

JULIENE ROBERT DA ROCHA

**ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA AUTOMATIZADO
INTEGRADO DE GESTÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
– SAIGE –**

São Paulo

2009

JULIENE ROBERT DA ROCHA

**ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA AUTOMATIZADO
INTEGRADO DE GESTÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
– SAIGE –**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia.

**São Paulo
2009**

JULIENE ROBERT DA ROCHA

**ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA AUTOMATIZADO
INTEGRADO DE GESTÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

– SAIGE –

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Sergio Luiz Pereira

**São Paulo
2009**

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de julho de 2009.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Rocha, Juliene Robert da

Estudo e desenvolvimento de sistema automatizado integrado de gestão de energia elétrica / J.R. da Rocha. -- ed.rev. -- São Paulo, 2009.

139 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Energia elétrica (Sistemas) I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus pela força que me tem dado todos os dias.

Aos meus amados pais pelo carinho, por toda ajuda e principalmente pela vida.

Ao querido amigo e companheiro Marco Ribeiro Antônio, pela paciência, compreensão e incentivo durante esta caminhada.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Sérgio Luiz Pereira, pela orientação e pelo constante estímulo transmitido durante todo o trabalho.

Aos amigos Marcos Rogério Cândido, Hércio Cardoso, Ciro Barbosa, Itamar Oliveira, Célio Carlos de Oliveira e Marlim Menezes por toda colaboração e troca de experiências vividas no decorrer deste percurso.

A todos que colaboraram direta ou indiretamente, na execução deste trabalho.

RESUMO

A qualidade da energia elétrica é hoje um dos mais importantes pontos abordados pelos consumidores, principalmente os grandes consumidores industriais, visto que a segurança e o funcionamento adequado dos equipamentos e processos industriais dependem desta qualidade.

No entanto, o valor cobrado pela concessão desta energia é tão importante quanto sua qualidade, uma vez que este valor influi diretamente nos custos da produção.

Com a evolução dos medidores de energia elétrica foi possível tarifar essa energia de acordo com os períodos do dia e do ano, permitindo tarifas diferenciadas que incentivem o consumidor a economizar nos períodos mais críticos da produção de energia, obtendo uma economia também em sua fatura mensal.

Em recente trabalho de pesquisa (Adão, Osmir - 2003) na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, foi desenvolvido um sistema para gestão de energia elétrica denominado SAGE – Sistema Automatizado de Gestão de Energia – visando controlar o consumo de energia na ponta, a demanda mensal contratada e o fator de potência. Este sistema foi desenvolvido em sub-módulos que atuavam de forma isolada. Os resultados obtidos foram satisfatórios, uma vez que atingiram uma considerável economia no consumo da energia, na demanda e no fator de potência.

Este novo trabalho de pesquisa apresenta o aperfeiçoamento do SAGE em um Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia – SAIGE.

O SAIGE propõe a atuação simultânea dos três sub-módulos: controle de consumo na ponta, controle da demanda e controle do fator de potência, com o objetivo de atingir uma economia ainda maior do que a atingida pelo SAGE.

ABSTRACT

Nowadays the quality of the electric power is one of the most important points broached by the consumers, mainly the great industrial consumers, since equipment's safety and its appropriate operation besides industrial processes depend on this quality. However, the charged value for the concession of this energy is such as important as its quality, once this value influences directly on the costs of the production.

By the evolution of the electric power meters, energy's tariff got possible according to the periods by day and by year, allowing different tariffs that motivate consumers economize it in more critic periods of energy's production, obtaining an economy also in its monthly budget.

In recent research work (Adão, Osmir - 2003) in the Polytechnic School of University of São Paulo, a system was developed for electric power administration denominated SAGE - Automated System of Administration of Energy – in order to aim to control the energy's consumption in the tip, the contracted monthly demand and the potency factor. This system was developed in sub-modules that acted each one by its own. Obtained results were satisfactory, once they reached a considerable economy in energy's consumption, in the demand and in the potency factor.

This new research work presents the improvement of SAGE into an Integrated Automated System of Administration of Energy - SAIGE.

SAIGE proposes the simultaneous performance of the three sub-modules: control of consumption in the tip, control of the demand and control of the potency factor, in order to reach a further economy than reached by SAGE.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Interferências sofridas por um sistema elétrico e os indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica	41
Figura 2 – Exemplo de horário de tarifação de acordo com as horas do dia.	49
Figura 3 – Tarifação na região sudeste de acordo com os períodos úmido e seco.	49
Figura 4 – Arquitetura básica do sistema de gerenciamento SAGE	62
Figura 5 – Fluxograma do algoritmo de controle do ASAGE	63
Figura 6 – Arquitetura básica de hardware do SAIGE	66
Figura 7 – Exemplo de uma arquitetura de hardware do SAIGE.	67
Figura 8 – Fluxograma do ciclo de operação do SAIGE	69
Figura 9 – Fluxograma detalhado do ciclo de operação do SAIGE.	71
Figura 10 – Macro-modelo de simulação empregado nos testes de validação do SAIGE.	81
Figura 11 – Representação da iteração do SAIGE com o banco de dados.	110
Figura 12 – Tabelas que compõem a estrutura do Banco de Dados SAIGE	111
Figura 13 – Representação dos horários de atuação dos módulos de controle do SAIGE.	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tarifação convencional para alta tensão.	52
Tabela 2.2 – Tarifação horo-sazonal azul	53
Tabela 2.3 – Tarifação horo-sazonal verde	54
Tabela 2.4 – Tarifas de baixa tensão	56
Tabela 2.5 – Desconto tarifário em relação à faixa de consumo	57
Tabela 4.1 – Cargas elétricas instaladas na planta	74
Tabela 4.2 – Cargas elétricas selecionadas para atuarem no controle.	77
Tabela 4.3 – Consumo de energia elétrica na planta industrial em 2002	78
Tabela 4.4 – Consumo diário no período de ponta.	78
Tabela 4.5 – Demandas de energia elétrica registradas na planta industrial em 2002.	79
Tabela 4.6 – Consumo simulado no horário de ponta da planta industrial.	83
Tabela 4.7 – Consumo simulado no tempo base.	83
Tabela 4.8 – Potência das cargas elétricas selecionadas para o controle do consumo.	84
Tabela 4.9 – Resultados da Simulação do CCP-SAIGE	89
Tabela 4.10 – Valores de referência ao controle da demanda no período de ponta da planta industrial.	90
Tabela 4.11 – Valores de referência ao controle da demanda no período fora de ponta da planta industrial.	90
Tabela 4.12 – Valores de referência ao consumo no tempo base para o período de ponta da planta industrial.	90
Tabela 4.13 – Valores de referência ao consumo no tempo base para o período fora de ponta da planta industrial.	91
Tabela 4.14 – Resultados da Simulação do CDE-SAIGE no horário de ponta.	97
Tabela 4.15 – Resultados da Simulação do CDE-SAIGE no horário fora de ponta.	97

Tabela 4.16 – Valores de referência ao consumo horário para o controle do fator de potência no período de ponta da planta industrial.	98
Tabela 4.17 – Valores de referência ao consumo horário para o controle do fator de potência no período fora de ponta da planta industrial.	99
Tabela 4.18 – Valores de referência ao consumo efetuado no tempo base para o controle do fator de potência no período de ponta da planta industrial.	99
Tabela 4.19 – Valores de referência ao consumo efetuado no tempo base para o controle do fator de potência no período fora de ponta da planta industrial.	100
Tabela 4.20 – Carga capacitiva para o controle do fator de potência.	101
Tabela 4.21 – Resultados da Simulação do CFP-SAIGE no horário de ponta.	107
Tabela 4.22 – Resultados da Simulação do CFP-SAIGE no horário fora de ponta.	107
Tabela 4.23 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CCP-SAIGE com os módulos CDE-SAIGE e CFP-SAIGE.	114
Tabela 4.24 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CDE-SAIGE com os módulos CCP-SAIGE e CFP-SAIGE	114
Tabela 4.25 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CFP-SAIGE com os módulos CCP-SAIGE e CDE-SAIGE	115
Tabela 4.26 – Resultados da Simulação da Atuação do CCP-SAGE e do CCP-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial.	118
Tabela 4.27 – Resultados da Simulação da Atuação do CDE-SAGE e do CDE-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período Fora de Ponta.	119
Tabela 4.28 – Resultados da Simulação da Atuação do CDE-SAGE e do CDE-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período de Ponta.	119
Tabela 4.29 – Resultados da Simulação da Atuação do CFP-SAGE e do CFP-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período Fora de Ponta.	120

Tabela 4.30 – Resultados da Simulação da Atuação do CFP-SAGE e do CFP-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período de Ponta.	120
Tabela 4.31 – Dados de Entrada.	121
Tabela 4.32 – Fatura Convencional com Atuação do SAIGE.	122
Tabela 4.33 – Fatura Convencional com Atuação do SAGE.	122
Tabela 4.34 – Fatura Horó-Sazonal Azul com Atuação do SAIGE.	123
Tabela 4.35 – Fatura Horó-Sazonal Azul com Atuação do SAGE.	123
Tabela 4.36 – Fatura Horó-Sazonal Verde com Atuação do SAIGE.	124
Tabela 4.37 – Fatura Horó-Sazonal Verde com Atuação do SAGE.	124

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	21
1.1 Objetivos Gerais	23
1.2 Objetivos Específicos	23
2 FUNDAMENTOS SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.1 Qualidade de Energia	25
2.1.1 Classificação dos Itens de Qualidade da Energia Elétrica	26
2.1.2 Transitórios	27
2.1.3 Variações de Tensão de Curta Duração	29
2.1.4 Variação de Tensão de Longa Duração	31
2.1.5 Desequilíbrios de Tensão	33
2.1.6 Distorções na Forma de Onda	33
2.1.7 Flutuações ou Oscilações de Tensão	36
2.1.8 Variações na Freqüência do Sistema Elétrico	36
2.1.9 Indicadores de Continuidade	38
2.2 Política de Tarifação do Setor Elétrico Brasileiro	42
2.2.1 Regime Tarifário pelo Custo	42
2.2.2 Regime Tarifário pelo Preço	43
2.2.3 Encargos Setoriais	45
2.2.4 Conceitos Básicos sobre Tarifa de Energia Elétrica	48
2.2.5 Estrutura Tarifária de Fornecimento Atual no Setor Elétrico Brasileiro	50
2.2.5.1 Tarifas do Grupo A	50
2.2.5.2 Tarifas do Grupo B	55
2.2.5.3 Tarifa Social de Baixa Renda	56
2.3 Agências Reguladoras	57
2.3.1 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL	59
2.4 Descrição do Sistema Automatizado de Gestão de Energia – SAGE	59
2.4.1 Arquitetura de Hardware do SAGE	61
2.4.2 Arquitetura de Software do SAGE	62

2.4.3 Ampliação da Abrangência de Atuação do SAGE por Meio da Proposta de Desenvolvimento do SAIGE – Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia	64
3 PROPOSTA DO SISTEMA AUTOMATIZADO INTEGRADO DE GESTÃO DE ENERGIA - SAIGE	65
3.1 Arquitetura de Hardware do SAIGE	65
3.2 Arquitetura de Software e Ciclo de Operação do SAIGE	68
4 ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SAIGE NA OPERAÇÃO DE UMA PLANTA INDUSTRIAL AUTOMATIZADA	73
4.1 Sistemática Empregada para a Análise Comparativa de Desempenho do SAIGE.	73
4.1.1 Determinação das Cargas a serem Controladas	74
4.1.2 Consumo de Energia Elétrica da Planta Industrial.	78
4.1.3 Demanda nos Períodos de Ponta e Fora de Ponta	79
4.1.4 Dados do Fator de Potência	80
4.2 Modelo de Simulação Empregado	81
4.3 Desenvolvimento dos Módulos de Controle	82
4.3.1 Simulação do Controle de Consumo na Ponta pelo SAIGE (CCP-SAIGE)	82
4.3.2 Simulação do Controle de Demanda pelo SAIGE (CDE-SAIGE)	89
4.3.3 Simulação do Controle do Fator de Potência pelo SAIGE (CFP-SAIGE)	98
4.4 Análise da Atuação Simultânea dos Módulos CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE com os Mesmos Parâmetros de Simulação do SAGE.	108
4.4.1 Controle de Acesso ao Banco de Dados SAIGE	108
4.4.2 Resultados Atingidos pela Atuação Simultânea dos Módulos CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE.	114
4.5 Análise da Atuação SAGE x SAIGE após Alteração de Alguns Parâmetros de Carga da Planta Industrial.	116
4.5.1 Resultados Obtidos com a Atuação dos Módulos CCP-SAGE e CCP-SAIGE.	118

4.5.2 Resultados Obtidos com a Atuação dos Módulos CDE-SAGE e CDE-SAIGE	119
4.5.3 Resultados Obtidos com a Atuação dos Módulos CFP-SAGE e CFP-SAIGE	120
4.6 Desempenho do SAGE e do SAIGE de Acordo com a Tarifação	121
4.6.1 Faturamento Convencional	122
4.6.2 Faturamento Horo-Sazonal Azul	123
4.6.3 Faturamento Horo-Sazonal Verde	124
5 CONCLUSÕES FINAIS	126
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	128
APÊNDICE A – COMPETÊNCIAS DA ANEEL	130
APÊNDICE B – CÓDIGO PARA ACESSO SIMULTÂNEO A BASE DE DADOS PELO SAIGE	135

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACC	Atuação no Controle do Consumo
ACC-SAIGE	Atuação no Controle do Consumo do Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia
ACD	Atuação no Controle da Demanda
ACD-SAIGE	Atuação no Controle da Demanda do Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia
ACF	Atuação no Controle do Fator de Potência
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAGE	Algoritmo do Sistema Automatizado de Gestão de Energia
BALc	Balanco do controle de consumo
BALd	Balanco do controle da demanda
BCL	Quantidade de bancos de capacitores ligados
CLP	Controlador Lógico Programável
CPU	Central Prossecing Unit
CCC	Cálculo do Controle do Consumo
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCD	Cálculo do Controle da Demanda
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCF	Cálculo do Controle do Fator de Potência
CCP	Controle do Consumo na Ponta
CDc	Potência das cargas desligadas pelo controle de consumo
CDd	Potência das cargas desligadas pelo controle da demanda
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDE	Controle da Demanda Elétrica
CFP	Controle do Fator de Potência

CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DES	Sinal de desligamento dos capacitores pelo controle do fator de potencia
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
Dlibforaponta	Demanda de liberação para o período fora de ponta
Dlimforaponta	Demanda limite para o período fora de ponta
Dlibponta	Demanda de liberação para o período de ponta
Dlimponta	Demanda limite para o período de ponta
Dmaxforaponta	Demanda máxima para o período fora de ponta
Dmedforaponta	Demanda média para o período fora de ponta
Dmaxponta	Demanda máxima para o período de ponta
Dmedponta	Demanda média para o período de ponta
DMIC	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
Dminforaponta	Demanda mínima para o período fora de ponta
Dminponta	Demanda mínima para o período de ponta
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
Dprev	Demanda prevista
EA	Energia aparente
Eacc	Consumo acumulado pelo controle de consumo
Eacd	Consumo acumulado pelo controle de demanda
Eacf	Consumo acumulado pelo controle do fator de potência
EAPrev	Energia aparente prevista
EAsim	Energia aparente simulada
EAtbf	Energia aparente do período base
EC	Energia capacitiva
ECDC	Consumo referente as cargas desligadas pelo controle de consumo

ECDD	Consumo referente as cargas desligadas pelo controle da demanda
ECTbf	Energia capacitiva em cada ciclo de tempo base
Eestc	Consumo estimado pelo controle de consumo
Eestd	Consumo estimado pelo controle de demanda
Eestf	Consumo estimado pelo controle do fator de potência
EL	Energia reativa indutiva
ELac	Energia reativa indutiva acumulada
ELest	Energia reativa indutiva estimada
Elib	Consumo de liberação pelo controle de consumo
Elim	Consumo limite pelo controle de consumo
ELprev	Energia reativa indutiva prevista
ELsim	Energia reativa indutiva simulada
ELtbf	Energia reativa indutiva efetiva
Emaxc	Consumo máximo na ponta
Emaxfforaponta	Consumo máximo no período fora de ponta pelo controle do fator de potência
Emaxfponta	Consumo máximo no período de ponta pelo controle do fator de potência
Emedc	Consumo médio na ponta
Emedfforaponta	Consumo médio no período fora de ponta pelo controle do fator de potência
Emedfponta	Consumo médio no período de ponta pelo controle do fator de potência
Eminc	Consumo mínimo na ponta
Eminfforaponta	Consumo mínimo no período fora de ponta pelo controle do fator de potência
Eminfponta	Consumo mínimo no período de ponta pelo controle do fator de potência
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Eprevc	Consumo previsto pelo controle de consumo
Eprevd	Consumo previsto pelo controle de demanda

Eprevf	Consumo previsto pelo controle do fator de potência
Erandc	Consumo randômico pelo controle de consumo
Erandd	Consumo randômico pelo controle da demanda
Erandf	Consumo randômico pelo controle do fator de potência
Esimc	Consumo simulado pelo controle de consumo
Esimd	Consumo simulado pelo controle da demanda
Esimf	Consumo simulado pelo controle do fator de potência
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
Etbc	Consumo no tempo base pelo controle de consumo
Etbd	Consumo no tempo base pelo controle de demanda
Etbf	Consumo no tempo base pelo controle do fator de potência
Etbmaxc	Consumo máximo no tempo base pelo controle de consumo
Etbmaxdforaponta	Consumo máximo no tempo base para o período fora de ponta pelo controle da demanda
Etbmaxdponta	Consumo máximo no tempo base para o período de ponta pelo controle da demanda
Etbmaxfforaponta	Consumo máximo no tempo base para o período fora de ponta pelo controle do fator de potência
Etbmaxfponta	Consumo máximo no tempo base para o período de ponta pelo controle do fator de potência
Etbmedc	Consumo médio no tempo base pelo controle de consumo
Etbmeddforaponta	Consumo médio no tempo base para o período fora de ponta pelo controle da demanda
Etbmeddponta	Consumo médio no tempo base para o período de ponta pelo controle da demanda

Etbmedfforaponta	Consumo médio no tempo base para o período fora de ponta pelo controle do fator de potência
Etbmedfponta	Consumo médio no tempo base para o período de ponta pelo controle do fator de potência
Etbminc	Consumo mínimo no tempo base pelo controle de consumo
Etbmindforaponta	Consumo mínimo no tempo base para o período fora de ponta pelo controle da demanda
Etbmindponta	Consumo mínimo no tempo base para o período de ponta pelo controle da demanda
Etbminfforaponta	Consumo mínimo no tempo base para o período fora de ponta pelo controle do fator de potência
Etbminfponta	Consumo mínimo no tempo base para o período de ponta pelo controle do fator de potência
FEC	Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora
fp	Fator de Potência
FPlib	Fator de potência de liberação
FPlim	Fator de potência limite
FPprev	Fator de potência previsto
FPsim	Fator de potência simulado
HZ	Hertz
KHz	Quilohertz
KV	Quilovolts
KVArh	Quilovolt-ampere-reativo-hora
KW	Quilowatt
KWh	Quilowatt-hora
LC	Sinal de liberação de carga
LD	Sinal de liberação de demanda
LIG	Sinal para acionamento dos bancos de capacitores pelo controle do fator de potência

LIMc	Limite máximo para o consumo no controle de consumo
LIMd	Limite máximo para o consumo no controle da demanda
LIMf	Limite máximo para o consumo no controle do fator de potência
MAE	Mercado Atacadista de Energia
ms	Milissegundos
MWh	Megawatt-hora
NCap	Número de capacitores de ajuste
NCc	Quantidade de cargas controladas pelo controle de consumo
NCd	Quantidade de cargas controladas pelo controle de demanda
ONS	Operador Nacional do Sistema
PC	Personal Computer
pu	Por Unidade
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
QC	Potência reativa acumulada dos capacitores
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
SAGE	Sistema Automatizado de Gestão de Energia
SAIGE	Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia
SC	Sinal de sobre-consumo
SD	Sinal de sobre-demanda
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATc	Estado das cargas controladas pelo controle de consumo
STATd	Estado das cargas controladas pelo controle da demanda
tbc	Tempo base no controle do consumo

tbd	Tempo base no controle da demanda
tbf	Tempo base no controle do fator de potência
TC	Transformador de Corrente
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
tmc	Tempo de medição do controle de consumo
tmd	Tempo de medição do controle da demanda
tmf	Tempo de medição do controle do fator de potência
TP	Transformador de Potencial
tpc	Tempo presente no controle do consumo
tpd	Tempo presente no controle da demanda
tpf	Tempo presente no controle do fator de potência
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UPS	Uninterruptible Power Supply
VARc	Varição do consumo no controle de consumo
VCc	Valor incremental aleatório da variação do consumo pelo controle de consumo
VCd	Valor incremental aleatório da variação do consumo pelo controle da demanda
VCf	Valor incremental aleatório da variação do consumo pelo controle do fator de potência
VARdforaponta	Varição do consumo para o período fora de ponta no controle da demanda
VARdponta	Varição do consumo para o período de ponta no controle da demanda
VARfforaponta	Varição do consumo para o período fora de ponta no controle do fator de potência
VARfponta	Varição do consumo para o período de ponta no controle do fator de potência

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é hoje um dos insumos fundamentais dos processos produtivos e do desenvolvimento das atividades econômicas de setores diversos da economia mundial, influenciando diretamente na formação dos preços dos produtos no mercado e, conseqüentemente, na sua competitividade.

