

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**APRESENTAÇÃO DE UMA INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA SOB
OS CONCEITOS DE MICRORREDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

GISELE SOUZA PARMEZZANI MARINHO

Orientador: Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Júnior

Ilha Solteira – SP
Dezembro/2011

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

“Apresentação de uma Indústria Sucroalcooleira sob os
Conceitos de Microrrede de Energia Elétrica”

GISELE SOUZA PARMEZZANI MARINHO

Orientador: Prof. Dr. Dionizio Paschoareli Junior

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia - UNESP – Campus de Ilha Solteira, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP
Dezembro/2011

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

M338a Marinho, Gisele Souza Parmezzani.
 Apresentação de uma indústria sucroalcooleira sob os conceitos de microrrede de
Energia elétrica / Gisele Souza Parmezzani Marinho. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2011
 193 f. : il.

 Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de
Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2011

 Orientador: Dionízio Paschoareli Junior
 Inclui bibliografia

 1. Microrredes de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Usina
sucroalcooleira. 4. Açúcar – Usinas. 5. Agroindústria canavieira.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO


TÍTULO: Apresentação de uma Indústria Sucoalcooleira sob os Conceitos de Microrrede de Energia Elétrica

AUTORA: GISELE SOUZA PARMEZZANI MARINHO

ORIENTADOR: Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica ,
Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Profa. Dra. MARIANGELA CARVALHO BOVOLATO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. FELIX ABRAO NETO
Departamento de Engenharia MECATRONICA / Universidade Católica Don Bosco

Data da realização: 14 de dezembro de 2011.

Aos meus pais, que viram em mim um futuro promissor, que acreditam que sou capaz de tudo que quero e nunca me deixam desistir. São a minha força, o meu apoio e meu incentivo.

AGRADECIMENTOS

Certamente estes parágrafos não irão atender a todas as pessoas que fizeram parte dessa importante fase de minha vida. Portanto, desde já peço desculpas àquelas que não estão presentes entre essas palavras, mas elas podem estar certas que fazem parte do meu pensamento e de minha gratidão.

À Deus, que me permitiu viver tudo isso e a Maria Santíssima por sua intercessão.

Ao Prof. Dr. Dionízio Paschoareli que acreditou em minha capacidade ao desenvolver este trabalho, me apoiou nos momentos difíceis e sempre esteve disposto a dividir seus conhecimentos.

Aos Prof. Dr. Luiz Bovolato e Prof. Dr. Mariângela Bovolato pela ajuda, atenção e carinho, dentro e fora da universidade.

Ao Prof. Aparecido Carvalho, meu Tutor no programa PET durante a graduação na FEIS, por me ensinar o valor do trabalho em equipe e do caminho da retidão.

Aos meus familiares e ao meu marido Jean Marinho Jr., pelo incentivo e pela paciência.

Aos meus amigos que me escutaram nos momentos difíceis e me deram força para continuar.

Aos professores da UNESP - FEIS pelo respeito por nosso trabalho, dedicação, paciência, amizade e por me dar a certeza que posso contar com eles.

Aos colegas de curso, aos companheiros de pesquisa e aos meus “orientados” pela amizade, companheirismo e crescimento.

Aos colaboradores da UNESP – FEIS, pois estou ciente de que sem eles este trabalho não poderia ter sido finalizado, especialmente aos pertencentes ao DEE e à biblioteca.

À memória do Prof. José Carlos Rossi, meu exemplo do profissional que eu quero ser.

À Pioneiros Bioenergia S/A e seus funcionários pelo auxílio.

“Há um ditado que ensina "o gênio é uma grande paciência"; sem pretender ser gênio, teimei em ser um grande paciente. As invenções são, sobretudo, o resultado de um trabalho teimoso, em que não deve haver lugar para o esmorecimento”.

Alberto Santos Dumont.

RESUMO

No mundo de hoje, conforme aumenta o interesse sobre fontes renováveis de energia, muitas pesquisas envolvem a busca de uma configuração eficiente para melhorar a distribuição desta energia e locá-las de uma maneira otimizada. A microrrede apresenta-se como uma alternativa para isto já que consiste em um sistema de energia de pequeno porte contendo vários consumidores e unidades geradoras distribuídas, possivelmente utilizando-se de diferentes fontes de energia, podendo ser considerada como um sistema independente operado através da interligação com o sistema principal de energia e que pode ser desconectada deste sistema sem maiores impactos, de acordo com a situação. Diante desta descrição as indústrias sucroalcooleiras também podem ser inseridas como um exemplo típico de microrrede permitindo assim uma diferente visão sobre como estas indústrias são afetadas pelo sistema principal de energia, mas, principalmente, como elas o afeta. Neste trabalho será visto alguns conceitos pertencentes à microrrede e alguns estudos que estão sendo realizados nesta área apresentando ferramentas que poderão comprovar que a indústria sucroalcooleira pode ser definida como uma microrrede.

Palavras-Chave: Microrrede. Indústria sucroalcooleira.

ABSTRACT

Nowadays, with the interest increasing about sources that use renewable energy, many researches involve the search for an efficient configuration to improve the distribution of energy and locate them with an optimized way. The microgrid is a small power system that consists of several consumer's loads and small size distributed generation resources, possibly using different energy sources, and can be considered an independent system operated by interconnecting to the power distribution system and could be disconnected from this system without major impacts according to situation. In view of this description, the sugar-ethanol industries can also be inserted as a typical example of microgrid allowing a different view of how these industries are affected by the main system power, but especially how they affect it. In this study will be seen some concepts belonging to microgrid and some studies that are being done in this area, presenting tools that can demonstrate that the sugar-ethanol industry can be defined as a microgrid.

Keywords: Microgrid. Sugar-ethanol industry.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Uma estrutura típica de microrrede.	34
Figura 2 - Quota de energias renováveis no consumo final mundial de energia.	36
Figura 3- As instalações do laboratório microrrede em ISET	43
Figura 4 - Microrrede piloto em Kythnos	45
Figura 5 - Resultados do programa “Washing with the Sun	46
Figura 6 - Esquemático de um exemplo de um CM	48
Figura 7 - Centro de Tecnologia de Dolan – campo de testes de CM	50
Figura 8 - O diagrama unifilar do campo de teste Microrrede CERTS	51
Figura 9 - Visão geral do Projeto Aomori em Hachinohe	54
Figura 10 - Características de controle da frequência em operação isolada	55
Figura 11 - Diagrama do projeto da microrrede de Aichi	56
Figura 12 - Configuração do sistema do projeto de demonstração de Sendai	58
Figura 13 - Mapa de localização da Ilha dos Lençóis – MA	59
Figura 14 - Sistema híbrido - iluminação (CC) e tomadas (CC e CA)	60
Figura 15 - Configuração Utilizada em sistemas fotovoltaicos domiciliares	61
Figura 16 - (a) Ilha da Ferradura; (b) morador ao lado do painel	61
Figura 17 - Esquemático Elétrico do Projeto Guató	63
Figura 18 - Empreendimentos em operação em agosto de 2011	92
Figura 19 - Potência gerada por biomassa em operação	94
Figura 20 - Potência gerada por biomassa em construção	94
Figura 21 - Potência gerada por biomassa outorgada mas com construção não iniciada	94

Figura 22 - Empreendimentos em operação no estado de SP	95
Figura 23 - Ciclo de vapor no processo de cogeração	99
Figura 24 - Diagrama de um sistema de cogeração a partir do uso de turbinas	100
Figura 25 - Esquemático da utilização de vapor antes dos melhoramentos	100
Figura 26 - Esquemático da utilização de vapor depois dos melhoramentos	101
Figura 27 - Exemplo de um programa de gerenciador de carga.	108
Figura 28 - Esquemático funcional de uma indústria sucroalcooleira.	110
Figura 29 - Diagrama unifilar simplificado da UTE	112
Figura 30 - Esquemático elétrico simplificado de uma indústria sucroalcooleira	114
Figura 31 - Sistema inversor de 12 pulsos utilizado na indústria sucroalcooleira a ser estudada. (Projetado por Siemens)	118
Figura 32 - Harmônicos gerados pelo sistema de 12-pulsos.	119
Figura 33 - (a) Sistema de 12-pulsos; (b) Características das correntes.	119
Figura 34 - Gráfico da tensão de entrada do cubículo (88kV)	137
Figura 35 - Detalhamento da Figura 34 sobre a tensão de entrada do cubículo (88 kV)	137
Figura 36 - Oscilografia registrada por equipamento de proteção interno à indústria medido no barramento principal (13,8 kV).	142
Figura 37 - Oscilografia detalhada registrada por equipamento de proteção interno à indústria medido no barramento principal (13,8 kV).	143
Figura 38 - Oscilografia registrada por equipamento de proteção da subestação que atende a indústria medido do lado 13,8 kV	144
Figura 39 - Oscilografia registrada por equipamento de proteção da subestação que atende a indústria medido do lado 88 kV	145
Figura 40 - Diagrama de partida de um turbo-gerador	148

Figura 41 - Sistema simulado	149
Figura 42 - Diagrama de blocos para a equação de oscilação da máquina síncrona	150
Figura 43 - Regulador automático de tensão	151
Figura 44 - Controlador automático de Velocidade de uso geral – máquina térmica ou hidráulica	152
Figura 45 - Eixo direto (d) e em quadratura (q) da máquina síncrona e o eixo real (r) e imaginário (m).	155
Figura 46 - Máquina Síncrona com Regulador de Velocidade e Regulador de Tensão desenvolvido no software SIMULINK®.	159
Figura 47 - Subsistema Máquina síncrona	160
Figura 48 - Subsistema Regulador de Velocidade	160
Figura 49 - Subsistema Sistema de Partida.	160
Figura 50 - Subsistema Regulador de Tensão.	161
Figura 51 - Subsistema Rede de Transmissão	161
Figura 52 - Simulação do Caso 1 (Variação de 10% degrau na referência de potência mecânica).	162
Figura 53 - Simulação do Caso 2 (Variação de 10 % degrau na referência de tensão).	162
Figura 54 - Simulação das condições normais da rede de transmissão, Caso 3 (Saída de operação da linha de transmissão LT1) e Caso 4 (Saída de operação da linha de transmissão LT2).	162
Figura 55 - Resposta no tempo de um sistema de primeira ordem	164
Figura 56 - Caso 1 – Ângulo delta	165
Figura 57 - Caso 1 – Potência mecânica	165
Figura 58 - Caso 1 – Tensão de campo	166

Figura 59 - Caso 1 – Tensão terminal	166
Figura 60 - Caso 1 – Corrente de terminal	167
Figura 61 - Caso 2 – Ângulo delta	168
Figura 62 - Caso 2 – Potência mecânica	168
Figura 63 - Caso 2 – Tensão de campo	169
Figura 64 - Caso 2 – Tensão terminal	169
Figura 65 - Caso 2 – Corrente de terminal	170
Figura 66 - Caso 3 – Ângulo delta	171
Figura 67 - Caso 3 – Potência Mecânica	171
Figura 68 - Caso 3 – Tensão de Campo	172
Figura 69 - Caso 3 – Tensão terminal	172
Figura 70 - Caso 3 – Corrente de terminal	173
Figura 71 - Caso 4 – Ângulo delta	174
Figura 72 - Caso 4 – Potência mecânica	174
Figura 73 - Caso 4 - Tensão de Campo	175
Figura 74 - Caso 4 – Tensão terminal	175
Figura 75 - Caso 4 – Corrente de terminal	176
Figura 76 - Medições de harmônicas realizadas no Drive 1.	192

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 -	Dados do projeto Guató.	62
Quadro 2 -	Descrição da classificação técnica de atendimento para SIGFI	71
Quadro 3 -	Padrões de continuidade - SIGFI	71
Quadro 4 -	Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras.	80
Quadro 5 -	Proteção mínimas em função da potência instalada	81
Quadro 6 -	Dados de empreendimentos em operação em agosto de 2011	92
Quadro 7 -	Matriz de Energia Elétrica (agosto de 2011)	93
Quadro 8 -	Empreendimentos em operação no estado de SP	95
Quadro 9 -	Eletricidade: Indicadores Seleccionados (em TWh)	103
Quadro 10 -	Registro de Eventos do sistema de proteção interno à indústria medido no barramento principal.	138
Quadro 11 -	Parâmetros do gerador, regulador de tensão e controlador de velocidade para máquina térmica	153
Quadro 12 -	Esquemático de chaves para simulações de desligamentos de linhas	163
Quadro 13 -	Quadro de códigos ANSI para identificação da atuação da proteção	183

LISTA DE ABREVIACOES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
CERTS	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions
CHP	Combined Heat and Power (Combinação de Calor e Energia)
CM	CERTS Microgrids (CERTS Microrredes)
DER	Distributed Energy Resources (Recursos Distribuídos de Energia)
DG / GD	Distributed Power Generation / Geração Distribuída
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
DR / RD	Distributed Resources / Recursos Distribuídos
DS	Distributed Storage (Armazenamento Distribuído)
FC	Fuel Cells (Células de Combustível)
FIC	Freqncia de Interrupção por Unidade Consumidora
GHG / GEE	Greenhouse Gases / Gases do Efeito Estufa
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
ISSET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Instituto de Tecnologia de Energia Solar)
kWh/tc	quilowatt por hora por tonelada de cana
MIGDI	Minissistema Isolado de Geração e Distribuo de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Micro Turbine (Micro-Turbina)

ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	Power Center Control (Centro de Controle de Potência)
PQR	Power Quality and Reliability (Qualidade da Energia e Confiabilidade)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PV	Photovoltaic (Fotovoltaico)
RET	Renewable Energy Technologies (Tecnologias de Energia Renovável)
RES / FER	Renewable Energy Sources / Fontes de Energia Renováveis
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIGFI	Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes
SQRA	Security, Quality, Reliability, and Availability; (Segurança, Qualidade, Confiabilidade e Disponibilidade)
UNICA	União da Agroindústria Canavieira de São Paulo
WT	Wind turbine (Turbina Eólica)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Estrutura do Trabalho	30
2	MICRORREDES E OS RECURSOS DISTRIBUÍDOS DE ENERGIA	31
2.1	Estrutura Básica de uma Microrrede	33
2.2	Integração de Tecnologias de Microrredes	35
2.2.1	<i>Fonte de Energia Renovável (RES)</i>	35
2.2.2	<i>Tecnologias de energia renovável (RETS)</i>	36
2.2.3	<i>Tecnologias de armazenamento distribuído (DS)</i>	38
2.2.4	<i>Calor e energia combinados (CHP)</i>	39
3	CONCEPÇÕES DE MICRORREDES	41
3.1	Atividades de P&D na Europa	41
3.1.1	<i>A União Européia e os projetos de pesquisa sobre microrredes</i>	41
3.1.2	<i>O projeto de pesquisa “Mais Microrredes” da EU</i>	43
3.1.3	<i>Demonstração Sites da União Européia (UE)</i>	45
3.1.3.1	<i>Grécia: A Ilha Microrrede Kythnos.</i>	45
3.1.3.2	<i>Alemanha: Demonstração MVV Residencial em Mannheim-Wallstadt</i>	46
3.2	P&D nos Estados Unidos	47
3.2.1	<i>CERTS Introdução Microrrede</i>	47
3.2.1.1	<i>Campo de testes de Microrrede da CERTS</i>	49
3.2.2	<i>Projeto na Florida – Estados Unidos</i>	52
3.3	P&D no Japão	52
3.3.1	<i>Microrrede Projetos NEDO</i>	53
3.3.1.1	<i>O Projeto de Aomori em Hachinohe</i>	54
3.3.1.2	<i>O Projeto de Aichi Japão</i>	56
3.3.1.3	<i>O Projeto de Kyoto, em Kyotango</i>	56
3.3.1.4	<i>Projeto da Sendai</i>	57
3.3.2	<i>Microrredes no Brasil</i>	58

4	ASPECTOS LEGAIS E NORMATIVOS APLICADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	65
4.1	Contextualização histórica	65
4.2	Levantamento da legislação vigente	66
4.3	Normas Internacionais – Norma IEEE 1547	75
4.4	Discussões em torno da legislação	78
4.5	Mecanismos de incentivo	87
5	PERSPECTIVAS DA COGERAÇÃO	91
5.1	Participação das indústrias sucroalcooleiras na matriz elétrica brasileira	91
5.2	Aspectos gerais da cogeração	96
5.3	Desenvolvimento da cogeração no setor sucroalcooleiro	97
5.4	Biomassa da cana e a Bioeletricidade	102
6	A INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA E A MICRORREDE	107
6.1	Apresentação da indústria sucroalcooleira	110
7	CONCLUSÃO	123
7.1	Propostas contínuas a este trabalho	124
	REFERÊNCIAS	125
	APÊNDICE A – Relatório de desligamento de uma indústria sucroalcooleira causado pelo “efeito cascata”.	135
	APÊNDICE B - Procedimento de partida de um Turbo gerador	147
	APÊNDICE C - Análise e modelagem de uma máquina térmica conectada a um barramento infinito	149

ANEXO A – Notícia jornalística	177
ANEXO B – Perguntas realizadas na Consulta Pública no. 15/2010	179
ANEXO C – Códigos ANSI de atuação de proteção	183
ANEXO D – Relatório Técnico realizado pela SINER ®	189

1 INTRODUÇÃO

O termo “microrrede” tem sido muito utilizado no planejamento e na análise da operação de sistemas elétricos modernos, onde a presença de geração distribuída, a partir da utilização de fontes renováveis de energia ou mesmo de fontes convencionais de porte menor do que as grandes centrais elétricas, torna-se uma realidade.

Há diversas definições para microrredes, dependendo do contexto em que são utilizadas. Uma das definições considera microrredes como sendo redes elétricas de baixa tensão ou, em alguns casos, de média tensão, compostas por fontes de geração distribuída (GD), em conjunto com dispositivos de armazenamento e de cargas controláveis (HATZIARGYRIOU et al., 2009). Associados às definições de microrredes, outros conceitos têm sido incorporados no cotidiano do setor elétrico mundial, tais como: plantas de potência virtual, minirredes (*minigrids*), redes inteligentes (*smartgrids*), geração incorporada (*embedded generation*), geração distribuída ou dispersa, entre outros (MARNAY, 2010).

A principal característica das microrredes é que, ainda que estejam inicialmente conectadas à uma rede de energia, elas podem ser rapidamente isoladas, funcionando no modo de “ilha energética”, ou seja, desconectadas do sistema principal, em caso de avarias na rede a montante ou mesmo de opção operacional. As microrredes podem oferecer benefícios adicionais para a concessionária local, fornecendo energia complementar para uso em condições de pico, reduzindo ou adiando atualizações do sistema elétrico. (COX, 2007)

Geralmente, os sistemas de energia são projetados de tal forma que o pico de carregamento possa ser atendido por fontes já existentes. Entretanto, com o crescimento da demanda, o atendimento a esses picos tem levado os sistemas aos seus limites operacionais, aumentando sua vulnerabilidade quanto à estabilidade dinâmica. O uso das microrredes não só alivia o carregamento das linhas de transmissão, com a instalação da geração eletricamente próxima às cargas (reduzindo os fluxos e os circuitos de distribuição), como também leva a consequente redução de perdas. Sua existência também pode minimizar o impacto das falhas

individuais já que, em um evento de desligamento involuntário, as microrredes podem suprir certas áreas, evitando que o problema atinja uma grande extensão.

As microrredes podem cobrir os custos ambientais da geração de energia com eficiência, atendendo aos exigentes requisitos de segurança, qualidade, confiabilidade e disponibilidade (*SQRA – Security, Quality, Reliability and Availability*). A aceitação das tecnologias DER (*Distributed Energy Resources*), sigla inglesa para “integração distribuída dos recursos de energia”, e o aumento gradual e consistente na sua penetração no mercado, tem gerado um interesse significativo na integração, controle e otimização do funcionamento de unidades DER no contexto das microrredes (LIU, 2008).

Além disso, se a infra-estrutura de energia elétrica precisa ter acesso a esta energia requerida para o suporte de tensão local ou de qualidade de energia, por exemplo, as microrredes auxiliam neste suprimento de modo que as decisões de gestão podem ser tomadas muito mais rapidamente fazendo assim a diferença entre um funcionamento contínuo e os desligamentos.

Os desligamentos involuntários (conhecidos popularmente por “apagões”) nos sistemas de fornecimento de energia e os eventos em cascata que contribuem para estas situações são muitas vezes complexos. Em um sistema de energia, o isolamento de partes do sistema pode criar uma microrrede, conforme as definições anteriormente apresentadas.

As microrredes e a capacidade de conexão/desconexão afetam o fluxo de trabalho dos sistemas principais, permitindo uma rápida recuperação aos desastres e impactando economicamente, de forma positiva, no resultado das concessionárias. A modelagem dessas interações do sistema, utilizando-se de exemplos e estudos de caso, demonstra os benefícios potenciais do uso de microrredes para melhorar o fornecimento de energia e a expansão de redes de serviços públicos nas áreas. Modelos devem ser desenvolvidos visando a compreensão da natureza intrínseca destas microrredes, sob esperados cenários operacionais e cenários extremos (COX, 2007).

Nos últimos anos muito se tem falado sobre o contínuo aumento da necessidade de uso de fontes renováveis de energia. Por isso, ainda que o petróleo permaneça como fonte majoritária de abastecimento para mercado, ele apresenta-se extremamente suscetível a crises de oferta devidas às oscilações de produção e de cotação de preço. Dessa forma, tornou-se

primordial a busca por fontes alternativas e renováveis que obedeçam à sustentabilidade produtiva.

No Brasil, o número de clientes GD que utilizam bagaço de cana como fonte de energia térmica através de sua queima tem crescido exponencialmente. Frequentemente, sua capacidade de geração de energia elétrica extrapola o consumo interno da indústria. Neste caso, o cliente ajusta o balanço de oferta e demanda por energia elétrica comprada da rede principal ,ou então, a ser vendida.

Dentro deste contexto, as usinas sucroalcooleiras têm despertado grande interesse da comunidade científica na análise da interferência de suas fontes termelétricas no sistema principal.

Uma dessas interferências está relacionada ao impacto da conexão ou desconexão das termelétricas na operação e na qualidade da energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir da operação de plantas sucroalcooleiras, é possível observar os impactos de desligamentos “em cascata” de outras indústrias, também geradoras de energia, ligadas ao mesmo ramo do circuito, queda de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), fluxo de potência provocando a atuação indevida de proteções, etc.

Assim, a fim de simplificar o estudo e avaliação de tais problemas, este trabalho apresenta definições e conceitos sobre microrredes a partir da análise do funcionamento de uma planta sucroalcooleira gerando energia termelétrica à biomassa propondo introduzi-la como um exemplo de microrrede a ser explorado. A introdução das usinas sucroalcooleiras no sistema elétrico das concessionárias tornar-se-á bastante simplificada quando elaborada na forma de uma microrrede. Isto porque, atualmente, esta somente é visualizada como parte do sistema de geração distribuída. Ao ser modelada como uma microrrede, todos os seus aspectos serão considerados. Será possível avaliar a interação entre os circuitos de corrente alternada, os circuitos de corrente contínua, as redes de comunicação entre atuadores, sensores, cargas, inversores, motores, geradores, como uma única entidade perante o SIN.

1.1 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1 é realizada uma apresentação generalizada sobre microrredes e alguns de seus desafios e oportunidades de estudo e desenvolvimento em torno do tema envolvendo as indústrias sucroalcooleiras como parte integrante e ativa da SIN quando definidas como uma aplicação e/ou exemplo de microrrede no Brasil.

No Capítulo 2 as microrredes são conceituadas e este é analisado, já que durante este estudo, observaram-se certas discrepâncias entre a maioria dos conceitos mundiais e a atualmente descrita no Brasil. Por isso é apresentada e descrita uma estrutura básica e comum entre as microrredes de energia.

No Capítulo 3 dá-se a apresentação das atuais tecnologias utilizadas no funcionamento nas microrredes e das *DER* sendo complementada no Capítulo 4 onde vários exemplos são citados e descritos a fim de consolidar os conceitos e os dispositivos e características básicas necessárias a serem encontradas em uma microrrede para assim ser classificada.

No Capítulo 5, como ainda pouco se discute sobre microrredes no Brasil, e citando o fato de que atualmente as indústrias sucroalcooleiras são descritas como parte da geração distribuída, é realizado um levantamento do histórico legislativo e as atuais leis, resoluções e normas vigentes Brasil que norteiam a geração distribuída assim como da atual *IEEE* que mais se aproxima da regência de microrredes. Também importante na legislação brasileira, as formas instituídas a fim de promover e incentivar o crescimento deste ramo industrial são descritas.

Para cumprir o objetivo principal deste trabalho, que é definir a sucroalcooleira como uma microrrede e utilizá-la como uma aplicação de tais estudos, já apresentados os conceitos, no Capítulo 6 é introduzido então o tópico “cogeração” e partir deste, no Capítulo 7, é então apresentada a usina sucroalcooleira, descrevendo seu funcionamento elétrico e comparando as características comuns entre a indústria e os outros exemplos de microrredes apresentados nos capítulos anteriores, direcionando a conclusão presente no Capítulo 8 .

Nos apêndices e anexos, para melhor visualização de possíveis impactos e respostas, um estudo sobre a estabilidade de uma máquina turbo geradora é apresentado além de diagramas unifilares, relatórios de desligamento da usina, oscilografia, quadro ANSI de proteções, etc.

2 MICRORREDES E OS RECURSOS DISTRIBUÍDOS DE ENERGIA

Conforme apresentado no Capítulo 1, o conceito de microrrede considerado neste trabalho pressupõe um conjunto de cargas e micro-fontes operando como um único sistema controlável que fornece energia e calor para a área local (LASSETER, 2002). Assim, a microrrede pode ser definida como um grupo semi-autônomo de fontes de geração e cargas, que são colocadas e operadas de forma a atender clientes agrupados ou dispersos, pertencentes à microrrede que, todavia, operam de forma coordenada. Os componentes da microrrede podem ser conjuntos de microturbinas, células de combustível, painéis fotovoltaicos e outros pequenos geradores de energias, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis (MARNAY, 2010).

Outro conceito aceito sobre as microrredes foi o apresentado por Smith (2011), que diz que

Uma microrrede é um grupo de cargas e de recursos de energia distribuída interconectadas dentro de um limite elétrico claramente definido que atua como uma entidade controlável única com relação à rede. Uma microrrede pode conectar e desconectar-se da rede de modo que lhe permita operar conectado ou isolado da rede (“modo ilha”).

Embora a aplicação do DER possa potencialmente reduzir a necessidade da expansão do sistema tradicional, o controle de um grande número de DERs cria um novo e enorme desafio para o funcionamento e para o controle da rede de forma segura e eficiente, pois existe, por exemplo, a possível energização de locais não programados e atuação indevida de proteções (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Para o cliente, a microrrede pode ser concebida para satisfazer as suas necessidades específicas, tais como: melhoraria da confiabilidade local, redução das perdas de alimentação, melhoria na eficiência de processos através da utilização de calor residual, correção de variação de tensão ou fornecimento ininterrupto de energia, dentre outros (LASSETER, 2002).

Os grupos geradores de eletricidade, turbinas a gás, microturbinas (MTs), células de combustível (FCs) e equipamento movido a calor e energia combinados (CHP), juntamente com módulos fotovoltaicos a energia solar (PV), pequenas turbinas eólicas (WTs), outras pequenas fontes renováveis (tais como digestores de biogás), armazenamento de energia e calor, e cargas controláveis deverão desempenhar um papel significativo no fornecimento de energia no futuro. Eles podem reduzir substancialmente as emissões de carbono, contribuindo assim com a realização dos compromissos dos países mais desenvolvidos a fim de satisfazer suas metas de redução de emissão de carbono (com base no Protocolo de *Kyoto*). Estas tecnologias estão coletivamente inseridas no conceito de DER.

Além disso, a presença de geração de energia próxima a demanda pode aumentar a qualidade da energia e confiabilidade (PQR), da eletricidade entregue a usuários finais sensíveis, ou seja, que necessitam de alta qualidade de energia constantemente isto porque é possível eliminar alguns dos problemas causados pela transmissão como rompimentos de cabos, quedas de tensão, interferências naturais não planejadas etc., e ainda pode possibilitar uma rápida localização da falha e correção entre geração-carga (HATZIARGYRIOU et al., 2007). Os DERs podem ser usados para reforçar ativamente o PQR. Em geral, vários benefícios são percebidos, tais como: aumento da eficiência energética através da cogeração, a redução das emissões de carbono, a redução de perdas na transmissão, a compensação da necessidade de nova geração, o fornecimento de suporte de tensão local e resposta às rápidas mudanças nos níveis de carga, entre outros.

O arranjo das microrredes evolui a partir da necessidade de aperfeiçoar o sistema energético global dos usuários finais. Podemos citar três principais características potenciais para este arranjo (MARNAY, 2010):

1. Projeto em torno de requisitos de sistema otimizando o uso de energia e recuperação desta após sua transformação, como por exemplo, em dispositivos combinados de calor e energia (CHP);
2. Prestação de nível heterogêneo de segurança, qualidade, confiabilidade e disponibilidade (SQRA) para usuários finais. A microrrede é construída e operada de modo que as cargas críticas são protegidas e a qualidade da energia é garantida quando é necessário, enquanto as outras cargas são servidas com SQRA compatível com sua importância. A prestação de

SQRA heterogêneo pode melhorar a confiabilidade geral do equipamento crítico, enquanto há redução dos custos por causa do sacrifício dos equipamentos não-críticos;

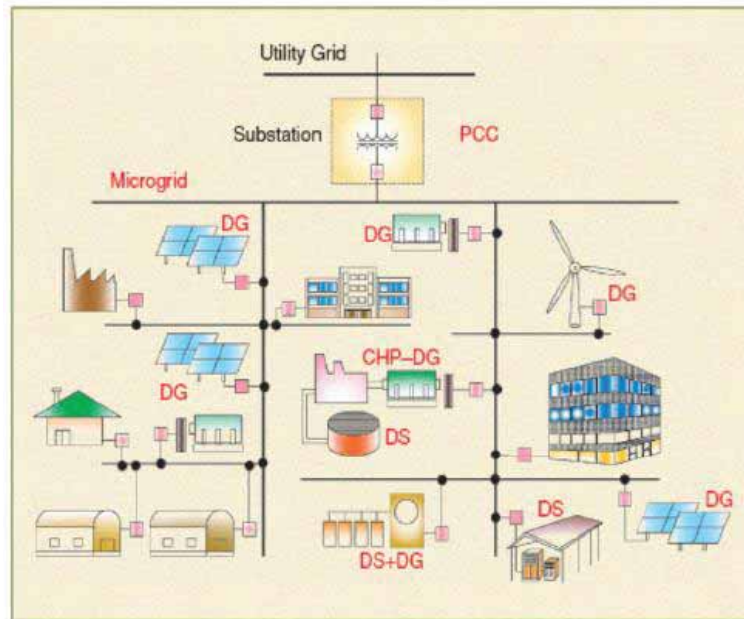
3. Apresentação à macrorrede como uma única entidade controlada. Esta forma de apresentação, semelhante a um cliente atual ou como uma fonte de geração de pequeno porte, pode vir a acrescentar benefícios ao sistema como os já citados.

2.1 Estrutura Básica de uma Microrrede

As micro-fontes de especial interesse para microrredes são pequenas unidades com interface na eletrônica de potência. Estas fontes (normalmente microturbinas, painéis fotovoltaicos e células de combustível) são colocadas nos clientes locais. Elas são de baixo custo, baixa tensão, possuem alto nível de confiabilidade e com poucas emissões de gases de efeito estufa. A eletrônica de potência proporciona o controle e a flexibilidade exigidos pela microrrede conceitual, que pode ser alcançado usando uma arquitetura de sistema com três componentes críticos: controladores da micro-fonte locais, otimizador do sistema, proteção distribuída (LASSETER, 2002).

A Figura 1 mostra o esquema estrutural de uma microrredes. A carga necessária flexível pode ser suprida em operação controlada com alta eficiência energética, devido à fornecimento de energia e calor (LIU,2008).

Figura 1 - Uma estrutura típica de microrrede.



Fonte: Liu (2008).

a. Controlador da Micro-fonte

Controlador da micro-fonte é um componente importante da infra-estrutura da microrrede. Este controlador responde em milissegundos e usa a informação local para controlar a micro-fonte durante todos os eventos. Os insumos básicos para este controlador de estado estacionário são pontos estabelecidos de potência, P , e tensão do barramento local, V (LASSETER, 2002).

b. Otimização do sistema

A otimização do sistema é fornecida pelo Gestor de Energia que utiliza informações sobre qualidade de energia elétrica local e as necessidades de calor, custos de eletricidade e gás, carências do serviço, os requisitos especiais da rede do lado da procura, níveis de congestionamento, etc., para determinar a quantidade de energia que o microrrede deve retirar do sistema de distribuição (LASSETER, 2002).

Algumas das principais funções do Gestor de Energia são;

- a) Proporcionar a potência individual e ponto de ajuste de tensão para cada controlador de fluxo de potência da micro-fonte;
- b) Garantir que o calor necessário e as cargas elétricas sejam atendidas;

- c) Garantir que os contratos operacionais da microrrede sejam satisfatórios ao sistema de transmissão;
- d) Minimizar as emissões e as perdas do sistema;
- e) Maximizar a eficiência operacional das micro-fontes;
- f) Fornecer lógica e controle de isolamento e reconexão da microrrede durante os eventos.

c. Sistema de Proteção

A proteção deve responder às falhas do sistema e Microrrede.

Se a falha está na rede elétrica, a resposta desejada pode ser para isolar a microrrede da rede principal o mais rapidamente para proteger as cargas internas. A velocidade de isolamento é dependente do cliente específico. Em alguns casos a compensação do afundamento da tensão pode ser realizada sem separação do sistema de distribuição para proteger cargas críticas. Se a falta foi dentro da microrrede, o coordenador da proteção isola o menor ponto possível de alimentador radial para eliminar a falha. A maioria das proteções de distribuição convencionais baseia-se em sensoriamento remoto de curto-circuito (LASSETER, 2002).

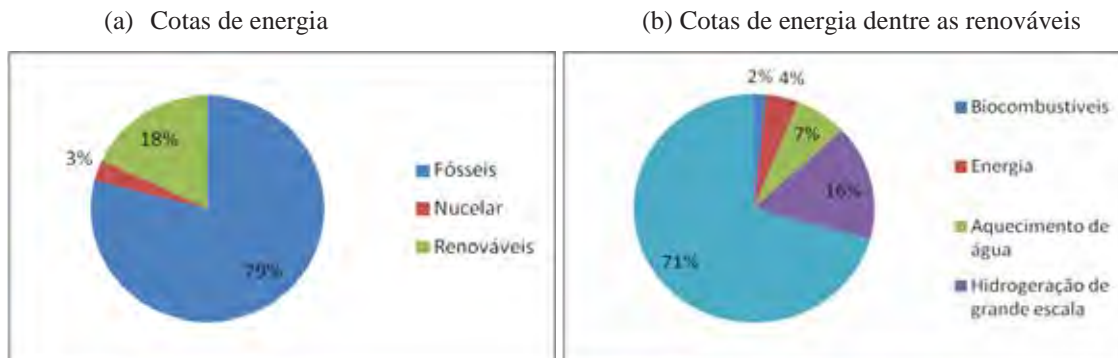
2.2 Integração de Tecnologias de Microrredes

2.2.1 Fonte de Energia Renovável (RES)

As fontes de energia renováveis (RES - *renewable energy sources*) podem fornecer serviços de energia sustentável, para alcançar soluções e resultar em mínimos danos ambientais locais e reduzidas emissões líquidas de gases do efeito estufa (GHG - *Greenhouse Gases*). O potencial das RES em transformar o consumo global de energia é enorme. A transição para sistemas de energia renovável é cada vez mais desejável e possível, pois os custos de sistemas de energia renovável caíram substancialmente nos últimos 30 anos. A maioria das previsões indicam que os custos de eletricidade renovável deve continuar a diminuir (LIU, 2008).

As RES fornecem atualmente 18% do total mundial de energia, conforme apresentado na Figura 2. A RES disponível pode incluir em sua apresentação: energia eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, energia hidroelétrica, biomassa, energia geotérmica, ondas e energia das marés.

Figura 2 - Quota de energias renováveis no consumo final mundial de energia.



Fonte: Liu (2008).

2.2.2 Tecnologias de energia renovável (RETS)

O número de usinas de energia renovável tem crescido nas últimas décadas, assim como a tecnologia empregada tem se desenvolvido. GD é utilizado em microrrede significando a utilização de pequenos geradores que estão localizados no sistema de distribuição ou em locais de abastecimento de eletricidade. Algumas destas tecnologias serão citadas abaixo (LIU, 2008):

Micro-turbinas: micro-turbinas são compostas de um gerador e turbina a gás montados sobre um único eixo. Estas unidades atualmente variam em tamanho de 30 a cerca de 100 kW. A micro-turbina geralmente tem de 20 a 30 % de eficiência. A operação CHP pode aumentar a eficiência global do sistema de 7 a 8%. Com o uso da cogeração, micro-turbinas podem gerar potência local a custos competitivos com os da atual energia comprada.

Células de Combustível: Uma série de tecnologias de células de combustível estão em desenvolvimento ou sendo usado para gerar energia. A importância de células de combustível é o seu potencial de alta conversão de energia elétrica de forma eficiente (35 a 55% sem recuperação de calor). A tecnologia em geral utilizada em microrrede é a célula de

combustível de ácido fosfórico, a operação de cogeração também aumenta a eficiência global da conversão de combustível. Algumas outras tecnologias de células de combustível estão sendo desenvolvidas, por exemplo, membrana de troca de prótons, carbonato fundido e sólidos óxido.

Células fotovoltaicas: os dispositivos fotovoltaicos (PV), têm em existência por muitos anos desde o início da sua utilização no programa espacial dos E.U.A. Eles dependem da luz solar para produzir a tensão DC nos terminais da pilha. Os valores de tensão e corrente que células PV pode produzir dependem da intensidade da luz solar e do desenho da célula. Os sistemas fotovoltaicos usam matrizes de células que podem ser fixas ou acompanhar o sol de forma a capturar energia adicional. O armazenamento é necessário se os requisitos de potência forem superiores a luz solar disponível. Os sistemas fotovoltaicos operam de maneira altamente confiável, discreta e sem emissões.

Solar Térmico: A principal tecnologia de pequena escala desta geração no campo da energia térmica solar é o *stirling dish*. Esta tecnologia está sendo testada em intervalo de 10-25 kW. Neste sistema, a luz é concentrada em um pequeno receptor espelhado por uma matriz que segue o movimento solar. O calor coletado pelo receptor é transferido para a extremidade quente de um motor *stirling*. O motor *stirling* utiliza fluido de trabalho em um ciclo fechado para empurrar pistões e geração de rotação do eixo. Em um *stirling dish* a rotação do eixo é usada para girar um gerador de indução que é ligado à rede elétrica.

Vento: geração de energia eólica tem sido comercialmente disponível há muitos anos. O impulso principal foi em grandes parques eólicos onde as turbinas eólicas de 700 kW a 1.5MW estão disponíveis e em uso. Estas máquinas geralmente usam um gerador de indução conduzido por um rotor com pás. Quando a turbina está em funcionamento em modo stand-alone, qualquer requisito de energia em excesso da energia eólica disponível deve ser fornecida pelos sistemas de armazenamento ou outra geração.

