ciclo Operacional, Redundâncias, Política de Sobressalentes, etc....)

2.3) Definição das Fronteiras do Sistema (fotos/desenhos + descrição textual + tabela)

Sistema				Id_Sistema	
Id_Subsistema	Subsistema	Id_Função	Função	Id_Componente	Componente

ANEXO G - Formulário: Etapa 3 – Análise dos Modos de Falha, seus Efeitos e sua Criticidade (FMECA)

ANEXO H - Formulário: Etapa 4 - Seleção das Funções Significantes e Classificação de seus Modos de Falha

ANEXO I - Formulário: Etapa 5 - Seleção das Tarefas de Manutenção Aplicáveis e Efetivas

ANEXO J - Formulário: Etapa 6 - Definição dos Intervalos Iniciais e Agrupamento das Tarefas de Manutenção