O aumento populacional e a crescente demanda por recursos energéticos faz com que a necessidade de uma nova forma de administrar e utilizar os recursos naturais seja pesquisada, visando a diminuição da degradação do meio ambiente que torna-se cada dia mais preocupante.

Para a atenuação deste problema, é necessário que se faça o uso racional da energia elétrica, desde a sua geração, transmissão e distribuição. Entretanto o controle e a gestão dos padrões de consumo do usuário final é também um importante mecanismo de otimização de energia elétrica.

O desenvolvimento de equipamentos e novas metodologias de supervisão e controle da quantidade e qualidade da energia elétrica consumida é uma forma de contribuir para a melhor administração dos recursos energéticos, otimizando seu emprego.

Em recente dissertação de mestrado [ADÃO, Osmir – 2003] foi desenvolvido e testado por meio de simulação um sistema denominado SAGE (Sistema Automatizado de Gestão de Energia), cuja principal característica é a de possibilitar a gestão de energia elétrica, controlando três indicadores básicos: fator de potência, demanda e consumo.

O SAGE foi testado por simulação por meio do emprego de dados de consumo de um consumidor industrial de classe A4, que atua no setor de trefilação de metais não ferrosos.

Este trabalho de pesquisa propõe o desenvolvimento e aperfeiçoamento do SAGE em um novo sistema denominado SAIGE (Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia).

O SAIGE permite a implementação de todas as funções do SAGE e também possibilita a integração operacional das funções de controle de fator de potência, controle de demanda e controle de consumo.

Este trabalho de pesquisa também aproveita os testes de simulação do SAIGE em uma planta industrial automatizada.

Esta dissertação de mestrado está organizada na seguinte estrutura:

O Capítulo 1 é denominado introdução e apresenta um breve relato do sistema proposto de gestão de energia – SAIGE - e as justificativas do seu desenvolvimento.

O Capítulo 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica e os fundamentos sobre qualidade de energia elétrica.

O Capítulo 3 apresenta a arquitetura de hardware e a arquitetura de software do SAIGE.

O Capítulo 4 apresenta os testes desenvolvidos para a validação do SAIGE.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões finais a respeito do SAIGE e também apresenta novos temas de pesquisa para efeito de continuidade deste trabalho.

O Capítulo 6 apresenta a bibliografia empregada ao longo desta pesquisa.

1.1 Objetivos Gerais

Este trabalho de pesquisa tem como objetivos gerais:

- Apresentar a arquitetura de hardware e de software de um sistema de gestão de energia elétrica para consumidores classe A que possa ser implementado aproveitando o sistema de automação industrial existente.
- A abordagem da qualidade de energia elétrica entregue ao consumidor, bem como a influência desta qualidade no sistema elétrico.

1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, este trabalho apresenta a continuidade de pesquisa realizada por [ADÃO, Osmir – 2003] e o desenvolvimento de um sistema destinado ao gerenciamento automático de energia elétrica em plantas industriais que atue:

- No controle de consumo no horário de ponta, promovendo o desligamento/ligamento das cargas de acordo com níveis de prioridade pré-estabelecidos, nos horários em que o consumo é mais crítico.
- No controle da demanda elétrica, com o objetivo de evitar o pagamento de tarifas de ultrapassagem da demanda mensal contratada, promovendo o desligamento/ligamento de cargas de acordo com níveis de prioridade pré-estabelecidos.

- No controle do fator de potência, evitando a operação do sistema elétrico com o fator de potência abaixo do valor atualmente fixado em 0,92, promovendo o ligamento/desligamento dos bancos de capacitores.

2 FUNDAMENTOS SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo trata de itens que interferem na qualidade da energia elétrica, bem como faz abordagens ao sistema tarifário do setor elétrico brasileiro. Este capítulo também apresenta um resumo da proposta do Sistema Automatizado de Gestão de Energia Elétrica – SAGE -, desenvolvido por (ADÃO, Osmir - 2003), cuja proposta aborda o controle do consumo de energia elétrica para consumidores classe A.

2.1 Qualidade de Energia

Um sistema elétrico está sujeito a um conjunto de interferências que se manifestam na corrente, na tensão ou nas variações de frequência, resultando em falhas ou má operação de equipamentos. Estas alterações podem ocorrer tanto nas instalações dos consumidores quanto no sistema supridor da concessionária.

O aumento gradativo do interesse pela racionalização e conservação da energia elétrica tem aumentado também o uso de equipamentos que, em muitos casos, aumentam os níveis de distorções harmônicas no sistema e podem levá-lo a condições de instabilidade ou mesmo a condições de interrupção de funcionamento.

2.1.1 Classificação dos Itens de Qualidade da Energia Elétrica.

Sob o ponto de vista do consumidor, a qualidade da energia elétrica mostra-se satisfatória quando está disponível de forma segura e adequada ao funcionamento de seus equipamentos e processos. Na ótica da concessionária, o fornecimento da energia elétrica deve estar dentro dos padrões exigidos pela legislação. [ADÃO, Osmir – 2003]

As interferências que causam distúrbios na qualidade da energia elétrica são:

- Transitórios, que podem ser dos tipos impulsivos ou oscilatórios.
- Variações de tensão de curta duração, que podem ser instantâneas, momentâneas, ou temporárias.
- Variações de tensão de longa duração, que podem ser de três tipos: interrupções sustentadas, subtensões ou sobretensões.
- Desequilíbrios de tensão, causados por má distribuição de cargas monofásicas, e que fazem surgir no circuito tensões de seqüência negativa.
- Distorções da forma de onda, que podem ser classificadas em cinco tipos: nível CC, harmônicos, interharmônicos, "notching", e ruídos.
- Oscilações de tensão, que são variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento (dentro da faixa compreendida entre 0,95 e 1,05 pu), e que podem ser aleatórias, repetitivas ou esporádicas.
- Variações da freqüência do sistema, que são definidas como desvios no valor da freqüência fundamental deste sistema.

2.1.2 Transitórios

Transitórios são alterações nos regimes de operação de um sistema de energia elétrica causadas por curto-circuitos, manobras de fusíveis ou disjuntores, ou por fenômenos eletromagnéticos de curta duração, que submetem equipamentos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente, podendo causar danos de componentes ou queda de sistema.

Existem dois tipos de transitórios: os impulsivos e os oscilatórios.

a) Transitório impulsivo:

Transitório impulsivo é uma alteração repentina nas condições de regime permanente da tensão, corrente ou ambas. Esses fenômenos são caracterizados pelo tempo de crista (subida) e tempo de cauda (descida) e valor de pico máximo da tensão e com frequência diferente da rede elétrica. [DUGAN et al., 1996 apud FREGOLENTE, 2004].

Estas descargas atmosféricas acontecem em sistemas de distribuição, através de um condutor fase, no primário ou no secundário, causando altas sobretensões no sistema. Uma descarga diretamente na fase pode gerar também subtensões de curta duração denominadas "sag" e interrupções. Altas sobretensões transitórias, também geradas por descargas que fluem ao longo do condutor terra, causam um aumento de potencial do terra local em relação a outros terras, em vários kV.

“Existem numerosos caminhos através dos quais as correntes de descarga podem penetrar no sistema de aterramento, tais como o terra do primário, o terra do secundário e as estruturas do sistema de distribuição”. [BRONZEADO et al., 1997 apud FREGOLENTE, 2004].

Segundo Fregolente (2004) os principais problemas de qualidade de energia causados por estas correntes no sistema de aterramento são:

- Indução a altas tensões nos condutores fase, quando as correntes passam pelos cabos a caminho do terra.

- Elevação do potencial do terra local em relação a outros terras. Por exemplo, computadores conectados entre duas referências (terra e telefone).

Portanto estarão sujeitos a tais efeitos as instalações elétricas e os respectivos equipamentos do consumidor atendido em tensão de transmissão e localizado próximo ao ponto de descarga.

b) Transitório oscilatório:

É caracterizado por uma alteração súbita nas condições de regime permanente da tensão e/ou corrente, possuindo valores de polaridade positiva e negativa. Estes transitórios são geralmente decorrentes de corte de corrente indutiva, energização de linhas, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores, eliminação de faltas, etc.

“As oscilações são classificadas pelo conteúdo da frequência predominante, amplitude máxima atingida e pelo tempo de duração do amortecimento do transitório”. [DUGAN et al., 1996 apud FREGOLENTE, 2004].

A classificação dos valores das frequências coincide com os transitórios oscilatórios do sistema que são:

- Transitórios oscilatórios de baixa frequência: apresentam frequências menores que 5 KHz e duração entre 0,3 à 50 ms. São provenientes, geralmente, do chaveamento de banco de capacitores, que provoca oscilação da tensão com a frequência entre 300 e 900 Hz. Em sistemas de distribuição, a energização de transformadores e a ferro-ressonância são associados aos transitórios oscilatórios com frequência principal menor que 300 Hz.

- Transitórios oscilatórios de média frequência: apresentam a frequência principal entre 5 KHz e 500 KHz com duração de 20 μ s. Ocorrem devido a energização de capacitores com outros próximos já conectados no sistema (back-to-back), chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas ou podem ocorrer como o resultado de uma resposta do sistema a um transitório impulsivo.

- Transitórios oscilatórios de alta frequência: apresentam a frequência principal maior que 500 KHz e duração de 5 μ s. Geralmente esses transitórios são o resultado da resposta de um transitório impulsivo, causados por chaveamento de circuitos indutivos, desenergização de cargas indutivas ou por descargas atmosféricas.

2.1.3 Variações de Tensão de Curta Duração

As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com sua duração e amplitude, em que o valor eficaz da tensão varia fora da faixa de $\pm 10\%$ da tensão nominal de operação, com duração entre 1 ciclo (16 ms) e 1 minuto.

Estas variações de tensão são classificadas como alterações instantâneas, momentâneas ou temporárias e geralmente são causadas pela energização de grandes cargas que exigem altas correntes de partida, ou por falhas intermitentes nas conexões dos cabos de sistema. Dependendo do local da falha e das condições do sistema, o resultado pode ser uma queda de tensão temporária ("sag"), uma elevação de tensão ("swell"), ou mesmo uma interrupção completa do sistema elétrico.

“SAG” (Afundamento):

Afundamento de tensão ou “sag” é caracterizado pela redução de 0,1 a 0,9 pu da tensão de regime ou da corrente, com uma frequência de duração entre 8 ms e 1 minuto.

O afundamento de tensão ocorre devido a falhas de sistema, partidas diretas de motores ou por energização de cargas pesadas, sendo classificado como o principal problema de qualidade de energia elétrica, visto que é o responsável pela interrupção de processos industriais sensíveis, mesmo sem ter ocorrido a interrupção da energia elétrica, podendo ocasionar saídas intempestivas de motores controlados eletronicamente, desarmes de contatores eletromecânicos e a entrada na faixa de saturação de alguns transformadores.

“SWELL” (Elevação):

O aumento entre 1,1 e 1,8 pu na tensão eficaz, na frequência da rede, com duração entre 8 ms a 1 minuto é chamado de sobretensão de curta duração ou "swell". Os "swells" geralmente estão associados com condições de falta no sistema.

As sobretensões de curta duração são caracterizadas pelas suas magnitudes (valores eficazes) e suas durações. A severidade de um "swell" durante uma condição de falta é função do local da falta, da impedância do sistema e do aterramento. Sua duração está ligada aos ajustes dos dispositivos de proteção, à natureza da falta (permanente ou temporária) e à sua localização na rede elétrica.

Como consequência das sobretensões de curta duração em equipamentos, pode-se citar falhas dos componentes, dependendo da frequência de ocorrência do distúrbio. Dispositivos eletrônicos como computadores e controladores eletrônicos podem apresentar falhas imediatas durante estas condições. Transformadores, cabos, barramentos, dispositivos de chaveamento, TPs e TCs podem ter a vida útil reduzida. Um aumento de curta duração na tensão em alguns relés pode resultar em má operação, enquanto outros podem não ser afetados. Um "swell" em um banco de capacitores pode causar danos no equipamento.

Atenção maior deve recair sobre os equipamentos eletrônicos, uma vez que estas sobretensões podem danificar os componentes internos destes equipamentos, conduzindo-os à má operação, ou em casos extremos, à completa inutilização.

Interrupção:

Uma interrupção é caracterizada quando a tensão fornecida ou a corrente de carga decaem para $<0,1$ pu, por um período de tempo menor ou igual a 1 minuto. As interrupções acontecem devido a falhas dos equipamentos ou do sistema elétrico e mau funcionamento do controle (abertura de disjuntores). [DUGAN et al., 1996 apud FREGOLENTE, 2004].

Interrupções com tempos inferiores a 30 ciclos podem ser limitadas por relés programados para operar instantaneamente, podendo originar interrupções momentâneas ou temporárias, de acordo com a escolha das curvas de operação do equipamento.

Quando a interrupção for temporária, o equipamento de proteção não completará a seqüência de operações programadas e o fornecimento de energia não será interrompido. Os consumidores residenciais não percebem esse efeito, no entanto, computadores e outras cargas eletrônicas mais sensíveis estarão sujeitas a tais efeitos. Para evitar maiores conseqüências a essas cargas sensíveis, é preciso que a instalação seja dotada de unidades UPS (“Uninterruptible Power Supply”). [BRONZEADO et al., 1997 apud FREGOLENTE, 2004].

2.1.4 Variação de Tensão de Longa Duração

“As variações de tensão de longa duração são desvios que ocorrem no valor eficaz da tensão, com duração maior que 1 minuto”. [DUGAN et al., 1996 apud FREGOLENTE, 2004].

Essas variações são classificadas como interrupções sustentadas, subtensão e sobretensão.

Interrupções sustentadas:

“Ocorrem quando a tensão de suprimento em uma das fases torna-se zero por um período maior que 1 minuto, requerendo a intervenção humana para a restauração do sistema”. [DUGAN et al., 1996 apud FREGOLENTE, 2004].

As interrupções sustentadas são geralmente registradas quando ocorre abertura de disjuntores ou falhas de componentes dos circuitos de alimentação, tendo como conseqüência o desligamento dos equipamentos que não são protegidos por “no-breaks” ou por outras formas de armazenamento de energia. [CASTELLANO et al., apud FREGOLENTE, 2004].

Subtensão:

A subtensão caracteriza-se pela diminuição da tensão eficaz de regime em 90% ou mais, numa freqüência de duração igual ou maior que 1 minuto.

As quedas de tensão na rede são causadas pelo desligamento de bancos de capacitores, pela conexão de cargas à rede, pelo excesso de carga e tem como conseqüência a injeção de excesso de reativo pelos circuitos de distribuição, limitando a capacidade de fornecimento de potência ativa e elevando a queda de tensão. [DUGAN et al., 1996, CASTELLANO et al., apud FREGOLENTE, 2004] [Fregolente – pag 21 refs (1-6)]

A redução da potência reativa fornecida ao sistema pelos bancos de capacitores, a elevação da temperatura nos enrolamentos dos motores devido ao aumento do tempo de partida e as interrupções na operação de equipamentos eletrônicos são alguns dos problemas causados por subtensões de longa duração.

Segundo Fregolente (2004), para amenizar os efeitos dessa queda de tensão pode-se instalar:

- reguladores de tensão como trafos de tap variável;
- compensadores de impedância (capacitores);
- capacitores shunt ou série para reduzir a corrente do circuito e cancelar a queda de tensão indutiva, respectivamente;
- cabos de maior diâmetro ou aumentar o trafo;
- compensadores estáticos de reativos para mudanças bruscas de carga como: reator e capacitor controlado a tiristor, reator de núcleo saturado.

Sobretensão:

A sobretensão é caracterizada por uma elevação da tensão eficaz acima de 110% do valor de regime, com uma frequência de duração igual ou maior que 1 minuto.

As sobretensões ocorrem devido à energização de bancos de capacitores, entradas e saídas de cargas pesadas, variações incorretas de tap de transformador. [DUGAN et al., 1996 apud FREGOLENTE, 2004].