2.2.3 *Tecnologias de armazenamento distribuído (DS)*

O armazenamento é importante na Microrrede tanto porque os picos cargas são caros para atender com energia comprada e fontes de geração, mas também, porque a microrrede pode não ser capaz de responder às mudanças de carga, conforme necessário. As mudanças de carga são geralmente causadas por eventos de curta duração, como transitórios resultantes da partida de motores ou ligar / desligar do equipamento, ou de mudanças mais lentas que excedem a capacidade de rampa de geração disponível a qualquer momento. Os sistemas de armazenamento podem ser concebidos para entrar em operação, demorando subciclos, por isso são ideais para acompanhar as mudanças de carga rápida ou imediata e fornecer backup se a energia elétrica for perdida (LIU, 2008).

Baterias: As baterias são o método tradicional de armazenamento energia elétrica, mas não há experiência operacional considerável com sistemas de baterias. As baterias de chumbo-ácido, disponível em quase qualquer tamanho, são usadas em muitas aplicações que exigem backup de alimentação. Baterias com outros químicos estão agora também disponíveis comercialmente, por exemplo, as pilhas de fluxo. As melhorias recentes aumentaram a densidade de armazenamento de energia e prorrogaram a vida da bateria.

Sistema Inercial (flywheel): Estes armazenam energia em alta velocidade (até 100.000 rpm) nas rodas ou discos de rotores conectados ao motor / gerador. A quantidade de energia armazenada no sistema inercial é proporcional ao quadrado da velocidade de rotação. Esta pode ser descarregada em alta potência (kW) por um curto período de tempo ou em uma taxa mais lenta por um longo período.

O armazenamento de energia supercondutor magnético: Supercondutores permitem a passagem de corrente elétrica sem perdas. A energia elétrica é armazenada como uma circulação de corrente em uma bobina de fios supercondutores. Esta corrente circulante atual estabelece um campo magnético no qual a energia é armazenada.

Supercapacitores: Supercapacitor é um dispositivo de muito alta capacidade eletrolítica que armazena energia na forma de carga eletrostática. Eles são compostos de dois eletrodos com um isolante muito fino.

2.2.4 Calor e energia combinados (CHP)

As tecnologias de recuperação de calor para uso em sistemas de produção combinada de calor e potência (CHP) são necessárias para a viabilidade da microrrede. Um benefício potencial importante da microrrede é a de utilizar o calor residual proveniente da conversão como principal combustível para a eletricidade. Normalmente de metade a três quartos da energia primária consumida na geração de potência não são utilizados e é liberado para o ambiente. Os benefícios de utilizar este calor são significativos. Ao contrário de eletricidade, o calor, normalmente sob a forma de vapor ou água quente, não podem ser facilmente (ou economicamente viável) transportados a longas distâncias para sistemas de cogeração então, este normalmente é utilizado para fornecer calor para processos industriais, aquecimento espaço no local, aquecimento urbano local, ou água quente para uso doméstico ou esterilização (LIU, 2008).

3 CONCEPÇÕES DE MICRORREDES

A estrutura do atual sistema elétrico brasileiro é baseada em grandes unidades de geração sendo, em geral, o fluxo de energia unidirecional e possuindo despacho centralizado e controlado pelo ONS. Com o aumento da demanda perante o atual cenário limitado de transmissão de energia e de preocupações e paradigmas quanto a preservação do meio ambiente, não só no Brasil mas como em todo o mundo, tem-se buscado alternativas a fim de inserir micro e pequenas unidades de geração utilizando fontes não convencionais permitindo uma nova configuração do sistema elétrico com a formação de microrredes. Contudo o sistema elétrico tornar-se-á complexo e por isso faz-se necessário estudos para melhor avaliação do desempenho desses sistemas. Alguns destes estudos serão a seguir apresentados.

3.1 Atividades de P&D na Europa

3.1.1 A União Européia e os projetos de pesquisa sobre microrredes

Na União Européia (UE), dois importantes esforços de pesquisa têm sido dedicados exclusivamente a microrredes. Dentro do Quinto Programa-quadro (1998-2002), a atividade de microrredes: *Integração em grande escala de Micro-Geração para redes de baixa tensão* foi financiada em €4,5 milhões. O Consórcio, liderado pela *National Technical University of Athens* (NTUA), incluiu 14 parceiros de sete países da UE, incluindo serviços de utilidades, tais como *EDF* (França), *PPC* (Grécia) e *EDP* (Portugal); fabricantes, como *EmForce*, *SMA*, *Germanos*, e *URENCO*; além de instituições de pesquisa e universidades, como *Labein*, *INESC* Porto, a Universidade de Manchester, *Kassel ISET*, e *Ecole de Mines*. Os objetivos da P & D fixados foram (HATZIARGYRIOU et al., 2007):

- a) estudar o funcionamento de microrredes para aumentar a penetração de DERs renováveis e outros, reduzindo emissões de carbono ;
- b) estudar o funcionamento de microrredes em paralelo com a rede e isolada, e analisar possíveis falhas ;
- c) definir e desenvolver estratégias de controle para assegurar a eficiência, confiança, operação e gestão econômica da microrrede ;
- d) definir a proteção adequada e políticas de aterramento para garantir a segurança,
- e) identificar e desenvolver as infra-estruturas e protocolos necessários para telecomunicações;
- f) determinar os benefícios econômicos da operação microrrede e propor métodos sistemáticos para quantificá-los ;
- g) simular e demonstrar a operação de uma microrrede em escala de laboratório.

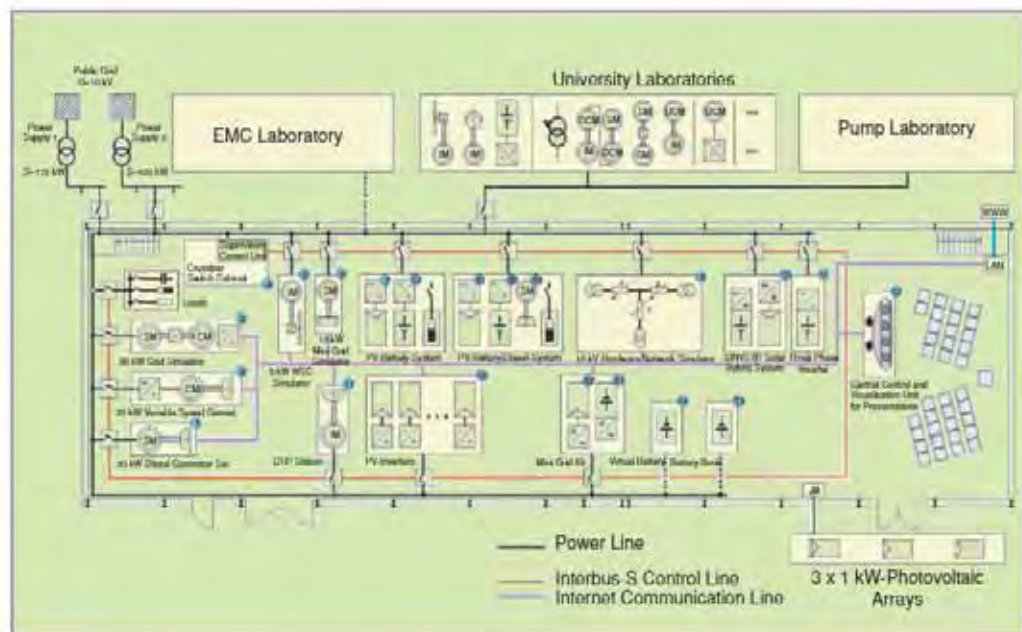
O projeto foi concluído com sucesso, fornecendo várias soluções técnicas inovadoras.

Os projetos destaques incluem o desenvolvimento de:

- a) modelos de DER para estado estacionário e ferramentas para análise dinâmica;
- b) filosofias de operação isolada e interconectada;
- c) algoritmos de controle, tanto hierárquico como distribuído;
- d) estratégias locais de *blackstart*;
- e) definições de resposta da interface da DER
- f) sistemas de aterramento e proteção;
- g) métodos para a quantificação dos benefícios de confiabilidade;
- h) laboratório de microrredes de diversas complexidades e funcionalidades.

Vários níveis de controle centralizado e descentralizado foram explorados nos laboratórios participantes do ISET (Alemanha), da Universidade de Manchester (Reino Unido), Ecole de Mines (França), e NTUA (Grécia), e benefícios relativos foram identificados. O laboratório ISET é mostrado na Figura 3 (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Figura 3- As instalações do laboratório microrrede em ISET



Fonte: Hatziaargyriou et al. (2007).

3.1.2 O projeto de pesquisa “Mais Microrredes” da EU

Um projeto de acompanhamento intitulado *Mais microrredes: Arquiteturas Avançadas e Conceitos de Controle para Mais Microrredes* no Sexto Programa-Quadro (2002-2006) foi financiado com € 8,5 milhões e está em andamento. Esse segundo consórcio, novamente liderado pela NTUA, compreende fabricantes, incluindo a Siemens, ABB, SMA, ZIV, I-Power, Anco, Germanos, e EmForce, concessionárias de energia da Dinamarca, Alemanha, Portugal, Holanda e Polônia, e equipes de pesquisa da Grécia, do Reino Unido, França, Espanha, Portugal e Alemanha. Os novos objetivos incluem (HATZIARGYRIOU et al., 2007):

- investigação de novos controladores DER para operação efetiva e eficiente da microrrede;
- desenvolvimento de estratégias de controle alternativo, utilizando a próxima geração de tecnologia da informação e comunicações;

- c) criação de projetos de rede alternativas, incluindo aplicação de métodos de proteção moderno, interfaces modernas estado sólido e operação em frequências variáveis;
- d) integração técnica e comercial de várias microrredes, incluindo a interface de diversos microrredes com sistemas de gestão a montante da distribuição, além de funcionamento dos mercados de energia descentralizada e serviços auxiliares;
- e) padronização de protocolos técnicos e comerciais e de hardware para permitir a instalação fácil das DERs com recursos *plug-and-play* ;
- f) estudar o impacto no funcionamento do sistema de alimentação, incluindo a quantificação dos benefícios de microrredes a nível regional, nacional e europeu de melhorias de confiabilidade, redução de perdas na rede, benefícios ambientais, etc;
- g) explorar o impacto sobre o desenvolvimento da infra-estrutura da rede de eletricidade, incluindo a quantificação dos benefícios da microrrede à rede global, e a estratégia de reforço e substituição da antiga infra-estrutura de eletricidade europeia;
- h) execução de amplos ensaios de campo de estratégias de controle alternativo em instalações reais, com validação experimental de várias arquiteturas de microrrede ligadas em modo interconectadas e isolada, e testando , durante a transição, os componentes de eletrônica de potência, interfaces, estratégias alternativas de controle, comunicação, protocolos, etc.;

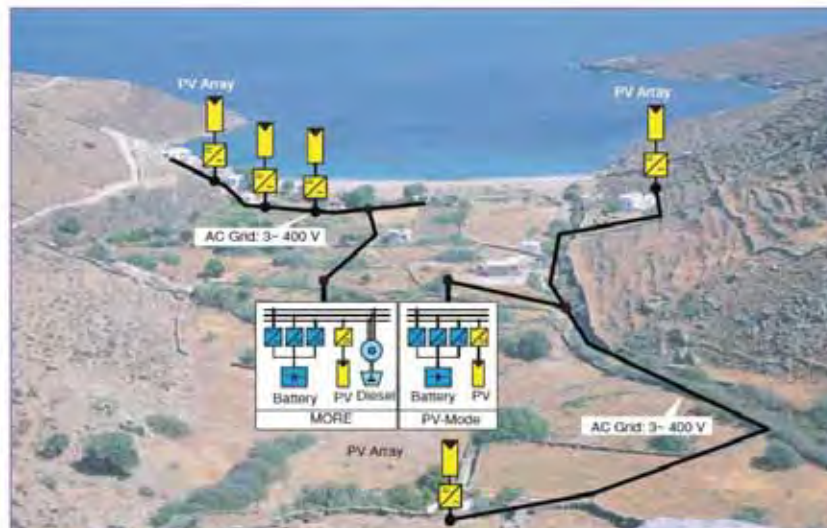
3.1.3 Demonstração Sites da União Européia (UE)

As instalações piloto incluem os *sites* de demonstração a seguir:

3.1.3.1 Grécia: A Ilha Microrrede Kythnos.

Este sistema, mostrado na Figura 4 atende 12 casas em um pequeno vale de Kythnos, uma ilha no arquipélago das Cíclades, no Mar Egeu. O sistema de geração compreende sistema PV, um banco de baterias nominal e um grupo gerador a diesel. A segunda matriz PV montado no telhado do edifício de comando, é conectada a um inversor SMA e um banco de baterias para fornecer energia para a monitoração e comunicação (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Figura 4 - Microrrede piloto em Kythnos

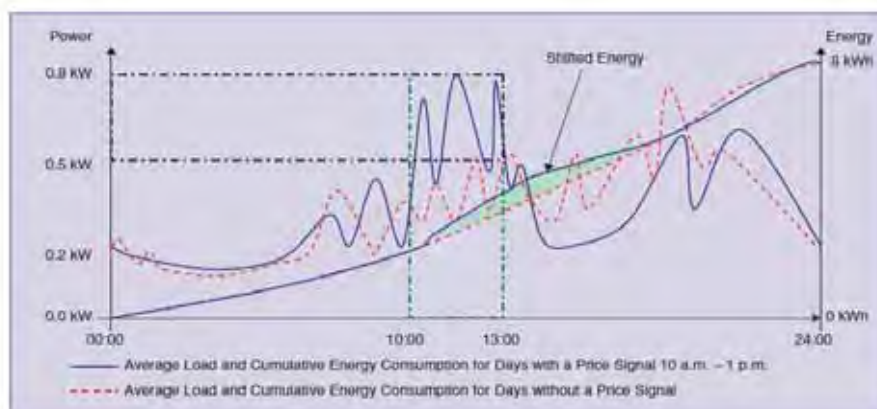


Fonte: Hatzargyriou et al. (2007)

3.1.3.2 Alemanha: Demonstração MVV Residencial em Mannheim-Wallstadt

A propriedade ecológica de 1.200 habitantes em Mannheim-Wallstadt foi preparada para ser um local de campo de teste contínuo de longa duração do projeto “Mais microrredes”. Um total de 30 kW de PV já tem sido instalado por investidores privados, e ainda alguns DERs estão sendo planejados. O primeiro objetivo do experimento foi de envolver os clientes na gestão de carga. Durante o verão de 2006, ao longo de 2 meses de teste, mais de 20 famílias e uma creche municipal participaram do programa “*Washing with the Sun*”, com alguns de seus resultados apresentados na Figura 5. Com base em informações de saída e disponibilidade PV em sua vizinhança, os clientes mudaram suas cargas quando poderiam usar a eletricidade solar direta. Como resultado, as famílias participantes mudaram significativamente suas cargas do típico pico noturno residencial para hora de maior insolação, e dos dias nublados para os dias ensolarados (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Figura 5 - Resultados do programa “*Washing with the Sun*”



Fonte: Hatziargyriou et al. (2007)

Além das atividades descritas, outras manifestações estão ocorrendo na Holanda, Dinamarca, Itália, Portugal e Espanha. Além disso, Deve-se notar que, além de P&D financiado pela UE, há várias atividades apoiadas pelos governos nacionais ou regionais em curso na Alemanha, Espanha, Reino Unido, Países Baixos e em outros lugares.

3.2 P&D nos Estados Unidos

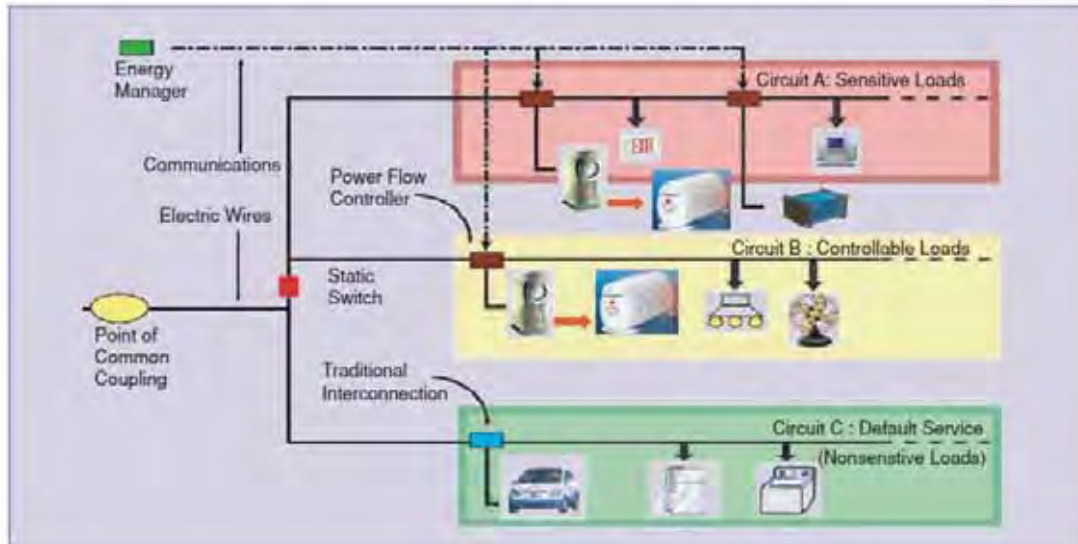
Os Estados Unidos tiveram uma expansão modesta, mas lentamente tem expandido o programa de pesquisa em microrredes para vários anos, apoiada tanto pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE), sob o Escritório de distribuição de eletricidade e confiabilidade da energia (OE), e pela Comissão de Energia da Califórnia (CEC) através do seu Programa de Pesquisa Energética de Interesse Público. O aumento da demanda por altos níveis de PQR nos EUA, principalmente, para coincidir com o aumento dos requisitos do usuário final, conduziu naturalmente a maior atenção à melhoria PQR localmente utilizando-se microrredes (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

3.2.1 CERTS Introdução Microrrede

O mais conhecido esforço de P&D sobre microrredes nos EUA foi desenvolvido no âmbito do “*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*” (CONSORTIUM FOR ELECTRIC RELIABILITY TECHNOLOGY SOLUTIONS, 2010). Desde sua criação em 1999, a provável emergência da GD foi reconhecida como um fator importante, e tem sido um foco do P&D da CERTS. O conceito específico de CERTS Microrrede (CM) foi totalmente desenvolvido até 2002, quando foi descrito e apresentado em um *Workshop*. Em seguida, a construção física de exemplos foi realizada.

O CM, tal como acontece com a maioria dos paradigmas de microrrede, pretende como perfeitamente possível, separar o serviço normal de utilidade durante uma ruptura e continuar a servir suas cargas críticas internas, até os serviços de utilidade serem restaurados. O CM prevê essa função para *sites* relativamente pequenos (≤ 2 MW de pico), sem necessidade de dispendiosos controles elétricos rápidos ou engenharia específica para o local, o que o torna caro (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Figura 6 - Esquemático de um exemplo de um CM



Fonte: Hatziargyriou et al. (2007)

A Figura 6 mostra um exemplo CM, cujas características mais salientes são:

- falta de controles elétricos rápidos. A operação de geradores é controlada localmente através de dispositivo de eletrônica de potência que incorporam características droop respondendo a frequência e tensão no local monitorado.
- um único ponto de acoplamento comum (PCC), e que não exporta.
- um projeto explícito de fornecer PQR heterogêneos. Esta aparece no diagrama como confiabilidade variável nos três circuitos. O circuito C é exposto a rede de potência normal, no entanto, em caso de insuficiência de qualidade de energia da rede, por exemplo, queda de tensão, abre a chave estática e os circuitos A e B são atendidos isolados até o nível aceitável de qualidade de energia seja restaurada.
- forma dispersa de sistema *plug-and-play*. Nenhuma engenharia personalizada é necessária para a interligação de um único dispositivo, desde que a CM tenha capacidade, tornando a configuração do sistema flexível e variável.
- controles genéricos lentos. Outras funções de controle, por exemplo, manutenção de envio econômico, são alcançados por uma lenta rede de controle representado na Figura 6 como o Gerenciador de Energia.

3.2.1.1 Campo de testes de Microrrede da CERTS

A viabilidade do CM tem sido bem demonstrada em simulação e através de testes de um sistema de banco de ensaio à escala laboratorial, no Universidade de Wisconsin, Madison. Por algum tempo, tem sido objetivo do CERTS realizar testes em larga escala do conceito de CM antes de implantá-lo em um local real. Para conseguir isso, um campo de teste em escala real foi recentemente instalado no Centro de Tecnologia Dolan, em Columbus Ohio, que é operado pela *American Electric Power*, uma das maiores concessionárias de energia dos EUA (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

A Figura 7 (acima a esquerda) mostra o layout do banco de ensaio e a Figura 8 seu diagrama unifilar. O grande edifício branco à esquerda contém as forças primárias, três grupos geradores Tecogen como mostrado Figura 7 (abaixo a esquerda).

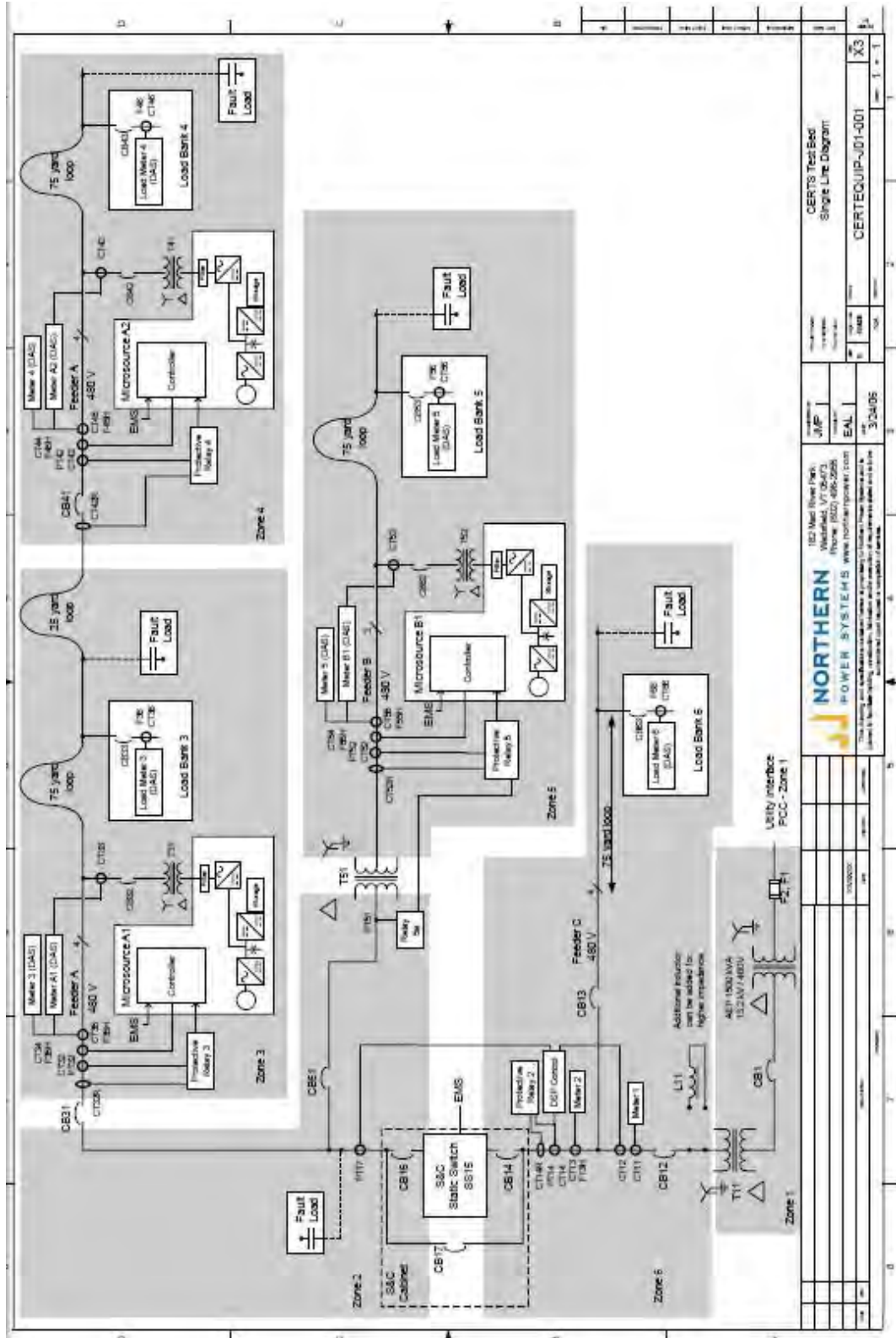
Embora essas unidades tenham sido normalmente instaladas como máquinas síncronas, os modelos utilizados têm a capacidade de alimentação eletrônica originalmente destinada a permitir a operação com velocidade variável de acordo com a capacidade da CM. O dispositivo ilustrado na Figura 7 abaixo-esquerdo contém a chave estática, enquanto os outros vistos na imagem contêm equipamentos de manobra e monitoramento necessários para o completo funcionamento da CM e gravação do desempenho durante procedimentos agendados.

Figura 7 - Centro de Tecnologia de Dolan – campo de testes de CM



Fonte: Hatziargyriou et al. (2007)

Figura 8 - O diagrama unifilar do campo de teste Microrrede CERTS



Fonte: Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (2010b).

3.2.2 Projeto na Flórida – Estados Unidos

Há estudos na Flórida, por exemplo, onde o desenvolvimento de comunidades é planejado para resolver problemas de expansão urbana e melhorar a qualidade de vida de seus moradores, o aspecto de distribuição de energia também foi considerado. O funcionamento do sistema de potencia consiste na produção, transmissão e distribuição de energia buscando minimizar os efeitos negativos das falhas e outros eventos inesperados.

Para isso, pretendem aumentar a robustez e eficiência da infra-estrutura da nação em energia elétrica adicionando à rede existente usinas de pequeno porte, ou recursos de microrredes. O impacto das falhas individuais seria reduzido e as fontes de energia seriam mais próximas dos pontos de uso. Isso reduziria as perdas de transmissão e diminuiria a pressão sobre a rede de transmissão, que não consegue acompanhar o ritmo crescimento da geração e do consumo. O sistema de microrrede residencial é composto de instalações comuns de geração, relés de proteção, controle e monitoramento tudo para satisfazer as necessidades de interconexão de utilidade (COX, 2007).

Atualmente as principais alternativas de fornecimento de energia para a concessionária de energia elétrica em períodos de interrupções prolongadas, tais como furacões, é o gerador individual presente em algumas casas. Esses geradores residenciais, especialmente providos de motor a gasolina, são caros e potencialmente perigosos para o imóvel, bem como para a concessionária de energia elétrica. Desta forma, grupos de residências criaram sua própria microrrede para suprir essa necessidade emergencial com segurança.

3.3 P&D no Japão

O Japão é o atual líder mundial em demonstração de projetos de microrrede. O governo japonês tem metas ambiciosas para aumentar a contribuição das fontes renováveis de energia, como WT e PV, mas as flutuações da potência das fontes de energia renovável podem degradar a PQR no país. Tradicionalmente, os clientes utilizam combustíveis fósseis

nas DERs, tais como geradores a gás natural com CHP. Outros, que usam fontes renováveis intermitentes, equilibram a oferta e a procura, através da rede de alimentação. Em ambos os casos, as compras residuais da rede são voláteis. Inversamente, uma microrrede pode contribuir com a capacidade de carga de uma rede elétrica, equilibrando a sua própria exigência de energia. Por exemplo, uma microrrede com armazenamento de energia elétrica e/ou grupos geradores, pode compensar totalmente o fornecimento intermitente de energia renovável e apresentar-se à rede como uma carga constante. Este princípio tem motivado grande parte da P & D no Japão, e tem liderado uma ênfase em controle e armazenamento elétrico (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

3.3.1 Microrrede Projetos NEDO

No Japão, existem em andamento três ensaios de campo a nível nacional de microrredes que foram iniciados em 2005. A Organização de Desenvolvimento de Tecnologia Industrial e Nova Energia (*New Energy and Industrial Technology Development Organization* - NEDO) iniciaram três demonstrações o “*Regional Power Grid with Renewable Energy Resources Project*”, ou Projeto de Rede de Potência Regional com Recursos de Energia Renovável. Esses projetos são qualificados para o programa nacional, porque eles têm uma parte significativa das energias renováveis em microrredes. Os locais-alvo deste estudo estão localizados em Hachinohe, Aichi e Kyoto. Estes projetos visam demonstrar a viabilidade técnica de microrredes de energia renováveis, mas os benefícios econômicos e ambientais ainda não têm sido mostrados, mas já existem trabalhos a fim de mensurar-los (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

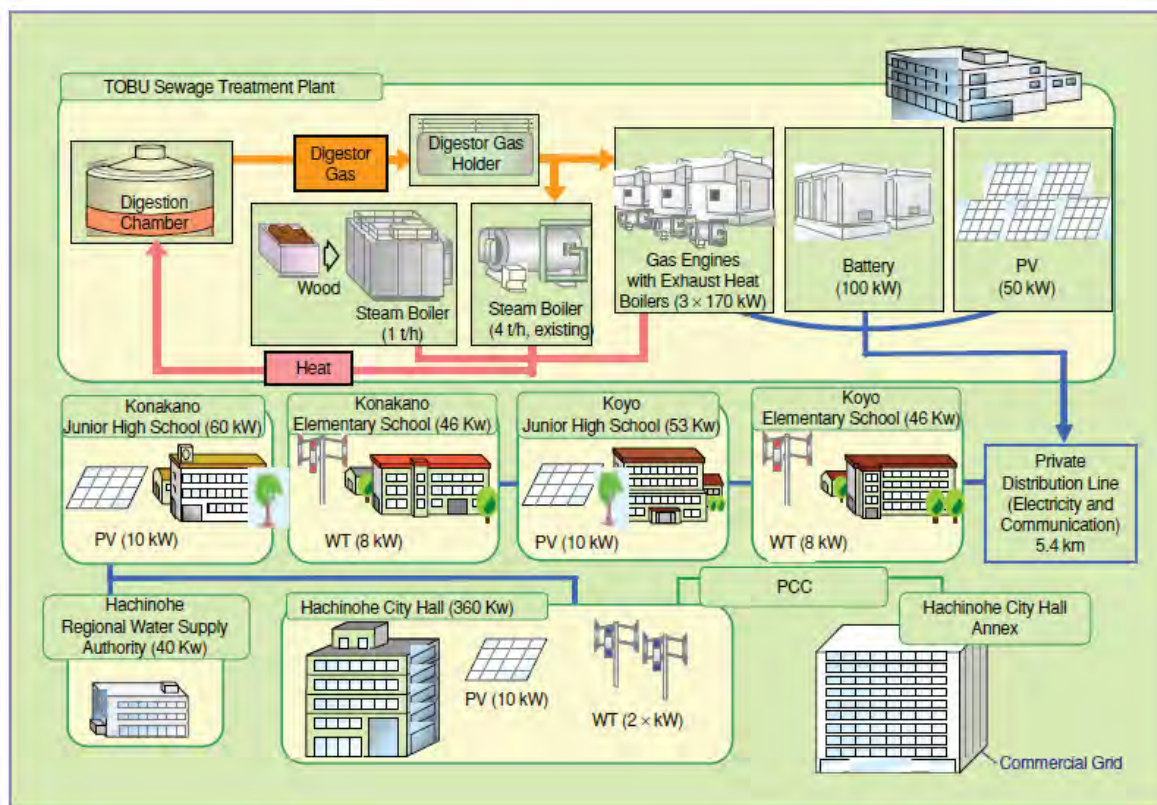
A *New Energy and Industrial Technology Development Organization* (NEDO), financiada pelo Ministério da Economia, Comércio e Indústria, começou três manifestações no âmbito de seu “*Projeto de rede de potência regional com recursos de energia renovável*” em 2003. Estes testes têm foco na integração de novas fontes de energia em uma rede de distribuição local. Alguns projetos em microrrede foram propostos às Prefeituras qualificadas para o programa, com a de Aomori, Aichi e Kyoto, e todas têm uma componente significativa de energia renovável em sua matriz energética.

3.3.1.1 O Projeto de Aomori em Hachinohe

Esta microrrede foi colocada em operação em outubro de 2005 e foi avaliada para PQR, rentabilidade, e para reduções de emissões de GHG ao longo de um período de demonstração com duração prevista até março de 2008 (HATZIARGYRIOU, et al. 2007).

Uma característica central do sistema é que só fontes renováveis de energia, incluindo PV, WTS e da biomassa, são utilizados para abastecimento de eletricidade e calor. O projeto Hachinohe apresenta na Figura 9 um sistema de microrrede construído utilizando uma linha de distribuição privada de medição de mais de cinco quilômetros. A linha de distribuição privada foi construída para transmitir eletricidade gerada principalmente por motores do sistema. Diversos sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas de pequeno porte são também ligados a microrrede (LIU,2008).

Figura 9 - Visão geral do Projeto Aomori em Hachinohe

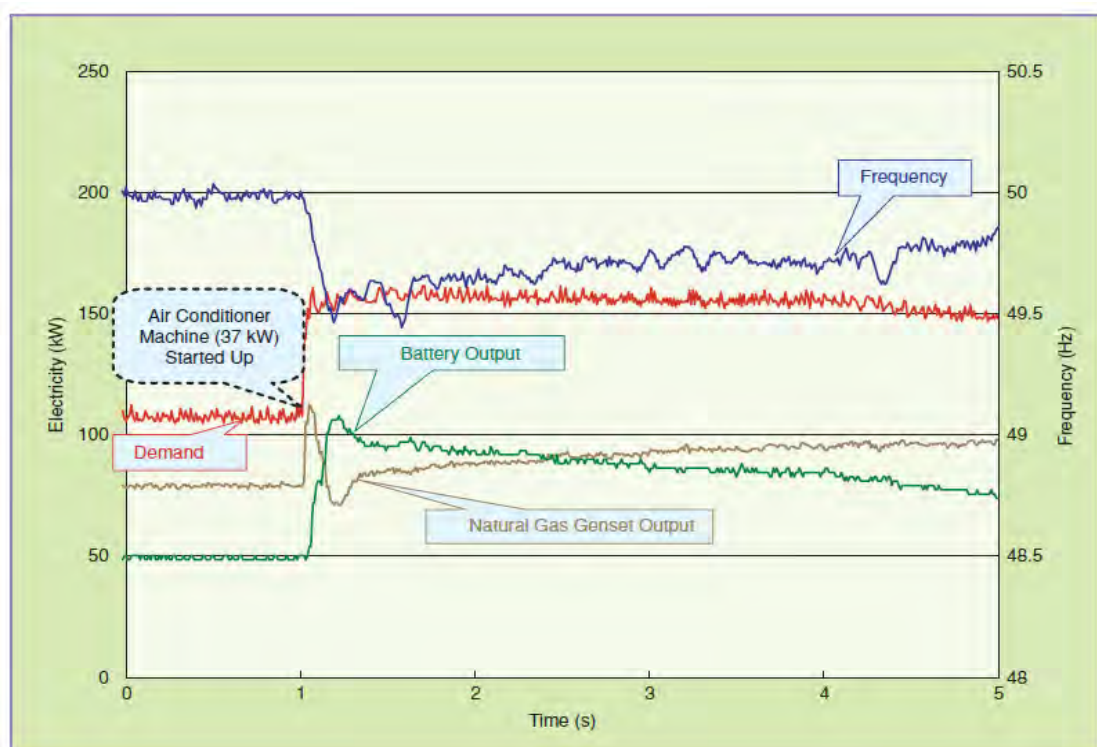


Fonte: Hatziaargyriou et al. (2007)

O sistema de gerenciamento de energia desenvolvido para este projeto atende de forma a otimizar as demandas de eletricidade e calor, controlando a saída dos geradores e caldeiras, juntamente com o carregamento e descarregamento do banco de baterias. O objetivo do controle é minimizar os custos operacionais e emissões de CO₂, mantendo o fluxo de energia constante no PCC. A Figura 10 mostra os resultados dos testes de frequência, durante uma operação isolada preliminar. Esta microrrede está ligada a rede comercial, mas o teste de operação isolada foi executado para verificar o controle de qualidade de energia em detalhes.

Durante o período indicado na Figura 10, a microrrede é desconectada, em seguida, com a carga em torno de 100 kW, um condicionador de ar 37 kW, foi iniciado. Embora a frequência caia a níveis inferiores aos aceitáveis nas redes comerciais no Japão, o objetivo da manutenção da frequência no prazo de $50 \pm 0,5$ Hz foi quase alcançado (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Figura 10 - Características de controle da frequência em operação isolada

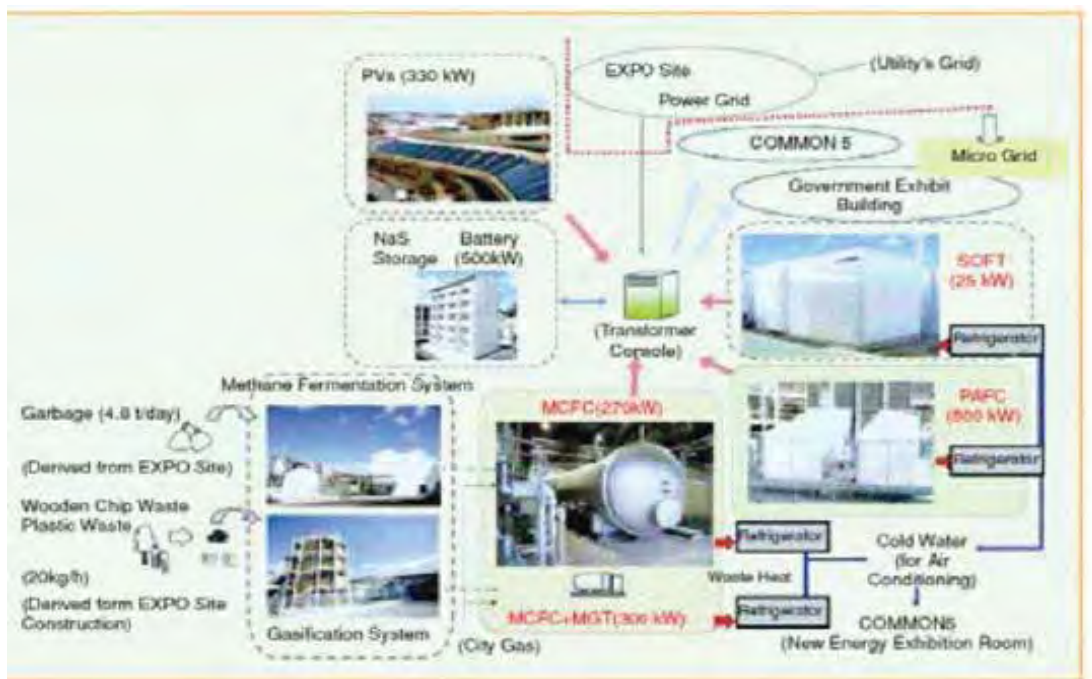


Fonte: Hatziargyriou et al. (2007)

3.3.1.2 O Projeto de Aichi Japão

No projeto de Aichi, um sistema de fornecimento de energia utilizando células combustíveis e um sistema de armazenamento à bateria, todos equipados com conversores, foi construído. Um diagrama de blocos da fonte do sistema para o projeto é mostrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada**. O projeto de Aichi experimentou um segundo modo de operação independente (isolada) da rede em Setembro de 2007 (LIU, 2008).