Para melhorar o perfil de tensão nos sistemas de distribuição das concessionárias, são instalados bancos de capacitores fixos para a correção do fator de potência ou para a elevação da tensão nos circuitos internos da instalação. Durante os horários de ponta (período em que há grandes solicitações de carga), o reativo fornecido pelo banco de capacitores é benéfico, porém, fora do horário de ponta tem-se um excesso de reativo injetado no sistema que manifesta-se por elevação de tensão.

“A troca dos bancos de capacitores fixos por automáticos e a instalação de compensadores estáticos de reativos são alternativas para solucionar o problema de

excesso de reativos injetado na rede pelos bancos de capacitores fixos”. [FREGOLENTE – 2004]

2.1.5 Desequilíbrios de Tensão

As origens dos desequilíbrios de tensão estão normalmente nos sistemas de distribuição, os quais possuem cargas monofásicas distribuídas inadequadamente, fazendo surgir no circuito tensões de seqüência negativa. Este problema é agravado quando consumidores alimentados de forma trifásica apresentam uma má distribuição de carga em seus circuitos internos, impondo correntes desequilibradas no circuito da concessionária.

Estes desequilíbrios de tensão podem interferir no bom funcionamento de equipamentos como motores de indução, máquinas síncronas, retificadores, etc.

2.1.6 Distorções na Forma de Onda

A distorção da forma de onda é um desvio, em regime permanente, da forma de onda puramente senoidal, na freqüência fundamental. É caracterizada pelo seu conteúdo espectral. Os principais tipos de distorções da forma de onda são:

Harmônicos: são tensões ou correntes senoidais de freqüências múltiplas inteiras da freqüência fundamental na qual opera o sistema de energia elétrica e originam-se a partir de cargas eletrônicas que consomem correntes periódicas de 60 Hz não senoidais. Exemplo: retificador trifásico de onda completa a diodos. As distorções harmônicas são um tipo específico de energia “suja” que estão presentes de forma contínua, associadas ao crescente número de acionamentos estáticos (inversores de freqüência, variadores de velocidade, etc), fontes chaveadas e outros dispositivos eletrônicos de acionamento (por exemplo, lâmpadas eletrônicas).

Segundo Fregolente (2004), os harmônicos alteram alguns dispositivos encontrados nas redes elétricas como:

- Cabos: sofrem sobreaquecimento devido às perdas Joule; solicitam maior isolamento devido a possíveis picos de tensão e possíveis correntes pela capacitância de fuga; na agregação de muitos aparelhos eletrônicos, onde o terceiro harmônico é evidenciado, haverá um aumento de corrente pelo neutro, com possibilidade de surgir tensões perigosas em malha de aterramento ruim.

- Dispositivos de proteção: na presença de harmônicos atuam de maneira incorreta, não demonstrando a real condição operacional do sistema.

- Transformadores: sofrem sobreaquecimento devido às perdas Joule, além de fugas nos isolamentos, reduzindo sua vida útil em consequência da degradação dos materiais isolantes.

- Medidores de energia elétrica: Os medidores de indução que operam com interação eletromagnética podem apresentar operações anormais no seu conjugado motor, com aceleração ou desaceleração do disco, acarretando erros na medição.

- Motores de indução: sofrem sobreaquecimento devido as perdas Joule, fugas nos isolamentos acarretando redução na sua vida útil em consequência da degradação dos materiais isolantes, torques pulsantes e perda de rendimento e qualidade de serviço.

- Bancos de capacitores: os harmônicos podem causar condições de instabilidade, levando a sobretensão nos terminais dos capacitores, degradando o isolamento ou causando até mesmo a sua completa danificação.

- Máquinas síncronas: os harmônicos causam sobreaquecimento das sapatas polares, através de circulação de correntes harmônicas nos enrolamentos dos amortecedores, além de torques pulsantes no eixo e comprometimento da qualidade das tensões geradas pela indução de tensões harmônicas no circuito de campo.

Interharmônicos: são harmônicos não múltiplos de 60 Hz. Podem aparecer como frequências discretas ou como uma larga faixa espectral. Os interharmônicos

podem ser encontrados em redes de diferentes classes de tensão. As suas principais fontes são conversores estáticos de potência, cicloconversores, motores de indução e equipamentos a arco. Os efeitos deste fenômeno não são bem conhecidos, mas admite-se que os mesmos podem induzir "flicker" (cintilação luminosa) visual no display de equipamentos como tubos de raios catódicos.

Nível CC: “A presença de tensão ou corrente CC em um sistema elétrico CA é denominado "DC offset" e pode levar à saturação de transformadores, resultando em perdas adicionais e redução da sua vida útil”. [FREGOLENTE, 2004]

“Notching”: é um distúrbio de tensão decorrente da operação normal de equipamentos de eletrônica de potência, quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Este fenômeno pode ser detectado através do conteúdo harmônico da tensão afetada.

Os recortes (“notches”) podem causar problemas na qualidade da energia, pois podem chegar suficientemente próximos do zero da onda de tensão (“zero crossing”) e causar erros em sistemas de controle e instrumentos que dependem da passagem por zero para calcular a frequência ou o tempo. [JESUS et al., 2004 apud FREGOLENTE, 2004].

“Cortes de tensão ocasionados por acionamento de equipamentos de grande porte como inversores do tipo fonte de corrente ou acionamentos de corrente contínua, podem gerar excessiva distorção da tensão do sistema”. [ADÃO, Osmir – 2003]

Esses cortes de tensão afetam a qualidade da energia causando sobrecarga em capacitores, falhas de semicondutores, interferências em sistemas de comunicação, distorção e instabilidades no sistema elétrico, falhas e disfunção de relógios digitais, máquinas-ferramentas, lâmpadas de descargas, PC's, etc.

Ruídos: São sinais elétricos indesejados, que apresentam uma faixa espectral ampla com frequências menores que 200 KHz.

Estas frequências são superpostas às tensões ou correntes de fase, ou encontradas em condutores de neutro. Os ruídos em sistemas de potência podem ser causados por equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido e fontes chaveadas e, normalmente estão relacionados com aterramentos impróprios, podendo causar distúrbios em equipamentos eletrônicos como microcomputadores e CLP's. [FREGOLENTE - 2004]

2.1.7 Flutuações ou Oscilações de Tensão

As flutuações de tensão são variações dos valores eficazes da tensão de suprimento que compreende a faixa entre 0,95 e 1,05 pu. Tais flutuações são geralmente causadas por cargas industriais e manifestam-se de diferentes formas, como a seguir:

- **Flutuações aleatórias:** causadas por fornos a arco, onde as amplitudes das oscilações dependem do nível de curto-circuito da instalação e do estado de fusão do material.
- **Flutuações repetitivas:** causadas por máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas e ferrovias.
- **Flutuações esporádicas:** causadas pela partida direta de grandes motores.

As flutuações de tensão têm como consequência oscilações de potência e torque das máquinas elétricas, queda de rendimento dos equipamentos elétricos, interferência nos sistemas de proteção, e efeito "flicker" ou cintilação luminosa.

2.1.8 Variações na Frequência do Sistema Elétrico

As variações na frequência de um sistema elétrico são os desvios no valor da frequência fundamental deste sistema (50 ou 60Hz). A frequência do sistema de potência está ligada diretamente à velocidade de rotação dos geradores que suprem o sistema.

Pequenas variações de frequência podem ser observadas como resultado do balanço dinâmico entre carga e geração (variações na faixa de $60 \pm 0,5\text{Hz}$).

Faltas em sistemas de transmissão, saída de um grande bloco de carga ou saída de operação de uma grande fonte de geração podem causar variações de frequência que ultrapassam os limites para operação normal em regime permanente.

As variações de frequência causam problemas em processos industriais e em medidores que usam a frequência do sistema para a sincronização das suas operações.

No Brasil, a qualidade de energia elétrica está relacionada à qualidade dos serviços de energia elétrica e às condições técnicas fornecidas pelas concessionárias, de acordo com as Portarias 046 e 047 do DNAEE de 1978, portanto, pode-se dizer que o nível de qualidade de energia elétrica está associado com a manutenção da tensão de suprimento próxima as suas condições ideais. [FREGOLENTE - 2004].

Segundo Adão (2003) pode-se destacar três aspectos principais para a qualidade da energia elétrica:

- **Qualidade como Produto:** diz respeito à manutenção da tensão constante, da frequência constante e da forma de onda senoidal.
- **Qualidade Comercial:** diz respeito ao atendimento ao cliente prestado pela concessionária e esta deve ser capaz de atender novas ligações, fiscalizar cobranças e desligamentos irregulares, etc...
- **Qualidade como Serviço:** é necessário que se obtenha o tempo de retorno de uma falta e a quantidade de faltas dentro de um período pré - estabelecido.

Para assegurar a qualidade do serviço adequado do fornecimento de energia elétrica, a ANEEL definiu índices relativos à continuidade deste serviço de fornecimento, denominados Indicadores de Continuidade.

2.1.9 Indicadores de Continuidade

Os indicadores de continuidade têm por objetivo representar o desempenho do sistema elétrico, medindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica pela concessionária.

Os indicadores de continuidade são definidos considerando padrões individuais e coletivos. Para a determinação dos padrões coletivos foi definido o conceito de agrupamento de unidades consumidoras, estabelecido pela concessionária e aprovado pela ANEEL, sendo chamados de DEC e FEC.

O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica a média do número de horas que o consumidor fica sem energia elétrica durante um determinado período, geralmente mensal. O DEC é calculado segundo a Equação 1:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times T(i)}{Cs} \quad (\text{h/consumidor}) \quad \text{Equação (1)}$$

Onde:

$T(i)$ = tempo de duração de cada interrupção do conjunto de consumidores considerados, em horas.

$Ca(i)$ = número de consumidores do conjunto considerado, atingido nas interrupções.

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

n = número máximo de eventos ocorridos no período considerado.

i = número de interrupções, de 1 a n ;

O FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica a média de quantas vezes houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria). O FEC é calculado segundo a Equação 2.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (\text{interrupções/consumidor}) \quad \text{Equação (2)}$$

Onde:

$Ca(i)$ = número de consumidores do conjunto considerado, atingido nas interrupções.

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

n = número máximo de eventos ocorridos no período considerado.

i = número de interrupções, de 1 a n ;

No ano de 2000, através da Resolução n 24 de janeiro, a ANEEL implantou mais três indicadores destinados a medir a qualidade da energia destinada ao consumidor. Esses três índices são apresentados na forma individualizada como DIC, FIC e DMIC.

O indicador DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) indica por quanto tempo uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica, durante um período considerado.

O DIC é calculado segundo a Equação 3.

$$DIC = \sum_{t=1}^n t(i) \quad \text{Equação (3)}$$

Onde:

$t(i)$ = tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i)

(i) = índice de cada interrupção variando de 1 a N.

N = número de interrupções do consumidor considerado, no período de apuração.

O indicador FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado.

O FIC é definido segundo a Equação 4.

$$FIC = N$$

Equação (4)

Onde:

N = número de interrupções do consumidor considerado, no período de apuração.

O indicador DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica por um período muito longo. Esse indicador passou a ser controlado a partir de 2003.

A figura 1 mostra as interferências sofridas por um sistema elétrico, bem como os indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica.

2.2 Política de Tarifação do Setor Elétrico Brasileiro

2.2.1 Regime Tarifário pelo Custo (Modelo anterior à Lei nº 8.631, de 04.03.1993).

Até 1993, o setor elétrico brasileiro era composto por empresas predominantemente estatais e havia uma única tarifa de energia elétrica em todo o Brasil. Os consumidores dos diversos estados pagavam a mesma tarifa pela energia consumida, ou seja, uma conta de 100 (cem) KWh (kilowatt-hora) teria o mesmo custo tanto para um consumidor situado no centro da cidade de São Paulo quanto para um consumidor situado em uma cidade no interior do nordeste, não considerando desta forma se as despesas para se levar esta energia era maior para um do que para o outro.

O artigo 1º da Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971 determinava que a remuneração legal do investimento, a ser computado no custo do serviço dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica era de dez a doze por cento a critério do Governo Federal. Como só havia uma única tarifa, ou seja, todos pagavam exatamente o mesmo preço pela energia elétrica independentemente se o preço pago efetivamente cobria os custos da concessionária, o §1º do art. 1º da Lei nº 5.655/1971 criou a Conta de Resultados a Compensar, para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração (lucro).

Isto significava que esse valor garantia a remuneração das concessionárias, independentemente de sua eficiência, e as empresas não lucrativas eram mantidas por aquelas que davam lucro e pelo Governo Federal.

Além de ser a mesma em todo o país, a tarifa era calculada a partir do “custo do serviço”, o que garantia às concessionárias uma remuneração mínima. O Ministério de Minas e Energia através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE – calculava o que a concessionária havia investido para levar a energia elétrica até o consumidor, acrescentava a taxa de remuneração e rateava esse

custo entre os diversos consumidores. Essa modalidade de tarifa não incentivava as empresas à eficiência, pois todo o custo era pago pelo consumidor. Por diversas razões, como o controle da inflação, a remuneração mínima não era atingida, o que gerou uma despesa da União da ordem de US\$ 26 bilhões, que acabou sendo paga pelos contribuintes de todo o país.

2.2.2 Regime Tarifário pelo Preço

A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei n° 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras. Em 1995, foi aprovada a Lei 8.987 que garantiu o equilíbrio econômico-financeiro às concessões.

Estabeleceu-se então uma tarifa por área de concessão (território geográfico onde cada empresa é contratualmente obrigada a fornecer energia elétrica). Se essa área coincide com a de um estado, a tarifa é única naquela unidade federativa. Caso contrário, podem existir tarifas diferentes dentro do mesmo estado.

Dessa maneira, as tarifas de energia refletem peculiaridades de cada região, como número de consumidores, quilômetros de rede e tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infra-estrutura), custo da energia comprada, tributos estaduais e outros.

É obrigação das concessionárias de distribuição levar a energia elétrica aos seus consumidores. Para cumprir esse compromisso, a empresa tem custos que devem ser cobertos pela tarifa de energia. De modo geral, a conta de luz inclui o ressarcimento de três custos distintos:

- Geração de Energia Elétrica;
- Transporte da energia até as casas (fio) tanto da Transmissão quanto da Distribuição; e

- Encargos e tributos.

Em 1995 foi também promulgada a Lei n° 9.074, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996 foi implantado o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que concluiu a necessidade de dividir as empresas de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, regulando os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica considerados como monopólios naturais - pois a competição nesse segmento não traz benefícios econômicos – sob regulação do Estado, que atua para que as tarifas sejam compostas apenas pelos custos que efetivamente se relacionam com os serviços prestados, de forma a torná-las justas.

Surgiu então a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador para o Sistema Elétrico Nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE).

Em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB foi concluído, definindo o modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2001 o Setor Elétrico Brasileiro sofreu uma grave crise de abastecimento, culminando em um plano de racionamento de energia elétrica. Este fato gerou questionamentos sobre os rumos do setor elétrico. Em 2002 foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que propôs alterações no Setor Elétrico Brasileiro.

O Governo Federal, nos anos de 2003 e 2004, criou um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado com a edição das Leis n° 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 e pelo Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004.

O novo modelo determinou a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE – responsável pelo planejamento do Setor Elétrico a longo prazo, do Comitê de

Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE – cuja função é avaliar a segurança do suprimento de energia elétrica e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – para dar continuidade às atividades do MAE, referentes à comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Com relação à comercialização de energia, foram instituídos:

- O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica. Neste ambiente regulado é realizado o leilão e a licitação pela menor tarifa.
- O Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres. Neste ambiente livre, os preços são livremente negociados na geração e comercialização.

2.2.3 Encargos Setoriais

Os encargos setoriais que incidem nas tarifas de energia elétrica são:

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis: é o encargo do setor elétrico brasileiro, cobrado nas "tarifas de distribuição" e nas "tarifas de uso" dos sistemas elétricos de distribuição e transmissão - TUSD e TUST que é pago por todas as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica (ex: Eletropaulo, Light, etc.) e pelas concessionárias de transmissão de energia elétrica (ex: Furnas e Chesf), para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, principalmente na região norte do Brasil em áreas ainda não interligadas ao Sistema Interligado Nacional, chamadas de "sistemas isolados", e cujo montante anual é fixado pela ANEEL para cada empresa em função do seu mercado e da maior ou menor necessidade do uso das usinas termelétricas.

A energia elétrica gerada por usinas termelétricas é, aproximadamente 12% mais cara do que aquela gerada por usinas hidrelétricas [CRA-MS - 2007] e os habitantes da região norte do Brasil não tem acesso a esta energia mais barata. Assim, a CCC foi criada pelo art. 13, inciso III da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, tendo como objetivo subsidiar a energia elétrica gerada nos "sistemas isolados" para que o consumidor possa ter uma tarifa de energia elétrica semelhante à dos consumidores servidos por geração hidráulica.

Os valores destinados à CCC são incluídos no cálculo da conta dos consumidores situados nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e repassados à Eletrobrás que administra estes recursos.

“Esse incentivo que vigora até 2022, pode beneficiar a geração por fonte renovável no sistema isolado, que substitui termelétricas que utilizem combustível derivado do petróleo”. [FORTES, M.Z. - 2007].

RGR - Reserva Global de Reversão: é um encargo do setor elétrico brasileiro pago mensalmente pelas empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão dos serviços públicos de energia elétrica e destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica: foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético: é um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, cujo valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia elétrica produzida a partir

de fontes eólicas (vento), pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização).

ESS – Encargos de Serviços do Sistema: é um encargo setorial para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil, que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - e é pago pelos agentes de consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo é destinada ao pagamento dos geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

Sua gestão fica a cargo da CCEE, que atualmente substitui o MAE - Mercado Atacadista de Energia.

De acordo com o que dispõe o art.18 do Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998, a ANEEL homologou as Regras de Mercado relativas aos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, através da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000.

Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas: é o encargo pago no Brasil por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do Proinfa.

P & D – Pesquisa e Desenvolvimento: tarifa destinada a atividades conduzidas por unidades especializadas ou centros de pesquisa, que usam técnicas similares ao método científico, com vistas a incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico. A ANEEL estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos de P&D por meio do Manual de Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica.

ONS – Este encargo de transmissão denominado Operador Nacional do Sistema, tem como objetivo ressarcir parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade brasileira responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional) e deve ser pago por todas as empresas de geração, transmissão e distribuição e pelos grandes consumidores (consumidores livres), conectados à rede básica.

2.2.4 Conceitos Básicos sobre Tarifa de Energia Elétrica

Os consumidores de energia elétrica pagam, por meio da conta recebida de sua empresa distribuidora de energia elétrica, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior, estabelecida em quilowatt-hora (kWh) e multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), que corresponde ao valor de 1 quilowatt (kW) consumido em uma hora.

Antes de 1980, os medidores de energia existentes eram os eletromecânicos, que não faziam distinção do consumo e da demanda de energia elétrica nas diferentes horas do dia e nem nos diferentes meses do ano. A partir de 1980, com o surgimento dos medidores eletrônicos de energia, foi sendo introduzida a tarifação horosazonal, que apresenta tarifas diferenciadas para o consumo e a demanda, considerando o período em que elas ocorrem.

O dia passou a ser dividido em período de ponta e período fora de ponta, cujas medições do consumo e da demanda são registradas separadamente.

Horário de ponta: compreende um período de três horas consecutivas, determinado pela concessionária local, estabelecido no intervalo entre 17 e 22 horas e aplicado de segunda a sexta-feira.

2.2.5 Estrutura Tarifária de Fornecimento Atual no Setor Elétrico Brasileiro

Estrutura tarifária é definida como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

2.2.5.1 Tarifas do Grupo A

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento como:

A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;

A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;

A3 para o nível de tensão de 69 kV;

A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;

A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;

AS para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são constituídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

a) Estrutura tarifária convencional

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

O faturamento do consumo é feito sem a divisão do dia em horário de ponta e fora de ponta. Acumula-se o total de KWh consumidos e aplica-se uma tarifa de consumo para chegar-se à parcela de faturamento de consumo de energia.

O faturamento da demanda é obtido pela aplicação de uma tarifa de demanda (demanda faturada) que é o maior valor entre a demanda registrada, a demanda contratada e 85% da máxima demanda dos últimos 11 meses.

Para o cálculo da parcela de ajuste do fator de potência, o dia é dividido em duas partes:

- Horário capacitivo – entre 0 (zero) e 6 (seis) horas
- Horário indutivo – o restante do dia

Se o fator de potência do consumidor estiver fora os limites estipulados pela legislação – $f.p. = 0,92$ – (DNAEE, 1993), haverá tarifação por baixo fator de potência que compreende cálculos de energia reativa e demanda de potência reativa. Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada. Se o fator de potência estiver indutivo no horário capacitivo, ou vice-versa, a parcela também não será cobrada.

Pela Resolução ANEEL nº 456, a tarifação convencional passou a ter ultrapassagem de demanda, com tolerância igual a 10%. Assim, parte da demanda que exceder ao valor da demanda contratada terá uma tarifa de ultrapassagem que atu-

Demanda de potência (R\$/kW):

Um valor para o horário de ponta (P)

Um valor para o horário fora de ponta (FP)

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

A tabela 2.2 indica a tarifação horo-sazonal azul.

Tabela 2.2 - Tarifação horo-sazonal azul

Tarifas de Alta Tensão Estrutura Horo-Sazonal Azul								
Nível de Tensão	Demanda R\$ / KW		Demanda de Ultrapassagem R\$ / KW		Consumo R\$ / MWh			
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta		Fora de Ponta	
					Seca	Úmida	Seca	Úmida
A2 (88 a 138 KV)	18,65	2,95	55,95	8,85	244,29	220,85	151,98	138,38
A3a (30 a 44 KV)	35,03	9,67	105,09	29,01	244,29	220,85	151,98	138,38
A4 (2,3 a 25 KV)	39,58	11,15	118,74	33,45	244,29	220,85	151,98	138,38
AS (subterrâneo)	43,78	16,64	131,34	49,92	254,18	229,85	158,01	143,80

(*) Tarifas sem incidência de ICMS, PIS e COFINS

Fonte: LIGHT SA (valores de abril/08)

- Tarifa horo-sazonal verde: A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

Esta tarifa é opcional às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69kV.

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW): valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

A tabela 2.3 indica a tarifação horo-sazonal verde.

Tabela 2.3 - Tarifação horo-sazonal verde

Tarifas de Alta Tensão Estrutura Horo-Sazonal Verde						
Nível de Tensão	Demanda	Demanda de Ultrapassagem	Consumo R\$ / MWh			
	R\$ / KW		Ponta		Fora de Ponta	
			Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a (30 a 44 KV)	9,67	29,01	797,43	774,00	151,98	138,38
A4 (2,3 a 25 KV)	11,15	33,45	869,20	845,76	151,98	138,38
AS (subterrâneo)	16,64	49,92	914,91	890,45	158,01	143,80

(*) Tarifas sem incidência de ICMS, PIS e COFINS

Fonte: LIGHT SA (valores de abril/08)

As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde.

2.2.5.2 Tarifas do Grupo B

As tarifas do “grupo B” destinam-se às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

B1: Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3: Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4: Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

A tabela 2.4 indica as tarifas para consumidores atendidos em baixa tensão.

Tabela 2.4 - Tarifas de baixa tensão

Tarifas de Baixa Tensão					
- R\$ / KW h -					
Classe de Consumo	Tarifa homologada pela A-NEEL sem incidência de ICMS/PIS/COFINS	Tarifa com PIS/COFINS Isenta de ICMS	Tarifa com PIS / COFINS / ICMS		
			Faixa de consumo até 300 KWh Demais classes (ICMS de 19%)	Faixa de consumo até 300 KWh Demais classes (ICMS de 19%)	Faixa de consumo acima de 300 KWh Todas as classes (ICMS de 30%)
Residencial	0,30180	0,32213	0,39873	-	0,47386
Residencial Baixa Renda					
- até 30 KWh	0,10092	0,10772	0,13333	-	0,15846
- 31 a 80 KWh	0,17428	0,18602	0,23025	-	0,27364
- 81 a 100 KWh	0,17600	0,18785	0,23253	-	0,27634
- 101 a 140 KWh	0,26396	0,28174	0,34874	-	0,41444
- acima de 140 KWh	0,29329	0,31304	0,38749	-	0,46050
Não residencial	0,28535	0,30457	-	0,38205	0,44803
Rural	0,17058	0,18207	-	0,22838	0,26783
Iluminação Pública					
- Rede de distribuição	0,14017	0,14961	-	0,18767	0,22008
- Bulbo da lâmpada	0,15388	0,16464	-	0,20602	0,24161

Classe residencial – consumo mensal até 50 KWh é isento de ICMS

Fonte: LIGHT SA (valores de abril/08)

2.2.5.3 Tarifa Social de Baixa Renda

Com base na legislação em vigor, todos os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, fazem jus ao benefício da subvenção econômica da Sub-classe Residencial Baixa Renda.

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados de acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), conforme ilustra a tabela

modalidade o Estado não tem responsabilidade sobre a prestação de serviços.

A prestação indireta de serviços caracteriza-se pela concessão, permissão e terceirização dos serviços, onde as empresas atuam em setores de responsabilidade do Estado.

Como resultado da quebra do monopólio estatal surgiram as agências reguladoras, cujo objetivo é regular e/ou fiscalizar determinadas atividades do setor econômico de um país, como os setores de energia elétrica, recursos hídricos, telecomunicações, aviação civil, transportes terrestres ou aquaviários, produção e comercialização de petróleo, mercado audiovisual, planos e seguros de saúde suplementar, fármacos e vigilância sanitária, etc.

Suas principais atribuições são:

- Realizar um levantamento de dados para análise e realização de estudos sobre o mercado almejado;
- Elaborar normas disciplinadoras do setor regulado;
- Executar a política setorial determinada pelo Poder Executivo, de acordo com as normas legislativas.
- Minimizar os monopólios naturais, incentivando a concorrência;
- Fiscalizar o cumprimento das normas reguladoras;
- Realizar a gestão de contratos de concessão e termos de autorização e permissão de serviços públicos delegados;
- Fiscalizar a aplicação da política tarifária
- Defender o direito dos consumidores.

2.3.1 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - é uma Agência Reguladora, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede no Distrito Federal, e tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, conforme as Políticas e Diretrizes do Governo Federal, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade, mediando os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores. A ANEEL também concede, permite e autoriza instalações e serviços de energia, garantindo tarifas justas, além de zelar pela qualidade do serviço, exigindo investimentos, estimulando a competição entre os operadores e assegurando a universalização dos serviços.

A ANEEL foi criada em 1996, pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, durante o primeiro mandato do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

A agência é administrada pelo Diretor-Geral e outros quatro Diretores, entre eles, o Diretor-Ouvidor. As funções executivas da ANEEL estão a cargo de vinte superintendentes. A maioria das superintendências se concentra em questões técnicas - regulação, fiscalização, mediação e concessão - e uma parte delas se dedica à relação da ANEEL com seu público interno e a sociedade. Nas questões jurídicas, a Procuradoria Federal representa a Agência.

O apêndice A apresenta as competências da ANEEL, previstas no art. 3º da Lei nº 9.724/96.

2.4 Descrição do Sistema Automatizado de Gestão de Energia – SAGE

Com a utilização dos medidores eletrônicos por volta dos anos 80 foi possível ampliar ou mesmo implantar as tarifas horo-sazonais aos consumidores enquadra-

dos no grupo A, possibilitando a distinção do consumo e da demanda nos diferentes horários do dia e períodos do ano, permitindo a aplicação de tarifas diferenciadas.

Nos períodos em que a produção de energia é mais crítica, as tarifas são mais elevadas com o objetivo de incentivar a racionalização do seu emprego pelos consumidores. Existe penalização também para os consumidores que apresentam um fator de potência abaixo de um valor determinado, visando a diminuição de correntes reativas pelas linhas de transmissão e distribuição.

Os sistemas de monitoração de energia elétrica fazem o controle da energia consumida, da demanda, do fator de potência e também são capazes de detectar possíveis fontes de problemas, auxiliando desta forma na melhoria da qualidade de energia elétrica.

O sistema de aquisição e processamento de dados é responsável pela coleta de dados sobre as correntes e tensões do sistema elétrico, para realizar o cálculo de valores das energias ativa, reativa e aparente, demanda e fator de potência.

As características operacionais de um medidor de energia (ADÃO, Osmir - 2003) são:

- Capacidade de detectar correntes harmônicas de ordens elevadas, por meio da realização de um grande número de amostras das tensões e correntes por ciclo.
- Capacidade de detectar e gravar transientes oscilatórios causados por manobras de cargas.
- Capacidade de detectar afundamentos “sags” e elevações “swells” da tensão com duração menor que $\frac{1}{2}$ ciclo.
- Capacidade de detectar e gravar transientes nas tensões com duração de microssegundos.
- Capacidade de detectar e gravar forma de onda com duração de 1 minuto.

- Capacidade de detectar e gravar correntes e tensões de eventos como partida de motores e outras cargas.
- Registrar os horários dos eventos ocorridos com precisão de milissegundos, possibilitando a comparação visual de impulsos digitais.
- Acionamento de alarmes sinalizando situações de emergência, obedecendo a níveis de prioridade (atenção/urgente) e realizando notificação rápida por meio de e-mails, pagers, etc.
- Realizar medições com elevada precisão (0,05%).
- Determinação do valor da demanda, tomando como base o histórico mais recente.

Em trabalho de mestrado efetuado na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, com o título de “Sistemas de Automação Destinados à Gestão de Energia Elétrica de Consumidores Classe A” (ADÃO. Osmir - 2003), foi desenvolvido um trabalho de pesquisa, cuja proposta apresenta um sistema automatizado de controle e gestão de energia elétrica denominado SAGE – Sistema Automatizado de Gestão de Energia – cuja principal característica é ser implantado de forma modular, empregando e integrando equipamentos de vários fabricantes.

O Sistema Automatizado de Gestão de Energia – SAGE – é composto por uma parte implementada em hardware e outra implementada em software, denominada Algoritmo do Sistema Automatizado de Gestão de Energia – ASAGE.

2.4.1 Arquitetura de Hardware do SAGE

O SAGE não é um sistema proprietário e, portanto, pode ser implementado em equipamentos de diversos fabricantes.

A figura 4 apresenta a arquitetura de hardware básica de um SAGE:

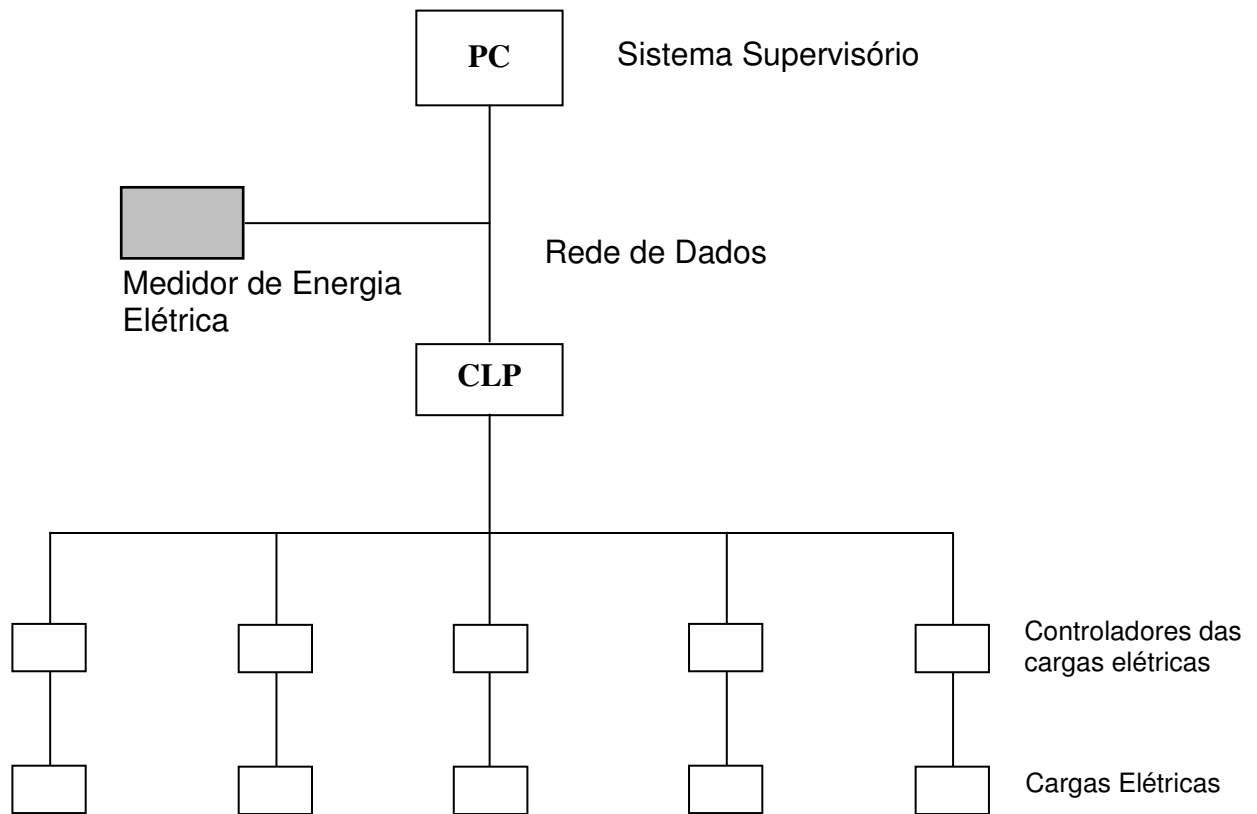


Figura 4 - Arquitetura básica do sistema de gerenciamento SAGE - (Fonte: ADÃO, Osmir - 2003).

A rede de comunicação de dados é responsável por enviar os dados de saída do medidor localizado na entrada da energia elétrica do consumidor, à unidade de controle (PC) que encaminha o resultado ao CLP após o processamento. O CLP utiliza a mesma rede para enviar as informações ao sistema supervisório.

2.4.2 Arquitetura de Software do SAGE

O SAGE possui sua arquitetura de software baseada no Algoritmo do Sistema Automatizado de Gestão de Energia – ASAGE – que executa três sub-módulos para o controle de energia elétrica. Os três sub-módulos são:

- Controle de Consumo na Ponta (CCP)
- Controle de Demanda Elétrica (CDE)
- Controle de Fator de Potência (CFP)

A Figura 5 apresenta o fluxograma do algoritmo de controle do SAGE.

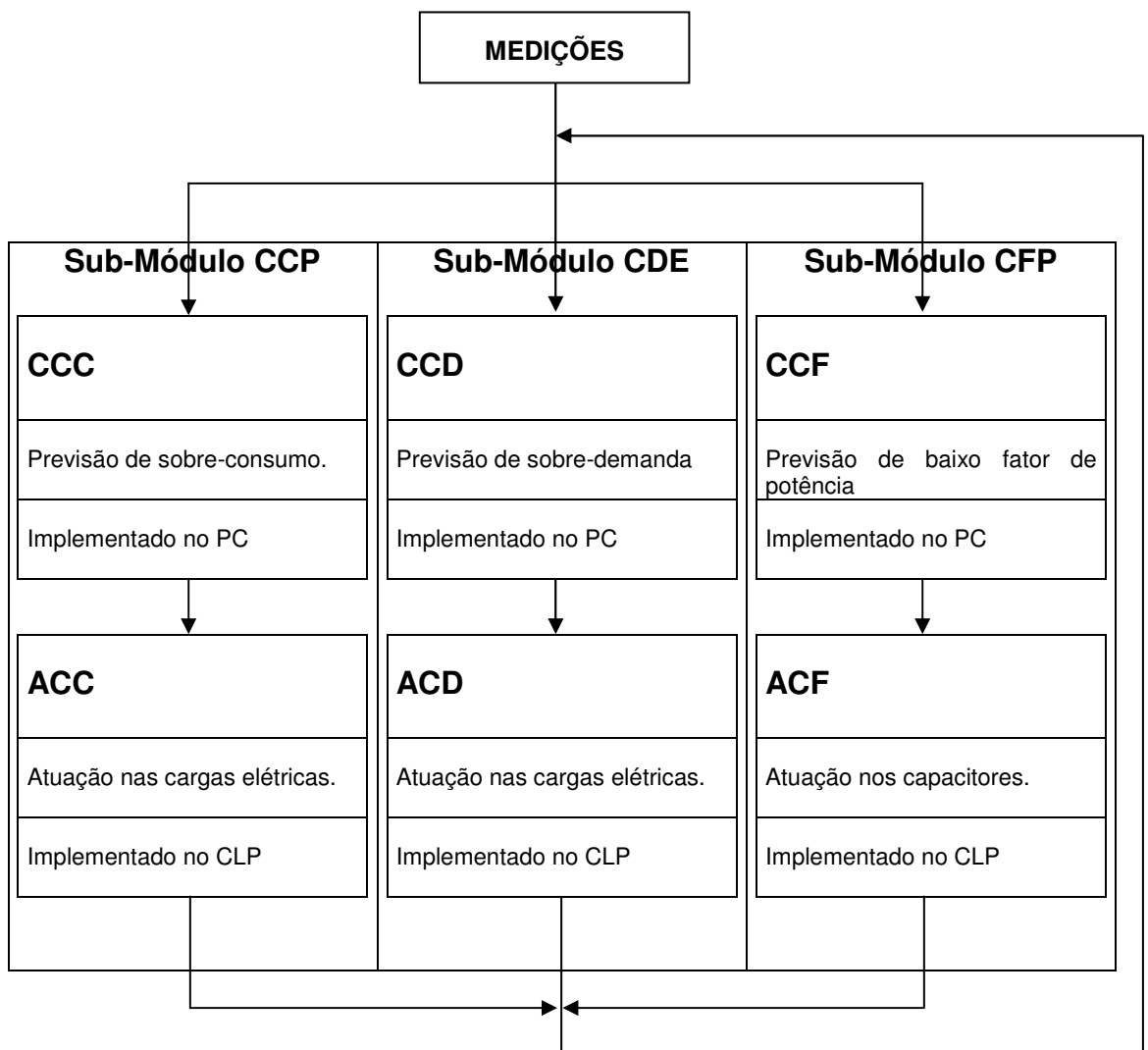


Figura 5- Fluxograma do algoritmo de controle do ASAGE - (Fonte: ADÃO, Osmir - 2003).