Figura 11 - Diagrama do projeto da microrrede de Aichi



Fonte: Liu (2008).

3.3.1.3 O Projeto de Kyoto, em Kyotango

O governo municipal de Kyotango City, ao norte de Kyoto, coordena o primeiro projeto de demonstração virtual de uma microrrede cobrindo uma extensão de 40 km, chamado de *Kyoto Eco Energy Project*, que entrou em operação em dezembro de 2005. Um centro de controle de energia comunica-se com o DER por protocolo de internet por vias de comunicação já existentes para equilibrar a oferta e a procura, sendo a energia é fornecida no

sistema de distribuição já existente. Atualmente, os desequilíbrios podem ser corrigidos ao longo de 5 minutos e tempos menores são planejados (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

3.3.1.4 Projeto da Sendai

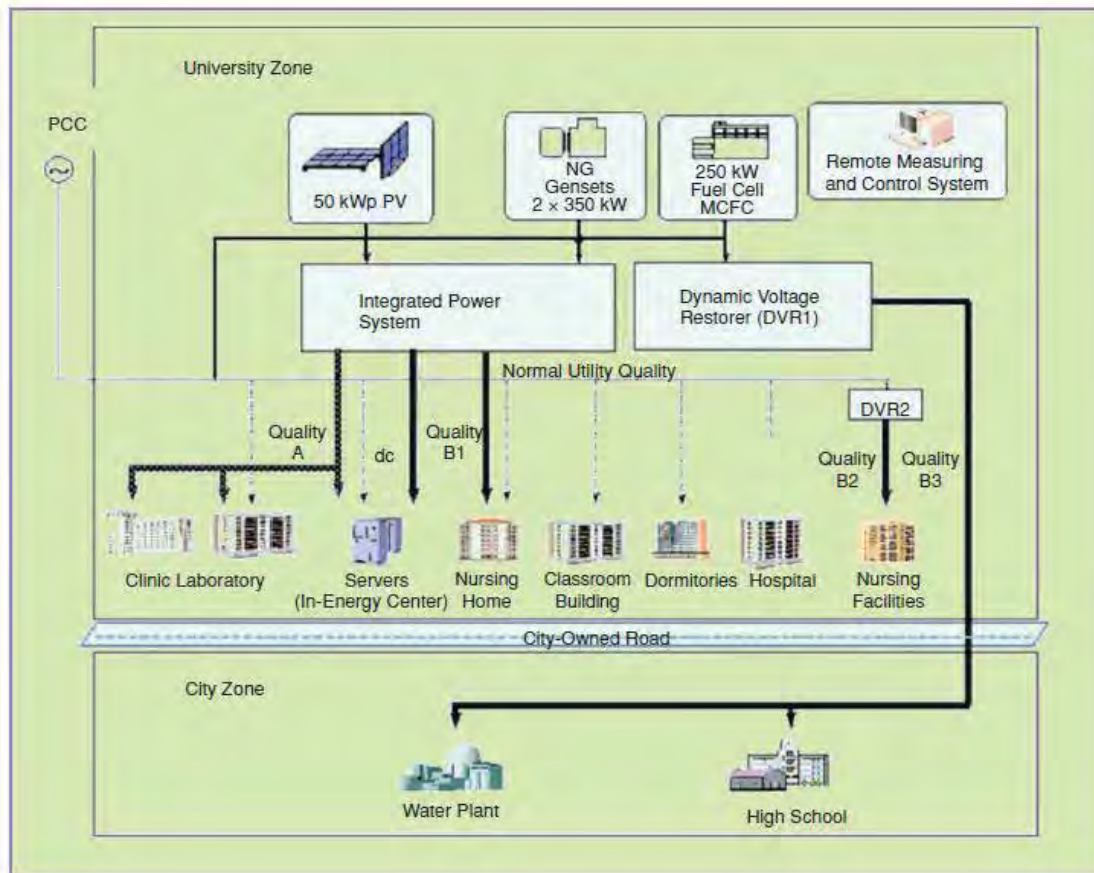
Em Sendai, a Nedo também patrocina uma demonstração múltipla de serviço PQR que foi concluído em outubro de 2006. O objetivo desta pesquisa foi demonstrar fornecimento múltiplo com simultâneas PQR, como pode ser pedida por um conjunto de clientes. Durante o período de investigação de 2004-2008, as metas foram:

- a) para provar que os vários níveis de qualidade de energia podem atendidos simultaneamente por uma microrrede;
- b) comparar a viabilidade econômica da abordagem de múltiplas PQR com o equipamento convencional de alimentação ininterrupto.

A configuração do sistema é mostrada na Figura 12.

Um serviço de qualidade Premium nunca é interrompido e é condicionada pela tensão e correção de forma de onda. Um serviço B é fornecido em três qualidades, as diferenças são baseadas em backup durante interrupções da rede elétrica. A maior qualidade do fornecimento de B1 é apoiada por armazenamento, enquanto B2 é apoiado por um grupo gerador e B3 não possui sistema de backup. Se a grade tem um afundamento de tensão momentâneo ou interrupção, o tempo de transição para a maior qualidade do serviço B é inferior a 15 ms (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Figura 12 - Configuração do sistema do projeto de demonstração de Sendai



Fonte: Hatziargyriou et al. (2007)

3.3.2 Microrredes no Brasil

No Brasil, cerca de 2.000.000 famílias ainda não são atendidas com uma rede elétrica. Destes, um número significativo de aldeias nunca pode ser conectado à rede nacional devido ao seu afastamento. Para as pessoas que vivem nessas comunidades, o acesso a fontes de energia renováveis é a única solução para atender suas necessidades energéticas. Nestes municípios, a eletricidade é usada principalmente para fins domésticos, tais como a iluminação. Há pouco espaço para o uso produtivo da energia.

Uma alternativa é o uso de microrredes atendidas por sistemas híbridos centralizados onde a combinação de vários recursos naturais garante uma geração de energia constante possibilitando assim atendimento a essas comunidades (RIBEIRO et al., 2011).

Embora existam diferentes tipos de combinações de fontes de energia, uma combinação comum é a utilização de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas.

Esses sistemas têm se mostrado adequados para aplicações autônomas em áreas de difícil acesso, sendo responsável pela diminuição ou mesmo a eliminação do uso de diesel atendendo-as com qualidade, continuidade, eficiência e flexibilidade para possível expansão.

Podemos citar como exemplo um projeto piloto em Ilha dos Lençóis, Cururupu, MA, no norte do Brasil em atual desenvolvimento.

Figura 13 - Mapa de localização da Ilha dos Lençóis – MA



Fonte: Ribeiro et al. (2011)

O sistema é composto por três turbinas eólicas de 7.5kW, montadas em torres de 30 metros cada e por 162 painéis fotovoltaicos com uma capacidade total de 21 kWp. Um sistema com 120 baterias de 150Ah armazena a energia, que é transformada para uso doméstico por dois inversores de 20 KVA cada, desenvolvidos especialmente para o projeto com tecnologia brasileira. Ribeiro (2011) apresenta as seguintes características técnicas:

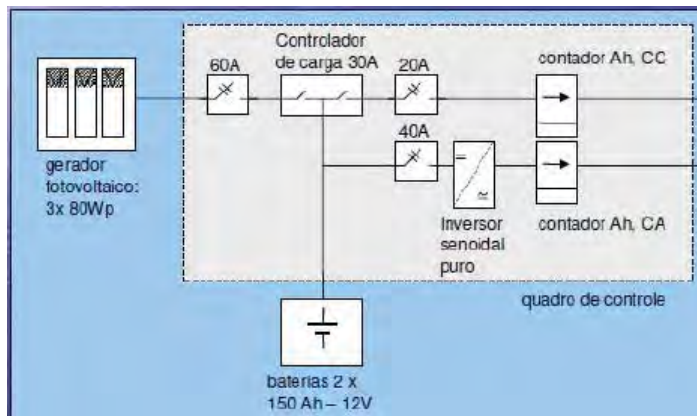
- Potência instalada: 40 KVA;
- Arquitetura: barramento em corrente contínua a 240 Vcc;
- Autonomia do sistema de armazenamento: 12 horas;
- Tensão de suprimento: 380/220 VAC, 60 Hz;

- Tipo de operação: automática controlada por CLP;

Outro é o projeto da COELBA empresa concessionária de Energia da Bahia, que visa atender famílias no norte do estado através de painéis fotovoltaicos e baterias sob tarifas reduzidas (COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA, 2011).

Também há o projeto Xapuri na Reserva Chico Mendes para tender as aldeias e povoados isolados da região que conta com três módulos fotovoltaicos de 80Wp cada, baterias estacionárias de 150Ah/12Vcc, controlador de carga e inversor utilizando do seguinte arranjo elétrico (MONTEIRO et al., 2011):

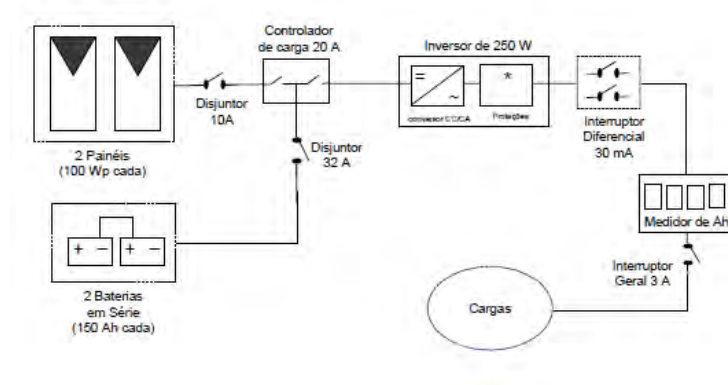
Figura 14 - Sistema híbrido - iluminação (CC) e tomadas (CC e CA)



Fonte: Monteiro et al. (2011)

Ainda pode-se citar a Experiência do projeto piloto de São Francisco do Aiucá, Amazonas, que também utiliza de sistemas fotovoltaicos domiciliares para eletrificação de comunidades isoladas, utilizando o seguinte esquema elétrico (ZILLES, 2011):

Figura 15 - Configuração Utilizada em sistemas fotovoltaicos domiciliares



Fonte: Zilles (2011)

E com os mesmos objetivos e ferramentas, há o Projeto “Ilha da Ferradura” em Ilha Solteira – SP que utiliza painéis fotovoltaicos de 70 Wp, baterias de chumbo-ácido de 150 Ah/12 Vcc, inversores e controlador de carga (PASCHOARELI JUNIOR et al., 2002).

Figura 16 - (a) Ilha da Ferradura; (b) morador ao lado do painel



Fonte: Paschoareli Junior et al. (2002)

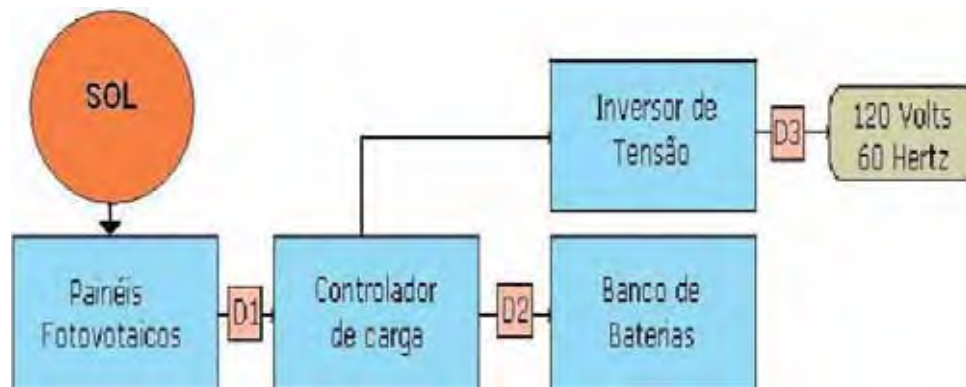
Outro projeto objetivando o atendimento a locais isolados é a realizada na Aldeia Indígena Guató na Ilha Insua a 300 km de Corumbá – MS (ABRÃO; FIORENTINO, 2011).

O projeto foi definido por sistemas constituídos por painéis fotovoltaicos e baterias conforme as cargas e assim, pode ser projetado de acordo com as necessidades e especificidades locais.

Quadro 1 - Dados do projeto Guató.

Sistema 1	Escola e Alojamento	<ul style="list-style-type: none"> • Carga Instalada: <ul style="list-style-type: none"> – 30 lâmpadas de 11 watts – 06 tomadas de 100 watts • Material utilizado: <ul style="list-style-type: none"> – 20 módulos de 60 Watts-pico – 12 baterias de 150 amperé-hora – 01 inversor de tensão de 1500 Watts – 01 controlador de carga 30 A
Sistema 2	Sala de Informática	<ul style="list-style-type: none"> • Carga Instalada: <ul style="list-style-type: none"> – 02 tomadas de 300 watts • Material utilizado: <ul style="list-style-type: none"> – 20 módulos de 60 Watts-pico – 12 baterias de 150 ampere-hora – 02 inversores de tensão de 800 Watts – 01 controlador de carga 30 A
Sistema 3	Freezers	<ul style="list-style-type: none"> • Carga Instalada: <ul style="list-style-type: none"> – 02 tomadas de 300 watts para os freezers – 02 lâmpadas de 11 watts • Material utilizado: <ul style="list-style-type: none"> – 32 módulos de 60 watts-pico – 20 baterias de 150 ampere-hora – 02 inversores de tensão de 1500 watts – 02 controlador de carga 30 A
Sistema 4	Centro Comunitário e da Igreja	<ul style="list-style-type: none"> • Carga Instalada: <ul style="list-style-type: none"> – 06 tomadas de 100 watts – 10 lâmpadas de 11 watts • Material utilizado: <ul style="list-style-type: none"> – 12 módulos de 60 watts-pico – 08 baterias de 150 ampere-hora – 01 inversores de tensão de 1000 watts – 01 controlador de carga 30 A
Sistema 5	Posto de Saúde FUNASA	<ul style="list-style-type: none"> • Carga Instalada: <ul style="list-style-type: none"> – 01 tomadas de 500 watts para estufa – 01 tomada de 100 watts para frigobar (p/vacinas) – 04 lâmpadas de 11 watts • Material utilizado: <ul style="list-style-type: none"> – 16 módulos de 60 watts-pico – 10 baterias de 150 ampere-hora – 01 inversores de tensão de 1500 watts – 01 controlador de carga 30 A

Figura 17 - Esquemático Elétrico do Projeto Guató



Fonte: Abrão e Fiorentino (2011).

Após ser apresentados alguns dos conceitos assumidos durante este trabalho e introduzir alguns dos exemplos de projetos e pesquisas que estão sendo realizadas no mundo e no Brasil, torna-se ainda mais claro a necessidade de continuação e da importância deste trabalho buscando efetivar uma única e consensual definição sobre as microrredes e trazer dados de plantas industriais e sistemas reais em funcionamento para estudo e observação da comunidade científica e acadêmica.

CAPÍTULO IV

4 ASPECTOS LEGAIS E NORMATIVOS APLICADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

4.1 Contextualização histórica

Quando inserimos o termo cogeração nos textos legais brasileiros, este remete-se ao seu esboço, iniciado em 1981 com a publicação do Decreto-lei nº 1872, de 21 de maio de 1981, revogada pela lei nº 9648 de 27 de maio de 1998 que decorre sobre a aquisição da energia elétrica excedente gerada por autoprodutores pelas concessionárias. Até a publicação da lei nº 9.427 de 21 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, a política energética estava submetida ao extinto DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia (BRIGHENTI, 2003).

Assim, podemos destacar os seguintes decretos-lei, portarias e resoluções que desde então vêm regendo e melhorando os diferentes aspectos que envolvem a cogeração de energia elétrica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

- **Portaria DNAEE nº 283, de 31 de dezembro de 1985**, que criou a DSR – Demanda Suplementar de Reserva. Esta portaria faculta aos consumidores autoprodutores de energia elétrica a contratação de demandas suplementares de reserva, a serem utilizadas quando da paralisação ou redução temporária da geração própria. Com esta medida, o autoprodutor pagava uma tarifa específica pela DSR, mesmo se não fosse utilizada.
- **Portaria DNAEE nº 187, de 21 de outubro de 1988**, que aprova as "Normas para apresentação de Estudos e Projetos de Usinas Termelétricas". Nesta criou-se diferentes faixas de potência ativa ($P < 500 \text{ kW}$, $500 \text{ kW} \leq P \leq 10 \text{ MW}$, $P > 10 \text{ MW}$) para enquadrar os empreendimentos privados de geração de energia de tal forma que

estes atendam de forma heterogênea as exigências a serem atendidas para aprovação de projeto.

- **Portaria DNAEE nº 246, de 23 de dezembro de 1988**, que autoriza os concessionários de serviço público de energia elétrica, integrantes dos sistemas elétricos interligados, a adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores, definindo então de maneira objetiva a cogeração. Esta foi complementada pela Portaria DNAEE nº 95 de 13 de junho de 1989.
- **Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995**, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos entre outras providências. Nesta, introduz-se a figura do Produtor Independente de Energia – PIE como empreendimentos criados para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, sendo-lhe assegurado o direito de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica, por meio de ressarcimento do custo de transporte envolvido. Também são estabelecidos os limites para objeto de concessão mediante licitação ou autorização.

4.2 Levantamento da legislação vigente

Como o estudo das microrredes ainda é extremamente recente no mundo e por isso, vê-se a escassez de regras e leis, para a análise da legislação brasileira, foram pesquisadas as legislações em torno de geração distribuída, termo este que mais se aproxima da definição de microrrede e em torno das centrais geradoras termelétricas. Mesmo assim pode-se perceber que ainda existe a necessidade de estabelecimento de regras para que sua instalação à rede se dê de forma confiável e eficiente para o fornecimento de energia elétrica.

- **Decreto nº 2.003 de 10 de setembro de 1996** regulamenta as atividades do produtor independente e do autoprodutor além de definir as condições de operação da termelétrica, se é integrada ou não, ou seja, se opera em conjunto com outras usinas de geração de energia sob supervisão da ONS - Operador

Nacional do Sistema ou não. Foi criado devido à necessidade de estabelecimento de regras que determinavam quais seriam os responsáveis por essa geração. Assim, foram apresentadas as definições:

O Produtor Independente de energia elétrica é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida por sua conta e risco. A comercialização de potência gerada pode ser feita com consumidores e concessionárias ou permissionárias de serviço público de energia elétrica.

O Autoprodutor é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo fornecer o excedente às concessionárias de serviço público de distribuição, mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador (BRASIL, 1996).

- **Resolução Normativa ANEEL nº 112 de 18 de maio de 1999** estabelecia os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 1999). Esta foi revogada pela **Resolução Normativa nº 390 de 15 de dezembro de 2009** que estabelece os requisitos à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, e registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, não compreendendo aquelas cuja fonte de energia primária seja hidráulica, eólica ou nuclear (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

Esta aplica-se à pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à produção independente de energia elétrica ou que produzam ou venham a produzir energia elétrica em regime de autoprodução de energia elétrica com potência superior a 5.000 kW .

- **Resolução Normativa ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999** estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Apresenta também os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição e ainda a metodologia para cálculo das tarifas e encargos nodais.

Várias atualizações já foram realizadas nesta Resolução, entre elas, a Resolução 208 de 07 de junho de 2001 que apresenta alterações como adequações dos seus sistemas de medição para faturamento realizado e custeado pela concessionária ou permissionária a qual se conecta e ainda, para manter o acesso aos sistemas de distribuição, foi determinado o pagamento de uma taxa equivalente a ser paga pelo gerador independente a concessionária de distribuição local ao qual deverão firmar os contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição e o de Conexão com a concessionária ou permissionária local (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 1999b).

- **Resolução Normativa ANEEL nº 21 de 21 de janeiro de 2000** estabelece os requisitos necessários à obtenção de qualificação, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, de centrais cogedoras de energia, para fins de participação das políticas de incentivo a cogeração e dá outras providências.

Nesta, definiu-se a cogeração de energia como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

No entanto, é revogada e aperfeiçoada pela Resolução ANEEL nº 235 de 14 de novembro de 2006. Esta estabelece que a cogeração é o processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária.

Também estabelece requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogedoras, segundo aspectos de racionalidade energética para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006b).

- **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.** Esta, dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

Esta Lei tornou-se principalmente importante ao criar Proinfa, pois este tornou-se o principal meio de incentivo, no Brasil, a instalações de unidades de geração de eletricidade que fazem uso de fontes renováveis de energia. Há que se considerar que a redação legal do Proinfa e do CDE tem alterações das Leis: nº 10.762, nº 11.075, nº 11.488 e nº 11.943; e das Leis: nº 10.762 e nº 10.848, respectivamente (BRASIL, 2003; 2004b; 2004c; 2007a; 2009). Também foi alterada pelo Projeto de Lei nº 1.563, de 2007 que além disso, dispõe sobre fontes renováveis de energia, com o objetivo de promover a universalização, a geração distribuída e a racionalização energética, modificando o Proinfa e aumentar a participação de fontes alternativas na matriz energética nacional (BRASIL, 2007b).

- **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004** tem por objetivo regulamentar a lei 10.048 de 2004 a fim de incrementar de modo controlado a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica (BRASIL, 2004a).

Para isto, o Decreto detalha, especifica e promove a modicidade tarifária, a fim de garantir a segurança do suprimento e criar um marco regulatório estável. Também apresenta regulamentações sobre os Leilões para Compra de Energia Elétrica definindo dois ambientes de comercialização:

- o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) onde se realizam as operações de compra e venda de energia com as distribuidoras através de leilão prevalecendo a menor tarifa, e;

- o Ambiente de Contratação Livre (ACL) onde se realizam operações de compra e venda de energia elétrica com os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres. As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas

por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.

- **Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004.** Esta RN, com alterações apresentadas pelas Resoluções nº 157, de 9 de maio de 2005 e nº 271, de 3 de julho de 2007, estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, em relação à Lei nº 10.438, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, para aqueles caracterizados como pequena central hidrelétrica e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW destinados à produção independente ou autoprodução (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004a; 2005c; 2007a).
- **Resolução Normativa ANEEL nº 83, de 20 de setembro de 2004.** Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento de energia elétrica por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI como parte do programa governamental “luz para todos”.

Alguns pré requisitos são estabelecidos para tal atendimento como, por exemplo, a definição do fornecimento dar-se em corrente alternada (CA-senoidal), com observância dos níveis de tensão e frequência e ainda a definição de classes de atendimento como apresentadas na Quadro 2 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004):

Quadro 2 - Descrição da classificação técnica de atendimento para SIGFI

Classes de Atendimento	Consumo diário de referência (Wh/dia)	Autonomia mínima (dias)	Potência mínima disponibilizada (W)	Disponibilidade Mensal garantida (kWh)
SIGFI13	435	2	250	13
SIGFI30	1000	2	500	30
SIGFI45	1500	2	700	45
SIGFI60	2000	2	1000	60
SIGFI80	2666	2	1250	80

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2004)

Também definiu-se padrões de continuidade de atendimento apresentados na Quadro 3:

Quadro 3 - Padrões de continuidade - SIGFI

Indicador	Padrão de referência (horas)
DIC* Mensal	216 = 9 dias
DIC* Anual	648 = 27 Dias

*DIC – Duração de interrupção por unidade consumidora

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2004)

- **Resolução Normativa ANEEL nº 167, de 10 de outubro de 2005.** Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída, em que os principais aspectos abordados são critérios contratuais, taxas e impostos a serem pagos pelo proprietário da unidade e a forma como deve ser regularizada na ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005d).
- **Resolução Normativa ANEEL nº 206, de 22 de dezembro de 2005.** Estabelece as condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica pelas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional-SIN, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, conforme disposições do Decreto nº 5.163, de 30 de

julho de 2004. Nesta definem-se termos pertencentes ao mercado de compra de energia tanto por meio de leilões de compra realizados no ambiente de contratação regulada como proveniente de empreendimentos de geração distribuída, entre outros. Apresenta também os contratos de conexão e de uso do sistema. Esta Resolução também possui atualizações apresentadas na Resolução ANEEL nº 243, de 19 de dezembro de 2006 e na Resolução ANEEL nº 353, de 17 de fevereiro de 2009 entre outras. Ainda revoga a Resolução ANEEL nº 236, de 20 de maio de 2003 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA 2005, 2006d, 2009a, 2003a).

- **Resolução Normativa ANEEL nº 228, de 25 de julho de 2006.** Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Esta foi atualizada através da Resolução ANEEL nº 284 de 16 de outubro de 2007 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006a; 2007b).
- **Resolução Normativa ANEEL nº 247, de 21 de dezembro de 2006.** Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas como por exemplo a biomassa, eólica e PCH, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006c).
- **Resolução Elaborado pelo autorizativa ANEEL nº 1.482, de 29 de julho de 2008** autoriza Programa de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental apresentado pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL como projeto piloto de implantação de geração distribuída em baixa tensão com duração de seis meses.

O programa propõe o estabelecimento de procedimento simplificado no registro de centrais geradoras com potência instalada de até 300 kVA e abrange pequenas propriedades rurais com geração de energia a partir do aproveitamento do biogás produzido por dejetos orgânicos de animais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008d).

O prazo de implantação de projetos é prorrogado pelo prazo de doze meses, de acordo com a Resolução Elaborada pelo autorizativa n°. 1.900, de 5 de maio de 2009 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009c).

- **Portaria nº 36, de 26 de novembro de 2008.**

Expedida pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, criou o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT- GDSF). A finalidade do grupo é elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios de subsídio em torno de uma proposta de política de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, preferencialmente em edificações urbanas, como forma de auxílio à gestão da demanda de energia e à promoção ambiental do país para curto, médio e longo prazo (BRASIL, 2008).

- **Resolução Normativa ANEEL nº 345, de 16 de dezembro de 2008** aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, que por sua vez trata de questões técnicas referentes tanto aos consumidores quanto às unidades produtoras de energia, acessantes do sistema de distribuição. O PRODIST é constituído pelos itens seguintes:

Módulo 1 – Introdução.

Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.

Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.

Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição.

Módulo 5 – Sistemas de Medição.

Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações.

Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição.

Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008b; 2008c)

Esta foi revogada pela Resolução Normativa n°. 395, de 15 de dezembro de 2009, onde se aprova a revisão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, versão 1/2009 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009d).

O PRODIST também apresenta algumas atualizações em seus módulos apresentados nas resoluções:

- Resolução Normativa nº. 424 de 17 de dezembro de 2010 que aprova a versão da Revisão 2 dos módulos 1, 2, 3, 5, 6 e 8 do PRODIST e dá nova redação a ementa e ao art. 1º da Resolução Normativa ANEEL 395 de 15.12.2009, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2011 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

- Resolução Normativa nº. 432 de 05 de abril de 2011 que aprova a revisão 3 do Módulo 3, acesso ao sistema de distribuição, do PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

- **Resolução Normativa ANEEL nº 349, de 13 de janeiro de 2009** que estabelece os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras – TUSDg conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009b).

Foi complementada através da Resolução Normativa ANEEL nº 402, de 29 de junho de 2010 que inclui o art. 22-A à Resolução Normativa ANEEL 349 de 13.01.2009 e estabelece regime de transição para as centrais geradoras que perceberam aumento no custo de transporte com a implantação do cálculo locacional da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras - TUSDg conectadas nos níveis de tensão de 138 kV ou 88 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010b).

Também foi aprimorada pela Resolução Normativa ANEEL nº 439, de 28 de junho de 2011 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011b).

- **Resolução Normativa ANEEL nº 425, de 01 de fevereiro de 2011** que aprova os critérios para definição das instalações de geração de energia elétrica de interesse do sistema elétrico interligado e daquelas passíveis de descentralização das atividades de controle e fiscalização, sob coordenação da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG/ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011c).

Observa-se que as leis, resoluções e decretos aqui apresentados, em sua maioria, contemplam apenas aspectos burocráticos, relacionados com a comercialização de energia proveniente de GD, entre eles: critérios contratuais, taxas e impostos a serem pagos pelo proprietário da unidade, forma como deve ser regularizada na ANEEL, e incentivos como a criação do PROINFA.

4.3 Normas Internacionais – Norma IEEE 1547

Com a constatação da escassez de normas nacionais que regulem e discorram sobre a microrrede e conseqüente avaliação das regentes sobre a geração distribuída, buscou-se normas internacionais que poderiam ser utilizadas como modelos na confecção de normas brasileiras sobre o assunto.

Como principal norma internacional que possa ser utilizada para regular as microrredes, tem-se a IEEE1547, onde seu módulo 1547-4, é descrito e utilizado para regular as DER's.

A **IEEE 1547** - *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (norma para interconexão de recursos distribuídos (RD) com o sistema elétrico de potência) estabelece padrões requeridos para desempenho, operação, teste, segurança e manutenção da interconexão de recursos distribuídos ao sistema elétrico de potência (SEP) para sistemas menores que 10 MW. Foi aprovado IEEE *Standards Board* em junho de 2003 e posteriormente aprovado pelo *American National Standard* em outubro de 2003. Publicado em 2003 e reafirmado em 2008.

A **IEEE 1547.1** – *Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (norma para procedimentos de teste de conformidade de equipamentos de interligação dos RD com o SEP) foi publicada em 2005 e especifica o tipo, produção e ensaios de comissionamento que devem ser realizados para demonstrar que as funções de interconexão e os equipamentos de um recurso distribuído (RD) estão em conformidade com a norma IEEE 1547.

Os equipamentos de interconexão que ligam os recursos distribuídos (RD) com um sistema de energia elétrica (SEP) devem atender aos requisitos especificados na norma IEEE 1547. Os procedimentos de ensaio normalizados são necessários para estabelecer e verificar o cumprimento desses requisitos. Estes procedimentos de teste devem fornecer resultados já esperados e determinados, independente do local de ensaio, e flexibilidade para acomodar uma variedade de tecnologias RD.

A **IEEE 1547.2** - *Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (guia de aplicação da norma IEEE 1547 para a interconexão com recursos distribuídos com o sistemas de elétrico de potência) foi aprovada em 2008 e fornece informações técnicas e detalhes de aplicação para a compreensão da norma IEEE 1547. Este documento facilita o uso da norma IEEE 1547 ao caracterizar as diversas formas de tecnologias de recursos distribuídos e os problemas de interligação associados. São apresentados descrições técnicas e esquemas além de orientação, aplicações e exemplos de interconexão para melhorar o uso de IEEE 1547.

A **IEEE 1547.3** – *Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems* (guia para monitoramento, intercâmbio de informações e controle de recursos distribuídos interligados ao sistema elétrico de potência) foi publicada em 2007, este documento facilita a interoperabilidade de um ou mais recursos distribuídos interligados com o sistema de energia elétrica. Ele descreve a funcionalidade, parâmetros e metodologias para o monitoramento, troca de informações e controle dos recursos distribuídos interligados ou associados ao sistema de energia elétrica. Tais recursos distribuídos incluem sistemas nas áreas de células a combustível, células fotovoltaicas, turbinas eólicas, microturbinas, outros geradores distribuídos e sistemas de armazenamento distribuído de energia.

A **IEEE 1547.4** – *Guide for Design, Operation and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems* (guia para a concepção, operação e integração de recursos distribuídos em modo “ilhado” com o sistema elétrico de potência), foi publicada em 2011 este documento fornece abordagens alternativas e boas práticas para o projeto, operação e integração de sistemas de recursos distribuídos (RD) em modo “ilha” com o SEP. Isto inclui a capacidade de separar e reconectar-se a parte da área de SEP, enquanto proporcionando energia para sei sistema local, separado da SEP.

Esta norma destina-se a ser utilizada por projetistas da SEP, operadores, integradores de sistemas e fabricantes de equipamentos com o objetivo de fornecer uma introdução, uma visão geral e apresentar as preocupações de engenharia quanto aos sistemas de RD em modo “ilha”. A implementação desta norma pretende expandir os benefícios do uso de RD, visando melhorar a confiabilidade do sistema de energia elétrica e desenvolver as necessidades de interconexão de IEEE 1547.

Claramente, esta norma pode e deve ser utilizada na concepção das microrredes.

A seguir são apresentadas algumas normas complementares da IEEE 1547 que ainda estão em discussão.

A **IEEE 1547.5** - *Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10MVA to the Power Transmission Grid* (projeto de diretrizes técnicas para interconexão de fontes de energia elétrica com capacidade de energia despachável maiores que 10MVA à rede de transmissão de energia) fornece orientações sobre os requisitos técnicos, incluindo a concepção, construção, teste de aceitação, comissionamento e requisitos de manutenção e performance, para a interconexão de fontes de energia elétricas despacháveis com uma capacidade de mais de 10 MVA para a rede de transmissão. O objetivo deste projeto é fornecer informações técnicas e orientação para todas as partes envolvidas na interconexão de fontes de energia elétrica despacháveis à uma rede de transmissão sobre as várias considerações que precisam ser avaliados para estabelecer parâmetros aceitáveis de tal forma que a interligação dê-se de forma tecnicamente correta. Sua última atualização deu-se 28 de dezembro de 2010.

A **IEEE 1547.6** - *Draft Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems Distribution Secondary Networks* (Projeto de práticas recomendadas para interconexão de recursos distribuídos com o sistema elétricos de distribuição de energia), baseia-se na norma IEEE 1547 para a interligação de recursos distribuídos (RD) com o sistema de distribuição secundária da rede de energia. Ela estabelece critérios recomendados, requisitos e testes, e fornece orientação para interligação da rede de distribuição, com recursos distribuídos (DR) proporcionando a geração de energia elétrica em sistemas locais. Nesta, é dada às necessidades da SEP local para poder oferecer um serviço aprimorado para as cargas da RD, bem como para outras cargas atendidas pela rede. Além disso, esta norma identifica recomendações de comunicação e controle e fornece orientações sobre as considerações que terão de ser abordadas para tais interconexões. Sua última discussão deu-se dias 2 e 3 de fevereiro de 2010 em Las Vegas, Nevada, EUA.

A **IEEE 1547.7** - *Draft Guide to Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection* (projeto de um manual para a realização de estudos de impacto na distribuição devido à interligação de recursos distribuídos) descreve critérios e escopo para estudos de engenharia quanto aos impactos causados no SEP devido aos RD conectados e ainda à de recursos distribuídos agregados interligados a um sistema de distribuição de energia elétrica. Este documento descreve uma metodologia para a realização

de tais estudos e descreve critérios são para determinar a necessidade de mitigação do impacto. Seu estabelecimento permitirá que os proprietários de recursos distribuídos, proprietários e operadores do sistema de distribuição de energia e os órgãos reguladores tenham uma metodologia descrita para quando os estudos de impacto no sistema de distribuição são adequadas, quais dados que serão necessários, como eles serão realizados, e como os resultados do estudo serão avaliados. Sua última discussão deu-se dias 2 e 3 de Agosto de 2011 em São Francisco, Califórnia, EUA e o próximo encontro para continuação das discussões está previsto para dias 7 e 8 de fevereiro de 2012 em local a ser determinado.

A **IEEE 1547.8** - *Recommended Practice for Establishing Methods and Procedures that Provide Supplemental Support for Implementation Strategies for Expanded Use of IEEE Standard 1547* (projeto de prática recomendada para o estabelecimento de métodos e procedimentos que fornecem suporte Suplementar para estratégias de implementação para expansão do uso da norma IEEE 1547) aplica-se aos requisitos estabelecidos na norma IEEE 1547 e oferece métodos recomendados que podem ampliar sua utilidade e singularidade através da identificação de projetos inovadores, processos e procedimentos operacionais. O propósito dos métodos e procedimentos previstos nesta prática recomendada é prover mais flexibilidade na determinação do projeto e dos processos utilizados na expansão das estratégias de implementação. Além disso, com base n os requisitos da norma IEEE 1547, o objetivo desta prática recomendada é prover a base de conhecimento, experiência e oportunidades para uma maior utilização da interligação e suas aplicações. Sua última discussão deu-se dias 4 e 5 de Agosto de 2011 em São Francisco, Califórnia, EUA e o próximo encontro para continuação das discussões está previsto para dias 9 e 10 de fevereiro de 2012 no mesmo local que será realizado as discussões da IEEE 1547.7.

4.4 Discussões em torno da legislação

No Brasil, os principais marcos legais para a geração distribuída são a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assim como as resoluções da ANEEL relacionadas ao tema.

Pode-se conceituar geração distribuída, de maneira genérica, como aquela localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou do lado do consumidor,

de pequeno porte e não despachada pelo ONS. No entanto, não há consenso no meio acadêmico sobre o tamanho dessa geração e, a princípio, também não se podem excluir os pequenos geradores que utilizam combustíveis fósseis desse conceito mais amplo.

Há vários tipos e tecnologias empregadas na geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia, dentre os quais se podem citar Pequena Central Hidrelétrica – PCH, Central Geradora Hidrelétrica – CGH, Biomassa, Eólica, Solar Fotovoltaico, Resíduos Urbanos.

Verificado a escassez e as possíveis falhas na cobertura da legislação vigente, com o intuito de cada vez mais buscar a garantia da qualidade do serviço, foi realizada uma consulta pública sobre o assunto, através da Consulta Pública nº 015/2010 publicada no DOU de 10/09/2010 seção 3, página 112 a fim de apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes. A consulta contou com 577 contribuições e o modelo de questões utilizado encontra-se em anexo.

Após a análise das contribuições enviadas à ANEEL e que serão apresentadas a seguir, foi gerada a Nota Técnica nº 0004/2011-SRD/ANEEL de 9 de fevereiro de 2011, visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada na rede de distribuição de energia elétrica.

Discutindo sobre a melhor forma de caracterizar uma pequena central geradora distribuída a maioria das opiniões defende que esta deve ser conforme a potência instalada ao invés da potência injetada, pois, diferente da potência injetada que é variável, o valor da potência instalada é conhecido por valores “de placa” e a partir delas é que é realizado o dimensionamento adequado das proteções. Além disso, deve ser considerada para tal caracterização a fonte primária de energia utilizada, que até o momento não há distinção, o nível de tensão e a localização da planta.

Incluída nesta caracterização a cogeração classificada passaria a também fazer parte do conceito de geração distribuída de pequeno porte já que também é uma fonte incentivada com descontos de tarifas e enquadram-se nos requisitos técnicos exigidos.

Há também para tal caracterização sugestões de limitação da potência injetada na rede de acordo com o nível de tensão. Como a sugestão de tais valores variou bastante, ainda ficou como pendência o estudo da melhor forma de classificar a conexão de tais geradores tendo em vista a Quadro 1 da seção 3.3 do módulo 3 do PRODIST que entrou em vigência na sua revisão 3, dia 12 de abril de 2011, fruto da consulta pública CP 09/2010 sob a Resolução Normativa 432/2011 . No Quadro 4 vê-se a reprodução de tal Quadro.

Quadro 4 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de tensão de conexão
< 10 kW	Baixa tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa tensão (trifásico) / Média tensão
151 a 500 kW	Baixa tensão (trifásico) / Média tensão
501 kW a 10 MW	Média tensão / Alta tensão
11 a 30 MW	Média tensão / Alta tensão
> 30 MW	Alta tensão

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2008b)

Na mesma norma também se apresenta reproduzida no Quadro 5 as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão da central geradora.