Conforme pode-se observar no fluxograma do SAGE, cada sub-módulo possui uma função específica. O sub-módulo CCP executa a função de controlar o consumo de energia no período de ponta. O sub-módulo CDE executa o controle da

demanda. O sub-módulo CFP executa o controle do fator de potência.

2.4.3 Ampliação da Abrangência de Atuação do SAGE por Meio da Proposta de Desenvolvimento do SAIGE - Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia.

Conforme apresentado em (ADÃO, Osmir - 2003), o SAGE deve, quando operando em uma planta industrial automatizada, executar os três sub-módulos CCP, CDE e CFP concomitantemente. Entretanto, na pesquisa realizada por (ADÃO, Osmir - 2003), os efeitos da atuação de cada sub-módulo do SAGE foram estudados por simulação, supondo a operação de cada sub-módulo atuando de forma isolada como que se não houvessem os demais sub-módulos. Ou seja, nos testes realizados com o SAGE não foi estudada a interferência de cada sub-módulo na operação dos demais sub-módulos.

Este trabalho de pesquisa apresenta a proposta de um sistema baseado no SAGE, porém que integre a operação dos sub-módulos CCP, CDE e CFP. Este sistema é denominado Sistema Automatizado Integrado de Gestão de Energia – SAIGE.

Este trabalho de pesquisa também apresenta o desenvolvimento, testes e resultados de uma metodologia de simulação com o objetivo de analisar os resultados das atuações simultâneas de seus módulos de controle.

3 PROPOSTA DO SISTEMA AUTOMATIZADO INTEGRADO DE GESTÃO DE ENERGIA – SAIGE

O SAIGE, assim como o SAGE, é composto por uma parte implementada em hardware e outra implementada em software.

As seções 3.1 e 3.2 apresentam, respectivamente, as arquiteturas de hardware e software do SAIGE

3.1 Arquitetura de Hardware do SAIGE

A arquitetura de hardware do SAIGE é a mesma apresentada pelo SAGE [A-DÃO, Osmir - 2003]. A implementação de ambos os sistemas pode ser feita com equipamentos de diversos fabricantes.

Na planta do projeto básico de hardware deve constar:

- Medidor de energia instalado no ponto de recebimento da energia elétrica;
- Micro – computador PC;
- Controlador Lógico Programável;
- Rede de comunicação de dados para ambiente industrial;
- Dispositivos de atuação conectáveis a rede;

Observe-se que o SAIGE emprega praticamente todo o hardware de automação instalado na planta. O software do SAIGE pode ser implementado no mesmo PC que o sistema supervisor opera e também nos mesmos CLP's instalados.

Assim sendo, é necessário observar que nesta configuração o SAIGE deve ser implementado pela mesma empresa que realizou a automação da planta industrial ou com a autorização da mesma.

3.2 Arquitetura de Software e Ciclo de Operação do SAIGE

O termo arquitetura de software, segundo (Varoto - 2002), é usado para definir o processo e o produto arquitetural, sendo o processo de arquitetura definido como um conjunto de atividades necessárias para realizar o projeto e o produto arquitetural como o resultado final dessas atividades.

A Arquitetura de software apresentada pelo SAIGE é baseada na mesma arquitetura de software do SAGE, porém com o objetivo de otimizar os resultados obtidos pelo SAGE.

O algoritmo de controle que opera os sub-módulos CCP, CDE e CFP é ilustrado na figura 8.

Conforme ilustrado na figura 8, as medições realizadas pelo medidor de energia são armazenadas em tempo real no banco de dados. Os parâmetros armazenados são: tensões e correntes, demanda de potência na ponta e fora de ponta, as energias ativa, reativa indutiva e reativa capacitiva e o horário e o dia de consumo, para tarifações diferenciadas. O banco de dados deve ser dimensionado para permitir o armazenamento semestral dos dados.

Os sub-módulos CDE e CFP são executados continuamente e subseqüentemente a cada ciclo de operação do SAIGE. Entretanto o sub-módulo CCP somente é executado quando a planta industrial está operando dentro do horário de ponta.

Observe-se que caso o sub-módulo CCP determine o desligamento temporário de algumas cargas, o sub-módulo CDE não tem a autonomia de alterar este comando. Da mesma forma que caso o sub-módulo CDE determine o desligamento de alguma carga específica, no próximo ciclo de operação do SAIGE o sub-módulo CCP não terá autonomia para alterar este comando.

Ao final de cada ciclo de operação do SAIGE, o banco de dados é atualizado com as ações executadas pelo SAIGE e o ciclo recomeça.

A figura 9 ilustra mais detalhadamente o ciclo de operação do SAIGE.

Observe-se que em comparação com a proposta do SAGE ilustrada na figura 5, o SAIGE deve operar seqüencialmente cada um dos seus sub-módulos e que existe uma diferença na atuação por meio do CLP nas cargas.

No SAGE cada sub-módulo é composto por mais dois sub-módulos que são implementados no PC e no CLP e os sub-módulos operam de forma independente.

Observe-se que os sub-módulos CCC (Cálculo de Controle de Consumo), CCD (Cálculo de Controle da Demanda) e CCF (Cálculo de Controle do Fator de Potência) são implementados no PC enquanto que os sub-módulos ACC (Atuação do Controle de Consumo), ACD (Atuação do Controle da Demanda) e ACF (Atuação do Controle do Fator de Potência) são implementados nos CLP's.

No SAIGE estes sub-módulos são denominados ACC-SAIGE e ACD-SAIGE. Ambos operam no CLP de forma intertravada. Ou seja, caso o ACC-SAIGE determine o desligamento de alguma carga o sub-módulo ACD-SAIGE não terá a autonomia para religá-la.

Da mesma forma ocorrerá com o ACC-SAIGE caso o ACD-SAIGE tenha desligado uma carga no ciclo anterior.

Assim sendo, os sub-módulos ACC-SAIGE e ACD-SAIGE operam interconectados e com comandos restritivos de ligamento de cargas independentes, de forma que as cargas somente podem ser acionadas quando nenhum dos sub-módulos impliquem na sua restrição operacional.

4 ANÁLISE DE DESEMPENHO DO SAIGE NA OPERAÇÃO DE UMA PLANTA INDUSTRIAL AUTOMATIZADA.

Este capítulo apresenta o modelo de testes empregados para a simulação e validação do SAIGE como um sistema automático de gestão de energia elétrica.

Este capítulo também apresenta os resultados obtidos nos testes de validação do SAIGE.

4.1 Sistemática Empregada para a Análise Comparativa de Desempenho do SAIGE

Para que se pudesse realizar uma análise comparativa de desempenho entre o SAGE e o SAIGE, os dados da planta industrial empregados na validação do SAIGE foram replicados nos testes de validação do SAIGE.

Assim sendo, as principais características da planta industrial empregadas como base para os estudos por meio de simulações do SAGE são descritas na seção 4.1.1.

O valor de contrato da demanda da planta elétrica em estudo para o período de ponta é de 1.150 KW e para o período fora de ponta é de 1.390 KW.

4.1.4 Dados do Fator de Potência

De acordo com a Resolução ANEEL 456 de 30/11/2000, o fator de potência é um índice que mostra o grau de eficiência que um determinado sistema elétrico está sendo utilizado.

O consumidor paga por uma energia reativa excedente quando o sistema opera com um fator de potência abaixo do limite estabelecido pela legislação atual, fixado em 0,92, podendo ser cobrada uma fatura de demanda reativa excedente.

Para fins de tarifação o fator de potência é calculado de hora em hora. Neste estudo, foi adotado pela concessionária como horário capacitivo, o período de 00h e 30 min as 6h e 30 min e como horário indutivo o período entre 6h e 30min a 00h e 30 min.

Durante o ano em que foi realizado este estudo não houve cobrança de energia reativa excedente ou demanda reativa excedente.

Este trabalho, no entanto, realizará simulações supondo a operação da planta industrial com um fator de potência variando entre 0,85 e 0,95.

A proposta do SAIGE é comparar a atuação simultânea dos seus módulos de controle com a atuação isolada dos módulos de controle do SAGE, para análise dos resultados finais.

4.3 Desenvolvimento dos Módulos de Controle

Os testes de simulação realizados com o SAIGE nesta primeira etapa de testes empregaram não só os mesmos dados como também os mesmos períodos de medição utilizados pelo SAGE.

O programa de simulação foi desenvolvido em ambiente MATLAB para a comprovação da funcionalidade dos algoritmos e posteriormente implementado em Linguagem C++ e o banco de dados foi implementado no Microsoft Office Access 2007.

4.3.1 Simulação do Controle de Consumo na Ponta pelo SAIGE (CCP-SAIGE)

Nesta etapa deste trabalho de pesquisa, a metodologia empregada para a realização das simulações no SAIGE é a mesma empregada no SAGE, ou seja, cada módulo foi testado isoladamente.

O algoritmo que realiza a simulação do controle de consumo no período de ponta é sub-dividido nas etapas de **Simulação do Consumo nos Intervalos de Tempo Base**, **Previsão do Consumo no Período de Ponta** e **Simulação do Consumo**.

Tabela 4.8 – Potência das cargas elétricas selecionadas para o controle do consumo.

CARGAS DE CONTROLE				
Descrição	Potência Individual (kW)	Descrição	Potências Acumuladas (kW)	
C1	20,52	CDc1	20,52	(C1)
C2	17,50	CDc2	38,02	(C2 + C1)
C3	15,00	CDc3	53,02	(C3 + C2)
C4	15,00	CDc4	68,02	(C4 + C3)
C5	26,00	CDc5	94,02	(C5 + C4)
C6	21,00	CDc6	115,02	(C6 + C5)
C7	40,30	CDc7	155,32	(C7 + C6)

A quantidade de cargas sobre controle (NCc) é igual a 7.

Os valores de referência adotados foram:

- Consumo limite (Elim) = 2000 KWh
- Consumo de liberação (Elib) = 1980 KWh

a) Simulação do Consumo nos Intervalos de Tempo tb.

O tempo total de medição no horário de ponta ($t_{mc} = 3$ horas) é dividido em sub-períodos (t_{bc}) de 2 minutos, logo, o tempo de medição do ciclo atual, denominado tempo presente (t_{pc}) será o tempo de medição anterior acrescido do tempo base (t_{bc}):

$$t_{pc_{atual}} = t_{pc_{anterior}} + t_{bc}$$

Para simular as variações nas condições de funcionamento das cargas elétricas da planta em estudo, em cada ciclo t_{bc} , são obtidos valores incrementais aleatórios da variação de consumo (VCc).

Visando evitar o surgimento de variações bruscas no consumo simulado, é imposta a limitação dos valores de VCc dentro do intervalo de variação:

$$- VARc / 2 \leq VCc \leq VARc / 2$$

Ou seja, os valores de VCc podem ser positivos ou negativos, não ultrapassando a metade do valor da variação do consumo ($VARc$).

No entanto, para a validação dos testes com o SAIGE foram utilizados os mesmos valores de VCc gerados pelo SAGE, com o objetivo de alcançar os mesmos resultados na atuação isolada do CCP-SAIGE.

O primeiro valor do consumo randômico ($Erandc_{(atual)}$) é gerado adicionando-se ao primeiro valor da variação do consumo obtido ($VCc_{(atual)}$) o valor do consumo médio do período ($Etbmedc$), logo:

$$Erandc_{(atual)} = Etbmedc + VCc_{(atual)}$$

Os valores seguintes do consumo randômico ($Erandc_{(i+1)}$) são obtidos somando-se os próximos valores da variação de consumo ($VCc_{(i+1)}$) gerados aleatoriamente, ao valor do consumo médio do período ($Etbmedc$), logo:

$$Erandc_{(i+1)} = Etbmedc + VCc_{(i+1)}$$

Após a geração do consumo randômico, deve ser definido para o intervalo tbc um valor limite de consumo ($LIMc$) que deve assumir os valores de $Etbminc$ ou $Etbmaxc$, de acordo com as seguintes condições impostas:

Se $Erandc > Etbmedc$ Faça $LIMc = Etbmaxc$

Senão Faça $LIMc = Etbminc$

Com a fixação de um limite a cada intervalo de tempo tbc , determina-se o valor do consumo simulado ($Esimc$) através da comparação do módulo da diferença entre $Erandc$ e $Etbmedc$ com o módulo da diferença entre $LIMc$ e $Etbmedc$:

Se $|Erandc - Etbmedc| < |LIMc - Etbmedc|$ Faça $Esimc = Erandc$

Senão Faça $Esimc = LIMc$

Em uma situação real, o consumo simulado ($Esimc$) seria fornecido pelo medidor de energia.

b) Previsão do Consumo no Período de Ponta

O consumo referente às cargas desligadas pelo controle ($ECDc_{(atual)}$), é dado pela potência das cargas desligadas no ciclo de varredura anterior ($CDc_{(anterior)}$), multiplicada pelo tempo tbc .

$$ECDc_{(atual)} = CDc_{(anterior)} \times tbc / 60$$

Nesta simulação, o consumo para o período tbc em curso ($Etbc$) é fornecido pelo consumo simulado ($Esimc$) subtraído do valor referente às cargas desligadas pelo controle ($ECDc$).

$$Etbc = Esimc - ECDc$$

Com o valor do consumo no tempo base ($Etbc$) é calculado o consumo acumulado ($Eacc$), que na primeira simulação é considerado igual a zero, e o consumo estimado ($Eestc$).

$$Eacc = Eacc_{(anterior)} + Etbc$$

$$Eestc = (60 * Eacc / tpc) * (tmc - tpc / 60)$$

Em seqüência é feita a previsão do consumo para todo o período de ponta ($Eprevc$), levando em consideração o consumo acumulado ($Eacc$) e o consumo estimado ($Eestc$), até o fim do período de ponta.

$$Eprevc = Eacc + Eestc$$

c) Simulação do Controle do Consumo

Após a determinação do consumo previsto para todo o período de ponta, este é comparado com o valor do consumo limite e com o valor do consumo de liberação, resultando nas condições de sobre consumo (SC) ou de liberação de consumo (LC).

Condição de sobre – consumo:

Se $E_{prevc} > E_{lim}$

$$SC = 1$$

Senão

$$SC = 0$$

Condição de liberação de consumo:

Se $E_{prevc} < E_{lib}$

$$LC = 1$$

Senão

$$LC = 0$$

Em seguida é realizado um balanço (BALc) entre as situações de sobreconsumo ($SC = 1$) e de liberação de consumo ($LC = 1$), sendo considerado o estado anterior de desligamento das cargas, representado pelo $STATc$, cujo valor na primeira simulação é considerado igual a zero.

Se $STATc_{(anterior)} + SC_{(atual)} - LC_{(atual)} > 0$

$$BALc = STATc_{(anterior)} + SC_{(atual)} - LC_{(atual)}$$

Senão

$$BALc = 0$$

O status da atuação do controle de cargas ($STATc$) que sinaliza o desligamento das cargas 1, 2, 3..., NCc (que neste estudo tem valor igual a 7), assume o valor de $BALc$ até o valor correspondente ao NCc .

Se $BALc > NCc$

$$STATc = NCc$$

Senão

$$STATc = BALc$$

Para indicar a potência referente às cargas desligadas, foi criada a variável CDc , que pode ser igual a $CDc1$, $CDc2$, $CDc3...$ ou $CDc7$ (potências acumuladas, conforme a tabela 4.7) de acordo com o valor assumido por $STATc$.

Se $STATc = 1$

$$CDc = CDc1$$

Se $STATc = 2$

$$CDc = CDc2$$

Se $STATc = 3$

$$CDc = CDc3$$

Se $STATc = 4$

$$CDc = CDc4$$

Se $STATc = 5$

$$CDc = CDc5$$

Se $STATc = 6$

$$CDc = CDc6$$

Se $STATc = 7$

$$CDc = CDc7$$

Ao final desta simulação com a atuação isolada do módulo CCP, o SAIGE atingiu os seguintes resultados:

Tabela 4.9 – Resultados da Simulação do CCP-SAIGE.

Resultados da Simulação do CCP-SAIGE	
Energia total consumida no período de ponta sem a atuação do controle	2.101,4 kWh
Energia total consumida no período de ponta com a atuação do controle	1.984,8 kWh
Energia total economizada no período de ponta pela atuação do controle	116,6 kWh

Observe-se que os resultados obtidos pelo SAIGE atuando de forma semelhante ao SAGE foi da ordem de 99,7% de semelhança.

4.3.2 Simulação do Controle de Demanda pelo SAIGE (CDE-SAIGE)

O mesmo macro-procedimento de testes do SAIGE empregado no controle de consumo na ponta foi empregado para o controle da demanda.

O algoritmo que realiza a simulação do controle da demanda é sub-dividido nas etapas de **Simulação do Consumo nos Intervalos de Tempo Base, Previsão do Consumo e da Demanda no Período de Medição e Simulação do Controle da Demanda**.

O tempo de medição (tmd) é igual a 15 minutos e o tempo do período base (tbd) está estipulado em 10 segundos, ou seja, o tempo de medição (tmd) é dividido em sub-períodos (tbd), onde é realizada a simulação para cada um desses sub-períodos, obtendo-se o Consumo no Período Base (E_{tbd}).

Os valores para o controle da demanda extraídos da tabela 4.5 e as variáveis estipuladas para o período de ponta estão apresentadas na tabela 4.10.

- Demanda Limite para o Período Fora de Ponta (Dlimforaponta) é a máxima demanda permitida para o período fora de ponta, sendo adotado para esta simulação o valor de **1.250 kW**.
- Demanda de Liberação para o Período Fora de Ponta (Dlibforaponta) é o valor da demanda que determina a liberação das cargas, sendo adotado para esta simulação o valor de **1.240 kW**.

Os valores de referência adotados para o período de ponta foram:

- Demanda Limite para o Período de Ponta (Dlimponta) é a máxima demanda permitida para o período de ponta, sendo adotado para esta simulação o valor de **900 kW**.
- Demanda de Liberação para o Período de Ponta (Dlibponta) é o valor da demanda que determina a liberação das cargas, sendo adotado para esta simulação o valor de **890 kW**.

a) Simulação do Consumo nos Intervalos de Tempo tbd

O tempo de medição para a demanda ($t_{md} = 15$ minutos) é dividido em subperíodos (t_{bd}) de 10 segundos, logo, o tempo de medição do ciclo atual, denominado tempo presente (t_{pd}) será o tempo de medição anterior acrescido do tempo base (t_{bd}):

$$t_{pd(\text{atual})} = t_{pd(\text{anterior})} + t_{bd}$$

Em cada ciclo t_{bd} , são obtidos valores incrementais aleatórios da variação de consumo (VCd), para simular as variações nas condições de funcionamento das cargas elétricas da planta em estudo.

Visando evitar o surgimento de variações bruscas no consumo simulado, é imposta a limitação dos valores de VCd dentro do intervalo de variação:

$$- VARd / 2 \leq VCd \leq VARd / 2$$

Ou seja, os valores de VCd podem ser positivos ou negativos, não ultrapassando a metade do valor da variação do consumo (VARd).

No entanto, para a validação dos testes com o SAIGE foram utilizados os mesmos valores de VCd gerados pelo SAGE, com o objetivo de alcançar os mesmos resultados na atuação isolada do CDE-SAIGE.

O primeiro valor do consumo randômico (Erاندd) é gerado adicionando-se ao primeiro valor da variação do consumo obtido (VCd) o valor do consumo médio do período (Etbmedd), logo:

$$\text{Erاندd}_{(\text{atual})} = \text{Etbmedd} + \text{VCd}_{(\text{atual})}$$

Os valores seguintes do consumo randômico (Erاندd_(i+1)) são obtidos somando-se os próximos valores da variação de consumo (VCd_(i+1)) gerados aleatoriamente, ao valor do consumo médio do período (Etbmedd), logo:

$$\text{Erاندd}_{(i+1)} = \text{Etbmedd} + \text{VCd}_{(i+1)}$$

Após a geração do consumo randômico, deve ser definido para o intervalo tbd um valor limite de consumo (LIMd) que deve assumir os valores de Etbmind ou Etbmaxd, de acordo com as seguintes condições impostas:

Se Erاندd > Etbmedd Faça LIMd = Etbmaxd

Senão Faça LIMd = Etbmind

Com a fixação de um limite a cada intervalo de tempo tbd, determina-se o valor do consumo simulado (Esimd) através da comparação do módulo da diferença entre Erاندd e Etbmedd com o módulo da diferença entre LIMd e Etbmedd:

Se $|\text{Erاندd} - \text{Etbmedd}| < |\text{LIMd} - \text{Etbmedd}|$ Faça Esimd = Erاندd

Senão Faça Esimd = LIMd

b) Previsão do Consumo e da Demanda no Período de Medição

O consumo referente às cargas desligadas pelo controle ($ECDd_{(atual)}$), é dado pela potência das cargas desligadas no ciclo de varredura anterior ($CDd_{(anterior)}$), multiplicada pelo tempo tbd .

$$ECDd_{(atual)} = CDd_{(anterior)} \times tbd / 60$$

Nesta simulação, o consumo para o período tbd em curso ($Etbd$) é fornecido pelo consumo simulado ($Esimd$) subtraído do valor referente às cargas desligadas pelo controle ($ECDd$).

$$Etbd = Esimd - ECDd$$

Com o valor do consumo no tempo base ($Etbd$) é calculado o consumo acumulado ($Eacd$), que na primeira simulação é considerado igual a zero, e o consumo estimado ($Eestd$).

$$Eacd = Eacd_{(anterior)} + Etbd$$

$$Eestd = (60 * Eacd / tpd) * (tmd - tpd / 60)$$

Em seqüência é feita a previsão do consumo ($Eprevd$), levando em consideração o consumo acumulado ($Eacd$) e o consumo estimado ($Eestd$), e também a previsão da demanda ($Dprev$) para o período de medição.

$$Eprevd = Eacd + Eestd$$

$$Dprev = (60 \times Eprevd) / tmd$$

c) Simulação do Controle da Demanda

Após a determinação da demanda prevista, o controle atuará sobre as cargas elétricas, de acordo com o valor da demanda limite e o valor da demanda de liberação, resultando nas condições de sobre demanda (SD) ou de liberação de demanda (LD).

Condição de sobre – demanda:

Se $D_{prev} > D_{lim}$

$$SD = 1$$

Senão

$$SD = 0$$

Condição de liberação de demanda:

Se $D_{prev} < D_{lib}$

$$LD = 1$$

Senão

$$LD = 0$$

Em seguida é realizado um balanço (BALd) entre as situações de sobre-demanda ($SD = 1$) e de liberação de demanda ($LD = 1$), sendo considerado o estado anterior de desligamento das cargas, representado pelo STATd, cujo valor na primeira simulação é considerado igual a zero.

Se $STATd_{(anterior)} + SD_{(atual)} - LD_{(atual)} > 0$

$$BALd = STATd_{(anterior)} + SC_{(atual)} - LC_{(atual)}$$

Senão

$$BALd = 0$$

O status da atuação do controle de cargas (STATd) que sinaliza o desligamento das cargas 1, 2, 3..., NCd (igual a 7), assume o valor de BALd até o valor correspondente ao NCd.

Se $BALd > NCd$

$$STATd = NCd$$

Senão

$$STATd = BALd$$

Para indicar a potência referente às cargas desligadas, foi criada a variável CDd, que pode ser igual a CDd1, CDd2, CDd3... ou CDd7 (potências acumuladas, conforme a tabela 4.8) de acordo com o valor assumido por STATd.

Se $STATd = 1$

$$CDd = CDd1$$

Se $STATd = 2$

$$CDd = CDd2$$

Se $STATd = 3$

$$CDd = CDd3$$

Se $STATd = 4$

$$CDd = CDd4$$

Se $STATc = 5$

$$CDc = CDc5$$

Se $STATd = 6$

$$CDd = CDd6$$

Se $STATd = 7$

$$CDd = CDd7$$

Ao final desta simulação no horário de ponta, com a atuação isolada do módulo CDE, o SAIGE atingiu os resultados exibidos na tabela 4.14:

Tabela 4.14 – Resultados da Simulação do CDE-SAIGE no horário de ponta

Resultados da Simulação do CDE-SAIGE	
HORÁRIO DE PONTA	
Energia Consumida	kWh
Energia total consumida no período de medição sem a atuação do controle da demanda	232,90
Energia total consumida no período de medição com a atuação do controle da demanda	224,85
Energia total economizada no período de medição pela atuação do controle de demanda	8,05
Demanda Registrada	kW
Demanda registrada no período de medição sem a atuação do controle da demanda	931,76
Demanda registrada no período de medição com a atuação do controle da demanda	898,05
Demanda não efetivada no período de medição em decorrência da atuação do controle da demanda	33,71

Ao final desta simulação no horário fora de ponta, com a atuação isolada do módulo CDE, o SAIGE atingiu os resultados exibidos na tabela 4.15:

Tabela 4.15 – Resultados da Simulação do CDE-SAIGE no horário fora de ponta

Resultados da Simulação do CDE-SAIGE	
HORÁRIO FORA DE PONTA	
Energia Consumida	kWh
Energia total consumida no período de medição sem a atuação do controle da demanda	324,33
Energia total consumida no período de medição com a atuação do controle da demanda	311,87
Energia total economizada no período de medição pela atuação do controle de demanda	12,46
Demanda Registrada	kW
Demanda registrada no período de medição sem a atuação do controle da demanda	1297,40
Demanda registrada no período de medição com a atuação do controle da demanda	1247,60
Demanda não efetivada no período de medição em decorrência da atuação do controle da demanda	49,70

Observe-se que também no controle da demanda os resultados obtidos com o SAIGE foram da ordem de 99,4% semelhantes ao SAGE.

$$EA_b = \frac{E}{FP_b} = \frac{1070}{0,92} = 1163 \text{ kVAh}$$

$$EL_b = \sqrt{EA_b^2 - E^2} = \sqrt{1163^2 - 1070^2} = 456 \text{ kVArh}$$

A energia capacitiva (EC) existente quando se passa da situação “a” para a situação “b” é:

$$EC = EL_a - EL_b = 663 - 456 = 207 \text{ kVArh}$$

A tabela 4.20 mostra os capacitores utilizados no controle do fator de potência.

Tabela 4.20 – Carga capacitiva para o controle do fator de potência.

CAPACITORES		POTÊNCIA REATIVA ACUMULADA	
CAP1	35 kVAr	QC1	35 kVAr (CAP1)
CAP2	35 kVAr	QC2	70 kVAr (CAP2 + QC1)
CAP3	35 kVAr	QC3	105 kVAr (CAP3 + QC2)
CAP4	35 kVAr	QC4	140 kVAr (CAP4 + QC3)
CAP5	35 kVAr	QC5	175 kVAr (CAP5 + QC4)
CAP6	35 kVAr	QC6	210 kVAr (CAP6 + QC5)

A quantidade de capacitores de ajuste (N_{Cap}) é igual a 6.

Os valores de referência adotados foram:

- Fator de potência limite (F_{Plim}) = 0,925
- Fator de potência de liberação (F_{Plib}) = 0,930

a) Simulação do Fator de Potência nos Intervalos de Tempo *tbf*

O tempo de medição para o controle do fator de potência (*t_{mf}* = 1 hora) é dividido em sub-períodos (*tbf*) de 1 minuto, logo, o tempo de medição do ciclo atual, denominado tempo presente (*tpf*) será o tempo de medição anterior acrescido do tempo base (*tbf*) :

$$tpf_{(atual)} = tpf_{(anterior)} + tbf$$

Em cada ciclo tbf , são obtidos valores incrementais aleatórios da variação de consumo (VCf), para simular as variações nas condições de funcionamento das cargas elétricas da planta em estudo.

Visando evitar o surgimento de variações bruscas no consumo simulado, é imposta a limitação dos valores de VCf dentro do intervalo de variação:

$$- VARf / 2 \leq VCf \leq VARf / 2$$

Ou seja, os valores de VCf podem ser positivos ou negativos, não ultrapassando a metade do valor da variação do consumo ($VARf$).

No entanto, para a validação dos testes com o SAIGE foram utilizados os mesmos valores de VCf gerados pelo SAGE, com o objetivo de alcançar os mesmos resultados na atuação isolada do CFP-SAIGE.

O primeiro valor do consumo randômico ($Erandf$) é gerado adicionando-se ao primeiro valor da variação do consumo obtido (VCf) o valor do consumo médio do período ($Etbmedf$), logo:

$$Erandf_{(atual)} = Etbmedf + VCf_{(atual)}$$

Os valores seguintes do consumo randômico ($Erandf_{(i+1)}$) são obtidos somando-se os próximos valores da variação de consumo ($VCf_{(i+1)}$) gerados aleatoriamente, ao valor do consumo médio do período ($Etbmedf$), logo:

$$Erandf_{(i+1)} = Etbmedf + VCf_{(i+1)}$$

Após a geração do consumo randômico, deve ser definido para o intervalo tbf um valor limite de consumo ($LIMf$) que deve assumir os valores de $Etbminf$ ou $Etbmaxf$, de acordo com as seguintes condições impostas:

Se $Erandf > Etbmedf$ Faça $LIMf = Etbmaxf$

Senão Faça $LIMf = Etbminf$

Com a fixação de um limite a cada intervalo de tempo t_{bf} , determina-se o valor do consumo simulado (E_{simf}) através da comparação do módulo da diferença entre E_{randf} e E_{tbmedf} com o módulo da diferença entre $LIMf$ e E_{tbmedf} :

Se $|E_{randf} - E_{tbmedf}| < |LIMf - E_{tbmedf}|$ Faça $E_{simf} = E_{randf}$

Senão Faça $E_{simf} = LIMf$

A partir do consumo simulado (E_{simf}) é determinado o valor da energia aparente simulada (E_{Asim}), obtida com a fórmula:

$$E_{Asim} = E_{simf} \times (1,052 + ALEATÓRIO \times 0,124)$$

Onde ALEATÓRIO é um número randômico que varia entre 0 e 1.

Com os valores do consumo simulado (E_{simf}) e da energia aparente (E_{Asim}), é determinado o valor da energia reativa indutiva (E_{Lsim}):

$$E_{Lsim} = \sqrt{E_{Asim}^2 - E_{simf}^2}$$

A correção do fator de potência é realizada com a introdução de uma energia capacitiva a cada ciclo t_{bf} (E_{Ctbf}), que resulta em uma energia indutiva efetiva (E_{Ltbf}). Na primeira simulação considera-se a potência referente aos capacitores ligados (QC) igual a zero.

$$E_{Ctbf} = (QC \times t_{bf}) / 60$$

$$E_{Ltbf} = E_{Lsim} - E_{Ctbf}$$

A seguir é calculada a energia aparente do período t_{bf} (E_{Atbf}):

$$E_{Atbf} = \sqrt{E_{simf}^2 + E_{Ltbf}^2}$$

O fator de potência simulado (FP_{sim}) no tempo base é obtido com a relação entre o consumo simulado (E_{simf}) e a energia aparente simulada (E_{Asim}):

$$FP_{sim} = E_{simf} / E_{Asim}$$

b) Previsão do Fator de Potência no Período de Medição

Com o valor do consumo simulado (E_{simf}), são calculados o consumo acumulado (E_{acf}) e o consumo estimado (E_{estf}).

$$E_{acf} = E_{acf(\text{anterior})} + E_{simf}$$

$$E_{estf} = (60 \times E_{acf} / t_{pf}) \times (t_{mf} - (t_{pf} / 60))$$

O consumo previsto (E_{prevf}) é resultado da soma da energia acumulada (E_{acf}) até o tempo presente com a energia estimada até o fim do período (E_{estf}):

$$E_{prevf} = E_{acf} + E_{estf}$$

Para o cálculo da energia indutiva prevista (EL_{prev}) é necessário calcular a energia indutiva acumulada (EL_{ac}) e a energia indutiva estimada (EL_{est}):

$$EL_{ac} = EL_{ac(\text{anterior})} + EL_{tbf}$$

$$EL_{est} = (60 \times EL_{ac} / t_{pf}) \times (t_{mf} - (t_{pf} / 60))$$

$$EL_{prev} = EL_{ac} + EL_{est}$$

Os valores da energia aparente prevista (E_{Aprev}) e do fator de potência previsto (FP_{prev}) são calculados com os valores de E_{prevf} e de EL_{prev} :

$$E_{Aprev} = \sqrt{E_{prevf}^2 + EL_{prev}^2}$$

$$FP_{prev} = E_{prevf} / E_{Aprev}$$

c) Simulação do Controle do Fator de Potência

O controle do fator de potência é realizado pela atuação do CFP sobre o banco de capacitores.

O fator de potência previsto (FPprev) é comparado com os valores do fator de potência limite (FPlim) e do fator de potência de liberação (FPlib), fornecendo as condições de ativação (LIG) e de desligamento (DES) dos bancos de capacitores.

LIG = fator de potência abaixo do limite estabelecido:

Se $FP_{prev} < FPlim$

$$LIG = 1$$

Senão

$$LIG = 0$$

DES = fator de potência acima do valor de liberação:

Se $FP_{prev} > FPlib$

$$DES = 1$$

Senão

$$DES = 0$$

Em seguida é realizado um balanço (LD) entre as ocorrências dos sinais LIG e DES, sendo considerada a quantidade de capacitores ligados, representado por BCL, cujo valor na primeira simulação é considerado igual a zero.

Se $BCL_{(anterior)} + LIG_{(atual)} - DES_{(atual)} > 0$

$$LD = BCL_{(anterior)} + LIG_{(atual)} - DES_{(atual)}$$

Senão

$$LD = 0$$

A quantidade de capacitores ligados (BCL) é dada por:

Se $LD > N_{Cap}$

$$BCL = N_{Cap}$$

Senão

$$BCL = LD$$

Para indicar a potência referente aos capacitores ligados, foi criada a variável QC, que pode ser igual a QC1, QC2, ... ou QC6 (potências reativas acumuladas, conforme a tabela 4.20) de acordo com o valor assumido por BCL.

Se $BCL = 1$

$$QC = QC1$$

Se $BCL = 2$

$$QC = QC2$$

Se $BCL = 3$

$$QC = QC3$$

Se $BCL = 4$

$$QC = QC4$$

Se $BCL = 5$

$$QC = QC5$$

Se $BCL = 6$

$$QC = QC6$$

Ao final desta simulação no horário de ponta, com a atuação isolada do módulo CFP, o SAIGE atingiu os resultados exibidos na tabela 4.21:

Tabela 4.21 – Resultados da Simulação do CFP-SAIGE no horário de ponta

Resultados da Simulação do CFP-SAIGE	
HORÁRIO DE PONTA	
Energia total consumida no período de medição	698,18 kWh
Energia reativa total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	336,70 kVArh
Energia aparente total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	777 kVAh
Fator de potência no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	0,89
Energia reativa total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	277,20 kVArh
Energia aparente total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	754,99 kVAh
Fator de potência no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	0,92
Energia reativa capacitiva fornecida pelos bancos de capacitores no período de medição com a atuação do controle do fator de potência.	60,66 kVArh

Ao final desta simulação no horário fora de ponta, com a atuação isolada do módulo CFP, o SAIGE atingiu os resultados exibidos na tabela 4.22:

Tabela 4.22 – Resultados da Simulação do CFP-SAIGE no horário fora de ponta.

Resultados da Simulação do CFP-SAIGE	
HORÁRIO FORA DE PONTA	
Energia total consumida no período de medição	975,38 kWh
Energia reativa total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	481,87 kVArh
Energia aparente total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	1090,50 kVAh
Fator de potência no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	0,89
Energia reativa total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	389,12kVArh
Energia aparente total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	1054,9 kVAh
Fator de potência no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	0,92
Energia reativa capacitiva fornecida pelos bancos de capacitores no período de medição com a atuação do controle do fator de potência.	93,33kVArh

Observe-se que no controle do fator de potência os resultados obtidos com o SAIGE foram praticamente os mesmos do SAGE.

4.4 Análise da Atuação Simultânea dos Módulos CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE com os Mesmos Parâmetros de Simulação do SAIGE.

A atuação simultânea dos três módulos de controle do SAIGE nesta etapa de testes consistiu na operação de cada módulo operando com os mesmos dados de simulação do SAGE implementado em Excel por [ADÃO, Osmir - 2003], considerando as interferências que cada módulo possa causar ao outro módulo, devido ao acesso e controle simultâneos das tabelas cargas de controle e cargas capacitivas.

Os tempos de medição e os tempos base foram mantidos para todos os módulos, ou seja, para o módulo CCP-SAIGE, o tempo de medição (tmc) foi de 3 horas e o tempo base (tbc) igual a 2 minutos. Para o módulo CDE-SAIGE o tempo de medição (tmd) foi de 15 minutos e o tempo base (tbd) igual a 10 segundos. Para o módulo CFP-SAIGE o tempo de medição (tmf) foi de 1 hora e o tempo base (tbf) igual a 1 minuto.