Quadro 5 - Proteção mínimas em função da potência instalada

Equipamento	Potência instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW ⁽⁴⁾	> 500 kW ⁽⁴⁾
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sobretensão	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2008b)

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
- (2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.
- (3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.
- (4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

Quando discutiu-se sobre os custos médios de geração de pequeno porte, utilizou-se como referência os valores praticados na Itália e Alemanha, onde há tarifas de incentivo, e também utilizaram como base os valores dos últimos leilões de energia brasileira:

- Solar fotovoltaica: R\$ 600/MWh;
- Eólica: R\$ 130 R\$/MWh;
- Biomassa: R\$ 144/MWh;
- Resíduos (lixo): R\$ 200/MWh; e
- Gás Natural: R\$ 350/MWh.

Quanto à conexão foi sugerida a inclusão no PRODIST de uma seção específica para tratar do acesso de pequenos geradores, de forma a padronizar a conexão, além de servir de referência para as distribuidoras elaborarem suas normas técnicas. Analisando as contribuições da consulta sobre este assunto, somente COPEL possui norma técnica para a conexão de geração distribuída em baixa tensão, sendo que todas as outras possuem para média e alta tensão. No entanto, tais regras não contemplam as usinas de pequeno porte e com fontes intermitentes. Para analisar as fontes intermitentes foi redigida a Resolução Normativa nº 83, de 20 de setembro de 2004 que já foi apresentada em outro capítulo pertencente a este trabalho.

A discussão sobre as formas de conexão, proteção, qualidade e segurança foram divididas entre os agentes geradores, em especial os fotovoltaicos, que informaram que os inversores possuem todas as proteções, filtros e requisitos necessários para evitar a energização indevida da rede, inserção de componentes harmônicas na rede e problemas de fator de potência, etc, enquanto do outro lado, os agentes distribuidores argumentam que as linhas de baixa e média tensão não foram dimensionadas para ao fluxo bidirecional de energia, destacando preocupações como a perda de sensibilidade da proteção; risco de choque elétrico em caso de energização durante manutenção; elevação no nível de curto-circuito; controle de tensão – sobretensão em carga leve; elevação das perdas em alimentadores onde a geração supera a carga; aumento das distorções harmônicas, flutuação e desequilíbrio de tensão; risco de danos aos equipamentos nos casos de religamentos; necessidade de alteração das proteções já existentes; não há sistema de supervisão robusto para redes de baixa e média tensão;

Assim torna-se extremamente evidente a necessidade de maiores estudos na área para então definir critérios claros que satisfaçam os requisitos mínimos de qualidade e segurança exigidos pelo regulamento da ANEEL pelas normas do Ministério do Trabalho (através da NR10 ou Norma Regulamentadora de Segurança e Saúde no Trabalho no. 10 que trata da

Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade.) e pelas normas técnicas das distribuidoras, sem inviabilizar economicamente os pequenos produtores.

Outro ponto comentado foram as dúvidas existentes sobre a forma de contabilização da energia injetada na rede, considerando benefícios e impacto na rede. Novamente com atenção à não inviabilizar pequenos geradores sugeriu-se o estudo para estabelecimento de requisitos diferentes em função da tensão de conexão e a potência instalada.

Ao discutir-se a expansão da pequena geração distribuída, as Resoluções Normativas nº 390 e nº 391, ambas de 2009 foram apresentadas como barreiras já que exigem do empreendedor a obtenção de licença ambiental para o registro de qualquer tipo de unidades geradoras de pequeno porte, inclusive para a fonte solar fotovoltaica instalada em telhados ou fachadas de edificações. As contribuições da Consulta Pública apontam para a criação de uma regulação para geração distribuída de pequeno porte, com regras claras e simplificadas, já que as regras atuais foram elaboradas para usinas de médio e grande portes não sendo adequadas para usinas de potência inferior a 1MW, cuja fonte primária não seja hídrica. Por exemplo, o percentual de desconto na TUSD (Tarifa de uso do sistema de distribuição) para fonte solar fotovoltaica poderia ser majorado ou ainda, também, para outras fontes de pequeno porte, ligados em circuitos de baixa tensão.

Com relação aos pontos ainda não regulados, as contribuições destacaram que existe uma lacuna sobre a forma de contabilização e comercialização da energia produzida por geradores de pequeno porte. Na verdade, a dificuldade reside na adoção das mesmas regras para usinas de portes diferentes, resultando em prejuízo para as menores plantas. Também foi levantada a necessidade de revisar a Resolução Normativa nº 167, de 2005, que trata dos procedimentos para a realização de chamadas públicas, de forma a deixá-la mais clara e abrangente. Para isto, a conceituação vigente de geração distribuída precisa ser complementada e padronizada incluindo subdivisões para possibilitar tratamentos diferentes e coerentes com o porte, nível de tensão e fonte primária. As questões relacionadas à qualidade da energia injetada e definição de responsabilidades por queima de aparelhos elétricos (distribuidoras x geradores) deverão ser objetos de estudos e tratadas juntamente com as demais alterações em resoluções e procedimentos de distribuição.

Na opinião geral revisões sobre os contratos de uso e conexão (CUSD E CCD) precisam ser realizados assim como no Módulo 3 do PRODIST e ainda revisar os demais módulos a fim de harmonizar todos os procedimentos sobre o tema geração distribuída.

Sobre a ampliação de descontos tarifários, as distribuidoras demonstraram-se contrárias argumentando que haveria impactos nas tarifas dos demais consumidores. Vale lembrar que “o art. 26, §1º da Lei nº 9.427, de 1996, com redação dada pela Lei 11.488, de 2007, estabeleceu a competência da ANEEL para definir o percentual de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, não inferior a 50%, para os empreendimentos classificados com pequena central hidrelétrica – PCH e aqueles de fonte hídrica com potência igual ou inferior a 1 MW, assim como para as centrais geradoras com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.” Foi então defendida a tese de que a adoção de subsídios seria necessária nos primeiros anos de vida dos projetos, com redução gradual dos benefícios ao longo do tempo, para permitir a amortização dos investimentos e também evitar a criação de subsídios *ad eternum*. Para a criação de incentivos fiscais, tributários constituição de fundo específico para subsidiar a geração distribuída ou alterar a destinação da CDE, há necessidade de alterações legais, ficando, portanto, além das competências da ANEEL. No entanto, tais questões serão encaminhadas para avaliação do MME.

Acerca da tarifa de uso adequada para pequenas geradoras e a aplicação da TUSD-G as opiniões novamente se dividiram em geradores e distribuidoras; a primeira pedindo a extinção alegando que as usinas instaladas em grandes centros urbanos reduzem o carregamento dos alimentadores, enquanto a segunda pede a manutenção, pois dizem não perceber tal redução. Deve-se observar que atualmente a maior parte das usinas caracterizadas como geração distribuída (PCH, Eólicas e de biomassa – cana de açúcar, primordialmente) está instalada em áreas rurais com baixa densidade de cargas justificando o sentimento de não redução do carregamento. Este panorama modificar-se-á quando houver geração em edificações residenciais e comerciais como já existe em outros países.

Atualmente a TUSD-G para usinas conectadas em tensão inferior a 88 kV não é calculada pela metodologia nodal por ser muito complexo e para isso, é utilizada a menor tarifa fora de ponta da distribuída, que é igual ao valor pago pela carga, não representando os

reais impactos na rede. Com intuito de reduzir essa distorção, a Agenda Regulatória Indicativa da SRD para o biênio 2011-2012 prevê o estudo para regulamentar a TUSD-G para nível inferior a 88 kV, alcançando a geração distribuída de pequeno porte. Além disso, a ANEEL está propondo a adoção da tarifa binômica, onde paga-se tarifas de ponta e de fora de ponta, também para os consumidores atendidos em baixa tensão, dentro das novas regras para o 3º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras, conforme Audiência Pública nº 120/2010. As Minutas dos Documentos Pós-Audiência Pública foram publicados no site da ANEEL com última alteração realizada dia 29 de agosto de 2011 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011e) contendo:

- Cálculo das Bandeiras Tarifárias – incluído em 24.08.11
- Minuta PRORET Submódulo 7.1 – Procedimento Gerais 29.08.11
- Minuta PRORET Submódulo 7.2 – Tarifas de Referência
- Minuta PRORET Submódulo 7.3 – Tarifas de Aplicação
- Minuta Resolução Normativa altera em 24.08.11

Quanto à comercialização da energia a principal barreira regulatória apontada foi a falta de regulamentos específicos para a geração distribuída, com tratamento de questões sobre conexão, medição, contratação de energia, cálculo de garantia física e lastro de fontes intermitentes. As regras do Ambiente de Comercialização Livre – ACL foram elaboradas para tratar das transações de grandes blocos de energia, elevando a complexidade das regras e exigências. Sugeriu-se então que a ANEEL coordenasse a elaboração de uma manual a fim de orientar empreendedores de instalação de fontes alternativas de pequeno porte, informando todos os detalhes necessários, como legislação e órgãos governamentais que devem ser consultados, para sua entrada em operação.

Devido à unânime demonstração de interesse no ingresso no ACL verificou-se a necessidade de estudar alterações das regras de comercialização e até de legislação a fim de possibilitar a inclusão desses agentes com regras específicas e exigências proporcionais ao seu porte e volume de energia produzida.

Outro fator “barreira” para o estabelecimento desses pequenos geradores é o Decreto nº 5.163, de 2004, já que este impõe uma limitação geográfica para a contratação via chamada

pública, estabelecendo que a geração deve estar instalada dentro da área de concessão da distribuidora demonstrando assim a necessidade de alterações.

O Decreto nº 2.003, de 2006, que regulamenta o Produtor Independente de Energia e o Autoprodutor, também precisaria ser revisto nos pontos onde trata da permuta de montantes de energia, para possibilitar que agentes com geração de porte reduzido (com registro na ANEEL) utilizem esse mecanismo, não limitando também o tipo de unidade consumidora beneficiada, pois hoje é permitido apenas para instalações industriais.

Foi também recomendado a adoção do sistema *Net Metering*, este como sendo uma ação de eficiência energética. Além disso, a troca de kWh entre o consumidor-gerador e a distribuidora não envolveria a circulação de moedas, e eventuais saldos positivos (geração > consumo) em um mês seriam utilizados para abater os saldos negativos nos meses seguintes (geração < consumo). A maior parte das contribuições entende que há necessidade de incentivos adicionais (tarifa *Feed-in*, subsídios, reduções fiscais e etc.) para o desenvolvimento sustentável da geração distribuída de pequeno porte no país, e que o sistema *Net Metering* não seria suficiente para garantir isso.

Sobre limitações tecnológicas as contribuições não apontaram limitações referentes aos geradores e equipamentos associados, mas sim das redes de distribuição, que não foram dimensionadas para ter fluxo bidirecional de energia e haveria necessidade de adequações nos esquemas de proteção, medição, assim como nas normas das empresas e regulamentos da ANEEL. Além disso, será difícil planejar e operar a rede com a presença forte da geração distribuída já que os programas computacionais normalmente utilizados para este fim (ANAREDE, ANAFAZ, ANATEM e HARMZ) não contemplam modelos de fontes alternativas e não permitem estudos com geração monofásica, e os impactos na rede de distribuição ainda não são bem conhecidos no Brasil.

Assim, relaciona-se a melhor penetração da geração distribuída utilizando-se de redes inteligentes (*Smart Grid*) e da substituição dos medidores eletromecânicos por eletrônicos (*Smart Meter*), possibilitando medição em quatro quadrantes (fluxo bidirecional de energia) e comunicação com o centro de operação, dentre outras. Este tipo de medidor já pode ser visto em operação, por exemplo, em novas Centrais Termelétricas à Biomassa (principalmente sucroalcooleiras), onde uma das principais fontes tornou-se a venda de energia elétrica excedente. Mas, como o tema *Smart Grid* continua em fases de estudo e implantação de

projetos pilotos, as ações propostas na discussão gerada pela Consulta Pública n. 15 em prol da geração distribuída, não pode ser condicionada à implantação da rede inteligente.

Com relação ao fornecimento de energia elétrica por meio de sistemas coletivos ou individuais de geração em comunidades e povoados isolados foi realizada a audiência pública (AP nº. 20/2011) dia 20 de maio de 2011 em Brasília. O objetivo foi discutir os procedimentos e as condições de fornecimento nesses locais, caracterizados pela dispersão de consumidores e ausência de economia de escala para distribuição de energia já que atualmente, o atendimento nessas comunidades é apenas individual. Propõe-se para o atendimento um sistema coletivo, em que seja instalada, por exemplo, uma usina eólica para atender tais locais como aldeias, ilhas e outras regiões isoladas, com custo mais reduzido.

Além disso, foi proposto um sistema tarifário especial com algumas especificidades de atendimento e faturamento, como por exemplo, a utilização de carnês, sistemas de pagamento eletrônico ou pré-pagamento da fatura com periodicidades mensal, bimestral ou trimestral, facultar a instalação de medidores nas unidades consumidoras que possuam previsão de consumo igual ou inferior a 30 KWh), etc.

Também, considerando a impossibilidade de atendimento 24 horas por dia, a concessionária poderia utilizar-se de um período diário reduzido de fornecimento em localidade atendida pelo Minissistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI), assim como a não cobrança pelo custo de disponibilidade às unidades consumidoras atendidas mediante MIGDI ou Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011f).

4.5 Mecanismos de incentivo

Reconhecendo-se o valor de fontes menos impactantes ao meio ambiente e o possível esgotamento de recursos fósseis, mecanismos de incentivo estão sendo criados para o uso de energia alternativa, principalmente renovável, permitindo concorrência com os recursos convencionais. No Brasil, existem alguns fundos setoriais e programas de incentivo que estimulam a geração com uso de fontes alternativas. Pode-se, entre elas citar:

- a) **O PROINFA**, criado em 2002 e implantado em 2003 é o maior programa nacional para estímulo à produção de energia elétrica por meio das fontes renováveis, abrangendo pequenas centrais hidrelétricas, geração à biomassa e eólica, como fontes incentivadas. O programa objetiva aumentar a participação de produtores independentes autônomos no Sistema Elétrico Nacional e promover a diversificação da matriz elétrica, através do uso fontes alternativas garantindo assim maior confiabilidade e segurança.

O Programa estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte.

- b) **O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel - PNPB**, estabelecido pelo Decreto nº 10.093, de dezembro de 2003, é um programa interministerial do governo, que tem como objetivo a implementação da produção e uso do biodiesel de forma sustentável, dentro de um enfoque técnico e econômico. Sendo um combustível renovável que pode ser produzido a partir de gorduras animais ou de óleos de diferentes espécies vegetais, pode substituir de forma parcial ou total o óleo diesel de origem fóssil. O programa busca garantir preços competitivos, qualidade de suprimento, e promover a inclusão social e o desenvolvimento regional, com a geração de emprego e renda através da produção de biodiesel por diferentes fontes, priorizando as características das diversas regiões do país, e possibilitando a participação do agronegócio e da agricultura familiar.
- c) **O Programa de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental** que estimula a instalação de projetos pilotos de Geração Distribuída com o aproveitamento do biogás produzido por dejetos orgânicos, coordenado pela COPEL. Fora deste programa mas igualmente relevante, também existem em São Paulo tal tipo de geração baseado na transformação do gás metano produzido pelo lixo em seus aterros sanitários em energia elétrica. Em números pode-se dizer que o aterro São João recebeu cerca de 6 mil toneladas de lixo urbano por dia, o correspondente à metade do total coletado na cidade. Entrou em operação em dezembro de 1992 e operou até outubro de 2007, quando formava uma montanha de lixo com quase 150 metros de altura. Desde a data

da ativação até o final da vida útil, recebeu 27,9 milhões toneladas de lixo. A média diária de resíduos recebidos nos últimos anos foi de mais de 5 mil toneladas e a geração de líquido percolado (chorume) transportado por carretas para o tratamento junto a Sabesp ultrapassam os 1.800 m³ por dia. A usina termelétrica é abastecida por gás captado por 126 poços espalhados em 80 hectares do Aterro São João. O gás será bombeado por 30 km de tubos até os 16 motores capazes de gerar 200 mil MWh/ano. O aterro Bandeirantes possui 140 hectares de área e recebe aproximadamente 6.700 toneladas de resíduos por dia. Cerca de 60% destes resíduos são de origem orgânica e produzem 1.500 m³ de chorume diários, o equivalente a 50 carretas de 30 mil litros cada uma. No aterro Bandeirantes, grande parte dos gases gerados são encaminhados para a usina termelétrica existente no local. O aterro já deixou de lançar na atmosfera mais de 2 milhões de toneladas de dióxido de carbono, gerando cerca de 172.800 MWh/ano (São Paulo, 2011).

- d) **A Conta de Desenvolvimento Energético CDE**, criada pela Lei nº 10.438, de 2002 e gerenciada pela Eletrobrás, tem como um de seus objetivos de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados. Também busca o atendimento aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada. Com duração prevista de 25 anos, este capta recursos provenientes de pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UPB, pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL e pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. Um exemplo a ser citado trata-se da arrecadação provinda da tarifa aplicada sobre a demanda de ultrapassagem.

5 PERSPECTIVAS DA COGERAÇÃO

O processo de cogeração de energia elétrica por bagaço de cana torna-se importante no contexto mundial devido ao fato de ser uma forma adequada de substituição da queima de combustíveis fósseis pela queima de combustível renovável (bagaço). Essa característica renovável da cogeração, a partir do bagaço da cana, vem despertando interesse e investimentos dos países desenvolvidos em projetos que visualizem o atendimento das obrigações de reduções de gases do efeito estufa (GEE), assim como o suprimento de energia e combustível através de fontes alternativas. Vê-se assim um grande crescimento desse tipo de indústria levando sua participação na matriz energética a ser cada vez mais representativa.

5.1 Participação das indústrias sucroalcooleiras na matriz elétrica brasileira

Historicamente a cana de açúcar é um dos principais produtos agrícolas do Brasil, sendo cultivada desde a época da colonização. Do seu processo de industrialização obtém-se como produtos o açúcar nas suas mais variadas formas e tipos, o álcool (anidro e hidratado), o vinhoto e o bagaço. Devido à grandeza dos números do setor sucroalcooleiro no Brasil, não se pode tratar a cana-de-açúcar, apenas como mais um produto, mas sim como o principal tipo de biomassa energética, base para todo o agronegócio sucroalcooleiro.

O Brasil possuía, até 05 de maio de 2011, 2.391 usinas em operação totalizando uma capacidade instalada de aproximadamente 122.439.104 kW, segundo dados da ANEEL para todo o sistema elétrico nacional, incluindo o Sistema Interligado Nacional e os Sistemas Isolados. Em 23 de agosto de 2011 estes números passaram a ser de 2.467 usinas em operação com capacidade instalada total de 123.464.713 kW, o que demonstra o rápido crescimento do setor de geração de energia brasileira, cerca de 0,83% no último trimestre. Para os próximos anos está previsto uma adição de 50.610.088 kW na capacidade de geração do país,

proveniente de 143 empreendimentos atualmente em construção e mais 511 outorgadas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011d).

Quadro 6 - Dados de empreendimentos em operação em agosto de 2011

Empreendimentos em operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	353	20.407	201.256	0,17
EOL	57	1.123.128	1.113.542	0,97
PCH	407	3.727.916	3.656.350	3,17
SOL	6	5.087	1.087	0,00
UHE	179	79.195.373	77.742.329	67,42
UTE	1473	32.277.462	30.571.925	26,52
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,72
Total	2477	118.540.053	115.303.489	100

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d).

Figura 18 - Empreendimentos em operação em agosto de 2011



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d) .

Onde:

CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Térmelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

A potência instalada proveniente de fontes hídricas representa 66,09% do total do país, somando aproximadamente 81.599.935 kW. As usinas abastecidas por biomassa registram participação de 6,83% da capacidade instalada sendo 5,46% destes, proveniente de bagaço de cana, em agosto de 2011 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011d).

Quadro 7 - Matriz de Energia Elétrica (agosto de 2011)

Empreendimentos em operação				
TIPO		capacidade instalada		participação em %
		Nº. usinas	kW	
Hidro		939	81.599.935	66,09
Gás	Natural	100	11.405.088	9,24
	Processo	38	1.789.183	1,45
	Total	138	13.194.271	10,69
Petróleo	Óleo diesel	873	3.867.804	3,13
	Óleo residual	32	3.132.207	2,54
	Total	905	7.000.011	5,67
Biomassa	Bagaço de cana	338	6.735.975	5,46
	Licor negro	14	1.245.198	1,01
	Madeira	41	359.527	0,29
	Biogás	14	70.742	0,06
	Casa de arroz	7	20.108	0,02
	Total	414	8.431.550	6,83
Nuclear		2	2.007.000	1,63
Carvão mineral		10	1.944.054	1,58
Eólica		57	113.542	0,9
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46
	Argentina		2.250.000	2,17
	Venezuela		200.000	0,19
	Uruguai		70.000	0,07
	Total		8.170.000	6,62
TOTAL		2.467	123.464.713	100

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d).

As usinas à biomassa registraram aumento de 5,8% na participação da matriz energética em agosto de 2011 durante o último trimestre. Entre as principais fontes de biomassa, destacaram-se as usinas movidas a bagaço de cana, com entrada em operação de 10 novas unidades geradoras, aumentando sua participação em 4,6%.

Nas Figuras 19, 20 e 21 é evidenciado tal expansão.

Figura 19 - Potência gerada por biomassa em operação



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d).

Figura 20 - Potência gerada por biomassa em construção



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d).

Figura 21 - Potência gerada por biomassa outorgada mas com construção não iniciada



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d).

O Estado de SÃO PAULO possui no total 592 empreendimentos em operação, gerando 24.006.767 kW de potência.

Está prevista para os próximos anos uma adição de 936.081 kW na capacidade de geração do Estado, proveniente dos 17 empreendimentos atualmente em construção e mais 37 com sua Outorga assinada.

Quadro 8 - Empreendimentos em operação no estado de SP

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	28	18.861	0,08
PCH	47	191.737	0,8
SOL	3	17	0
UHE	48	17.702.901	73,74
UTE	466	6.093.251	25,38
Total	592	24.006.767	100

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d).

Figura 22 - Empreendimentos em operação no estado de SP



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011d).

5.2 Aspectos gerais da cogeração

A geração conjugada de potência e calor, ou cogeração, consiste na geração de energia térmica e elétrica de forma simultânea e seqüenciada a partir da mesma fonte de energia primária (LOZANO, 1998; HORLOCK 1997). Assim, um sistema de cogeração é composto por uma combinação de equipamentos convencionais como caldeiras, turbinas, bombas, trocadores de calor, etc, que integrados funcionalmente num ciclo determinado, obtêm o maior aproveitamento da fonte primária consumida, seja o combustível utilizado fóssil, renovável ou qualquer outro tipo. Na indústria sucroalcooleira a cogeração é comumente realizada através de sistemas cuja concepção tem como princípio os ciclos a vapor. Assim, a energia térmica (vapor superaquecido) produzida pela queima do bagaço de cana nas caldeiras é utilizada para acionar turbinas acopladas a motores a fim de realizar trabalho, por exemplo para acionar a moenda, e a um gerador a fim de transformar-se em energia elétrica.

Em seguida, o vapor resultante (vapor saturado) segue no processo industrial atendendo a outras necessidades motrizes e de calor como, por exemplo, processos de aquecimento, cozimento, assepsia, evaporação e secagem.

A cogeração passou a ser discutida com maior importância após a crise de petróleo provocada pelo embargo dos países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e Golfo Pérsico de distribuição de petróleo para com os Estados Unidos e países da Europa na década de 70 e ganhou visibilidade na década seguinte visando a minimização dos impactos ambientais provocados por outras fontes.

No Brasil, com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA) em 1996, com o objetivo de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e com a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em 1998, responsável pelo controle e operação das instalações de geração e transmissão de energia, a cogeração ganhou novos rumos com a renovação e mudança de regulamentação e leis a ela aplicada. Estes já foram melhor discutidos em outro capítulo pertencente a este trabalho.

A fim de incentivar o desenvolvimento e implantação de novas plantas geradoras de energia, no início de 2000 foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), visando à implantação de usinas termelétricas e centrais de cogeração a gás natural e

posteriormente em 2002, foi criado o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), permitindo a contratação de energia produzida por fontes alternativas renováveis (eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas), entre outros programas governamentais, já citados em outro capítulo.

Um marco também importante na cogeração foi o Protocolo de Kyoto, em vigor desde 2005, que passou a permitir a comercialização de Créditos de carbono ou Redução Certificada de Emissões (RCE), tornando-se produto e então mais uma fonte de renda para a cogeração. É válido lembrar que o Protocolo de Kyoto expira em 2012, mas já há o compromisso da ONU e de alguns governos para o delineamento de um novo acordo ou, o que é mais provável, de uma emenda no Protocolo de Kyoto, que estabeleceria novas metas a serem cumpridas após 2012. As discussões começaram em 16 de Fevereiro de 2007 e pode-se dar destaque à proposta de criação de um limite máximo para o comércio dos créditos de carbono, bem como a aplicação de metas de redução das emissões de CO₂ aos países em desenvolvimento.

Tais estímulos tornaram-se importantes não só para acompanhar a tendência mundial de descentralização e independência da geração, mas também para evitar a ocorrência de uma nova crise da energia elétrica como a ocorrida em 2001. Visualizando tal potencial de mercado, um dos setores que mais tem crescido neste âmbito é o sucroalcooleiro.

5.3 Desenvolvimento da cogeração no setor sucroalcooleiro

Desde a sua implantação e em maior escala a partir da metade do século XX, as indústrias do setor sucroalcooleiro desenvolveram instalações próprias de geração elétrica, seja através de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, óleo diesel, e depois face à indisponibilidade de energia elétrica e aos seus custos, adotaram-se sistemas de geração, em processo de cogeração, ajustados às necessidades do processamento industrial da cana de açúcar, utilizando o bagaço.

Inevitavelmente, o processo de produção de açúcar e álcool, resulta em também produção de bagaço. Utilizando-se de valores médios para o teor da fibra da cana e do bagaço e considerando-se uma umidade relativa no produto de 50%, pode-se afirmar que uma tonelada de cana-de-açúcar produz cerca de 240 kg de bagaço (RODRIGUES, 2001). A

produção de energia por tonelada de cana é variável conforme a tecnologia de conversão de energia utilizada e sua eficiência mas é possível considerar que produz-se entre 20 a 30 kWh por tonelada de cana moída, como energia elétrica e mecânica, esta última usada no acionamento direto das moendas (AMBIENTE BRASIL, 2011). Entretanto Andrietta (2009) diz que utilizando-se de turbinas de contra pressão, é possível gerar 71,30 kW/tc.

Até a crise de 2001, o potencial do setor sucroalcooleiro para cogear energia elétrica era fracamente explorado. Com a intensificação da necessidade brasileira de ampliar e diversificar a geração de energia elétrica, tais indústrias foram trazidas à evidência. A queima do bagaço de cana, até então rejeito do processo de produção, foi utilizada como combustível nas caldeiras para fornecer vapor para as turbinas dos turbogeradores.

Apresentando-se então como uma forma barata e limpa de geração de energia, trazendo benefícios para o meio ambiente além de estar vagamente submetida à variação do preço do petróleo e taxas cambiais, grande foi a aceitação das usinas a fim de tornarem-se auto-suficientes em energia elétrica criando assim um novo subproduto de seu processo para venda: o excedente de energia elétrica produzida..

Até então todo o processo era baseado na utilização de turbinas e a geração de energia era realizada apenas para consumo próprio. O vapor gerado pelas caldeiras, de baixa pressão e temperatura, era distribuído entre o processo de fabricação e a geração de energia com pouca preocupação com eficiência energética utilizando-se, por exemplo, de turbinas de estágio simples. Visando a nova fonte de renda que surgia, a venda do excedente de energia elétrica produzida, e para aumentar sua competitividade no mercado, as usinas tiveram que adequar-se de modo a redirecionar o uso do vapor produzido e utilizá-lo de forma eficaz e eficiente.

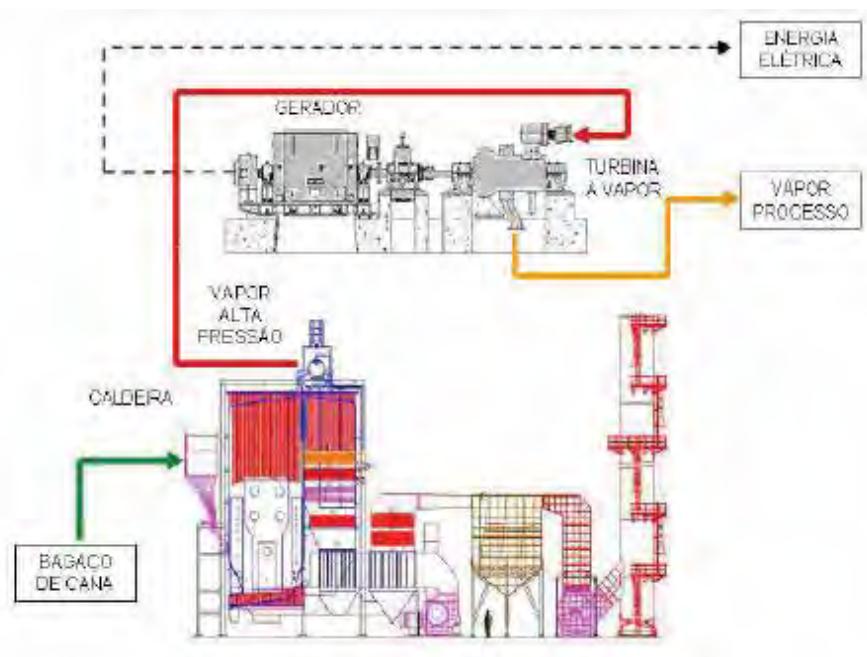
Reformulando seu consumo de vapor, foi necessária a melhoria de seu processo de fabricação, a adaptação de turbinas de baixa eficiência por turbinas mais eficientes (múltiplos estágios), como por exemplo foi realizado na central de geração das usinas, e ainda a substituição de dispositivos mecânicos acionados por turbina por motores elétricos, onde podemos citar a moenda como exemplo.

Para atender essas necessidades também a caldeira precisou ser substituída a fim de gerar vapor com maiores pressão e temperatura aumentando sua eficiência e produção de vapor. Assim, para aumentar o aproveitamento do vapor, foi necessário que todo o vapor gerado passasse pelos geradores. No gerador tornou-se necessário o uso de turbinas de

extração-condensação. Segundo Fiomari (2004), além de altos índices de desempenho, máquinas de condensação com extração regulada se justificam também pela sua capacidade de satisfazer a relação energia térmica e elétrica, que pode variar em uma ampla faixa. Este sistema, com maior capacidade de produção elétrica, possui normalmente turbinas de extração dupla, sendo a primeira extração, no nível de pressão em que o vapor é requerido pelas turbinas de acionamento mecânico e, a segunda, na pressão em que o vapor é consumido no processo produtivo.

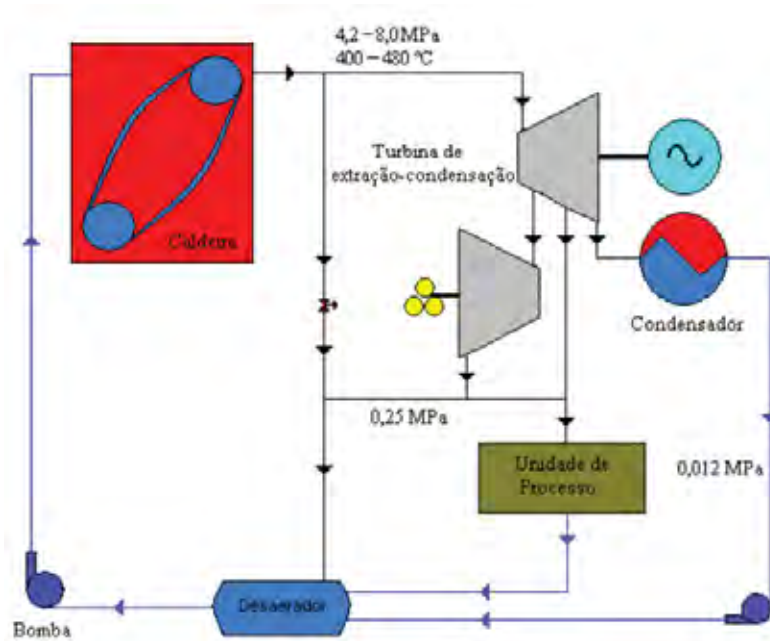
A Figura 23 ilustra o ciclo de geração de vapor em uma indústria sucroalcooleira e a Figura 24 ilustra um processo trabalhando em regime de cogeração com o emprego de turbinas de extração-condensação.

Figura 23 - Ciclo de vapor no processo de cogeração



Fonte: Procknor (2008)

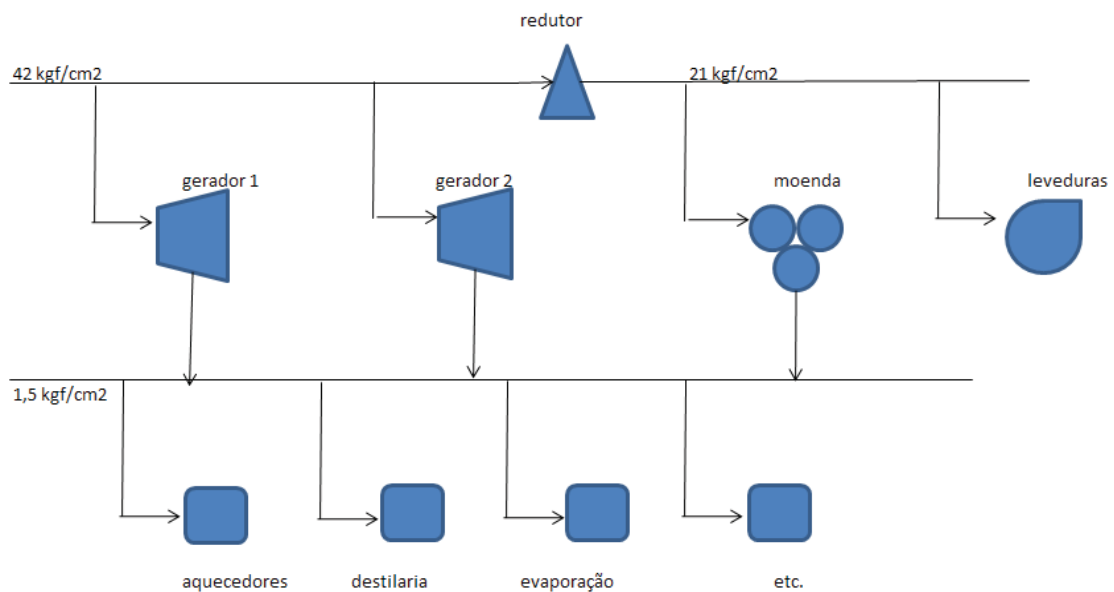
Figura 24 - Diagrama de um sistema de cogeração a partir do uso de turbinas



Fonte: Fiomari (2004)

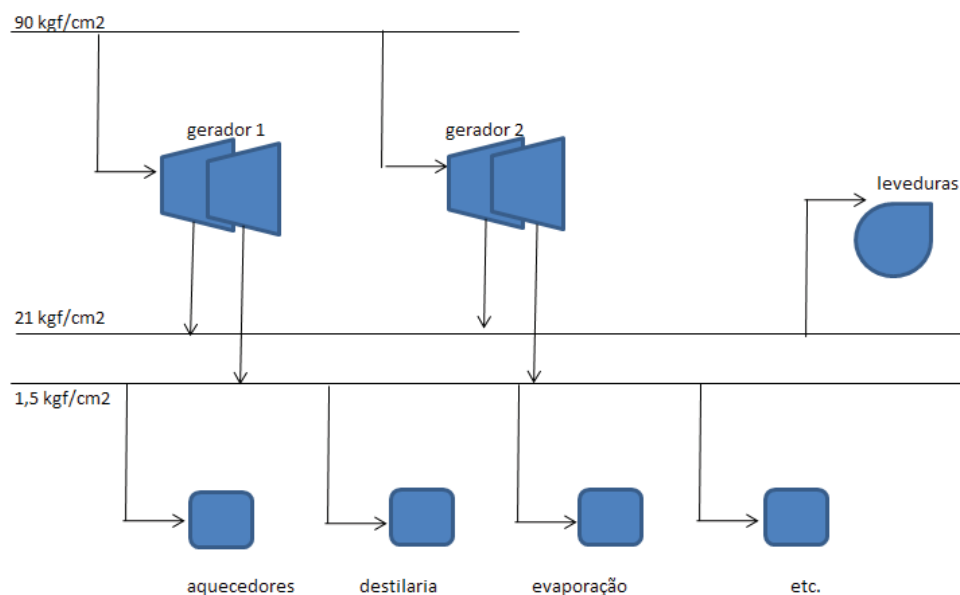
A Figura 25 representa como era a usina antes da necessidade de produção excedente de energia e a Figura 26 representa a usina após sua adequação para a venda do excedente de energia. Para isso, a moenda foi eletrificada, a caldeira trocada e foram instalados novos geradores.

Figura 25 - Esquemático da utilização de vapor antes dos melhoramentos



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 26 - Esquemático da utilização de vapor depois dos melhoramentos



Fonte: Elaborado pelo autor

Além da modernização das usinas para a ampliação do potencial de geração, outros fatores também estão começando a ser considerados, ou estão em fase final de estudo, para que seja possível um aumento ainda maior da cogeração nestas usinas. Dentre os vários fatores em estudo, o uso da palha para aumento do potencial da cogeração já começa a ser utilizado, o que poderá possibilitar uma geração de energia elétrica firme durante o ano todo.

Com a importância da cogeração de energia crescendo no setor, índices de qualidade antes apenas aplicados à cana e seus subprodutos, foram definidos também para a geração de energia elétrica.

- Consumo de Energia (kWh/tc).

Metodologia: Soma da energia produzida e comprada pela usina menos a energia vendida;

Cálculo: $((\text{Energia Gerada (kWh)} + \text{Energia Comprada (kWh)} - \text{Energia Excedente (kWh)}) / \text{Cana moída total (t)})$

- Energia Excedente – Venda de Energia (kWh/tc);

Metodologia: Quantidade de Energia vendida pela usina para terceiros

Cálculo: Energia Excedente (kWh)/ Cana moída total (t)

5.4 Biomassa da cana e a Bioeletricidade

Em novembro de 2007, o Ministério de Minas e Energia (MME) através da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, publicou o material “Matriz Energética Nacional 2030” onde é apresentado projeções de comportamento da matriz energética brasileira. Nele é possível visualizar o significativo crescimento da participação das usinas sucroalcooleiras na matriz reafirmando assim a importância de estudos na área.

Considerando as condições de aumento da produção de etanol com a utilização do bagaço de cana através da hidrólise para este fim, em 2030, a cana e seus derivados passam a ser a segunda fonte de energia mais importante da Matriz Energética Brasileira, com 18,5% de participação (em 2005, 13,8%), inferior apenas à participação do petróleo e derivados. O consumo total de energia elétrica, em 2030, é estimado em 1.083,4 TWh, o que significa uma expansão de 4,0% ao ano desde 2005. Após ações na área de aumento da eficiência energética, na qual estima-se uma redução da demanda necessária em 5%, o requisito de produção seria de 1.030,1 TWh. A Quadro 9 resume os principais indicadores relativos ao balanço da eletricidade. (BRASIL, 2007c)

Do lado da oferta, destaca-se a redução das perdas totais, que se admite reduzidas, em 2030, para 13,8%. A energia hidráulica segue mantendo a liderança entre as fontes de produção, porém, sua participação cai da elevada proporção atual (cerca de 85% em 2005) para pouco mais de 70% (considerando que grande parte da importação é de origem hidráulica: Itaipu e outras binacionais). Em contrapartida, a geração térmica convencional (nuclear, gás natural e carvão mineral) expande sua participação de 7% para cerca de 15%. As fontes renováveis (ou não convencionais) não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também experimentam crescimento expressivo, passando a responder por mais de 4% da oferta interna de eletricidade (BRASIL, 2007c).

Quadro 9 - Eletricidade: Indicadores Seleccionados (em TWh)

	2005	2010	2020	2030
Balanco Geral				
Oferta interna	441,9	572,1	826,6	1.194,9
Produção	402,9	533,4	782,5	1.151,0
Importação líquida	39,0	38,7	43,9	43,9
Consumo total	375,2	486,2	706,6	1.030,1
Perdas	15,1%	15,0%	14,5%	13,8%
Produção				
Centrais de serviço público	363,0	496,0	719,3	1.055,8
Hidráulica	334,1	395,0	585,7	817,6
Nuclear	9,9	15,0	30,5	51,6
Carvão mineral	6,1	13,0	15,6	31,4
Gás natural	13,9	58,4	61,5	92,1
Biomassa da cana	0	1,1	14,6	33,5
Centrais eólicas	0,9	3,6	5,0	10,3
Resíduos urbanos	0	0	1,0	6,8
Outras fontes	7,2	9,9	5,4	12,5
Autoprodução ⁽¹⁾	30,8	37,4	63,2	95,2
Consumo ⁽²⁾				
Programa de conservação ⁽³⁾	0	0	-12,2	-53,3
Setor energético	13,5	17,6	25,8	39,0
Residencial	83,2	105,3	169,1	283,3
Industrial	175,4	237,0	338,3	455,5
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3
Outros ⁽⁴⁾	16,9	19,0	26,1	38,3

Fonte: BRASIL (2007c)

Notas:

- (1) 9 TWh da autoprodução de 2005 foram considerados em Centrais de Serviço Público, em razão de que nas projeções a autoprodução transportada (geração hidrelétrica despachada centralizadamente) está incluída na produção destas centrais elétricas;

- (2) A projeção do consumo inclui o progresso autônomo da conservação de energia elétrica;
- (3) Programa de conservação induzido;
- (4) Inclui transportes e agropecuária.

Em 2030, o consumo de energia elétrica exigirá a instalação de uma potência hidrelétrica adicional expressiva. Mesmo que se dê prioridade absoluta à expansão da oferta por meio de hidrelétricas, ainda assim a instalação de 120 mil MW, elevando para 80% o uso do potencial, poderia não ser suficiente para atender à demanda por energia nesse horizonte. Esse quadro sinaliza, de certa forma, uma perspectiva de esgotamento a longo prazo do potencial hidrelétrico nacional. Acrescente-se a tal quadro as questões de natureza socioambiental e a conclusão natural é que há, de fato, nas atuais condições tecnológicas e regulatórias, que representam restrições objetivas para o desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro. Dessa forma, deve-se admitir que outras fontes deverão compor essa expansão (BRASIL, 2007c).

Com relação às fontes alternativas há aspectos específicos a considerar. Do ponto de vista geográfico, levou-se em conta a distribuição do potencial de cada fonte, conforme definido pelas condições naturais (centrais eólicas e PCH) ou pelas condições de produção e disponibilização do recurso energético (biomassa da cana e resíduos urbanos). Do ponto de vista regulatório, considerou-se o programa específico de incentivo, o PROINFA, cuja lei que o instituiu estabelece critérios gerais para a expansão. Ainda que a segunda fase desse programa careça de regulamentação, o custo médio de geração dessas fontes, com exceção das centrais eólicas, indica uma competitividade tal que, independentemente da regulamentação, pode-se esperar incremento importante na participação dessas alternativas. É o caso, em especial, das centrais de cogeração a partir da biomassa da cana e das PCH.

Diante do exposto, considerou-se o incremento das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira a longo prazo. Com efeito, a lógica que sustenta o desenvolvimento dessas fontes é determinada por fatores externos ao setor elétrico. Nessas condições, os parâmetros considerados em cada caso para a expansão entre 2015 e 2030 foram (BRASIL, 2007c):

- PCH: desenvolvimento de cerca de metade do potencial hoje conhecido, o que significa acrescentar 6.000 MW no período;

- Centrais a biomassa: aproveitamento do potencial indicado pelos estudos específicos sobre a cana-de-açúcar significando acrescentar 4.750 MW no período;
- Resíduos urbanos: aproveitamento energético de metade do volume de resíduo urbano produzido pelas 300 maiores cidades brasileiras (cerca de 40% do volume nacional), o que significa uma potência de 1.300 MW;
- Centrais eólicas: instalação de uma capacidade instalada equivalente à toda a primeira fase do PROINFA, o que significa acrescentar 3.300 MW no período.

6 A INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA E A MICRORREDE

Com o desenvolvimento das tecnologias de geração distribuída e as exigências ambientais, mais recursos de energia distribuída (DERs) foram ligados às redes de distribuição nas últimas décadas. Uma característica chave de uma microrrede é sua habilidade de, durante um distúrbio de serviço na planta geradora de energia, poder separar-se, desconectar-se do SEP (Sistema Elétrico de Potência) e isolar-se com quase ou nenhuma interrupção no fornecimento de energia ou impacto na sua qualidade dentro desta microrrede. Quando o distúrbio se finda, a planta geradora de energia retorna ao normal, a microrrede automaticamente sincroniza e reconecta-se ao SEP, em uma forma igualmente sem impactos. Nesta breve descrição, claramente podemos usar como exemplo uma termelétrica onde o combustível utilizado é o bagaço de cana.

A microrrede é construída e operada de modo que as cargas críticas são protegidas e a qualidade da energia é garantida quando é necessário, enquanto as outras cargas são servidas com SQRA compatível com sua importância. A prestação de SQRA heterogêneo pode melhorar a confiabilidade geral do equipamento crítico, enquanto há redução dos custos por causa do sacrifício dos equipamentos não-críticos. Assim, inserido no sistema de gerenciamento de energia de uma planta sucroalcooleira é encontrado um sistema de rejeição de cargas. Este sistema aciona sistemas de alimentação de backup (baterias, por exemplo) ou desliga cargas não prioritárias para manter a SQRA das cargas críticas.

Um exemplo de programa de rejeição de carga utilizado pode ser visualizado nas telas abaixo onde cada CCM possui um medidor/controlador e cada motor é classificado por um nível de prioridade. Dependendo do nível de funcionamento ativo (e.g., normal, alerta 1 – sem G1, alerta 2 – sem G2, alerta 3 – sem G1 e G2, etc.), um grupo de cargas não-prioritárias é desligado. Por exemplo, no caso da Figura 27 existem três fontes ativas, G1, G2 e Concessionária e as cargas estão classificadas segundo seu nível de prioridade de 0 a 100 (sendo estas as de maior prioridade), de 100 a 200, de 200 a 300, e assim por diante. Caso haja o desligamento não programado do G1, as cargas classificadas entre a prioridade 200 a

300 são desligadas pelo gerenciador de carga sequencialmente até que a razão potência gerada e potência consumida esteja equilibrada para garantir a continuidade do serviço para atender as cargas prioritárias, isto em unidade de tempo compatível para que sua atuação do gerenciador ocorra antes da atuação de algum dispositivo de proteção, como sobrecarga ou subfrequência, por exemplo. Com isso, mais uma vez, é mostrada outra característica de microrrede presente em uma indústria sucroalcooleira.

Figura 27 - Exemplo de um programa de gerenciador de carga.



Fonte: Elaborado pelo autor

Uma análise importante que também deve ser feita, sob o ponto de vista de microrrede, é a do impacto de partida e desligamento de grandes cargas na geração de energia elétrica a partir de bagaço de cana ou, ainda, quanto à perda de uma das fontes geradoras e seu impacto na estabilidade do sistema.

Foi visualizado, por exemplo, durante a partida de motores de 1000 cv e de 1600 cv o grande impacto que esta representava na geração interna da indústria fazendo até com que a proteção entrasse na curva de desligamento. Para estas partidas de motores especiais, portanto, fez-se necessário a autorização prévia dos operadores da central de geração e regulação correta entre importação e exportação de energia ativa e reativa entre os geradores e

a concessionária de energia (ligadas em paralelo) para assim evitar o desligamento de toda a planta.

Outro exemplo de como a microrrede se apresenta à rede circunvizinha foi o caso observado de, quando uma grande fonte produtora de energia a partir de biomassa está ligada em paralelo à rede distribuidora de energia elétrica, fornecendo potência ativa e reativa aos seus consumidores, qualquer oscilação neste fornecimento, como o súbito desligamento desta fonte sem uma graduada retirada de carga, pode causar flutuação na tensão do barramento de distribuição fazendo com que outras fontes produtoras, ligadas na mesma ramificação, tenham suas proteções acionadas (proteção ANSI função 32: potência reversa e proteção ANSI função 67: direcional de sobrecorrente) desconectando-as do sistema elétrico, dando início a um “efeito cascata” nesta determinada ramificação de distribuição. O relatório gerado e as oscilografias sobre este evento está descrito no **Apêndice A**, lembrando que os nomes das empresas e pessoas são fictícios.

Ainda em busca de estabilidade e continuidade do fornecimento bidirecional de potência, outro caso foi uma indústria sucroalcooleira da região de Assis que era conectada à rede de 11,4 kV, extremamente antiga e limitada da região, impedindo-a de vender energia ou de expandir sua capacidade de produção. Devido ao funcionamento desta linha próximo aos seus parâmetros limítrofes, todos os dias, várias vezes por dia, ocorriam desligamentos sendo a maioria inexplicável. Como as interrupções eram de rápida duração, estes não eram contabilizados nos índices de DIC/FIC da concessionária local o que impedia maiores investigações e investimentos de melhora, mas estas interrupções eram suficientes para causar perdas em torno de milhões de dólares e dias de atraso na produção da indústria. A solução implementada foi a construção de uma subestação e de linhas de transmissão posteriormente doadas para a concessionária local que conectaram a indústria em 88 kV melhorando a continuidade do serviço e tornando possível a expansão e venda de energia excedente produzida.

6.1 Apresentação da indústria sucroalcooleira

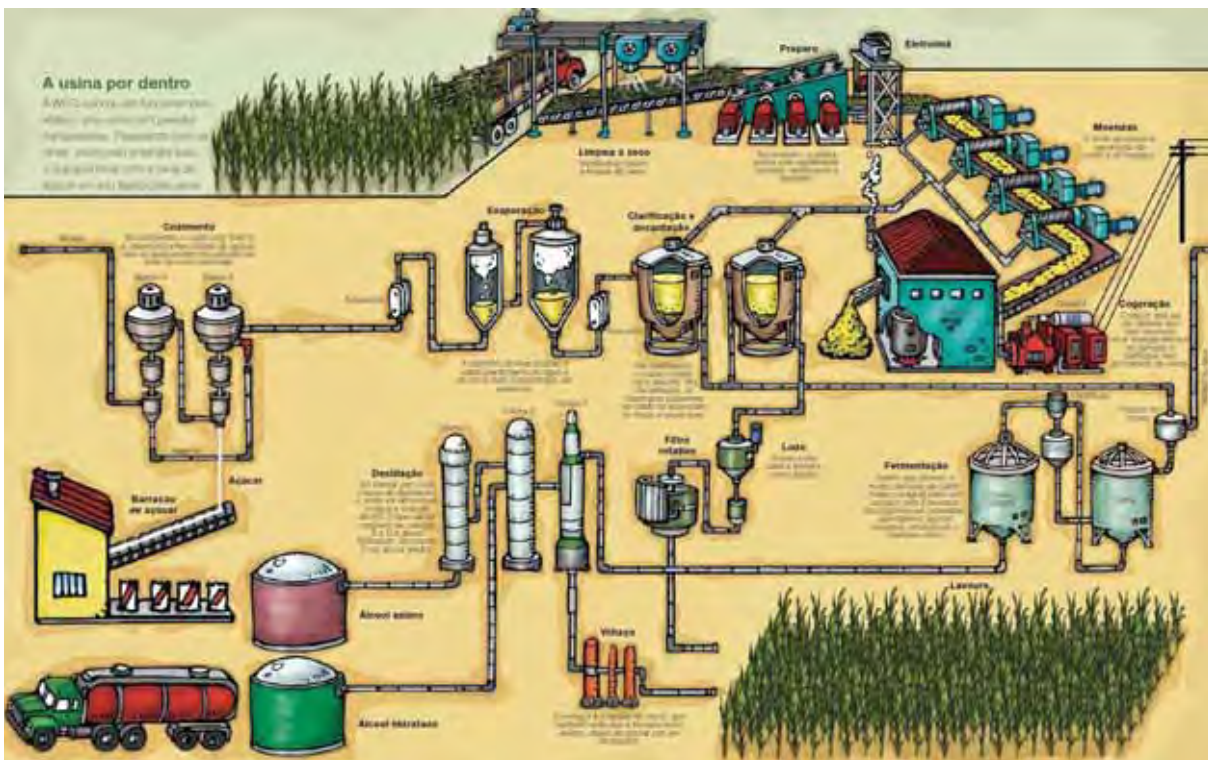
Através da análise do sistema existente na indústria e comparando-as com as características básicas da microrrede, pode-se observar uma grande semelhança entre ambas.

Analisando-se os diagramas unifilares concedidos pela indústria é possível observar a existência de:

1. Co-geração interna, possibilitando assim a operação em modo isolado,
2. Cargas controláveis, como por exemplo, motores planetários que acionam a moenda, misturadores da fábrica de açúcar e de álcool, centrifugas de quatro passos (velocidade e características variáveis) etc.
3. Circuitos DC e de comando como a parte de instrumentação, válvulas automáticas e semi-automáticas, comunicação e controle, PCC, etc.

Na Figura 28 é apresentada uma visão geral dos processos básicos existentes em uma indústria sucroalcooleira:

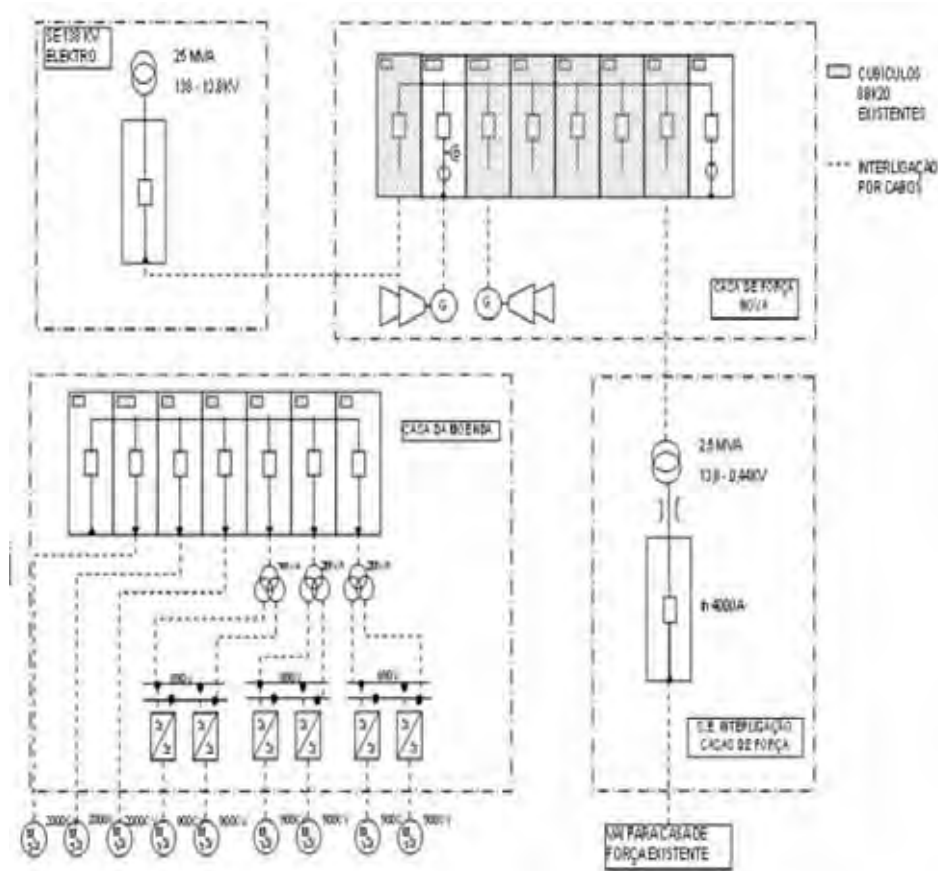
Figura 28 - Esquemático funcional de uma indústria sucroalcooleira.



No setor sucroalcooleiro, o principal sistema de cogeração é aquele que emprega turbinas a vapor como máquinas térmicas e que aparece vinculado a três configurações fundamentais: turbinas de contrapressão, combinação de turbinas de contrapressão com outras de condensação que empregam o fluxo excedente e turbinas de extração-condensação. A condensação de uma parte do vapor de escape, ou de uma extração de vapor de uma turbina de extração-condensação, garante as necessidades de energia térmica do sistema (FIOMARI, 2004).

Dentro das indústrias (UTE's), a distribuição é realizada em média tensão (13,8 kV). Com isso, os centros de comandos de motores (CCM's) transformaram-se em verdadeiras subestações unitárias de energia, sendo composto, basicamente, de um painel de proteção/seccionamento, transformadores e o próprio CCM. Na usina, têm-se, instaladas, as subestações unitárias da caldeira, os serviços auxiliares da casa de força, o sistema de refrigeração a água (spray), a fábrica de açúcar, o preparo de caldo/fermentação e a moenda. Cada uma destas subestações unitárias é energizada por um alimentador exclusivo, que tem origem no barramento principal da central de geração. Além das subestações unitárias, existe também um alimentador que energiza uma rede primária de distribuição interna, que interliga os pontos mais distantes da usina, como captação de água e os prédios administrativos e de apoio. Na Figura 29, é ilustrado o diagrama unifilar simplificado da distribuição interna da UTE (QUEIROZ, 2008).

Figura 29 - Diagrama unifilar simplificado da UTE



Fonte: Queiroz (2008).

Como ponto principal deste trabalho apresenta-se na Figura 30 uma configuração simplificada de uma indústria sucroalcooleira que pode ser descrita por um sistema ligado em paralelismo com o sistema elétrico nacional, com fluxo de potência unidirecional ou bidirecional.

A indústria sucroalcooleira é composta por máquinas elétricas típicas, cargas, instalações elétricas e sistema gerador termoeletrico. A planta escolhida é conectada ao sistema principal, na sua maioria composta por fonte hidrelétrica, a partir de uma subestação 138 kV/13,8 kV e é composto de três geradores G1, G2 e G3 com potências nominais de 40 MVA, 12,5 MVA e 31,25 MVA, respectivamente, com 13,8 kV de tensão nominal acrescido de um diesel-gerador (Gd) acionado em emergências ou necessidades especiais com potência nominal de 400 kVA, 440 V. As caldeiras que alimentam as turbinas de alta pressão utilizam bagaço de cana como combustível. A planta industrial demanda cerca de 12 MW e o

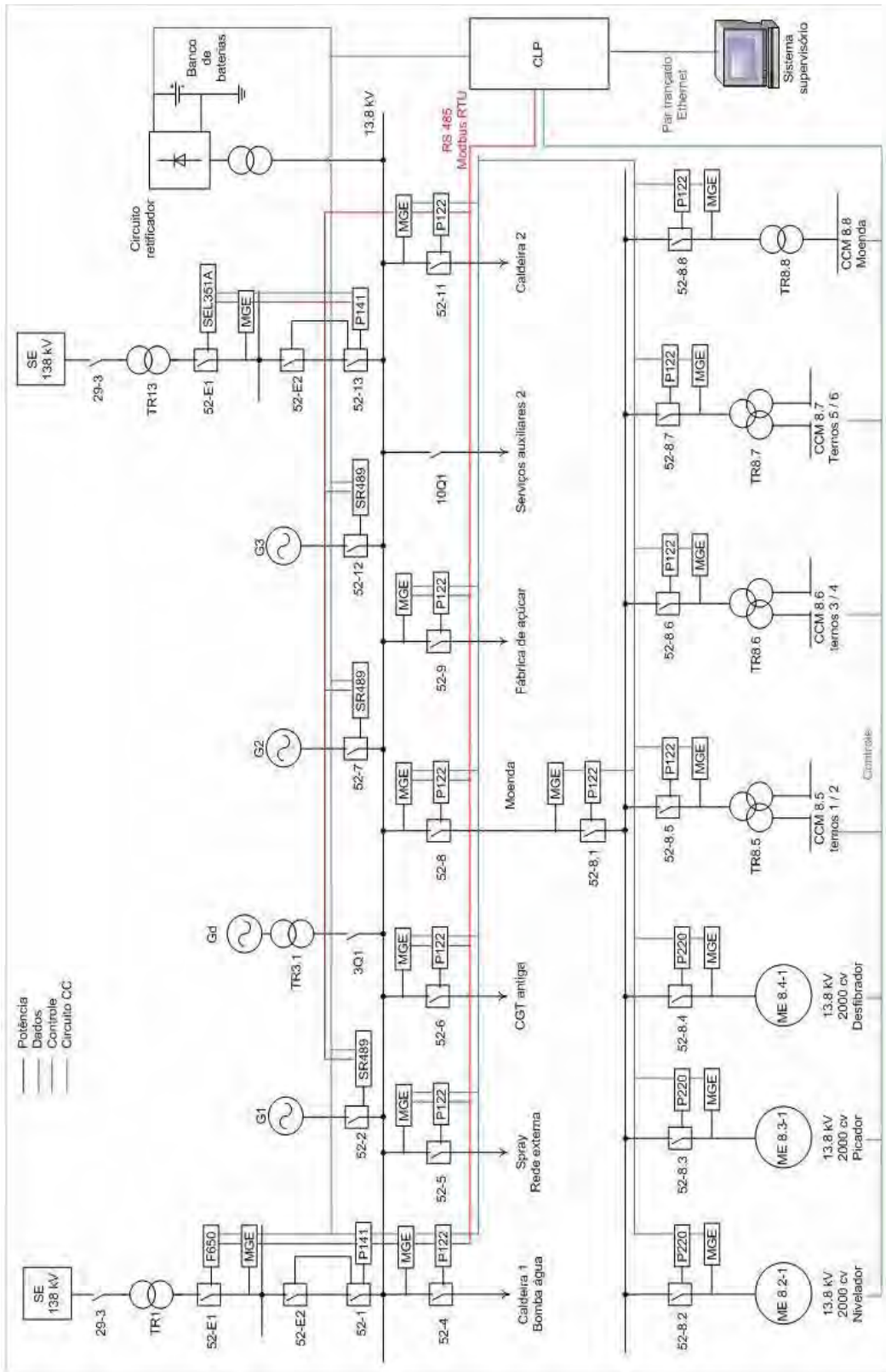
excedente é exportado (vendido) para o sistema principal (PASCHOARELI JUNIOR et al., 2011).

O grupo gerador alimenta um barramento principal onde estão ligado os cubículos de carga denominados também como caldeira 1, spray, link, moenda, fábrica de açúcar, serviços auxiliares 2 e caldeira 2 que, após seus respectivos cabos saírem dos cubículos, estes são distribuídos internamente à indústria onde, localmente, haverá ajuste de tensão pelo transformador local (elevação ou diminuição de tensão) para atender as cargas existentes no respectivo Centro de Controle de Motores (CCM) atendido.

Na usina, há três máquinas de indução de 8 pólos, 2000 HP, 13,8 kV, que são utilizados no processo de preparação de cana. Além disso, há seis máquinas de indução de 6 pólos, 900 HP, 690 V, na moenda que são acionados por inversores de doze pulsos para controle de velocidade. Além disso, um grande número de pequenas máquinas, representadas por modelos aglomeradas, estão dispostas nos Centros de Controle de Máquinas (CCM's).

Entre os dispositivos de proteção (F650, P141, SR489, P122, P220) e os dispositivos de medição de grandezas elétricas (MGE 144), em sua maioria, são utilizados cabos de fibra ótica ou RS485, entre outros, e a transmissão de dados é realizada utilizando-se o protocolo Modbus RTU, por exemplo, que é amplamente difundido e se caracteriza como um protocolo de comunicação aberto (MARINHO et al., 2011).

Figura 30 - Esquemático elétrico simplificado de uma indústria sucroalcooleira



Fonte: Marinho et al. (2011)

Nas cargas existem dispositivos de controle como sensores de temperatura, pressão, nível, velocidade, etc. com atuadores como válvulas, rotação de terno, inversores, variadores de velocidades, entre outros existentes. Algumas destas cargas são alimentadas a partir de retificadores ou inversores de frequência para acionamento de motores elétricos com velocidade variável e a operação de tais conversores pode originar distorções na tensão presente no barramento da microrrede e também a tensão no ponto de acoplamento com a rede pública pois opera-se de forma interligada com a rede. São mais utilizados sinais que, após passarem por transdutores, assumem para o formato 4 a 20 mA para então serem retransmitidos (MARINHO et al., 2011)..

Todos estes dados e medições são enviados para um CLP (controlador lógico programável) que trata e realimenta o sistema pela ação ou não de um operador de produção (interface humana através de computador e programas supervisórios). O meio físico usualmente utilizado, entre o operador (supervisório) e o CLP, é o cabo de “par trançado” sob o protocolo Ethernet.

Os turbogeradores das usinas sucroalcooleiras são compostos de uma máquina primária (turbina a vapor) e um gerador síncrono. O controle das potências ativa e reativa das unidades geradoras é realizado por controladores de carga, ou algumas vezes manualmente, através de ajustes sobre o regulador de velocidade da turbina e sobre o regulador de tensão da máquina síncrona.

A atuação sobre tais potências dependem do modo de operação em que estão submetidos os geradores: em paralelo com a concessionária ou isolado (em ilha) da mesma.

Quando em paralelo, e dependendo do tipo de contrato com a concessionária, a indústria poderá estar fornecendo ou consumindo potência ativa, porém o nível de potência reativa estará sendo controlada de forma a obedecer aos critérios de correção de fator de potência impostas pela concessionária de energia.

Em operação isolada da concessionária, as unidades geradoras são controladas de forma a suprir a demanda de potência da indústria e também de fornecer níveis de tensão e frequência adequadas aos equipamentos. Neste modo de operação, o maior gerador trabalhará em modo de base de carga, enquanto que os demais trabalham dividindo carga.

Os mesmos reguladores de tensão e velocidade são objetos de controle de dispositivos de sincronismo quando houver necessidade de realizar o sincronismo do gerador com a barra e/ou da usina com a concessionária.

Portanto, cada gerador possui um sistema de sincronismo independente, que atua sobre os reguladores de tensão e velocidade da unidade, e são responsáveis por efetuar o paralelismo do gerador com a barra e demais geradores. Também, existe um dispositivo de sincronismo geral, responsável por sincronizar a barra da usina com a concessionária. Este sincronizador, chamado de mestre, se comunica com os sistemas de sincronismo de cada gerador de forma a adequar a tensão e frequência da usina com os níveis de tensão e frequência da concessionária.

Como parte da afirmação que modelando as sucroalcooleiras como microrredes ter-se-á um grande avanço na análise da contribuição dessas entidades na qualidade de energia do SIN a seguir apresenta-se os principais pontos abordados no acordo operativo firmado entre a concessionária de energia e a indústria sucroalcooleira. Percebe-se que itens importantes não são abrangidos.

1 – Objetivo: detalhar os procedimentos complementares reguladores do relacionamento técnico-operacional, referente às instalações de conexão ou ponto de conexão identificados no contrato de conexão ao sistema de transmissão do qual é parte integrante, observadas as disposições a serem estabelecidas nos procedimento de rede do ONS, bem como definir as atribuições e responsabilidade pela operação e manutenção inerentes a essas instalações.

2 – Diretrizes básicas: a operação interligada do sistema eletro-energético pressupõe ações operativas coordenadas, de forma a evitar que procedimentos isolados possam comprometer a qualidade, integridade ou a confiabilidade operativa do sistema como um todo ou parte dele sendo que tanto a concessionária quanto a indústria deverão adotar todas as ações necessárias para manter a operação do sistema em conformidade. E preparadas para atender condições especiais do sistema. Requer programação para intervenções e qualquer contingência em equipamento ou sistema de uma empresa que tenha influência na operação de outra empresa, deve ser imediatamente informada.

Mesmo com tais afirmações presentes no acordo, não há medição ou controles rígidos sobre a qualidade de energia gerada interna à indústria e seu impacto na SEP, assim como, na prática foram observados tais ocorrências na empresa causada por terceiros na qual ficaram sem explicação, como já citado anteriormente.

Para conexão da indústria no ramal par venda de energia elétrica excedente é realizado um estudo de estabilidade dinâmica, a fim de avaliar o comportamento transitório nos instantes subseqüentes a ocorrências no sistema de transmissão da região após a conexão do acessante e ainda o comportamento dinâmico das máquinas nas condições de operação normal e de contingências simples no sistema acessado. Os principais aspectos envolvidos examinados no estudo de estabilidade de máquinas e do sistema frente a grandes perturbações são o amortecimento de oscilações, controle de tensão e perda de sincronismo. Para análise desses aspectos são avaliadas as seguintes situações: Tomada de carga (operação radial; paralelo com o sistema); Perda das linhas de transmissão de 88 kV na região; Perda dos transformadores de fronteira na região da Transmissora; Perda dos ramais da Central Geradora.

Foi também possível ser observada na prática em uma usina ativa um tipo de impacto. Citando a partida de um motor de 1.000 cv, houve o acionamento da proteção de sobrecorrente juntamente com a visualização da subtensão. Para sanar tal problema foi necessário ajustes no procedimento de partida do motor e na razão de energia ativa/reactiva gerada pelos turbogeradores.

Após estas observações fica ainda mais clara a possibilidade de classificar o setor de indústrias sucroalcooleiras como uma microrrede, sendo então possível modelá-las utilizando tal conceito.

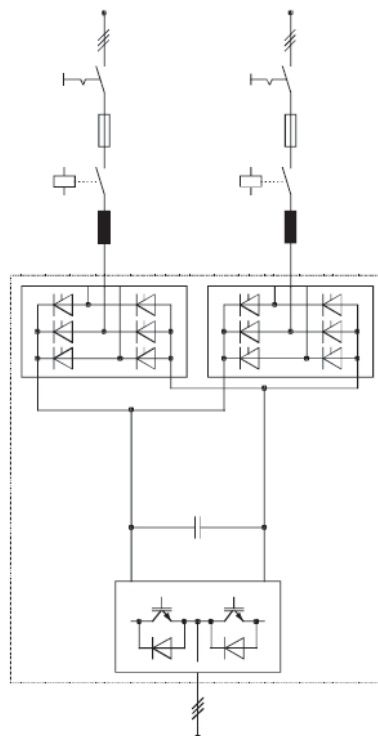
Como já visto em outro capítulo, a venda do excedente de energia tornou-se também um dos subprodutos da indústria da cana e para isso o uso racional de vapor passou a ser prioritariamente estudado. O que antes iria para o processo, como por exemplo, para acionar a moenda, hoje é 100% utilizado para a geração de energia sendo que a extração do vapor em estágios diferentes da turbina do turbogerador é que agora será utilizado em outros processos ainda dependentes do vapor como aquecimento de caldo de cana, para cozimento desde caldo para posterior processamento do açúcar ou álcool, para higienização, etc.

Sendo parte vital do processo de produção de açúcar e álcool, a moagem exige total disponibilidade durante a safra, com o mínimo de paradas. Para atender a esta exigência da moagem e economizar vapor para disponibilizá-la para a geração de energia elétrica, buscou-se então a eletrificação da moenda substituindo as turbinas a vapor por acionamentos elétricos adquirindo assim várias vantagens como a redução do consumo de vapor no processo, maior produtividade, maior controle do processo devido à flexibilidade no controle da velocidade da moenda, continuidade na vazão do caldo extraído, entre outros. Tal flexibilidade foi conquistada com o uso de inversores de frequência em seus motores.

Além de controlar a velocidade do motor, o inversor de frequência conta ainda com uma importante característica, que é a capacidade de manter o torque do motor constante ao longo de toda a faixa de velocidades, desde aproximadamente zero até o seu valor nominal.

A alimentação para todos os acionamentos provém do sistema de distribuição em média tensão da usina, sendo necessários transformadores abaixadores para a adequação do valor da tensão. Os inversores são alimentados aos pares por transformadores de três enrolamentos onde é utilizado inversores de 12-pulsos para o controle eletrônico da velocidade, apresentado na Figura 31.

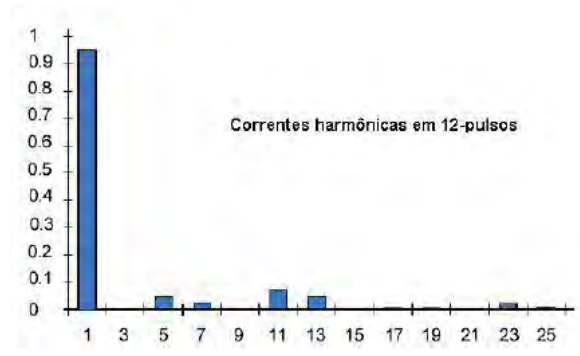
Figura 31 - Sistema inversor de 12 pulsos utilizado na indústria sucroalcooleira a ser estudada. (Projetado por Siemens)



Fonte: Elaborado pelo autor

Este modelo foi escolhido pois os drives de 12 pulsos produzem menos harmônicos de 5ª e 7ª ordem que os drives de 6 pulsos e suprimem as harmônicas de 3ª ordem o que melhora a qualidade de energia elétrica da rede, como será apresentado na Figura 32.

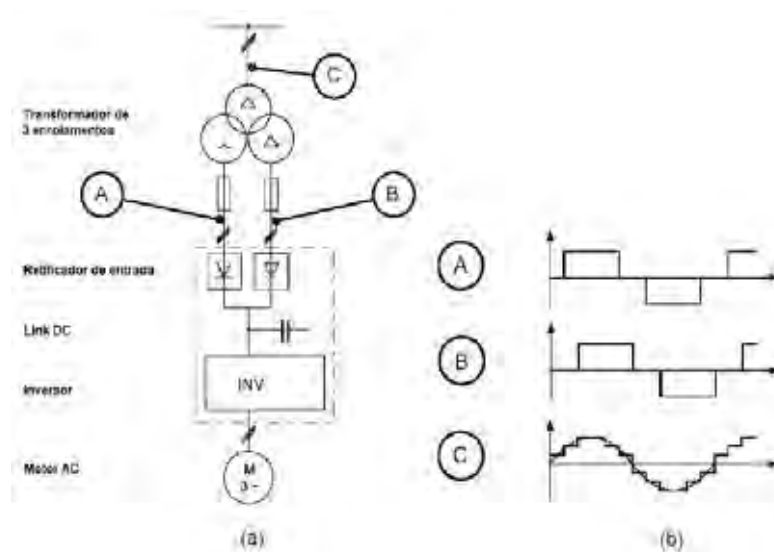
Figura 32 - Harmônicos gerados pelo sistema de 12-pulsos.



Fonte: Assis (2002)

Ou seja, na Figura 33 é observada a onda da corrente distorcida pela influência do inversor.

Figura 33 - (a) Sistema de 12-pulsos; (b) Características das correntes.



Fonte: Assis (2002)

Vê-se que o inversor tem uma corrente distorcida, muito distante da senóide ideal. Isto traz conseqüências prejudiciais, pois provoca a distorção da tensão a depender da instalação elétrica que o alimenta.

Devido à presença das componentes harmônicas é possível observar alguns efeitos imediatos como disparos de tiristores em consequência do deslocamento da onda da tensão,

erros de medição, atuação errônea de proteções, vibrações e ruídos em dispositivos eletromagnéticos produzidas pela corrente instantânea com harmônico, conjugado mecânico pulsante nos motores de indução, interferências em circuitos de controle e comunicação, entre outros.

Além disso, outros efeitos de característica cumulativa podem ser observados como, por exemplo, o sobreaquecimento dos capacitores e sua ruptura, aumento das perdas e sobreaquecimento nos transformadores, sobreaquecimento de cabos e dispositivos devido ao aumento da impedância elétrica e das perdas pelo efeito Joule dos harmônicos, desgaste da isolamento dielétrica, etc.

Considerando a Figura 30 (a usina como uma microrrede) será possível observar os impactos na qualidade de energia causados pela partida/desligamentos de grandes cargas, conexão/desconexão da microrrede do sistema elétrico de potência (SEP) ou ainda, as irregularidades causadas pelos inversores de frequência presentes em alguns motores que necessitam de velocidade regulável como os presentes na caldeira, nos ternos da moenda, etc.

Por exemplo, em 02/2009, foram realizadas medições e análise de energia no sistema de distribuição de energia na indústria que está sendo estudada a fim de investigar a causa das queimas dos inversores dos ternos na moenda, provavelmente causados por harmônicos, realizados pela SINER .

As medições realizadas foram para comprovar as medições realizadas no dia 12/2008, que apresentaram valores não adequados (altas taxas de distorção harmônica) para o tipo de equipamento, segundo o fabricante e, com as novas medições observou-se um desequilíbrio de corrente entre os dois módulos retificadores de cada drive. Tal relatório pode ser visualizado no **Anexo D**.

Assim como esta baixa qualidade de energia pode causar impactos internos à indústria, a venda desta energia sem monitoração ou correção da qualidade também pode, ocasionalmente, ser observada na rede principal. Além disso, demonstra que a preocupação com a qualidade de energia é praticamente inexistente já que a preocupação com a presença ou não de harmônicos prejudiciais no sistema industrial só foi estudada depois de vários danos a equipamentos e perdas econômicas.

Descrevendo as indústrias sucroalcooleiras e modelando-as como microrrede, além de outras interações já citadas, a qualidade da energia vendida e como esta está sendo tratada

internamente à microrrede tornam-se possível e simplificada, pois todas as “camadas” elétricas poderão ser avaliadas conjuntamente levando em consideração todas as suas ações intrínsecas, ou seja:

- a) Avaliar uma ocorrência e submeter os procedimentos adotados normalmente por um operador;
- b) Para aparições de contingências defeituosas utiliza-se de sistemas de proteção para isolar a área afetada, garantindo a integridade dos demais equipamentos;
- c) Identificar os componentes envolvidos e comunicar qual deles encontra-se afetado
- d) Efetuar relatórios que registrem as faltas com o objetivo de possuir históricos que poderão ajudar a evitá-los em futuros projetos;
- e) Efetuar os devidos intertravamentos para evitar manobras indevidas e possíveis danos físicos ou perdas de vidas humanas.

Assim, as ações do sistema de controle através do sistema de comunicação agirão sobre o de sistema potência produzindo um resultado esperado, seja abrindo ou fechando uma válvula, acelerando ou desacelerando uma máquina, etc.

7 CONCLUSÃO

Pode ser observado neste trabalho algumas definições que conceituam as microrredes e alguns dos benefícios adicionais que elas podem oferecer como fornecer energia complementar para uso em condições de pico de energia, reduzir ou adiar as atualizações do sistema de distribuição, fornecer padrões de SQRA heterogêneos, cobrir custos ambientais, etc.