4.4.1 Controle do Acesso a Base de Dados pelo SAIGE

A base de dados do SAIGE é composta pelas tabelas:

- Tb_ConsumoPlantaIndustrial e Tb_DemandaPlantaIndustrial: estas tabelas contém os dados anuais referentes ao consumo e a demanda da planta industrial, respectivamente.
- Tb_CalculoConsumo, Tb_CálculoDemanda e Tb_CalculoFatorPotencia: estas tabelas contém dados iniciais para os cálculos realizados nas simulações.

-
- Tb_SimulaCCP, Tb_SimulaCDE e Tb_SimulaCFP: estas tabelas contém todos os registros dos cálculos das simulações realizadas.
 - Tb_CargasControleConsumo: Esta tabela contém as cargas elétricas que fazem parte do controle, bem como o status de atuação e o atuador responsável pelo ligamento/desligamento de cada carga (Atuadores: CCP ou CDE). Existe a restrição de que somente o módulo responsável pelo desligamento de uma carga elétrica poderá religá-la.
 - Tb_CargaCapacitiva: esta tabela contém os dados de atuação sobre os bancos de capacitores para o controle do fator de potência (Atuador: CFP).

A figura 11 ilustra o acesso dos módulos de controle a base de dados do SAIGE.

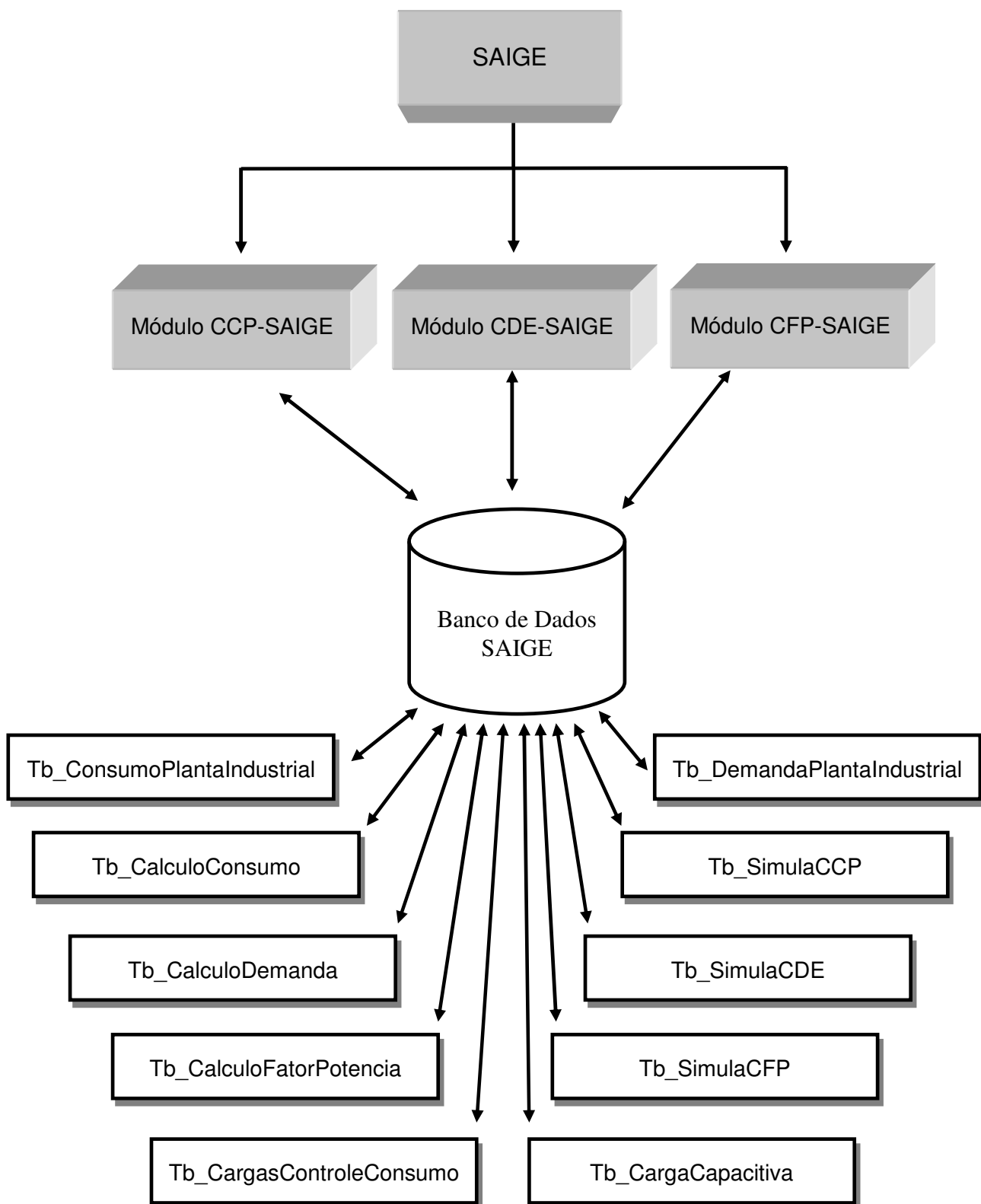


Figura 11 – Representação da iteração do SAIGE com o Banco de Dados

O controle de acesso a base de dados pelo SAIGE é realizada de maneira distinta para o período fora de ponta e para o período de ponta.

Período Fora de Ponta:

Atuação do CDE-SAIGE: O módulo CDE-SAIGE busca os dados de entrada na tabela Tb_CálculoDemanda para realizar os cálculos de simulação do consumo no tempo base, previsão do consumo e da demanda no período de medição e simulação do controle da demanda. Os resultados da simulação são gravados na tabela Tb_SimulaCDE. Havendo a necessidade de desligamento da carga, o CDE-SAIGE verifica na tabela Tb_CargasControleConsumo, o campo **status** (indica se a carga está ligada ou desligada), que deve conter “L” e o campo **atuador** que deve conter “CDE”. Caso contrário, o próximo registro é verificado. Após o desligamento da carga elétrica, a tabela Tb_CargasControleConsumo é atualizada pelo CDE-SAIGE, sinalizando o campo **status** com “D” e o campo **atuador** com “CDE”. Ao religar a carga, o campo **status** é sinalizado com “L” e o campo **atuador** é liberado.

Atuação do CFP-SAIGE: Para realizar o monitoramento do fator de potência da rede elétrica, o módulo de controle CFP-SAIGE busca os dados de entrada na tabela Tb_CalculoFatorPotencia para efetuar os cálculos de simulação do fator de potência no tempo base, previsão do fator de potência no período de medição e simulação do controle. Os resultados da simulação são gravados na tabela Tb_SimulaCFP. De acordo com a necessidade, é efetuado o ligamento dos bancos de capacitores. A tabela Tb_CargaCapacitiva é atualizada pelo CFP-SAIGE que sinaliza o campo status com “L”. Ao desligar o banco de capacitores, o campo status é sinalizado com “D”. Entretanto, se ao solicitar o ligamento do banco de capacitores, o campo status estiver igual a “L”, o CFP-SAIGE procura o próximo registro com o status = “D” para efetuar o ligamento do banco de capacitores.

Período de Ponta:

Durante o horário de ponta os módulos CCP-SAIGE e CDE-SAIGE estarão acessando a tabela Tb_CargasControleConsumo simultaneamente, entretanto é necessário que seja respeitada a restrição quanto ao religamento das cargas, ou seja,

quando uma carga é desligada por um módulo de controle, somente este tem autonomia para religá-la.

Atuação do CDE-SAIGE: Da mesma forma que no período fora de ponta, no período de ponta o módulo CDE-SAIGE busca os dados de entrada na tabela Tb_CálculoDemanda para realizar os cálculos de simulação do consumo no tempo base, previsão do consumo e da demanda no período de medição e simulação do controle da demanda. Os resultados da simulação são gravados na tabela Tb_SimulaCDE. Para efetuar o desligamento da carga elétrica, o CDE-SAIGE verifica na tabela Tb_CargasControleConsumo o campo status, que indica se a carga está ligada (status = “L”) ou desligada (status = “D”) e verifica também o campo atuador, que, para permitir sua atuação deve estar em branco ou sinalizado com “CDE”. Caso o campo status seja igual a “D” ou o campo atuador seja igual a CCP, o CDE-SAIGE procura o próximo registro com o status = “L” e o atuador = “vazio” ou “CDE”. Ao efetuar o desligamento, a tabela Tb_CargasControleConsumo é atualizada pelo CDE, sinalizando o campo **status** com “D” e o campo **atuador** com “CDE”. Ao religar a carga, o campo **status** é sinalizado com “L” e o campo **atuador** é liberado.

Atuação do CCP-SAIGE: o módulo CCP-SAIGE busca os dados de entrada na tabela Tb_CálculoConsumo para realizar os cálculos de simulação do consumo no tempo base, previsão do consumo no período de ponta e simulação do controle do consumo. Os resultados da simulação são gravados na tabela Tb_SimulaCCP. Para que seja permitida a atuação do CCP-SAIGE sobre a carga, o mesmo deve verificar na tabela Tb_CargasControleConsumo, o campo status que deve conter “L” e o campo atuador que deve estar em branco ou sinalizado com “CCP”. Caso o campo status seja igual a “D” ou o campo atuador seja igual a “CDE”, o CCP-SAIGE procura o próximo registro com o status = “L” e o atuador = “vazio” ou “CCP”. Ao efetuar o desligamento, a tabela Tb_CargasControleConsumo é atualizada pelo CCP-SAIGE, sinalizando o campo **status** com “D” e o campo **atuador** com “CCP”. Ao religar a carga, o campo **status** é sinalizado com “L” e o campo **atuador** é liberado.

Atuação do CFP-SAIGE: A atuação do CFP-SAIGE no período de ponta é realizada de forma idêntica ao período fora de ponta.

O apêndice B apresenta o código utilizado na programação do controle de acesso simultâneo à tabela Tb_CargasControleConsumo pelos módulos CCP-SAIGE e CDE-SAIGE e o código de acesso à tabela Tb_CargaCapacitiva pelo módulo CFP-SAIGE.

4.4.2 Resultados Atingidos pela Atuação Simultânea dos Módulos CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE.

Os resultados obtidos com a atuação simultânea dos módulos CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE estão exibidos nas tabelas 4.23, 4.24 e 4.25, respectivamente:

Tabela 4.23 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CCP-SAIGE com os Módulos CDE-SAIGE e CFP-SAIGE

Resultado da Atuação do CCP-SAIGE	Valor (kWh)
Energia total consumida no período de ponta sem a atuação do controle	2.101,4
Energia total consumida no período de ponta com a atuação do controle	1.984,8
Energia total economizada no período de ponta pela atuação do controle	116,6

Tabela 4.24 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CDE-SAIGE com os Módulos CCP-SAIGE e CFP-SAIGE

Resultado da Atuação do CDE-SAIGE	
HORÁRIO DE PONTA	
Energia Consumida	kWh
Energia total consumida no período de medição sem a atuação do controle da demanda	232,94
Energia total consumida no período de medição com a atuação do controle da demanda	224,89
Energia total economizada no período de medição pela atuação do controle da demanda	8,05
Demanda Registrada	kW
Demanda registrada no período de medição sem a atuação do controle da demanda	931,76
Demanda registrada no período de medição com a atuação do controle da demanda	898,05
Demanda não efetivada no período de medição em decorrência da atuação do controle da demanda	33,71

continua

continuação

Tabela 4.24 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CDE-SAIGE com os Módulos CCP-SAIGE e CFP-SAIGE

Resultado da Atuação do CDE-SAIGE	
HORÁRIO FORA DE PONTA	
Energia Consumida	kWh
Energia total consumida no período de medição sem a atuação do controle da demanda	324,35
Energia total consumida no período de medição com a atuação do controle da demanda	311,89
Energia total economizada no período de medição pela atuação do controle da demanda	12,46
Demanda Registrada	kW
Demanda registrada no período de medição sem a atuação do controle da demanda	1.297,40
Demanda registrada no período de medição com a atuação do controle da demanda	1.247,60
Demanda não efetivada no período de medição em decorrência da atuação do controle da demanda	49,70

conclusão

Tabela 4.25 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CFP-SAIGE com os Módulos CCP-SAIGE e CDE-SAIGE

Resultado da Atuação do CFP-SAIGE	
HORÁRIO DE PONTA	
Energia total consumida no período de medição	698 kWh
Energia reativa total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	336,70 kVArh
Energia aparente total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	777 kVAh
Fator de potência no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	0,89
Energia reativa total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	277,20 kVArh
Energia aparente total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	754,99 kVAh
Fator de potência no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	0,92
Energia reativa capacitiva fornecida pelos bancos de capacitores no período de medição com a atuação do controle do fator de potência.	60,66 kVArh
HORÁRIO FORA DE PONTA	
Energia total consumida no período de medição	975 kWh
Energia reativa total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	481,87 kVArh
Energia aparente total no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	1.090,50 kVAh
Fator de potência no período de medição sem a atuação do controle do fator de potência	0,89

continua

Continuação

Tabela 4.25 – Resultados da Simulação da Atuação Simultânea do CFP-SAIGE com os Módulos CCP-SAIGE e CDE-SAIGE

Resultado da Atuação do CFP-SAIGE	
HORÁRIO FORA DE PONTA	
Energia reativa total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	389,12 kVArh
Energia aparente total no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	1.054,9 kVAh
Fator de potência no período de medição com a atuação do controle do fator de potência	0,92
Energia reativa capacitiva fornecida pelos bancos de capacitores no período de medição com a atuação do controle do fator de potência.	93,33 kVArh

conclusão

A atuação simultânea dos módulos CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE, operando com os mesmos dados de simulação do SAGE e acessando a uma base de dados obtiveram praticamente os mesmos resultados atingidos pelo SAGE.

4.5 Análise da Atuação SAGE x SAIGE após Alteração de Alguns Parâmetros de Carga da Planta Industrial.

Esta etapa de desenvolvimento do trabalho consiste em testes preliminares realizados com a atuação simultânea dos três módulos de controle do SAIGE sobre uma base de dados, após a alteração de pequenos parâmetros de carga da planta industrial em estudo e dentro do horário de operação da mesma, que inicia suas atividades às 6 horas e 30 minutos e encerra às 22 horas e 30 minutos. Nesta etapa de testes, o SAGE também foi novamente executado, com o objetivo de oportunizar novas análises dos resultados obtidos.

Os módulos de controle CDE-SAIGE e CFP-SAIGE atuam das 6 horas e 30 minutos até as 22 horas e 30 minutos, ininterruptamente.

O módulo CCP-SAIGE atua somente no horário de ponta, que abrange o período de 17 horas e 30 minutos até as 20 horas e 30 minutos. Neste período há atuação simultânea dos três módulos de controle.

A figura 13 ilustra o horário de atuação de cada módulo de controle.

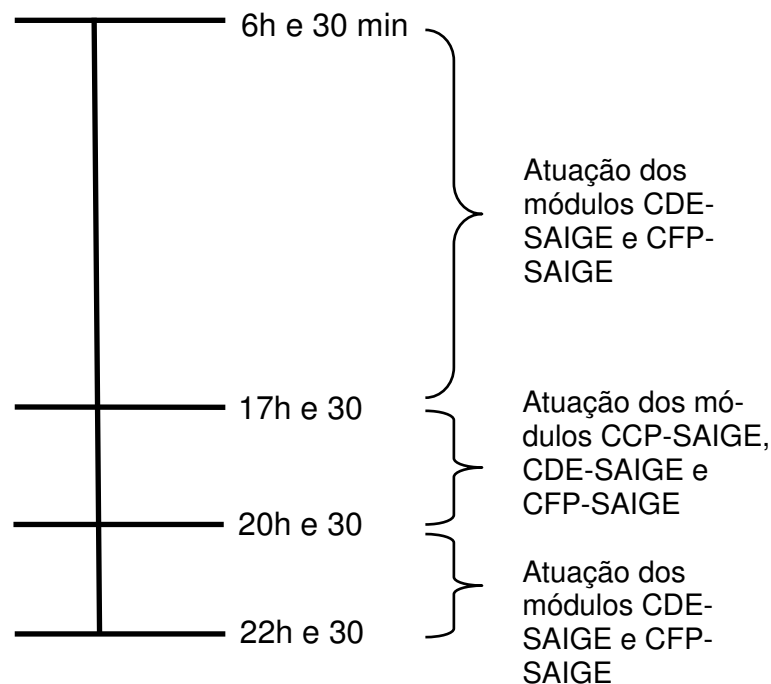


Figura 13 – Representação dos horários de atuação dos módulos de controle do SAIGE

O tempo de medição (tmd) para o módulo CDE-SAIGE, nesta etapa de testes, é igual a 16 horas e o tempo do período base (tbd) está estipulado em 10 segundos. Para o módulo CFP-SAIGE, o tempo de medição (tmf) é igual a 16 horas e o tempo do período base (tbf) será de 1 minuto. Para o CCP-SAIGE, o tempo de medição (tmc) permanece igual a 3 horas e o tempo base (tbc) igual a 2 minutos.

A simulação da variação do consumo para os módulos de controle de consumo na ponta, demanda e fator de potência, que na primeira etapa de testes foram utilizados os mesmos valores gerados pelo SAGE, nesta etapa foi gerada segundo a equação $VC_x = (VAR_x / 2) * (rand() * 0.5 - 0.25)$.

4.5.1 Resultados Obtidos com a Atuação dos Módulos CCP-SAGE e CCP-SAIGE

Após as alterações dos parâmetros de carga, SAGE e SAIGE foram novamente executados. Ambos os sistemas atuaram o equivalente a um mês de operação da planta industrial. Os resultados alcançados pelos módulos CCP-SAGE e CCP-SAIGE estão registrados na tabela 4.26.

Tabela 4.26 – Resultados da Simulação da Atuação do CCP-SAGE e do CCP-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial.

Dia	Consumo SAGE (kWh)	Consumo SAIGE (kWh)	Energia Economizada (kWh)
1	1.983,73	1.878,6	105,73
2	1.990,91	1.937,9	53,01
3	1.987,55	1.883,6	103,95
4	1.982,30	1.874	108,3
5	1.981,57	1.872,9	108,67
6	1.985,43	1.882,3	103,13
7	1.981,44	1.872,7	108,74
8	1.995,47	1.946,6	48,87
9	1.991,99	1.938,3	53,69
10	1.984,76	1.881,3	103,46
11	1.994,72	1.946,3	48,42
12	1.997,69	1.953,2	44,49
13	1.978,59	1.870,9	107,51
14	1.981,69	1.873,3	108,39
15	1.996,21	1.951,9	44,31
16	1.997,64	1.953	44,64
17	1.989,68	1.886,9	102,78
18	1.983,73	1.878	105,73
19	1.993,37	1.945,1	48,27
20	1.996,70	1.952,3	44,40
21	1.996,68	1.952	44,68
22	1.998,65	1.953,9	44,75
Total	43.770,64	42.085	1.685,64

Observe-se que o SAIGE apresentou uma economia mensal da ordem de 3,85% no consumo de energia no período de ponta sobre o SAGE.