Tendo agora alguns estudos como referência do conceito de microrrede e sua aplicação prática, pode-se afirmar que as microrredes podem suprir ou ainda complementar os serviços de atendimento a cargas menores utilizando-se de tecnologias mais limpas, mais eficientes e mais confiáveis garantindo a qualidade da energia.

Assim, analisando todas as características de potência, controle e fluxo de dados, os diferentes tipos de cargas existentes, a capacidade de operação no modo isolado, a possibilidade de desligar cargas não-prioritárias para a manutenção do funcionamento do turbogerador e da qualidade de energia, pode-se concluir que a termelétrica, no caso do estudo, a sucroalcooleira, pode ser conceituada como uma microrrede.

Modificando a visão sobre as indústrias sucroalcooleiras e agora definindo-as e modelando-as como microrredes, torna-se possível o estudo de como esta se apresenta à rede circunvizinha e ao SEP, já que seu funcionamento interfere diretamente e de modo ativo nos valores das grandezas elétricas existentes. Atualmente tais indústrias já são utilizadas como dispositivos de suporte de tensão ou até de fornecimento total de energia para algumas regiões para manobras de manutenção rede de transmissão da SEP, mas também é necessário lembrar que a possível inserção de harmônicos na rede através da venda da energia, pode trazer grandes malefícios ao funcionamento tanto da microrrede como da SEP, seja por deterioração de cabos e equipamentos, ou por perdas monetárias causadas pela limitação da geração de energia ativa, própria para comercialização.

7.1 Propostas contínuas a este trabalho

Possíveis continuações deste trabalho dedicar-se-ão a analisar o funcionamento das termelétricas à biomassa e modelá-las como microrredes. Como resultado, será possível avaliar os impactos de partidas e desligamentos de cargas e determinar estratégias para minimizá-los, de tal forma a não mais comprometer a qualidade da energia e a continuidade no seu fornecimento. Outros objetivos da modelagem incluem a análise de conceitos avançados para a integração dos recursos de energia distribuída e microrredes dentro de um sistema de distribuição elétrica regional definindo assim estratégias de controle de isolamento e ainda o efeito que a qualidade de energia da microrrede causa internamente e externamente a ela (na SEP) podendo prever possíveis problemas e limitações.

REFERÊNCIAS

ABRÃO, F. N.; FIORENTINO, J. J. *Aplicação da tecnologia de sistemas fotovoltaicos*. [S.n.]: Programa Luz para Todos, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADÉE. *Portarias ANEEL/DNAEE*. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/legislacao_portarias_dnae.asp>. Acesso em: 23 jul. 2011.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power system control and stability*. Ames: Iowa State University Press, 2003.

ANDRIETTA, S. R. Optimal industrial fermentation. In: BIOEN WORKSHOP ON PROCESS FOR ETHANOL PRODUCTION, 2009, São Paulo. *Proceedings...* São Paulo: Fapesp, 2009. Disponível em: <http://www.fapesp.br/eventos/2009/09/10_bioen/Silvio_Roberto.pdf>. Acesso em: 24 ago. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Banco de Informações de Geração – BIG*. Brasília, DF, 2011d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. Aprovação em 16 dez. 2008, pela Resolução Normativa nº 345/2008. Brasília, DF, 2008b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução nº 112*, de 18 de maio de 1999. Brasília, DF, 1999a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999112.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução nº 281*, de 1 de outubro de 1999. Brasília, DF, 1999b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 21*, de 21 de janeiro de 2000. Brasília, DF, 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES2000021.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 236*, de 20 de maio de 2003. Brasília, DF, 2003a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003236.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 77*, de 18 de agosto de 2004. Brasília, DF, 2004a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 83*, de 20 de setembro de 2004. Brasília, DF, 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004083.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 157*, de 9 de maio de 2005. Brasília, DF, 2005c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005157.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 167*, de 10 de outubro de 2005. Brasília, DF, 2005d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005167.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 206*, de 22 de dezembro de 2005. Brasília, DF, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005206.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 228*, de 25 de julho de 2006; Brasília, DF, 2006a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2006228.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 235*, de 14 de novembro de 2006. Brasília, DF, 2006b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 243*, de 19 de dezembro de 2006. Brasília, DF, 2006d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2006243.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 247*, de 21 de dezembro de 2006. Brasília, DF, 2006c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2006247.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 271*, de 3 de julho de 2007a. Brasília, DF, 2007a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007271.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 284*, de 16 de outubro de 2007. Brasília, DF, 2007b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007284.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 293*, de 4 de dezembro de 2007. Brasília, DF, 2007c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007293.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 345*, de 16 de dezembro de 2008. Brasília, DF, 2008c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008345.pdf> >. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução elaborado pelo autorizativa nº. 1.482*, de 29 de julho de 2008. Brasília, DF, 2008d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081482.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 390*, de 15 de dezembro de 2009. Brasília, DF, 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 353*, de 17 de fevereiro de 2009. Brasília, DF, 2009a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009353.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 349*, de 13 de janeiro de 2009b. Brasília, DF, 2009b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009349.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução elaborado pelo autorizativa nº. 1.900*, de 5 de maio de 2009c. Brasília, DF, 2009c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren20091900.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 395*, de 15 de dezembro de 2009. Brasília, DF, 2009d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009395.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 424*, de 17 de dezembro de 2010. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010424.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 402*, de 29 de junho de 2010. Brasília, DF, 2010b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010402.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 432*, de 5 de abril de 2011. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011432.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 439*, de 28 de junho de 2011. Brasília, DF, 2011b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011439.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa nº. 425*, de 01 de fevereiro de 2011. Brasília, DF, 2011c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011425.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Minutas dos documentos pós-audiência pública 120/2010*. Brasília, DF, 2011e. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/resultado/minutas_documento_pos_audiencia_29.08.11.zip>. Acesso em: 30 ago. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Nota Técnica nº 002/2011-SRC/SRD/SRG/ANEEL* referente à primeira fase da Audiência Pública 20/2011. Brasília, DF, 2011f. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/020/documento/nt-2_2011-src_srd_srg_aneel.pdf>. Acesso em: 30 ago. 2011.

AMBIENTE BRASIL. *Usinas de açúcar a álcool: conteúdo de biomassa*. Curitiba, 2011. Disponível em: <<http://www.ambientebrasil.com.br/>>. Acesso em: 22 ago. 2011.

ASSIS, M. M. *Aplicação de conversores de frequência ? E agora? Baixa tensão ou Média tensão?* São Paulo: Siemens, 19 fev. 2002. Rev. 02 abr. 2004.

BRASIL. *Decreto nº. 2.003*, de 10 de setembro de 1996. Brasília, DF: CEDOC, 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec19962003.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. *Decreto nº. 5.163*, de 30 de julho de 2004. Brasília, DF: CEDOC, 2004a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. *Lei nº. 10.438*, de 26 de abril de 2002. Brasília, DF: CEDOC, 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200210438.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. *Lei nº. 10.762*, de 11 de novembro de 2003. Brasília, DF: CEDOC, 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200310762.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. *Lei nº. 10.848*, de 15 de março de 2004. Brasília, DF: CEDOC, 2004b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. *Lei nº. 11.075*, de 30 de dezembro de 2004. Brasília, DF: CEDOC, 2004c. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L11075.htm>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. *Lei nº. 11.488*, de 15 de junho de 2007. Brasília, DF: CEDOC, 2007a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Lei/L11488.htm>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. *Lei nº 11.943*, de 28 de maio de 2009. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, Seção 1, n. 101, p. 1, 29 maio 2009. Disponível em: <<http://portal.in.gov.br>>. Acesso em: 24 jul. 2011.

BRASIL. Portaria nº 36, de 26 de novembro de 2008. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, Seção 2, n. 232, p. 56, 28 nov. 2008. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mmegtsf.pdf>>. Acesso em: 24 de julho de 2011.

BRASIL. Projeto de Lei nº 1.563, de 2007. *Diário da Câmara dos Deputados*, Brasília, DF, v. 62, n. 138, p. 38374-383678,7 ago. 2007b. Disponível em: <<http://imagem.camara.gov.br/Imagem/d/pdf/DCD07AGO2007.pdf#page=34>>. Acesso em: 31 jul. 2009.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. *Matriz energética nacional 2030*. Brasília, DF: Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica, nov. 2007c. p. 254.

BRIGHENTI, C. R. F. *Integração do cogenerador de energia do setor sucroalcooleiro com o sistema elétrico*. 166 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA – COELBA. *Aplicação de sistemas fotovoltaicos no Programa Luz para Todos da COELBA*. Belém, 10 fev. 2010. Disponível em: <www.ufpa.br/inct-ereea/Coelba.pdf>. Acesso em: 04 ago. 2011.

CONSORTIUM FOR ELECTRIC RELIABILITY TECHNOLOGY SOLUTIONS – CERTS. Berkeley, 2010. Disponível em: <<http://certs.lbl.gov>>. Acesso em: 10 maio 2010.

CONSORTIUM FOR ELECTRIC RELIABILITY TECHNOLOGY SOLUTIONS – CERTS *Microgrid Test Bed- Dolan Technology Center*. Disponível em: <<http://certs.aeptechlab.com/Files/CERTEQUIP-J01-001-X3.pdf>>. Acesso em: 10 maio 2010b.

COX, D. J. Microgrid infrastructure modeling for residential microgrids. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. *Proceedings...* New York: IEEE, 2007. 6 p.

FIOMARI, M. C. *Análise energética e exergetica de uma usina sucroalcooleira do oeste paulista com sistema de cogeração de energia em expansão*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Iha Solteira, 2004. p. 15-28.

HATZIARGYRIOU, N. et al. Microgrids: an overview of outgoing research, development and demonstration projects. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 5, n. 4, p. 78-94, 2007.

HATZIARGYRIOU, N. D. et al. Quantification of economic, environmental and operational benefits of microgrids. In: IEEE BUCHAREST POWER TECH CONFERENCE, 2009, Bucharest, Romania. *Proceedings...* New York: IEEE, 2009.

KUNDUR, P. *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 1994.

LASSETER, R. Microgrids. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2002, New York. *Proceedings...* New York: IEEE, 2002. v. 1, p. 305-308.

LIU X.; SU B. Microgrids: an integration of renewable energy technologies. In: CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION – CICED, 2008, Beijing. *Proceedings...* New York: IEEE, 2008.

MARINHO, G. S. P.; PASCHOARELI JUNIOR., D.; RIBEIRO, J. M. S. Conceitos e avaliação de uma planta sucroalcooleira sob a perspectiva de uma microrrede de energia elétrica. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - CBQEE, 9., Cuiabá, 2011. *Anais...* Cuiabá: SBQEE, 2011.

MARNAY, C. (2010) *Microgrids concept*. Berkeley: Microgrids at Berkeley Lab, 2010. Disponível em: <<http://der.lbl.gov/microgrid-concept>>. Acesso em: 03 mar. 2010.

MONTEIRO, C. et al. O projeto piloto Xapurí na reserva extrativista Chico Mendes. In: SEMINÁRIO DE MONITORAMENTO – Eletrificação de reservas extrativistas com sistemas fotovoltaicos em Xapurí (AC), 2., 2007. *Anais...* Rio de Janeiro: Eletrobras, 2011. Disponível em: <<http://bit.ly/wrwHGb>>. Acesso em 04 ago. 2011.

PASCHOARELI JUNIOR, D.; MARINHO, G. S. P, RIBEIRO, J. M. S. Sugar/ethanol plant represented as a microgrid. In: SYMPOSIUM ON MICROGRIDS, 7., 2011, Jeju, Korea. *Proceedings...* Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011. Disponível em: <http://der.lbl.gov/sites/der.lbl.gov/files/jeju_paschoareli_poster.pdf >. Acesso em: 24 jul. 2011.

PASCHOARELI JUNIOR. D, et al. Instalação de painéis fotovoltaicos em comunidades isoladas: a experiência da Ilha da Ferradura - Ilha Solteira (SP). In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4., 2002, Campinas. *Anais...* Campinas: Nipe/Unicamp, 2002. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000200016&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 04 de agosto de 2011.

QUEIROZ, G. M. O. R.; PASCHOARELI JUNIOR, D.; FARIA JUNIOR, M. J. A. Geração e exportação de energia elétrica por usinas sucroalcooleiras. In: CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL – AGRENER GD, 7., 2008, Fortaleza. *Anais...* Campinas: AGRENER, 2008. Disponível em: <http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/index.php?option=com_content&view=article&id=90&Itemid=93>. Acesso em: 24 jul. 2011.

RIBEIRO, L. A. S. et al. Isolated microgrids with renewable hybrid generation: the case of lençóis island. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, New York, v. 2, n. 1, Jan. 2011.

RODRIGUES, R. Bagaço e álcool. *Revista Agroanalysis*, São Paulo, p. 23- 25, dez. 2001.

SÃO PAULO. Prefeitura Municipal. *Usina termelétrica aproveitará gás do aterro São João*. São Paulo, 25 jan. 2008. Disponível em: <http://www.prefeitura.sp.gov.br/portal/a_cidade/noticias/index.php?p=21138>. Acesso em 03 ago. 2011.

SMITH, M. U.S. Department of Energy's research and development activities on microgrid technologies. In: SYMPOSIUM ON MICROGRIDS, 7., 2011, Jeju, Korea. *Proceedings...* Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011. Disponível em: <http://der.lbl.gov/sites/der.lbl.gov/files/jeju_smith.pdf>. Acesso em: 24 jul. 2011.

WEG. A usina por dentro. *WEG em revista*, Jaraguá do Sul, ano 8, ed. 53, p. 10-11, jul./ago. 2008.

ZILLES, R. Sistemas individuais de geração com fontes intermitentes. In: OFICINA DE TRABALHO SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA MICRORREDES ISOLADAS E INTERLIGADOS À REDE ELÉTRICA, 2010, Belém. *Palestra...* Belém: INCT-EREEA, 2011. Disponível em: <<http://www.ufpa.br/inct-ereea/ZillesMamiraua.pdf>>. Acesso em: 04 ago. 2011.

Bibliografia

ASANO, H.; BANDO, S. Economic analysis of microgrids. POWER CONVERSION CONFERENCE – PCC, 4., 2007, Nagoya, Japan. *Proceedings...* New York: IEEE, 2007.

ASMUTH, P.; VERSTEGE, J. F. Optimal network structure for distribution systems with microgrids. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON FUTURE POWER SYSTEMS – FPS, 2005, Amsterdam. *Proceedings...* New York: IEEE, 2005.

BOLLEN, M.; ZHONG, J.; LIN, Y. Performance indices and objectives for microgrids. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 20., Prague, 2009. *Proceedings...* New York: IEEE, 2009. Paper 0607.

DIALYNAS, E.; HATZIARGYRIOU, N. D. Impact of microgrids on service quality. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. *Proceedings...* New York: IEEE, 2007. 5 p.

DICORATO, M.; FORTE, G.; TROVATO, M. A procedure for evaluating microgrids technical and economic feasibility issues. In: IEEE BUCHAREST POWER TECH CONFERENCE, 2009, Bucharest, Romania. *Proceedings...* New York: IEEE, 2009.

HATZIARGYRIOU, N. D. Microgrids: large scale integration of micro-generation to low voltage grids. In: SESSION INTERNATIONAL COUNCIL OF LARGE ELECTRIC SYSTEMS, 2006, Paris, France. *Proceedings...* Paris: CIGRE, 2006.

HATZIARGYRIOU, N. D. et al. Management of microgrids in market environment. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON FUTURE POWER SYSTEMS, – FPS, 2005, Amsterdam. *Proceedings...* New York: IEEE, 2005.

HORLOCK, J. H. *Cogeneration: Combined Heat and Power (CHP)*. Malabar: Rieger, 1997. 226 p.

KARINIOTAKIS, G. N. et al. Dynamic modeling of microgrids. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON FUTURE POWER SYSTEMS – FPS, 2005, Amsterdam. *Proceedings...* New York: IEEE, 2005.

KATIRAEI, F. et al. Microgrids management: controls and operation aspects of microgrids. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 6, n. 3, p. 54-65, 2008.

KIM, H.; KINOSHITA, T. Multiagent system for microgrid operation based on power market environment. In: INTERNATIONAL TELECOMMUNICATIONS ENERGY CONFERENCE – INTELEC, 31., 2009, Incheon. *Proceedings...* New York: IEEE, 2009. 5 p.

LASSETER, R.; PAIGI, P. Microgrid: a conceptual solution. In: ANNUAL POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE – PES, 35., 2004, Aachen, Germany. *Proceedings...* New York: IEEE, 2004. v. 6, p. 4285-4290.

LOZANO, M. *Cogeneración*. Zaragoza: Universidad de Zaragoza, Departamento de Ingeniería Mecánica, 1998. 175 p.

RESENDE, F. O.; LOPES, J. A. P. Development of dynamic equivalents for microgrids using system identification theory. In: IEEE LAUSANNE POWERTECH, 2007, Lausanne, Switzerland. *Proceedings...* New York: IEEE, 2007

APÊNDICE A – Relatório de desligamento de uma indústria sucroalcooleira causado pelo “efeito cascata”.

Relatório do desarme da concessionária de energia elétrica

Ocorrência dia 10/09/08 aproximadamente às 03h46min.

No dia citado ocorreu um desligamento do disjuntor da concessionária (13,8 kV) interno ao prédio da CGT, pela função 67 inst (função de proteção por direcional de corrente) no relé GE F650. Na Subestação não houve desligamento, mas foi possível visualizar anormalidades durante a ocorrência, apresentadas nas oscilografias contidas neste documento, registrada no relé SEL 311C, que mede o lado 88 kV.

Em resposta ao envio dos dados e questionamento sobre o ocorrido, a Concessionária confirmou o distúrbio no circuito que fornece energia elétrica à indústria justificando assim, o correto funcionamento de nossa proteção interna.

Buscando a estabilidade no fornecimento, foi nos sugerido mudar de circuito, o que será estudado junto à CTEEP pela Concessionária e pela indústria.

- Relatório da Concessionária (transcrição do e-mail recebido):

De: Concessionária

Enviada em: quinta-feira, 11 de setembro de 2008

Para: Gisele Souza Parmezzani Marinho

Assunto: RES: sobre desligamento 88 kV

Prezada Gisele,

Após consulta ao nosso departamento de operação do sistema, temos as seguintes considerações sobre este evento informado.

Houve a inversão de operação de uma unidade (Usina A) ligada ao seu circuito, que deixou de operar como gerador e passou a operar como carga, causando um impacto significativo momentaneamente no sistema. Não há atuação que a concessionária possa realizar quando uma carga deste porte sai do paralelismo. Numa eventual saída desta, o próprio sistema interligado é que compensará este afundamento, porém isto não é imediato. Uma solução que existe é a solicitação de estudo a CTEEP para transferência da sua indústria do Circuito 1 para o Circuito 2 da LT 88kV, porém ficaria alimentada em linha radial, diminuindo com isso o nível médio de tensão, além do que, também continuaria susceptível quando da saída do paralelismo de outra unidade (Usina B), causando os mesmos problemas de afundamento, porém talvez mais impactantes uma vez que o nível de tensão permanente já seria menor.

Atenciosamente,

Representante da Concessionária

- Relatório do operador de gerador

As 03horas 46minutos desarmou a concessionária atuando o rele de proteção F-650 Função 67-Inst Trip. Devido à ocorrência foi feito um controle de carga tirando alguns disjuntores. Com isso, G1 e G2 continuaram na barra. Subestação não desarmou.

As 03horas 56minutos foi colocado a concessionária em paralelo na barra, em seguida foi liberado todas as cargas.

As 04horas 02minutos foi ligado o motor de 2.700cv do Nivelador de cana da moenda.

As 04horas 22minutos foi realizado contato com a Concessionária e pedido para que o operador da mesma que elevasse a tensão da linha 88KV que no momento estava com 85,6kV. De manhã, a tensão continuava em 85 kV, caiu rapidamente para 82,5kV e devagar subiu. O COD disse que ligaria pra CTEEP para pedir a regularização da tensão.

- a) Gráfico gerado internamente do perfil da tensão 88 kV. (Notem que às 3:45h a tensão começa a cair).

Figura 34 - Gráfico da tensão de entrada do cubículo (88kV)



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 35 - Detalhamento da Figura 34 sobre a tensão de entrada do cubículo (88 kV)



Fonte: Elaborado pelo autor

b) Dados com todos os eventos ocorridos (GE F650)

Quadro 10 - Registro de Eventos do sistema de proteção interno à indústria medido no barramento principal.

<i>Event</i>	<i>Date/Time</i>	<i>Cause</i>	<i>Status</i>	<i>OSC</i>
6511	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	off	
6510	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	on	
6509	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	off	
6508	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6507	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6506	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6505	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6504	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6503	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6502	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6501	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6500	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6499	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6498	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6497	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6496	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6495	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6494	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6493	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6492	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6491	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6490	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6489	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6488	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6487	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6486	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6485	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6484	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6483	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6482	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	

6481	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6480	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6479	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6478	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6477	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6476	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6475	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6474	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	on	
6473	10-Sep-2008	67TEMP PICKUP	off	
6472	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	off	
6471	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6470	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6469	10-Sep-2008	67TEMP PICKUP	on	
6468	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6467	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6466	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6465	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6464	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6463	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6462	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6461	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6460	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6459	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6458	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6457	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6456	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6455	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6454	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6453	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6452	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6451	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6450	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6449	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6448	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	

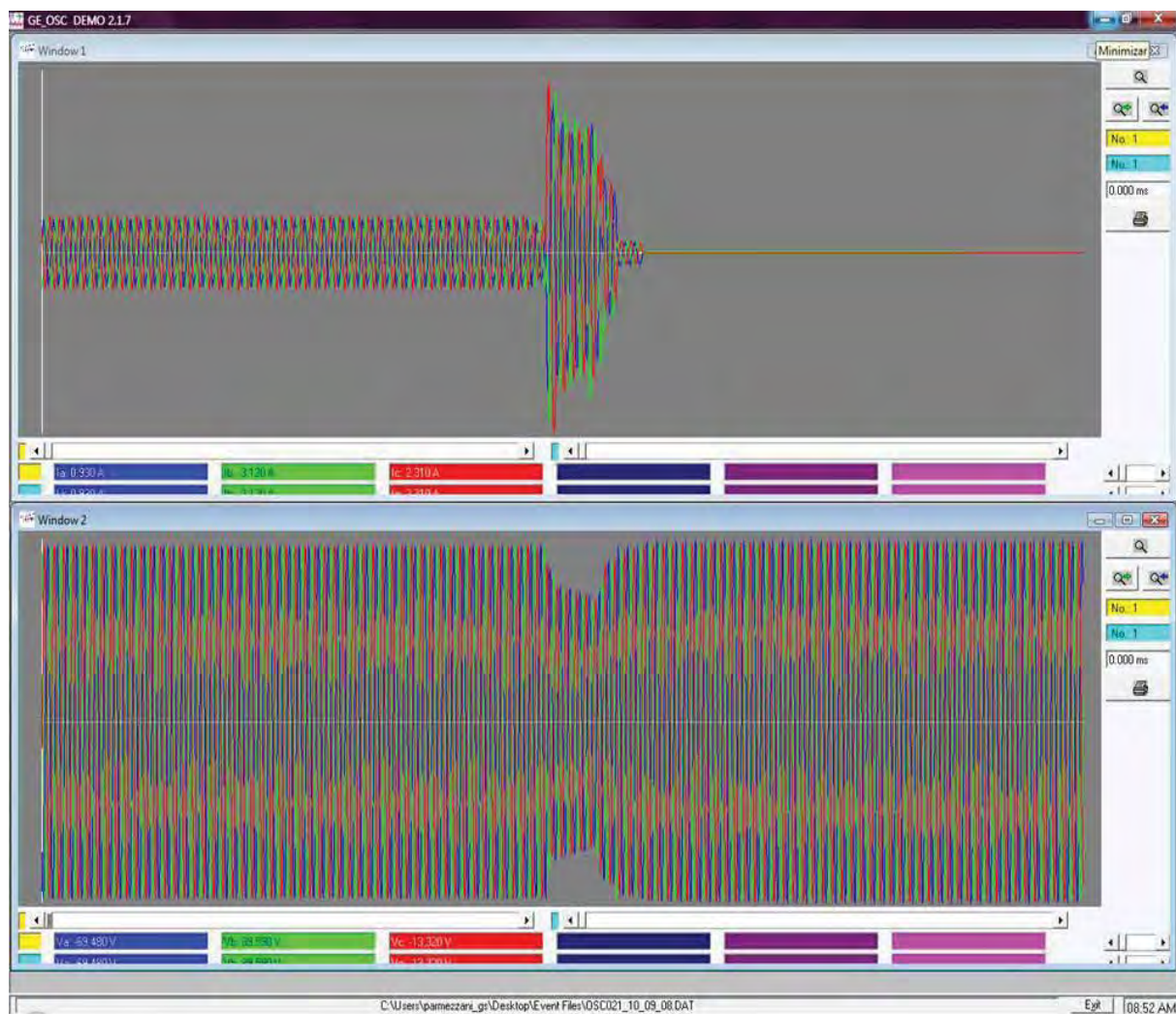
6447	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6446	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6445	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6444	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6443	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6442	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	on	
6441	10-Sep-2008	67TEMP PICKUP	off	
6440	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6439	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	off	
6438	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6437	10-Sep-2008	67TEMP PICKUP	on	
6436	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6435	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6434	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6433	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6432	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	on	
6431	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	off	
6430	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6429	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6428	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6427	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6426	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	on	
6425	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6424	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	off	
6423	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	
6422	10-Sep-2008	* KEY		
6421	10-Sep-2008	LED RESET		
6420	10-Sep-2008	* KEY		
6419	10-Sep-2008	LED RESET		
6418	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6417	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6416	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	on	
6415	10-Sep-2008	67TEMP PICKUP	off	
6414	10-Sep-2008	27 PICKUP	off	
6413	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	off	

6412	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	off	
6411	10-Sep-2008	67INST TRIP	off	
6410	10-Sep-2008	67INST PICKUP	off	
6409	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	off	
6408	10-Sep-2008	51 PICKUP	off	
6407	10-Sep-2008	27 PICKUP	on	
6406	10-Sep-2008	67TEMP PICKUP	on	
6405	10-Sep-2008	PHASE DIR1 C	on	
6404	10-Sep-2008	PHASE DIR1 B	on	
6403	10-Sep-2008	67INST TRIP	on	OSC21
6402	10-Sep-2008	67INST PICKUP	on	
6401	10-Sep-2008	PHASE DIR1 A	on	
6400	10-Sep-2008	51 PICKUP	on	

Fonte: Elaborado pelo autor

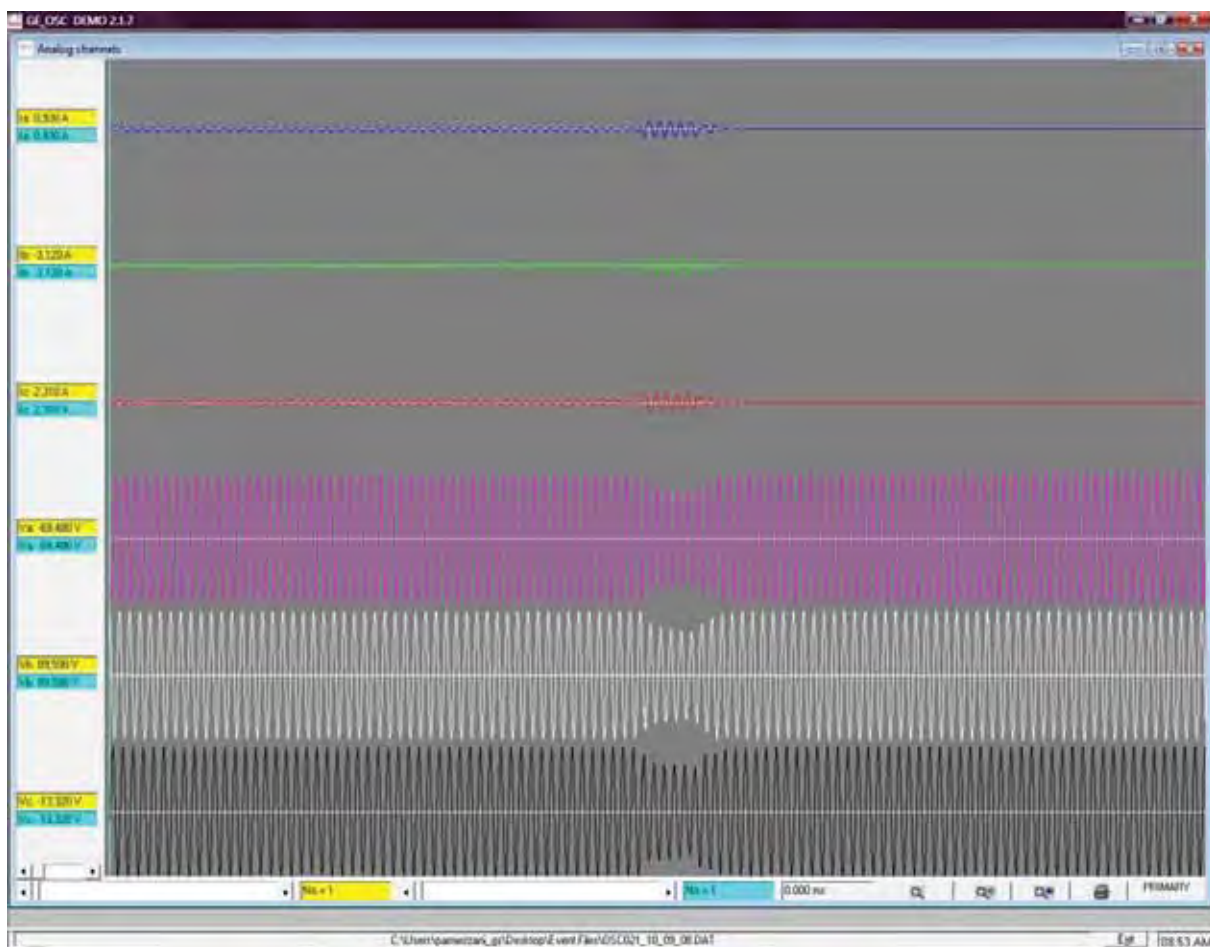
c) Dados de oscilografia do F650 (OSC21)

Figura 36 - Oscilografia registrada por equipamento de proteção interno à indústria medido no barramento principal (13,8 kV).



Fonte: Elaborado pelo autor

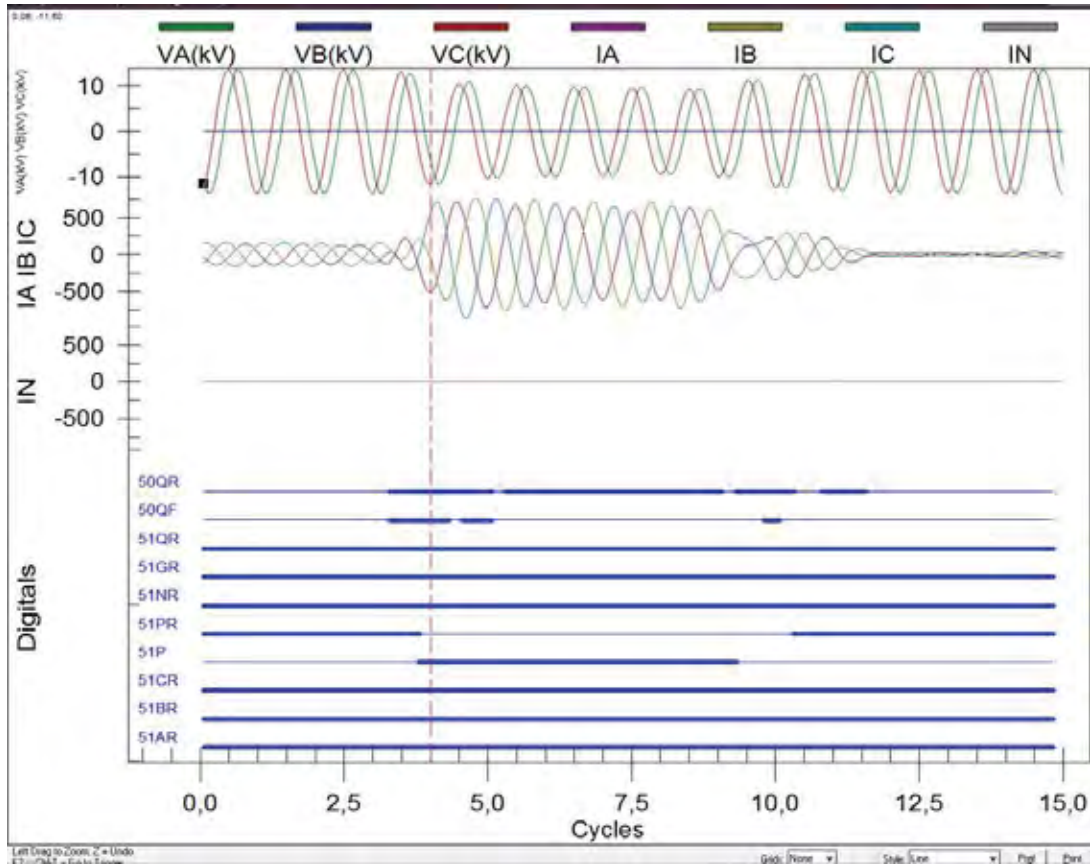
Figura 37 - Oscilografia detalhada registrada por equipamento de proteção interno à indústria medido no barramento principal (13,8 kV).



Fonte: Elaborado pelo autor

d) Dados de oscilografia do relé SEL351 13,8 kV

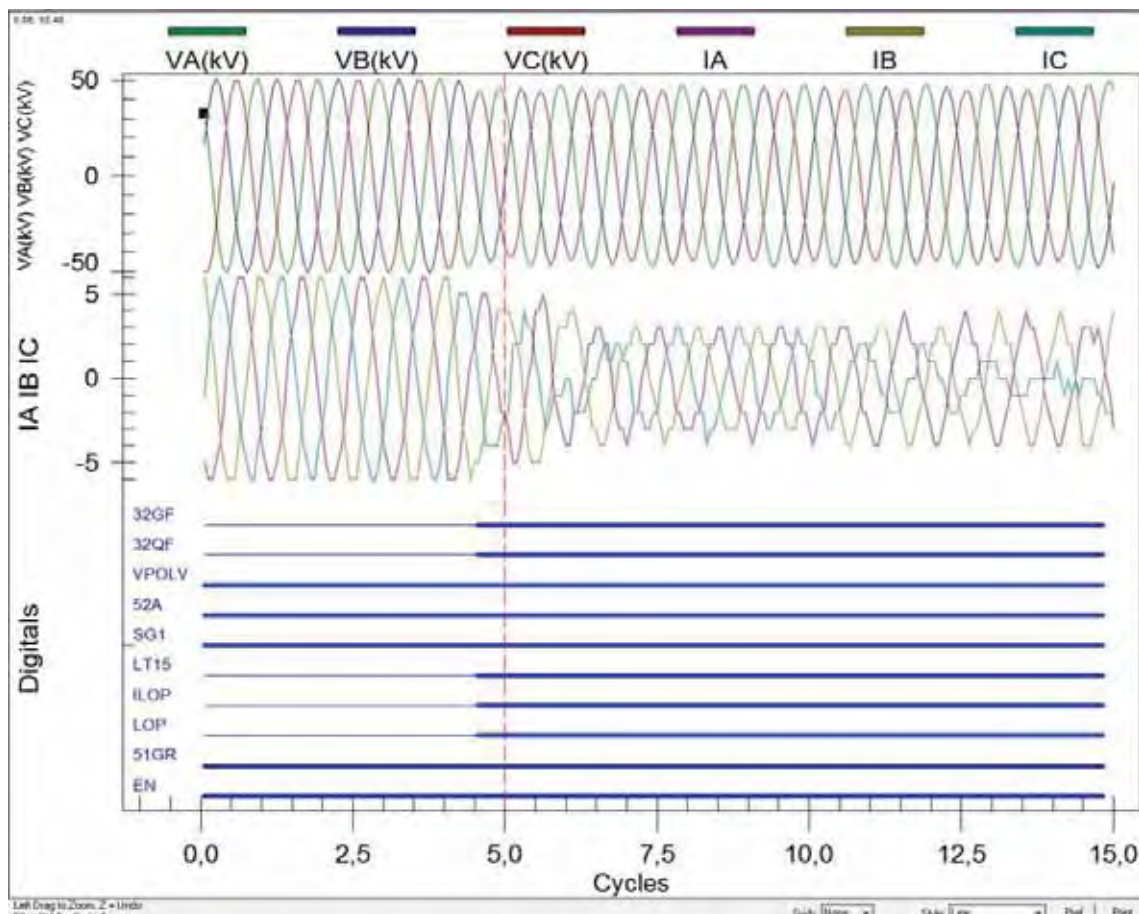
Figura 38 - Oscilografia registrada por equipamento de proteção da subestação que atende a industria medido do lado 13,8 kV



Fonte: Elaborado pelo autor

e) Dados de oscilografia do relé SEL311C 88kV

Figura 39 - Oscilografia registrada por equipamento de proteção da subestação que atende a indústria medido do lado 88 kV



Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE B - Procedimento de partida de um Turbo gerador

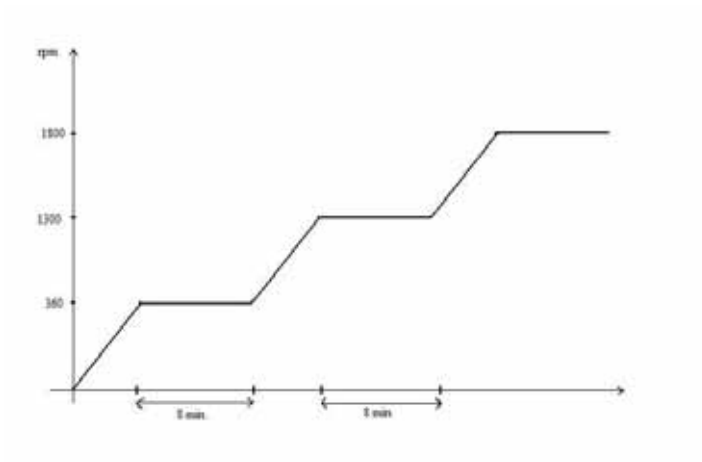
Para dar início ao procedimento de partida de um turbogerador é importante obedecer a determinados procedimentos. Entre eles, está a obrigatoriedade de abrir a válvula de entrada de vapor para a turbina e esperar um determinado intervalo de tempo para que o calor do vapor aqueça as tubulações de todo o equipamento. Com isto, se evita grandes golpes de aríete, causados pela variação brusca de temperatura e ou pressão dentro destas tubulações ou então causado pelo condensado quando empurrado pelo vapor em alta velocidade. Também para evitar a presença de condensado, existem drenos a serem abertos nos primeiros momentos da passagem do vapor e fechados durante seu funcionamento normal.