4.5.2 Resultados Obtidos com a Atuação dos Módulos CDE-SAGE e CDE-SAIGE

A tabela 4.27 exibe os resultados mensais atingidos pelo CDE-SAGE e pelo CDE-SAIGE após a alteração de parâmetros de carga da planta industrial, no período fora de ponta.

Tabela 4.27 – Resultados da Simulação da Atuação do CDE-SAGE e do CDE-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período Fora de Ponta.

Atuação do Módulo CDE no Período Fora de Ponta		
	Consumo (kWh)	Demanda Máxima (kW)
SAGE	356.197,6	1251,09
SAIGE	356.199,8	1245,8

A tabela 4.28 exibe os resultados mensais atingidos pelo CDE-SAGE e pelo CDE-SAIGE após a alteração de parâmetros de carga da planta industrial, no período de ponta.

Tabela 4.28 – Resultados da Simulação da Atuação do CDE-SAGE e do CDE-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período de Ponta.

Atuação do Módulo CDE no Período de Ponta		
	Consumo (kWh)	Demanda Máxima (kW)
SAGE	59.049,98	898,52
SAIGE	59.130,28	896,44

Observe-se que tanto SAGE quanto SAIGE apresentaram praticamente os mesmos consumos de energia com a atuação do módulo de controle da demanda, tanto no período fora de ponta quanto no período de ponta e que a demanda máxima registrada pelos dois sistemas foram controladas dentro dos limites especificados, conforme descrito na página 73 desta dissertação.

4.5.3 Resultados Obtidos com a Atuação dos Módulos CFP-SAGE e CFP-SAIGE

A tabela 4.29 exhibe os resultados mensais atingidos pelo CFP-SAGE e pelo CFP-SAIGE após a alteração de parâmetros de carga da planta industrial, no período fora de ponta.

Tabela 4.29 – Resultados da Simulação da Atuação do CFP-SAGE e do CFP-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período Fora de Ponta.

Período Fora de Ponta		
	SAGE	SAIGE
Energia Consumida	279.004 kWh	278.630 kWh
Energia Reativa Indutiva	111.958 kVArh	111.188 kVArh
Energia Aparente	300.762 kVAh	301.840 kVAh
Fator de Potência	0,92	0,92
Energia Capacitiva	1044 kVArh	1207 kVArh

A tabela 4.30 exhibe os resultados mensais atingidos pelo CFP-SAGE e pelo CFP-SAIGE após a alteração de parâmetros de carga da planta industrial, no período de ponta.

Tabela 4.30 – Resultados da Simulação da Atuação do CFP-SAGE e do CFP-SAIGE após Alteração de Parâmetros de Carga da Planta Industrial, no Período de Ponta.

Período Fora de Ponta		
	SAGE	SAIGE
Energia Consumida	46.156 kWh	45.980 kWh
Energia Reativa Indutiva	18.788 kVArh	18.502 kVArh
Energia Aparente	49.874 kVAh	49.962 kVAh
Fator de Potência	0,92	0,92
Energia Capacitiva	170 kVArh	169 kVArh

4.6.1 Faturamento Convencional

A tabela 4.32 apresenta a fatura mensal da planta industrial com a atuação do SAIGE, considerando o seu enquadramento na tarifação convencional.

Tabela 4.32 – Fatura Convencional com Atuação do SAIGE

Fatura Convencional SAIGE					
Descrição	Valor	Tarifa (R\$)	Valor sem ICMS e PIS / Cofins (R\$)	ICMS e PIS/ Cofins (R\$)	Valor com ICMS e PIS/ Cofins (R\$)
Consumo Total	782.025,08 kWh	0,15739	123.082,92	53.474,87	176.557,80
Demanda Total	1.250 kW	47,12	58.900,00	25.592,88	84.492,88
Total			181.982,92		261.050,69

Fonte: CELPE (valores de julho/09)

A tabela 4.33 apresenta a fatura mensal da planta industrial com a atuação do SAGE, considerando o seu enquadramento na tarifação convencional.

Tabela 4.33 – Fatura Convencional com Atuação do SAGE

Fatura Convencional SAGE					
Descrição	Valor	Tarifa (R\$)	Valor sem ICMS e PIS / Cofins (R\$)	ICMS e PIS/ Cofins (R\$)	Valor com ICMS e PIS/ Cofins (R\$)
Consumo Total	784.178,22 kWh	0,15739	123.421,81	53.622,10	177.043,91
Demanda Total	1.251,09 kW	47,12	58.951,36	25.615,20	84.566,56
Total			182.373,17		261.610,48

Fonte: CELPE (valores de julho/09)

A atuação do SAIGE com o enquadramento da planta industrial na tarifação convencional proporcionou uma economia mensal de R\$ 559,79 maior que a atuação do SAGE e uma economia anual de **R\$ 6.717,48** maior que a atuação do SAGE.

A atuação do SAIGE com o enquadramento da planta industrial na tarifação horo-sazonal verde proporcionou uma economia mensal de R\$ 3.892,44 maior que a atuação do SAGE e uma economia anual de **R\$ 46.709,28** maior que a atuação do SAGE.

5 CONCLUSÕES FINAIS

Este trabalho de pesquisa deu continuidade ao trabalho de pesquisa desenvolvido por (ADÃO, Osmir - 2003). Para tanto, foi desenvolvido o SAIGE e ampliado os testes de validação do mesmo. O SAIGE opera os três módulos de controle de forma interdependente, e os resultados são obtidos a partir da análise da operação simultânea dos módulos CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE, portanto, pode-se afirmar que o SAIGE é a implementação do SAGE em um Sistema Automático Integrado de Gestão de Energia.

Para os testes iniciais do SAIGE, o SAGE foi empregado como métrica. Nesta etapa dos testes, o SAIGE operou inicialmente tal qual o SAGE, ou seja, com os seus módulos de controle operando de forma independente. Os resultados obtidos foram praticamente os mesmos.

Em seguida, o SAIGE foi testado com seus módulos de consumo operando de forma integrada, conforme ilustrado na figura 9 da página 52 desta dissertação. Utilizando a mesma base de dados empregada por (ADÃO, Osmir – 2003), SAIGE e SAGE obtiveram a mesma economia de energia. Porém deve-se ressaltar que, em termos de tarifação, o SAIGE pode ser significativamente melhor que o SAGE porque a tarifação não é somente fundamentada no consumo de energia, mas na maneira de consumi-la. Assim sendo, a integração dos três módulos de controle pode trazer significativas melhorias na gestão e manutenção das atividades da planta elétrica com a demanda dentro dos limites contratados e também dentro dos limites de fator de potência. Uma outra vantagem obtida com o controle do fator de potência operando concomitantemente com os módulos de controle de demanda no período de ponta e de controle de demanda fora do período de ponta é a redução das perdas nos condutores devido a diminuição das correntes reativas que circulam pelas instalações elétricas da planta.

O controle do consumo de energia elétrica no horário de ponta também garante vantagens econômicas, uma vez que a tarifa cobrada neste horário é mais cara.

Embora empregando a mesma base de dados, o SAGE e o SAIGE apresentaram a mesma economia de energia, dependendo de como as cargas são alocadas e também do seu nível de potência, o quadro de economia de energia pode mudar. Testes preliminares com outras configurações de carga e também de consumo chegaram, em alguns casos, a propiciar uma economia mensal de energia elétrica no horário de ponta da ordem de 3,85%. Assim sendo, em termos de diminuição do consumo de energia, o SAIGE apresentará um desempenho igual ou até mesmo melhor do que o SAGE dependendo de como são as cargas de uma determinada planta industrial.

O SAIGE também apresenta resultados mais significativos em relação ao SAGE, dependendo do tipo de tarifação em que se enquadra a planta industrial.

Uma proposta para futuros desenvolvimentos e testes do SAIGE é sua implementação em outras configurações de plantas industriais para a confirmação dos testes preliminares realizados por este estudo.

Outra possibilidade de continuidade de desenvolvimento deste trabalho é a criação e integração de um módulo que permita a conexão do SAIGE com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Este novo módulo deverá possibilitar o SAIGE atender as solicitações do ONS e também enviar informações sobre o consumo da energia elétrica da planta industrial, com o objetivo de ampliar o estudo e controle da qualidade de energia do Sistema Elétrico Brasileiro.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE A. A. **Desenvolvimento de Sistema Especialista com Operacionalidade de Aprendizado para Operar em Tempo Real com Sistemas Industriais Automatizados.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2007.

BALTAZAR, A. C. S. **Qualidade da Energia no Contexto da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.** Dissertação (Mestrado em Energia) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2007.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução ANEEL número 024 de 27 de janeiro de 2000.

CARVALHO, J. A. B. **Rational and Efficient Use of Energy In Industrial Electrical Installations.** Instituto Superior de Engenharia do Porto, Portugal.

COSTA, A. G. V. ; FILHO, A. L. ; OLIVEIRA, M. A. **Metodologia de Análise de Variações Momentâneas de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência.** VI Seminário Brasileiro Sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2005.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE. Portaria n° 1.569 de dezembro de 1993. Brasília, 1993.

FORTES, M. Z. **Priorização de Alternativas de Geração Termelétrica Distribuída.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2007.

FREGOLENTE, H. J. **Gerenciamento e Controle de Qualidade de Energia em Grandes Consumidores com Fábricas Alocadas Distantes.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2004.

GARCIA, D. A. A. **Desenvolvimento de Medidor Eletrônico de Energia Elétrica de Custo Competitivo Associado a Estudos sobre Medições de Energia Elétrica.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da universidade de São Paulo, 2000.

ISHIDA, S. ; ROESENER, C. ; NISHI, H. ; ICHIMURA, J. **Discussion of Aspects in Energy Management with Demand Response System KNIVES.** Department of System Design Faculty of Science and Technology Keio University

NOVAES, E. G. C. **Validação de Ferramentas de Simulação de Fundamentos de Tensão Através de Medições.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Itajubá, 2007.

OSMIR, A. **Sistemas de Automação Destinados à Gestão de Energia Elétrica de Consumidores Classe A.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2003.

SILVEIRA, P. R. ; SANTOS, W. S. **Automação e Controle Discreto.** São Paulo: Érica, 1998.

VAROTO, A.C. **Visões em Arquitetura de Software.** Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) Universidade de São Paulo – 2002.

REFERÊNCIAS DA INTERNET

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -
<http://www.aneel.gov.br>

CRA-MS - CONSELHO REGIONAL DE ADMINISTRAÇÃO – MATO GROSSO DO SUL – <http://www.crams.org.br/noticias/ver.php?codigo=440> (27/05/2007)

CELPE – Companhia Energética de Pernambuco - <http://www.celpe.com.br>

LIGHT SA – <http://www.light.com.br>

APÊNDICE A – Competências da ANEEL

Neste apêndice é feita a transcrição das competências da ANEEL, previstas no art. 3º da Lei nº 9.724/96 e incluem:

- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (Inciso I do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
- Promover a licitação de novas concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (Inciso II do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
- Fazer a gestão dos contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica (Inciso IV do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
- Atuar como instância revisora das decisões administrativas das agências reguladoras estaduais e solucionar as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores (Inciso V do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
- Fixar os critérios para cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição - TUST e TUSD - (§ 6º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995), de 7 de julho de 1995, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos (Inciso VI do art. 3º da Lei nº 9.724/96).

-
- Negociar com a Agência Nacional do Petróleo os critérios para fixação dos preços de transporte de combustíveis fósseis e gás natural, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos (Inciso VII do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Autorizar previamente as alterações do controle acionário das concessionárias, permissionárias e autorizadas para propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica e estabelecer restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si, devendo articular-se com a Secretaria de Direito Econômico - SDE do Ministério da Justiça (Inciso VIII do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Fazer a defesa do direito de concorrência no Setor Elétrico, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica, devendo articular-se com a Secretaria de Direito Econômico - SDE do Ministério da Justiça (Inciso IX do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Punir, fixando as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondentes aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses (Inciso X do art. 3º da Lei nº 9.724/96).

-
- Estabelecer as tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos (Inciso XI do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Fiscalizar o cumprimento do Programa de Universalização e estabelecer as metas a serem periodicamente alcançadas por cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica (Inciso XII do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Controle prévio e posterior de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum (contratos entre partes relacionadas), impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato – proibição do Self-dealing - (Inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Aprovar as regras e os procedimentos de comercialização no ambiente livre e regulado (Inciso XIV do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Promover os Leilões de Energia Elétrica para atendimento das necessidades do mercado (Inciso XV do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
 - Homologar os contratos firmados nos Leilões de Energia Elétrica, homologando as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias,

permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica (Inciso XVI do art. 3º da Lei nº 9.724/96).

- Estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores livres (Inciso XVII do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
- Definir os valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição - TUST e TUSD - sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:
 - a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e
 - b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão (Inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
- Regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação (Inciso XIX do art. 3º da Lei nº 9.724/96).
- Intervir na prestação do serviço de energia elétrica, nos casos e condições previstos em lei (Inciso III do art. 29 da Lei nº 8.987/95).
- Homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato de concessão (Inciso V do art. 29 da Lei nº 8.987/95)
- Cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão (Inciso VI do art. 29 da Lei nº 8.987/95).

-
- Zelar pela boa qualidade do serviço, receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários, que serão cientificados, em até trinta dias, das providências tomadas (Inciso VII do art. 29 da Lei nº 8.987/95).
 - Estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação (Inciso X do art. 29 da Lei nº 8.987/95).
 - Incentivar a competitividade (Inciso XI do art. 29 da Lei nº 8.987/95).
 - Estimular a formação de associações de usuários para defesa de interesses relativos ao serviço de energia elétrica (Inciso XII do art. 29 da Lei nº 8.987/95).
 - Ter acesso aos dados relativos à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros da concessionária. (art. 30 da Lei nº 8.987/95).

APÊNDICE B – Código para Acesso Simultâneo à Base de Dados pelo SAIGE

Este apêndice apresenta o código utilizado para a atuação simultânea dos módulos de controle CCP-SAIGE, CDE-SAIGE e CFP-SAIGE.

Atuação do CCP- SAIGE no Controle de Cargas Elétricas

Após a realização da Simulação do Controle do Consumo, com o envio dos sinais SC e LC, o CCP-SAIGE verifica a situação dos campos status e atuador na tabela Tb_CargasControleConsumo. É criado um ponteiro (recNum) para apontar a linha de Tb_CargasControleConsumo a ser atualizada.

Desligando a carga:

```
totRec = length(tbCargasControleConsumo);

atuou = 0;

sci = SC(i);

lci = LC(i);

if( (sci == 1) && (lci == 0) )

    numRec = 1;

while( (atuou == 0) && (numRec <= totRec) )

    atuador = tbCargasControleConsumo(numRec, atuador);

    status = tbCargasControleConsumo(numRec, status);

    if( status == 'L' )

        tbCargasControleConsumo(numRec, status) = 'D';
```



```
    tbCargasControleConsumo(numRec, atuador) = 'CCP';  
  
    atuou = 1;  
  
end  
  
numRec = numRec + 1;  
  
end
```

Religando a carga:

```
elseif( (sci == 0) && (lci == 1) )  
  
    numRec = totRec;  
  
    while( (atuou == 0) && (numRec >= 1) )  
  
        atuador = tbCargasControleConsumo(numRec, atuador);  
  
        status = tbCargasControleConsumo(numRec, status);  
  
        if( ((atuador == 'CCP') || (atuador == 0)) && (status == 'D') )  
  
            tbCargasControleConsumo(numRec, status) = 'L';  
  
            tbCargasControleConsumo(numRec, atuador) = 0;  
  
            atuou = 1;  
  
        end  
  
        numRec = numRec - 1;  
  
    end  
  
end
```

Atuação do CDE- SAIGE no Controle de Cargas Elétricas

Após a realização da Simulação do Controle da Demanda, com o envio dos sinais SD e LD, o CDE-SAIGE verifica a situação dos campos **status** e **atuador** na tabela Tb_CargasControleConsumo. Da mesma forma que no CCP-SAIGE, é criado um ponteiro (recNum) para apontar a linha de Tb_CargasControleConsumo a ser atualizada.

Desligando a carga:

```
sdj = SD(i);  
  
ldj = LD(i);  
  
totRec = length(tbCargasControleConsumo);  
  
atuou = 0;  
  
if( (sdj == 1) && (ldj == 0) )  
  
    numRec = 1;  
  
    while( (atuou == 0) && (numRec <= totRec) )  
  
        status = tbCargasControleConsumo(numRec, status);  
  
        atuador = tbCargasControleConsumo(numRec, atuador);  
  
        if( status == 'L')  
  
            tbCargasControleConsumo(numRec, status) = 'D';  
  
            tbCargasControleConsumo(numRec, atuador) = 'CDE';  
  
            atuou = 1;  
  
        end  
  
        numRec = numRec + 1;  
  
    end
```

Religando a carga:

```
elseif( (sdj == 0) && (ldj == 1) )  
  
    numRec = totRec;  
  
    while( (atuou == 0) && (numRec >= 1) )  
  
        status = tbCargasControleConsumo(numRec, status);  
  
        atuador = tbCargasControleConsumo(numRec, atuador);  
  
        if (((atuador == 'CDE') || (atuador == 0)) && (status == 'D'))  
  
            tbCargasControleConsumo(numRec, status) = 'L';  
  
            tbCargasControleConsumo(numRec, atuador) = 0;  
  
            atuou = 1;  
  
        end  
  
        numRec = numRec - 1;  
  
    end  
  
end
```

Atuação do CFP-SAIGE nos Bancos de Capacitores

Após a Simulação do Controle do Fator de Potência, com o envio dos sinais LIG e DES, o CFP-SAIGE verifica a situação do campo **status** na tabela Tb_CargaCapacitiva:

Ligando banco de capacitores:

```
numRec = 1;

atuou = 0;

if (LIG(m) == 1) && (DES(m) == 0)

while (atuou == 0 && numRec <= length(tbCCap))

if tbCCap(numRec, status) == 'D'

tbCCap(numRec, status) = 'L';

atuou = 1;

end

numRec = numRec + 1;

end
```

Desligando banco de capacitores:

```
elseif (LIG(m) == 0) && (DES(m) == 1)

while (atuou == 0 && numRec <= length(tbCCap))

if tbCCap(numRec, status) == 'L'

tbCCap(numRec, status) = 'D';

atuou = 1;

end

numRec = numRec + 1;

end

end
```