Assim podemos destacar os seguintes passos de uma usina sucroalcooleira, utilizada aqui como exemplo, para melhor explicar a necessidade e uma partida suave em turbogeradores:

- ✓ Aperte o botão de partida e acompanhe a rotação até chegar a 360 rpm.
- ✓ Após aguardar 8 minutos, tempo este estabelecido pelo diagrama de partida, vire a chave de rotação para a posição nominal. A rotação irá aumentar automaticamente para 1300 rpm.
- ✓ Aguardar mais 8 minutos e verificar se a temperatura do óleo já alcançou 35 oC. Em seguida, aumente a rotação manualmente na chave de ajuste de rotação. Quando alcançar 1500 rpm, desligar a bomba de óleo auxiliar e continue elevando a rotação até obter 1800 rpm de rotação, 60 Hz.
- ✓ Depois que a turbina estiver com sua rotação nominal, fechar os drenos, verificar as temperaturas dos mancais, pressão de óleo e principalmente a temperatura do óleo, pois há um risco de estarem muito acima do valor adequado.

Apenas para fins ilustrativo, abaixo tem-se um esboço do diagrama de partida:

Figura 40 - Diagrama de partida de um turbo-gerador



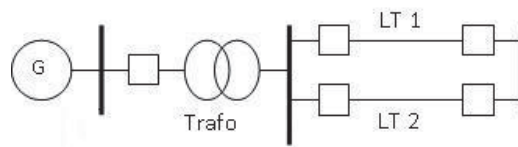
Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE C - Análise e modelagem de uma máquina térmica conectada a um barramento infinito

Para criar-se um embasamento para os possíveis estudos consequentes à este, modelou-se uma máquina térmica típica descrita no livro ANDERSON, 2003. Com isto pretende-se visualizar o impacto da conexão/desconexão da microrrede e também a partida/desligamento de grandes cargas internas à microrrede e seus impactos sobre a qualidade da energia. Para esta visualização foi realizada a simulação do sistema descrito na Figura 41.

Nesta microrrede, foi considerado apenas um gerador, operando em paralelo com uma grande fonte de energia, caracterizando uma barra infinita.

Figura 41 - Sistema simulado



Fonte: Elaborado pelo autor

Onde:

$$X_{\text{Trafo}} = 0,05 \text{ pu}$$

$$Z_{LT-1} = Z_{LT-2} = 0,056 + j0,65 \text{ pu}$$

Para visualizar o impacto da rejeição de carga e da partida de motores, desconsiderando-se a rampa de partida normalmente utilizada ou modos diferenciados de partida, aplicou-se um degrau negativo o valor da potência mecânica da máquina simulando esta rejeição e um degrau positivo o valor da potência mecânica simulando entrada de carga e com isto, tornando-se possível avaliar a estabilidade da máquina e os níveis de tensão, por exemplo. Foi também simulado a possibilidade da saída das linhas de transmissão. Assim, foram denominadas as simulações:

CASO 1 - Variação de 10% degrau na referência de potência mecânica.

CASO 2 - Variação de 10% degrau na referência de tensão.

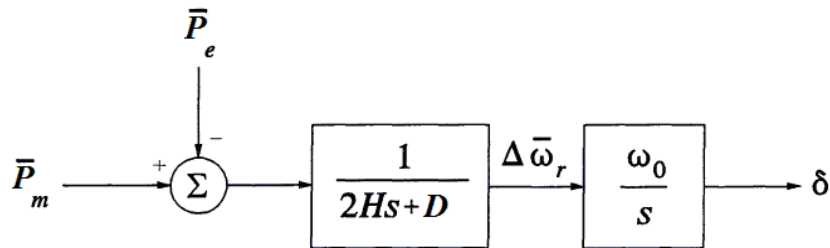
CASO 3 - Saída de operação da linha de transmissão LT1.

CASO 4 - Saída de operação da linha de transmissão LT2.

Assim, torna-se possível avaliar os pontos de ajustes que poderão ser utilizados nos dispositivos de proteção e as ações necessárias para corrigir ou manter a qualidade de energia.

A partir do sistema de energia elétrica da Figura 41 foram realizadas simulações visando observar o desempenho do sistema para os casos 1, 2, 3 e 4, descritos anteriormente. Para isto, iremos considerar inicialmente para o gerador o diagrama de blocos para a equação de oscilação descrita na Figura 42.

Figura 42- Diagrama de blocos para a equação de oscilação da máquina síncrona



Fonte: Anderson (2003)

Onde:

P_e : Potência elétrica gerada pela máquina síncrona.

P_m : Potência mecânica inserida sobre o eixo da máquina.

H : Constante de inércia da máquina síncrona.

D : Constante de amortecimento.

$\Delta\omega_r$: Variação da velocidade mecânica da máquina síncrona.

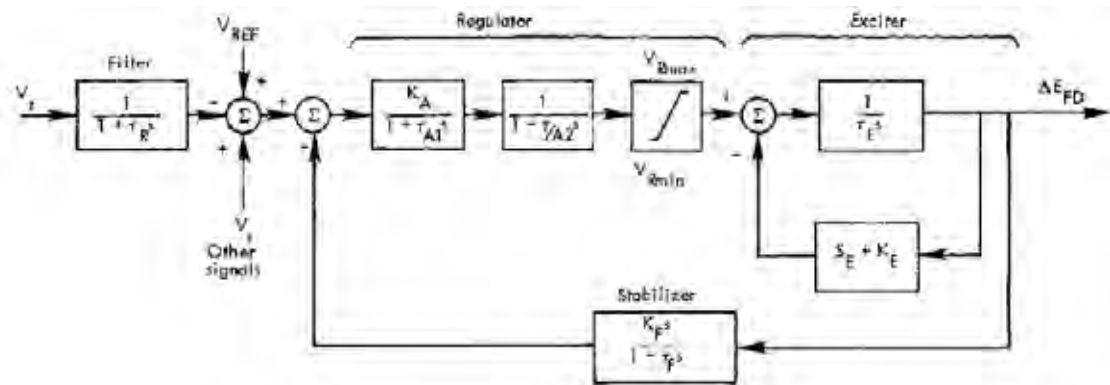
ω_0 : Velocidade nominal da máquina síncrona.

δ : Ângulo do rotor em relação a uma referência síncrona.

A partir deste modelo, será inserido no gerador o RAT (Regulador Automático de Tensão) e o CAV (Controle automático de velocidade). O modelo do regulador de tensão e do

controlador de velocidade são os modelos descritos pelo diagrama de blocos das Figuras 43 e 45 respectivamente.

Figura 43 - Regulador automático de tensão



Fonte: Anderson (2003, apêndice D, p. 428, fig. D4)

Onde:

τ_{A1} : Constante de tempo do regulador (#1)

τ_{A2} : Constante de tempo do regulador (#2)

τ_F : Constante de tempo do circuito de estabilização do regulador

K_F : Ganho do circuito de estabilização do regulador

K_A : Ganho do regulador

V_{REF} : Tensão de referência

V_t : tensão terminal da MS

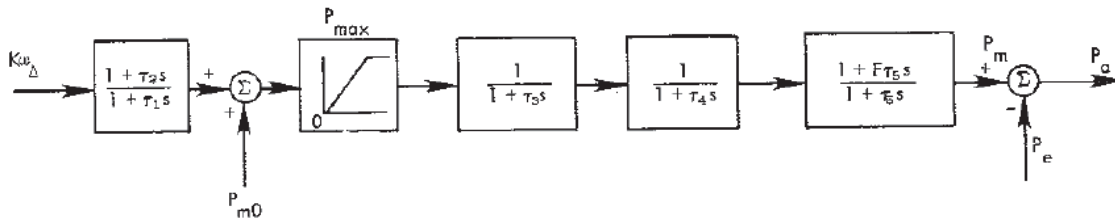
E_{fd} : Tensão aplicada sobre o enrolamento de campo da MS

K_E : Tensão de campo da excitatriz

τ_E : Constante de tempo da excitatriz

S_E : Rotação de saturação da excitatriz

Figura 44 - Controlador automático de Velocidade de uso geral – máquina térmica ou hidráulica



Fonte: Anderson, (2003) Apêndice D, página 433, figura D13

Onde:

τ_1 : Constante de tempo do controlador

τ_2 : Constante de tempo de *reset* hídrico

τ_3 : Constante de tempo do servo

τ_4 : Constante de tempo da válvula térmica

τ_5 : Constante de tempo de reaquecimento térmico ou $\frac{1}{2}$ constante de tempo de partida hidráulica

F: pu *shaft output ahead of reheater* ou -2.0 para unidades hidráulicas

P_{max} : Potência máxima de saída da turbina

$K_{\omega\Delta}$: Variação da velocidade mecânica

P_e : Potência elétrica gerada pela MS

P_{m0} : Referência de potência mecânica

A Quadro 11 contém os valores utilizados para o gerador, regulador de tensão e controlador de velocidade. Todos os valores em pu estão normalizados para base de potência de 100 MVA e tensão base igual à tensão nominal do gerador.

Quadro 11 - Parâmetros do gerador, regulador de tensão e controlador de velocidade para máquina térmica

Gerador		F7
Potência Nominal [MVA]		147,10
Tensão Nominal [kV]		15,50
X'_d [pu]		0,2033
X'_q [pu]		0,6635
X_d [pu]		1,0449
X_q [pu]		1,0333
T'_{d0} [s]		4,30
H		2,9300
D		0,2275
WR [MW.s]		431,00
ωR [rad/s]		377,00
Regulador de tensão (type A)		
τ_{A1} [s]		0,200
τ_{A2} [s]		0,000
τ_F [s]		1,00
KA [pu]		175,00
KF [pu]		0,03
VR_{\max} [pu]		3,12
VR_{\min} [pu]		-3,12
K_E		-0,170
τ_E		0,952
$S_{E.75\max}$		0,22
Controlador de velocidade (type G)		
R [pu]		0,05
τ_1 [s]		0,20
τ_2 [s]		0,00
τ_3 [s]		0,300
τ_4 [s]		0,09
τ_5 [s]		10,000
P_{\max} [MW]		121,00
F [pu]		0,250

Fonte: Anderson (2003, máquina F7 do Apêndice D - valores em pu para base S=100MVA)

A impedância da rede nas condições iniciais é calculada por:

$$Z_{REDE} = Z_{TRAFO} + (Z_{LT-1} // Z_{LT-2})$$

$$Z_{REDE} = R_s + jX_s \quad (1)$$

A corrente terminal I_t da máquina síncrona e, portanto, do sistema considerado é calculada por:

$$I_t = \frac{S_{inf}^*}{V_{inf}} \quad (2)$$

Onde:

$S_{inf} \rightarrow$ potência aparente solicitada pela barra infinita.

$V_{inf} \rightarrow$ Tensão na barra infinita (referência do sistema).

A tensão terminal da máquina síncrona é dada por:

$$V_t = V_{inf} + Z_{REDE} I_t \quad (3)$$

$$V_r + jV_m = V_{infr} + jV_{infrm} + (R_s + jX_s)(I_r + jI_m) \quad (4)$$

Para encontrar o eixo em quadratura da máquina, é necessário calcular a tensão E_{qd} (tensão atrás da reatância de eixo em quadratura). Este é calculado por:

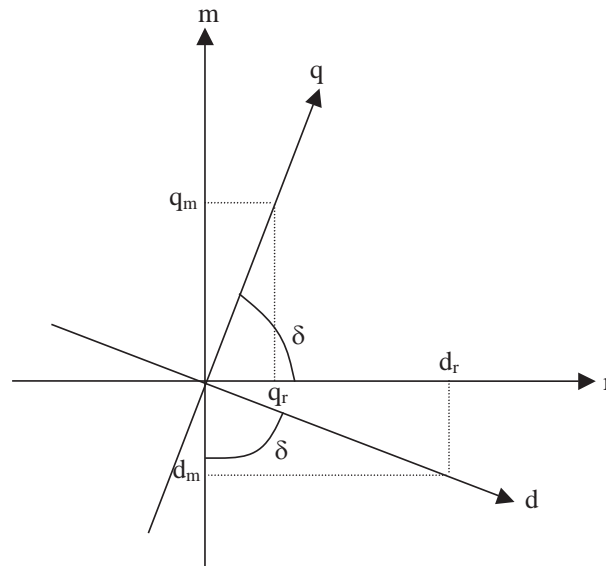
$$E_{qd} = V_t + jX_q I_t \quad (5)$$

Delta é denominado como sendo o ângulo entre a referência e o eixo em quadratura da máquina, sendo calculado por:

$$\delta = \angle E_{qd} - \angle V_{inf} \quad (6)$$

Para ter-se a tensão terminal da máquina em termos de eixo direto e em quadratura, é feita a seguinte dedução:

Figura 45 - Eixo direto (d) e em quadratura (q) da máquina síncrona e o eixo real (r) e imaginário (m).



Fonte: Elaborado pelo autor

$$r = d_r + q_r \quad (7)$$

$$m = -d_m + q_m \quad (8)$$

$$\cos \delta = \frac{q_r}{q} \rightarrow q_r = q \cos \delta \quad (9) \quad \text{sen} \delta = \frac{q_m}{q} \rightarrow q_m = q \text{sen} \delta \quad (10)$$

$$\cos \delta = \frac{d_m}{d} \rightarrow d_m = d \cos \delta \quad (11) \quad \text{sen} \delta = \frac{d_r}{d} \rightarrow d_r = d \text{sen} \delta \quad (12)$$

Logo:

$$r = d \text{sen} \delta + q \cos \delta \quad (13)$$

$$\rightarrow \begin{bmatrix} r \\ m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen} \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \text{sen} \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = T^{-1} \begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix}$$

$$m = -d \cos \delta + q \text{sen} \delta \quad (14)$$

De maneira inversa:
$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} r \\ m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \delta & -\text{cos } \delta \\ \text{cos } \delta & \text{sen } \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} r \\ m \end{bmatrix} \quad (15)$$

Assim:

$$\tilde{\mathbf{X}}_m = x_r + jx_m \rightarrow \text{Variável } x \text{ no sistema de coordenadas } (r,m)$$

$$\tilde{\mathbf{X}}_{dq} = x_d + jx_q \rightarrow \text{Variável } x \text{ no sistema de coordenadas } (d,q)$$

Para o caso da tensão terminal $V_t = v_r + jv_m$, teremos então:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} v_r \\ v_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \delta & -\text{cos } \delta \\ \text{cos } \delta & \text{sen } \delta \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} v_r \\ v_m \end{bmatrix} \quad (16)$$

Sendo:

$v_d \rightarrow$ tensão de eixo direto da máquina síncrona.

$v_q \rightarrow$ tensão de eixo em quadratura da máquina síncrona.

Para o caso da tensão terminal $I_t = i_r + ji_m$, teremos então:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} i_r \\ i_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \delta & -\text{cos } \delta \\ \text{cos } \delta & \text{sen } \delta \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i_r \\ i_m \end{bmatrix} \quad (17)$$

Sendo:

$i_d \rightarrow$ tensão de eixo direto da máquina síncrona.

$i_q \rightarrow$ tensão de eixo em quadratura da máquina síncrona.

A tensão interna E' que representa os fenômenos até transitórios da máquina síncrona é calculada por:

$$E' = V_t + jX'_d I_t + (X'_d - X'_q) i_q \quad (18)$$

Sendo:

$X'_d \rightarrow$ reatância transitória de eixo direto

$X'_q \rightarrow$ reatância transitória de eixo em quadratura

As componentes da tensão interna da máquina síncrona nas coordenadas de eixo direto e em quadratura poderão ser calculadas também por:

$$E'_d = (X_q - X'_q)i_q \quad (19)$$

ou:

$$E'_d = \frac{1}{s} \frac{1}{T'_{q0}} E_d \quad (20)$$

com:

$$E_d = E'_d + (X_q - X'_q)i_q \quad (21)$$

e

$$E'_q = \frac{1}{s} \frac{1}{T'_{d0}} (E_{fd} - v_q - X_q i_d) \quad (22)$$

Sendo:

$E'_d \rightarrow$ componente de eixo direto da tensão E' .

$E_d \rightarrow$ tensão de eixo direto.

$E'_q \rightarrow$ componente de eixo em quadratura da tensão E' .

$X_q \rightarrow$ reatância síncrona de eixo em quadratura

$E_{fd} \rightarrow$ tensão do enrolamento de campo da máquina síncrona.

A tensão do enrolamento de campo da máquina síncrona, no primeiro momento, é calculada como:

$$E_{fd} = V_q + X_d i_d \quad (23)$$

A potência elétrica fornecida pela máquina será calculada por:

$$P_e = v_d i_d + v_q i_q \quad (24)$$

As tensões v_d e v_q em função do ângulo δ e V_{inf} serão dadas por:

$$v_d = V_{inf} \text{sen} \delta + R_e i_d - X_e i_q = X_q i_q \quad (25)$$

$$v_q = V_{inf} \text{cos} \delta + X_e i_d + R_e i_q = E'_q + X'_d i_d \quad (26)$$

As correntes i_d e i_q em função do ângulo δ e v_{inf} serão dadas por:

$$i_d = \frac{(V_{inf} \text{cos} \delta - E'_q)(X_e - X_q) + R_e V_{inf} \text{sen} \delta}{(X'_d - X_e)(X_e + X_q) - R_e^2} \quad (27)$$

$$i_q = \frac{V_{inf} \text{sen} \delta}{(X_e - X_q)} + R_e \left[\frac{(V_{inf} \text{cos} \delta - E'_q)(X_e + X_q) + R_e V_{inf} \text{sen} \delta}{(X'_d - X_e)(X_e + X_q) - R_e^2} \right] \quad (28)$$

Montagem da simulação dos casos no software SIMULINK®

A partir das equações mostradas anteriormente foi desenvolvido os diagramas de blocos no software SIMULINK® para analisar o comportamento da máquina síncrona mediante as perturbações ocorridas nos caso 1, 2, 3 e 4.

Para representação mais simplificada de i_d e i_q , estes foram compactados através dos seguintes termos:

$$c_1 = R_e^2 + (X_q + X_e)(X'_d + X_e) \quad (29)$$

$$c_2 = -\frac{(R_e V_{inf})}{c_1} \quad (30)$$

$$c_3 = -\frac{(X_q + X_e) V_{inf}}{c_1} \quad (31)$$

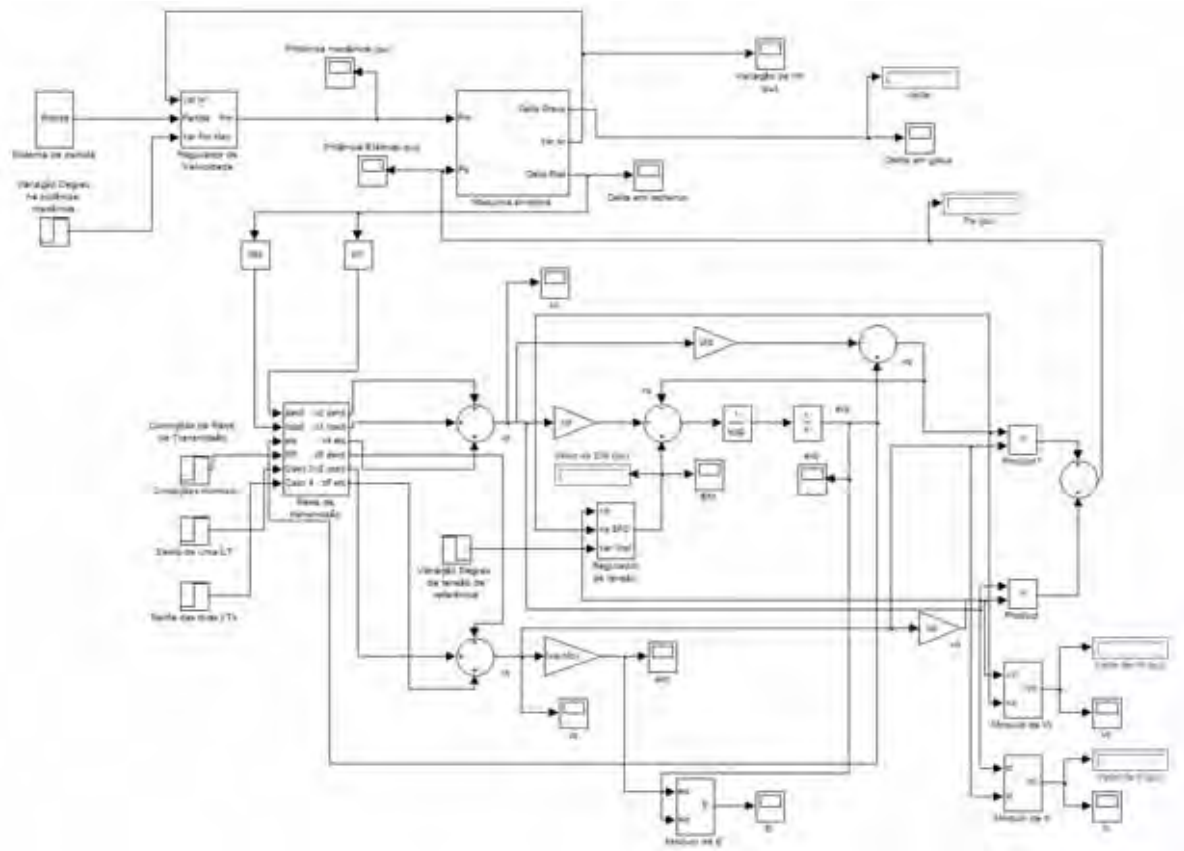
$$c_4 = \frac{(X_q + X_e)}{c_1} \quad (32)$$

$$c_5 = \frac{(X'_d + X_g)V_{inf}}{c_1} \quad (33)$$

$$c_6 = \frac{R_g}{c_1} \quad (34)$$

O sistema que foi obtido a partir das equações anteriormente descritas no relatório é mostrado na Figura 46, sendo que cada subsistema projeto elaborado no SIMULINK® serão descritos a seguir.

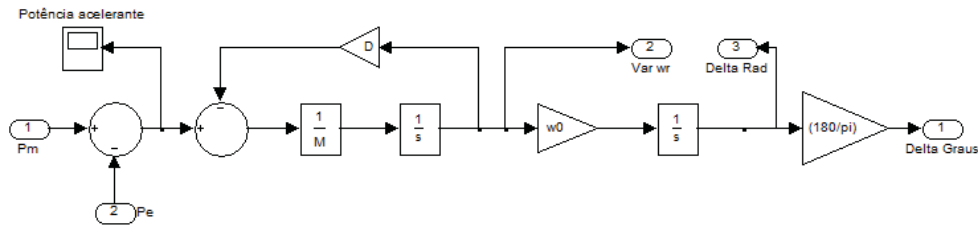
Figura 46 - Máquina Síncrona com Regulador de Velocidade e Regulador de Tensão desenvolvido no software SIMULINK®.



Fonte: Elaborado pelo autor

Subsistema Máquina Síncrona: Este é constituído pelo diagrama de blocos para a equação de oscilação da máquina síncrona, sendo este mostrado na Figura 47.

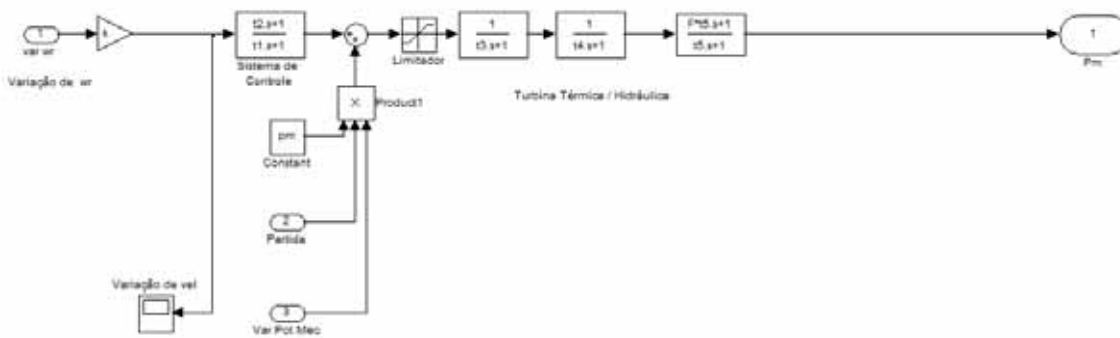
Figura 47 - Subsistema Máquina síncrona



Fonte: Elaborado pelo autor

Subsistema Regulador de Velocidade: Este é constituído pelo diagrama de blocos do regulador de velocidade anteriormente mostrado na Figura 48.

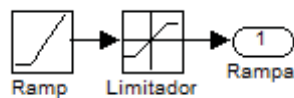
Figura 48 - Subsistema Regulador de Velocidade



Fonte: Elaborado pelo autor

Subsistema Sistema de Partida: Construído para representar a partida da máquina síncrona no instante zero. É constituído por uma função Rampa com um limitador que representa a partida em rampa da máquina síncrona.

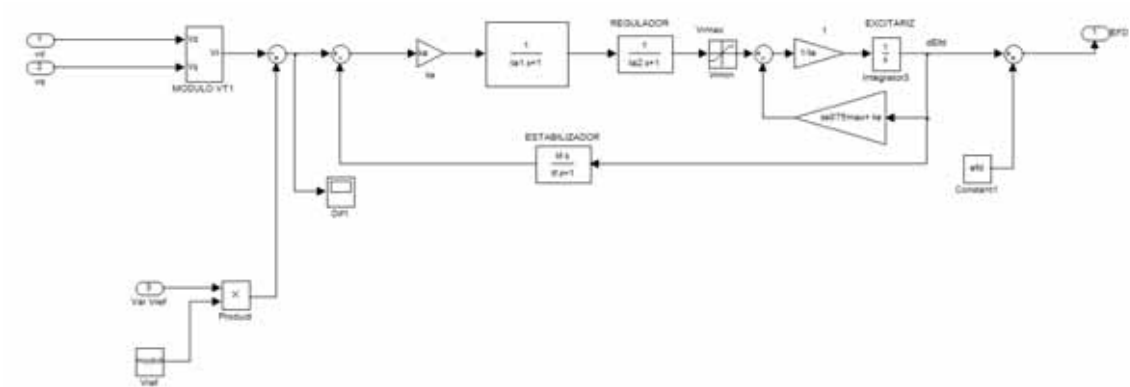
Figura 49 - Subsistema Sistema de Partida.



Fonte: Elaborado pelo autor

Subsistema Regulador de Tensão: Este é constituído pelo diagrama de blocos do regulador de tensão anteriormente mostrado na Figura 50.

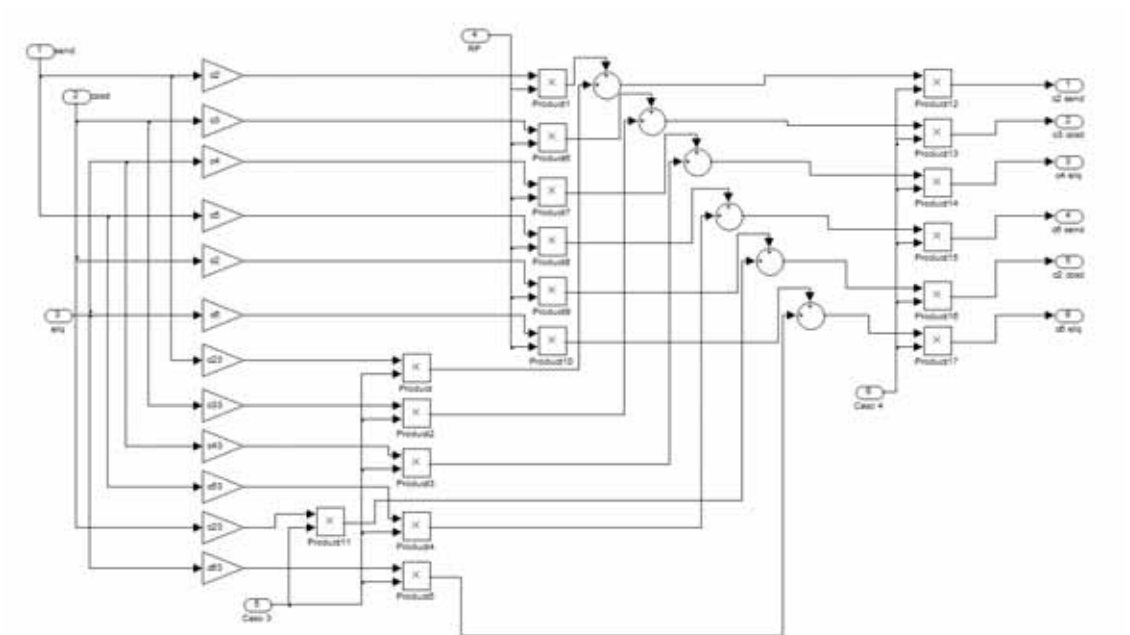
Figura 50 - Subsistema Regulador de Tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor

Subsistema Rede de Transmissão: Este representa o sistema de transmissão constituído pelas duas linhas de transmissão e o transformador, dado pelas equações 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 e 34.

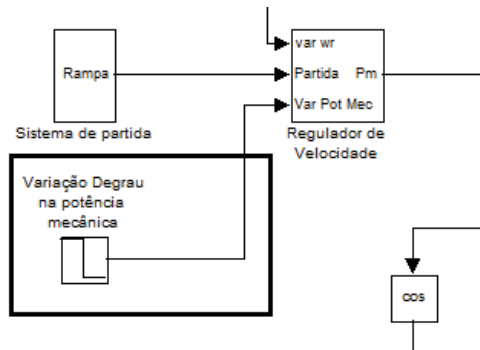
Figura 51 - Subsistema Rede de Transmissão



Fonte: Elaborado pelo autor

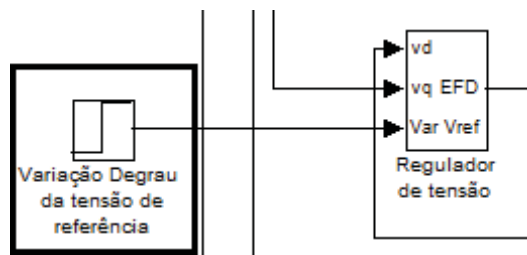
Para as simulações dos casos estudados neste trabalho, foram implementadas as seguintes “chaves” mostradas nas Figuras 52, 53 e 54.

Figura 52 - Simulação do Caso 1 (Variação de 10% degrau na referência de potência mecânica).



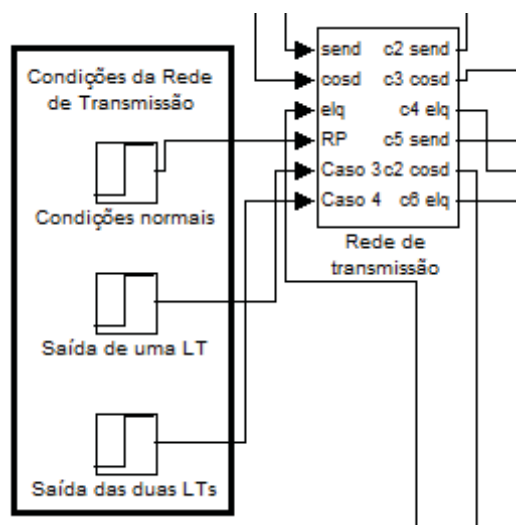
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 53 - Simulação do Caso 2 (Variação de 10 % degrau na referência de tensão).



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 54 - Simulação das condições normais da rede de transmissão, Caso 3 (Saída de operação da linha de transmissão LT1) e Caso 4 (Saída de operação da linha de transmissão LT2).



Fonte: Elaborado pelo autor

O esquema mostrado na Figura 55 é explicado pelo Quadro 12. Estes valores (Antes e Depois) são trocados no instante das perturbações.

Quadro 12 - Esquemático de chaves para simulações de desligamentos de linhas

“Chave”	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Condições Normais	Antes:1 Depois:1	Antes:1 Depois:1	Antes: 1 Depois:0	Antes: X Depois: X
Saída de uma LT	Antes:0 Depois:0	Antes:0 Depois:0	Antes:0 Depois:1	Antes: X Depois: X
Saída das duas LT's	Antes:1 Depois:1	Antes:1 Depois:1	Antes:1 Depois:1	Antes:1 Depois:0

Fonte: Elaborado pelo autor

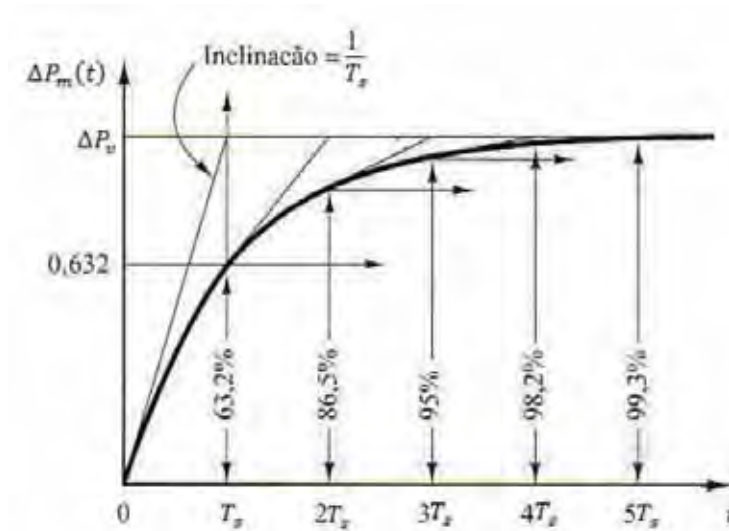
Todas as simulações foram feitas no para ganho de regulador de velocidade $k = -1$ utilizando-se valores em pu utilizando-se o programa MATLAB/Simulink. Para fins de análise da qualidade de energia, ajustes dos dispositivos de proteção e estabilidade da máquina, apresentam-se os resultados obtidos sobre a tensão e corrente na barra onde está ligado o gerador e dados elétricos internos da máquina.

SIMULAÇÕES

Caso1 (Variação de 10% degrau na referência de potência mecânica):

Na turbina térmica, aplicado um degrau de entrada de magnitude de ΔV , representando a variação da válvula da turbina é possível perceber que a amplitude da variação da potência é dada pela amplitude do degrau de entrada, isto em regime permanente. A resposta transitória tem como constante de tempo T_s . A curva é apresentada Figura 55.

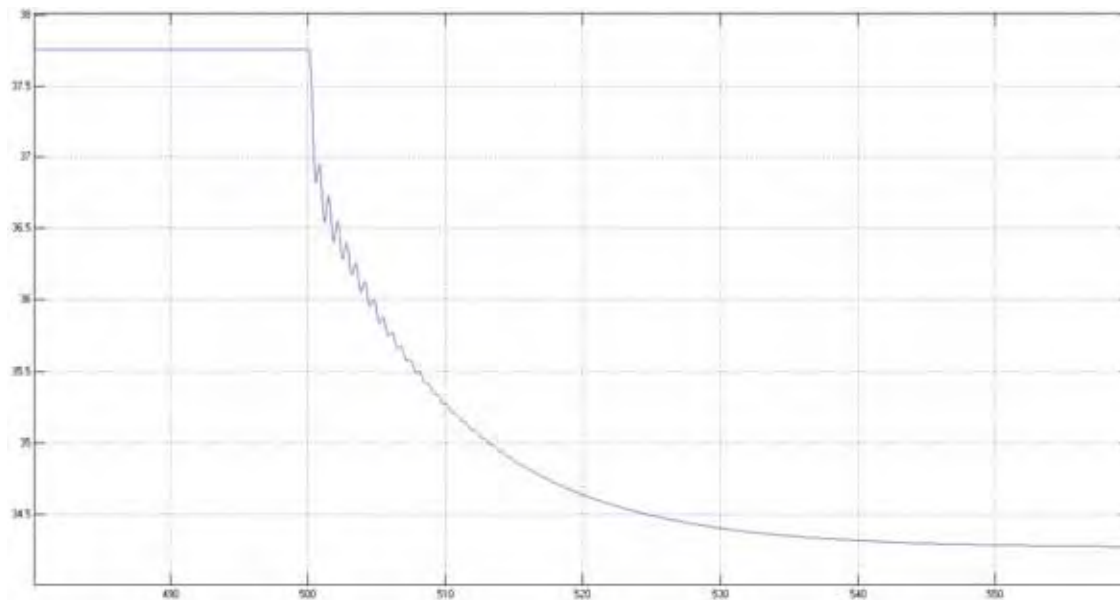
Figura 55 - Resposta no tempo de um sistema de primeira ordem



A resposta da turbina térmica, sendo que esta descreve uma curva acentuada, é característica da resposta da mesma devido à inexistência (ou mínima existência) do “golpe de aríete”. Isto se deve à característica de fluxo de vapor unidirecional presente nas turbinas térmicas. O ângulo delta e a tensão de campo (este último com pequeno “overshoot”) acompanham este comportamento. O ganho do regulador de velocidade melhorou significativamente o comportamento da máquina durante o período transitório sendo que o tempo de estabilização da máquina térmica foi em torno de 50 segundos, devido à resposta lenta da turbina.

Ângulo Delta (em graus)

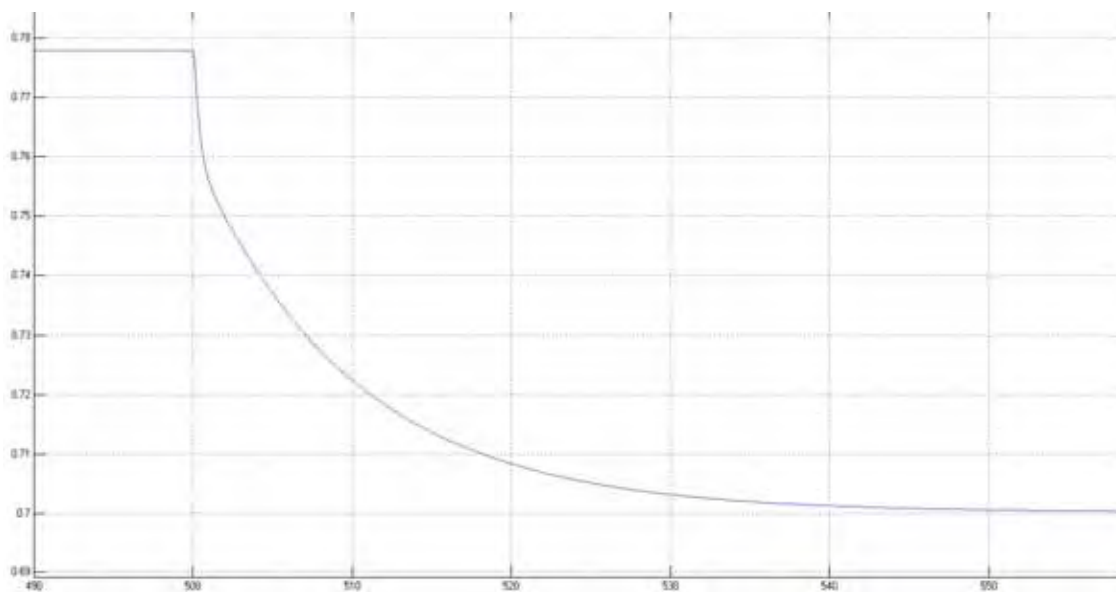
Figura 56 - Caso 1 – Ângulo delta



Fonte: Elaborado pelo autor

Potência Mecânica (pu)

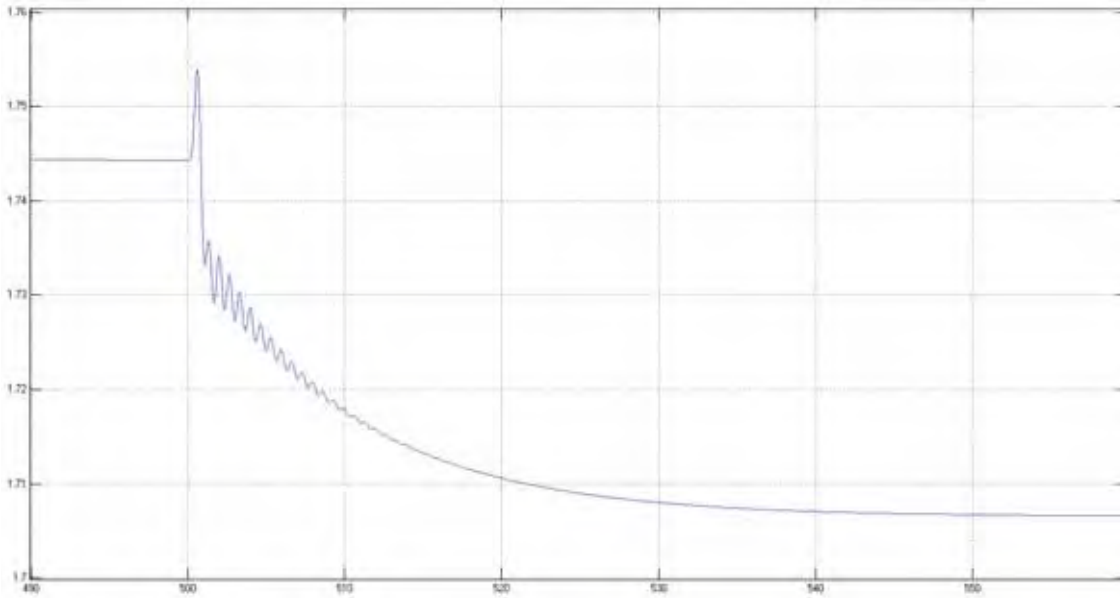
Figura 57 - Caso 1 – Potência mecânica



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão de Campo Efd (pu)

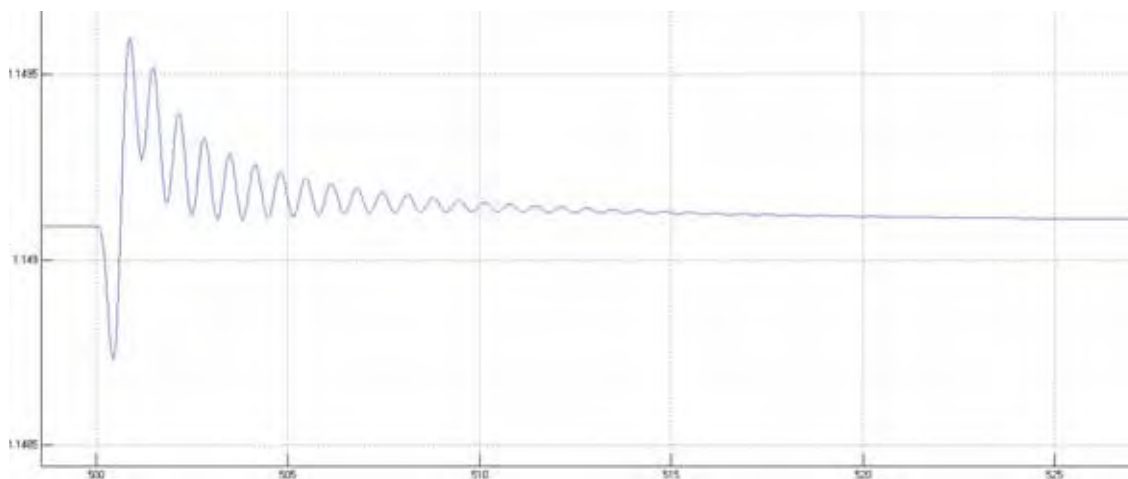
Figura 58 - Caso 1 – Tensão de campo



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão Terminal Vt (pu)

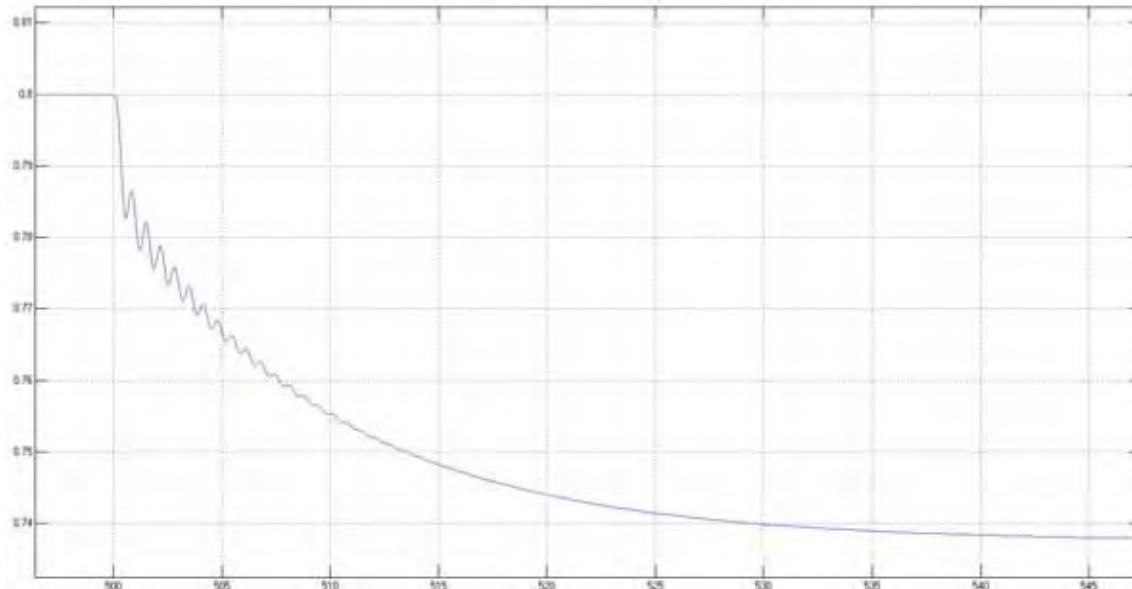
Figura 59 - Caso 1 – Tensão terminal



Fonte: Elaborado pelo autor

Corrente Terminal It (pu)

Figura 60 - Caso 1 – Corrente de terminal



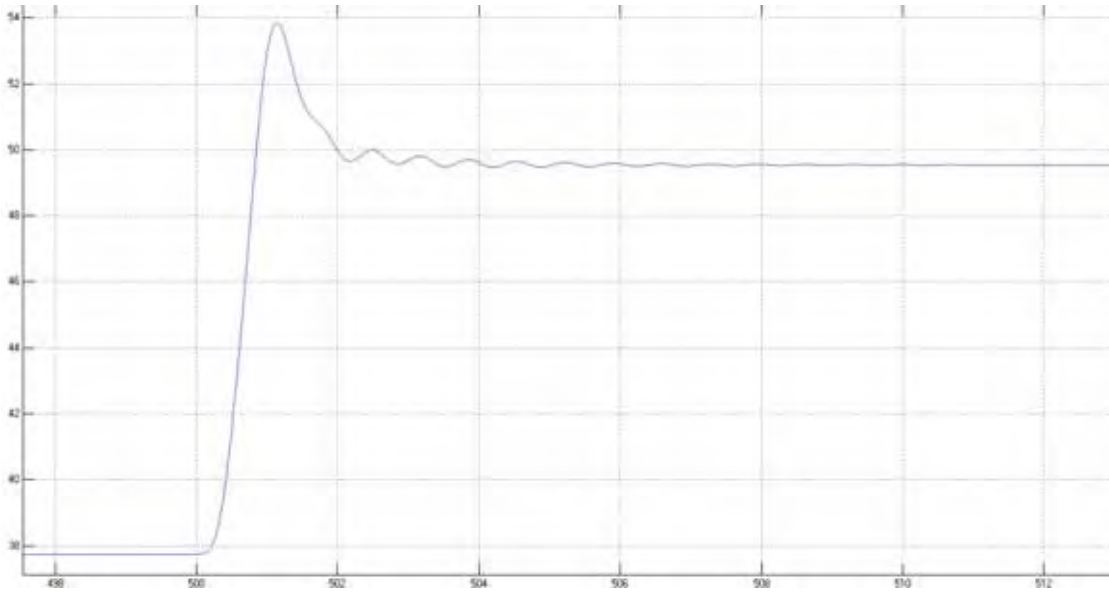
Fonte: Elaborado pelo autor

Caso 2 (Variação de 10% degrau na referência de tensão):

Pode ser observado um leve transitório amortecido pelo regulador de tensão, sendo que o mesmo provocou uma queda rápida porém brusca (caindo para aproximadamente zero) da tensão de campo que ao final foi reduzida em aproximadamente 20% do valor antes da perturbação e o ângulo delta sofreu um aumento. A potência mecânica se manteve com o mesmo valor, sofreu um transitório com pequeno pico de 0,04% durante a perturbação. O ganho do regulador de velocidade não modificou o comportamento da máquina térmica durante o transitório da máquina. O tempo médio de perturbação foi de 6 segundos.

Ângulo Delta (em graus)

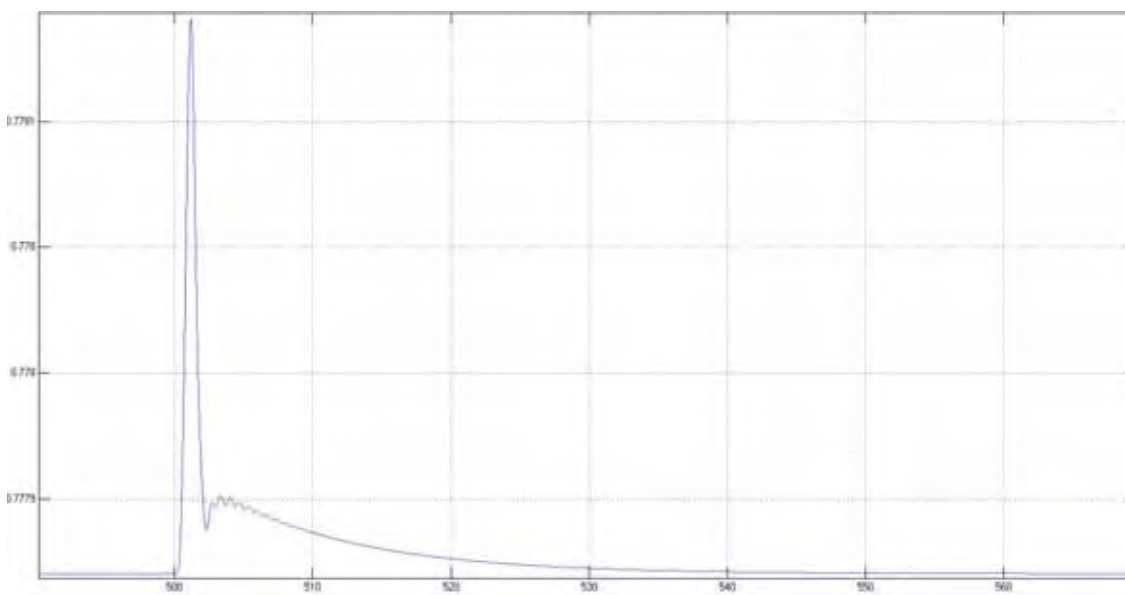
Figura 61 - Caso 2 – Ângulo delta



Fonte: Elaborado pelo autor

Potência Mecânica (pu)

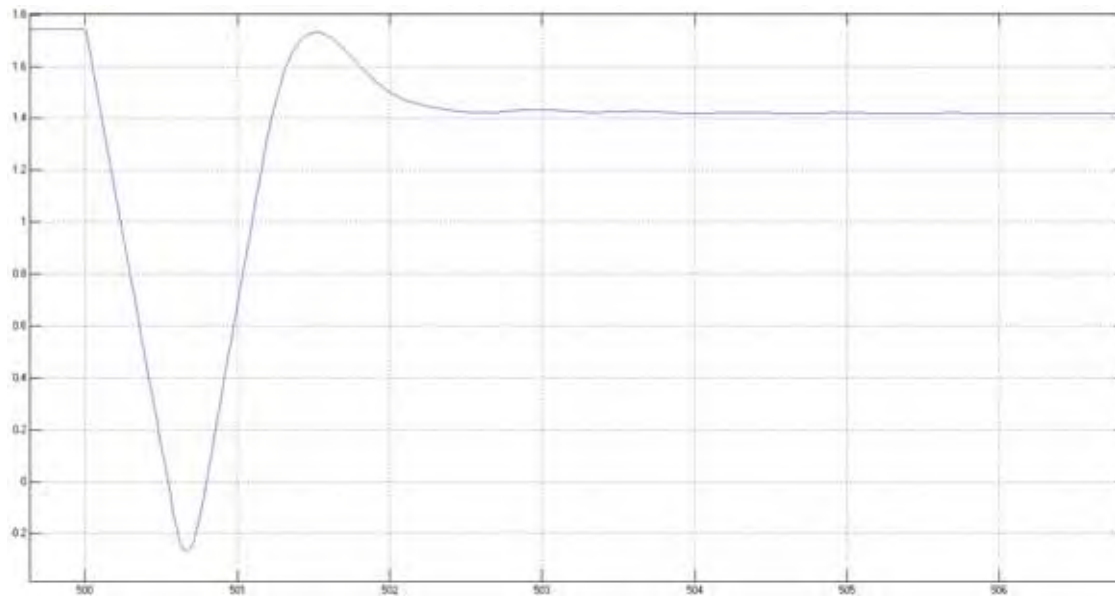
Figura 62 - Caso 2 – Potência mecânica



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão de Campo Efd (pu)

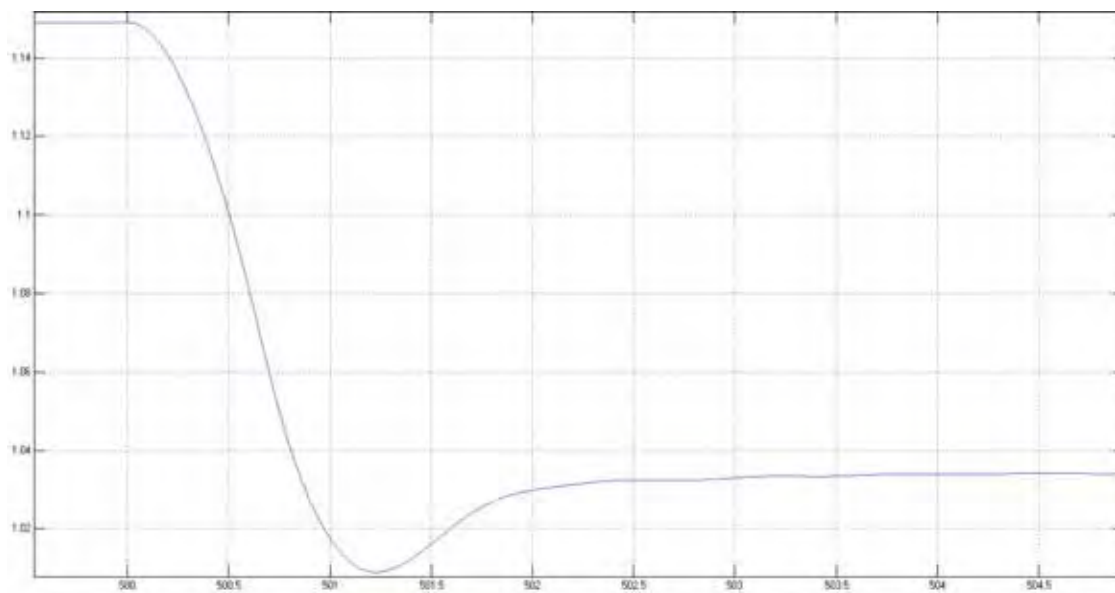
Figura 63 - Caso 2 – Tensão de campo



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão Terminal Vt (pu)

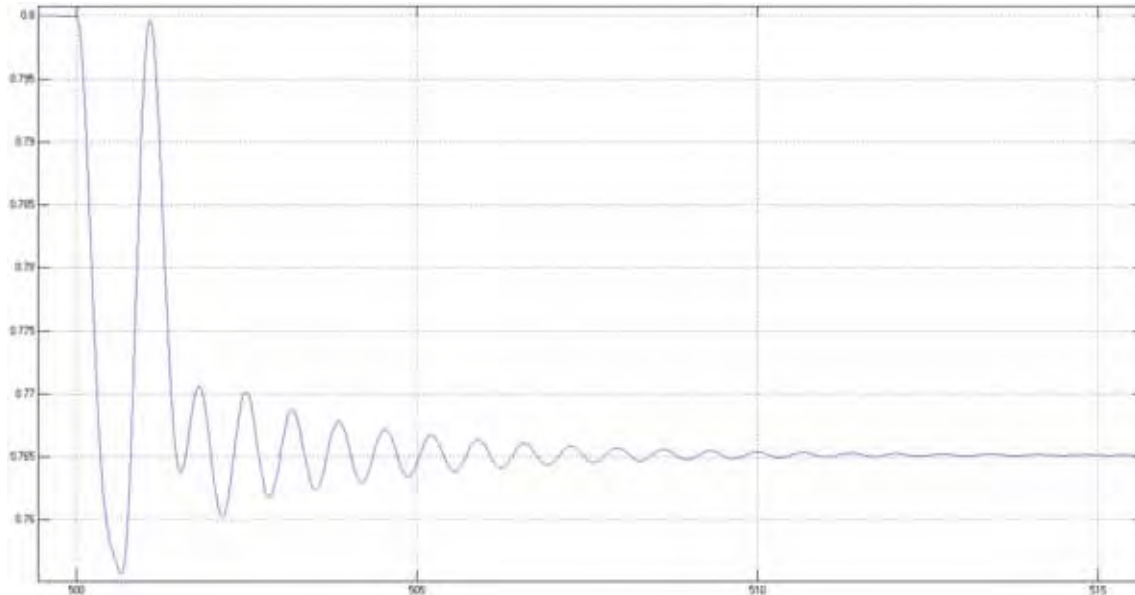
Figura 64- Caso 2 – Tensão terminal



Fonte: Elaborado pelo autor

Corrente Terminal It (pu)

Figura 65 - Caso 2 – Corrente de terminal



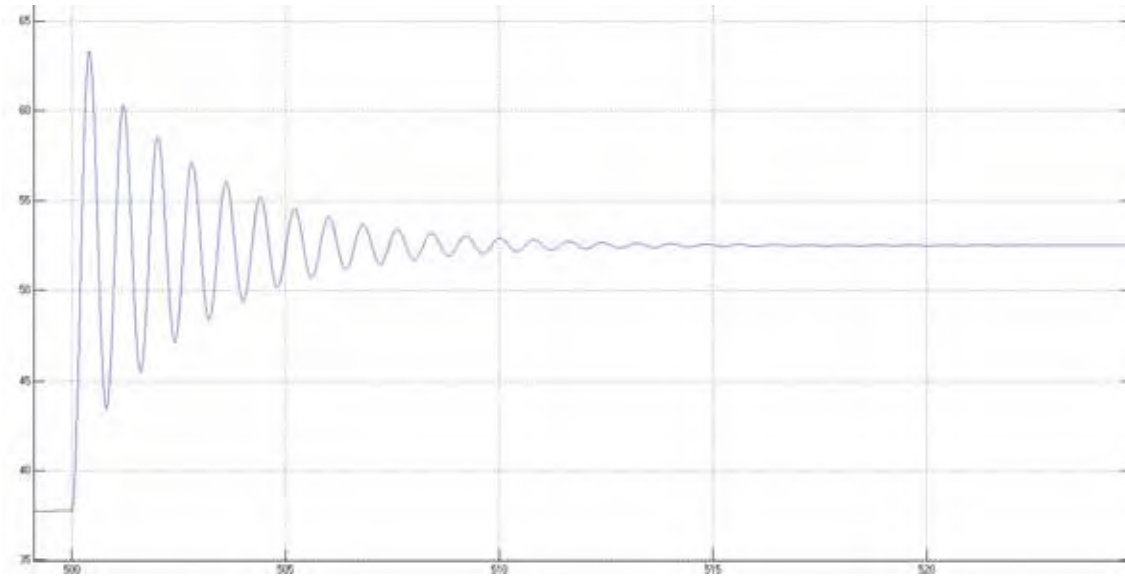
Fonte: Elaborado pelo autor

Caso 3 (Saída de operação da linha de transmissão LT1):

Pode ser observado que o comportamento transitório da máquina síncrona foi muito mais abalado em comparação com os casos anteriores, mostrando um nível bem superior de perturbação, ocorrendo estabilização em torno de 15 segundos. O ângulo delta teve um aumento em torno de 40%; a potência mecânica se manteve praticamente estável, com pico durante o transitório de 0,05%. A tensão de campo também apresentou queda brusca como no caso anterior, sendo que ao final reduziu-se em torno de 7,5% de seu valor anterior. O ganho do regulador de velocidade neste caso melhorou significativamente o comportamento transitório da máquina.

Ângulo Delta (em graus)

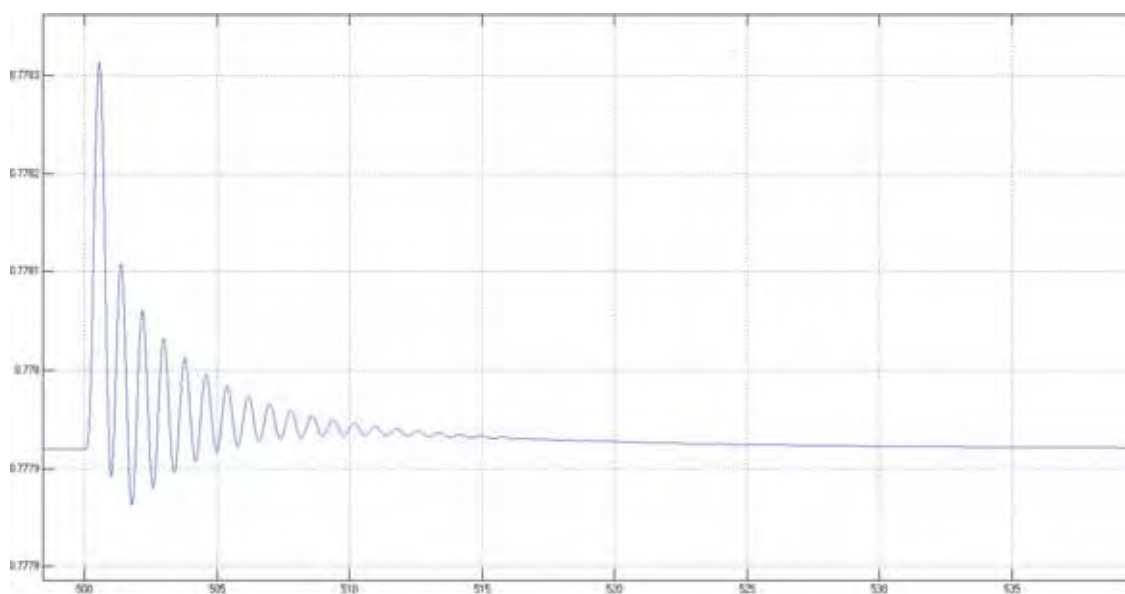
Figura 66 - Caso 3 – Ângulo delta



Fonte: Elaborado pelo autor

Potência Mecânica (pu)

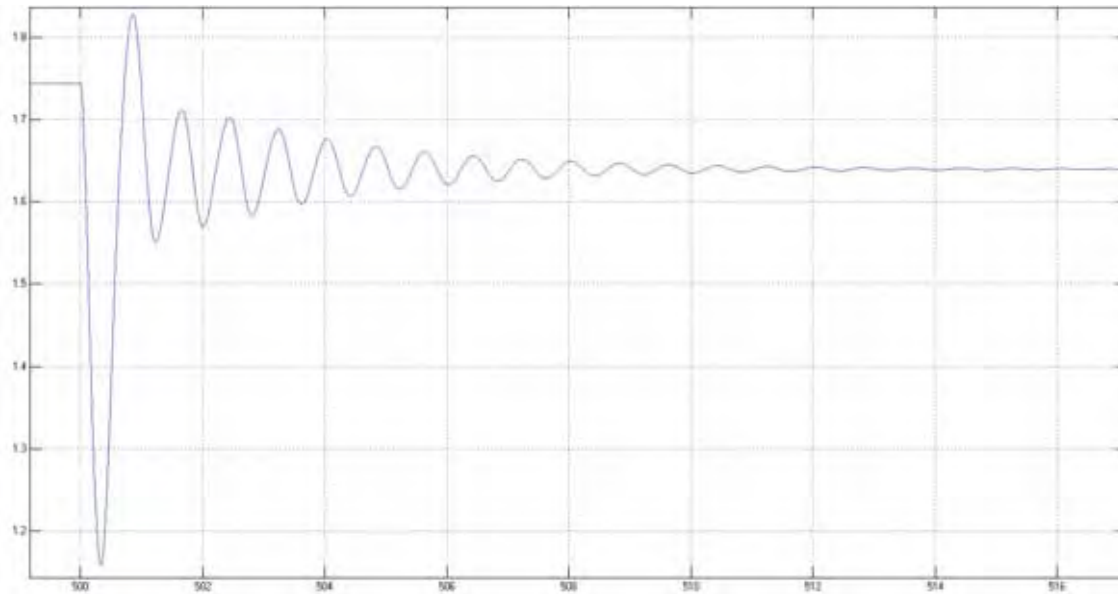
Figura 67 - Caso 3 – Potência Mecânica



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão de Campo Efd (pu)

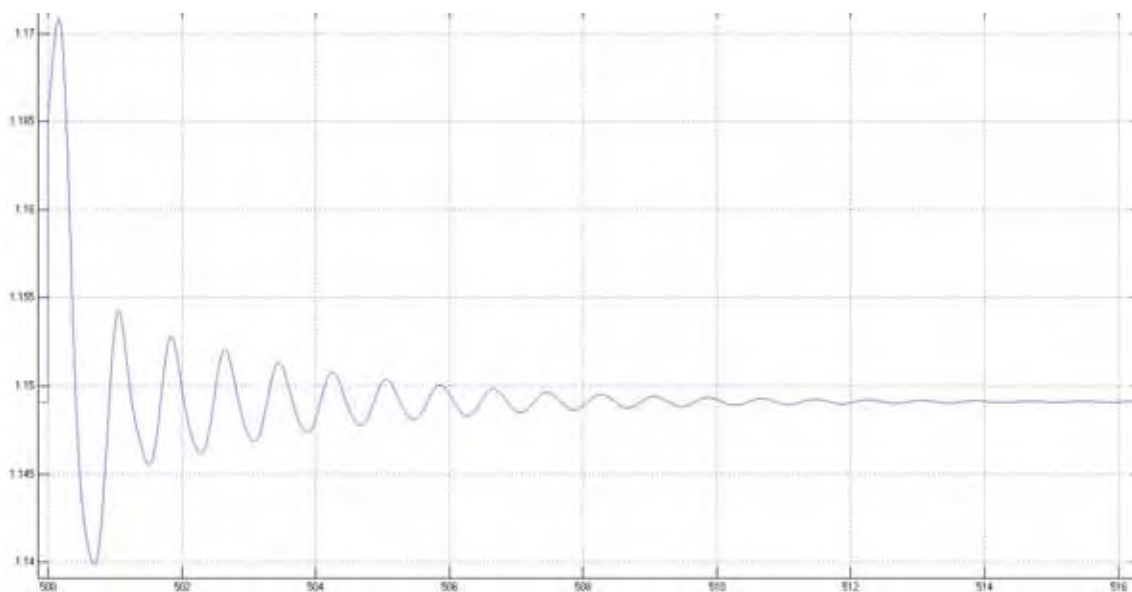
Figura 68 - Caso 3 – Tensão de Campo



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão Terminal V_t (pu)

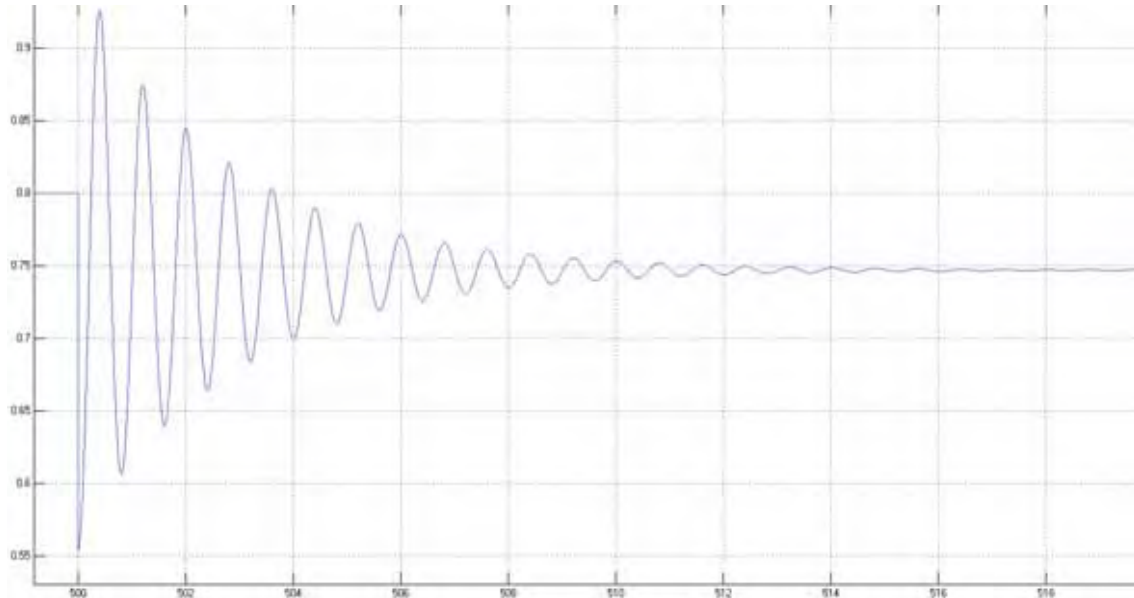
Figura 69 - Caso 3 – Tensão terminal



Fonte: Elaborado pelo autor

Corrente Terminal It (pu)

Figura 70 - Caso 3 – Corrente de terminal



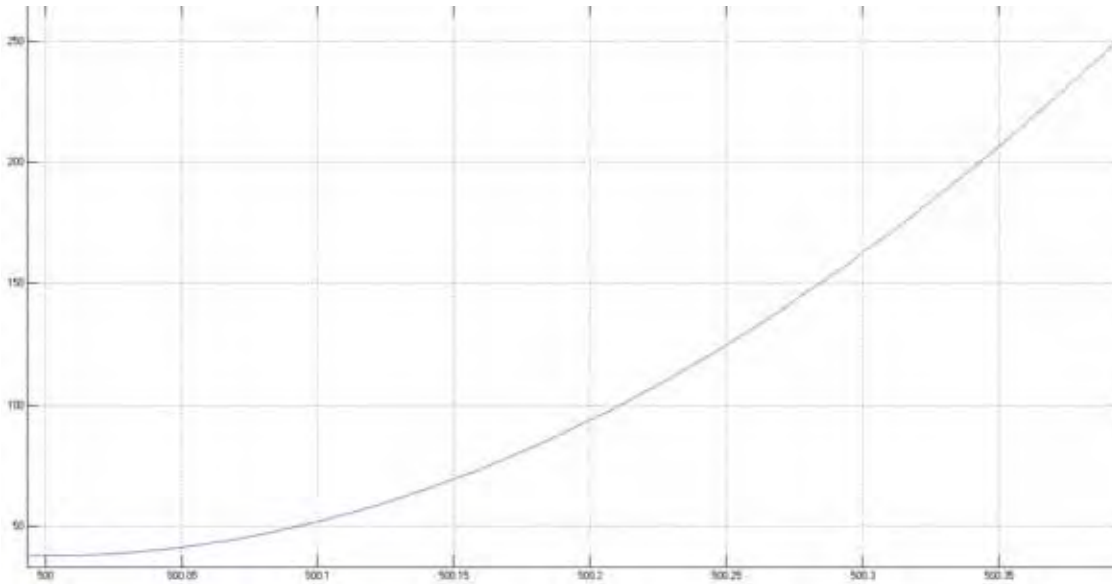
Fonte: Elaborado pelo autor

Caso 4 (Saída de operação da linha de transmissão LT1):

Pode ser observado que com a saída das duas linhas de transmissão, a potência acelerante não é nula, pois o torque elétrico se torna zero. O ângulo delta dispara, a potência mecânica fica limitada pelo regulador de velocidade (bloco LIMITADOR que integra o subsistema Regulador de Velocidade) e a tensão de campo apresentou a queda brusca inicial e voltando com redução de 50% do valor anterior de regime. O ganho do regulador de velocidade neste caso não teve nenhuma influência no comportamento transitório da máquina.

Ângulo Delta (em graus)

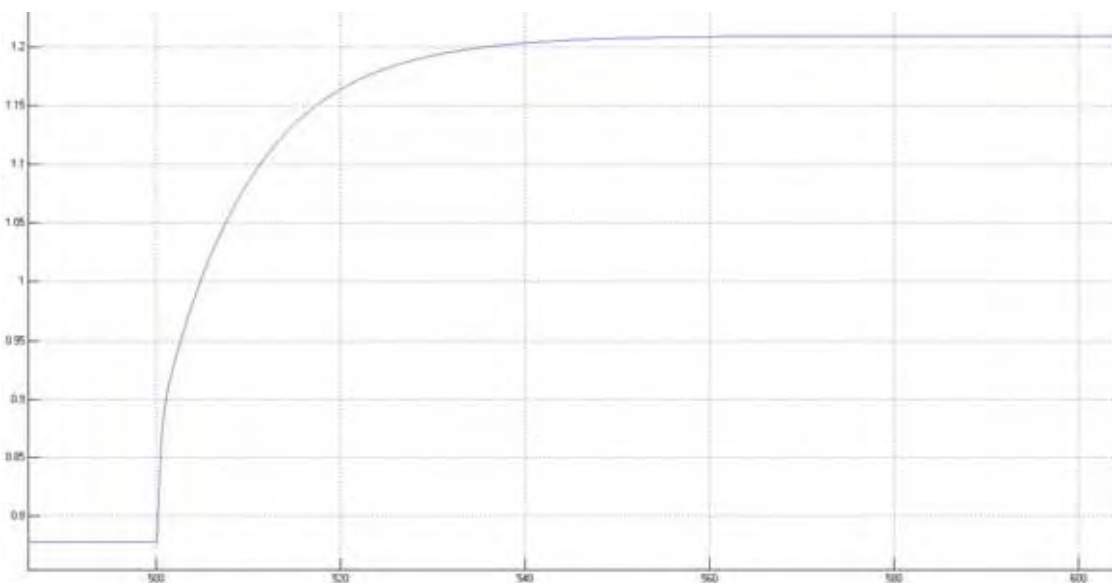
Figura 71 - Caso 4 – Ângulo delta



Fonte: Elaborado pelo autor

Potência Mecânica (pu)

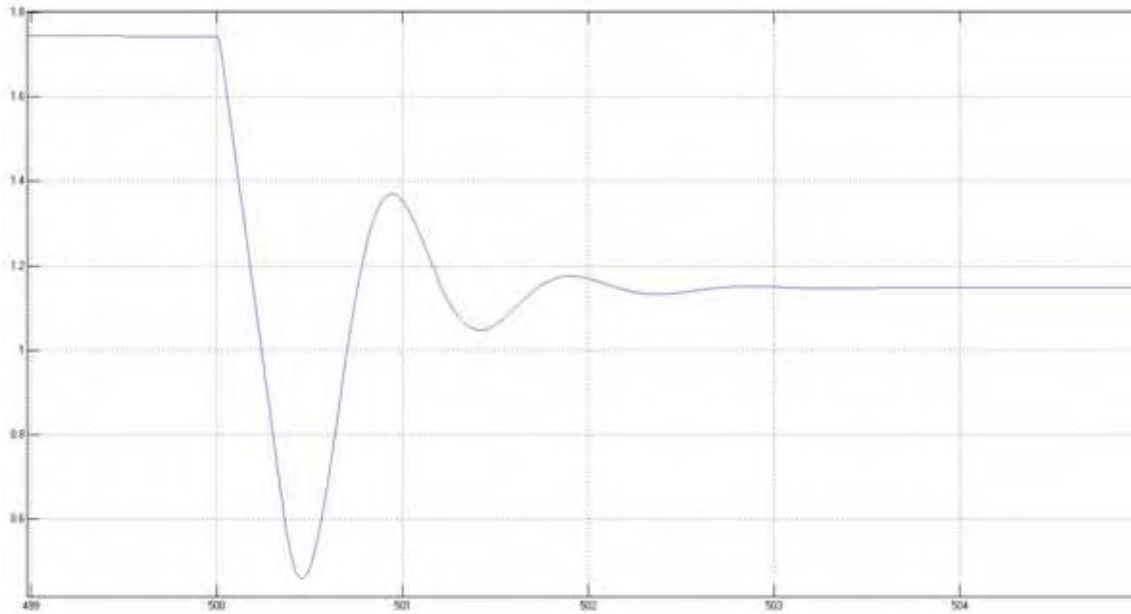
Figura 72 - Caso 4 – Potência mecânica



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão de Campo Efd (pu)

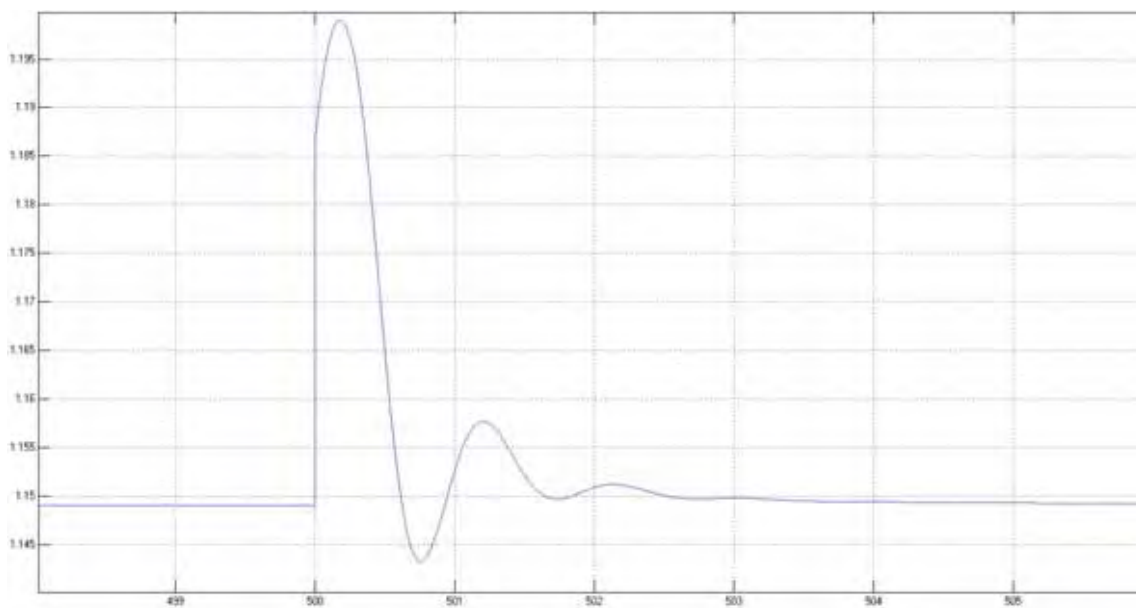
Figura 73 - Caso 4 - Tensão de Campo



Fonte: Elaborado pelo autor

Tensão Terminal Vt (pu)

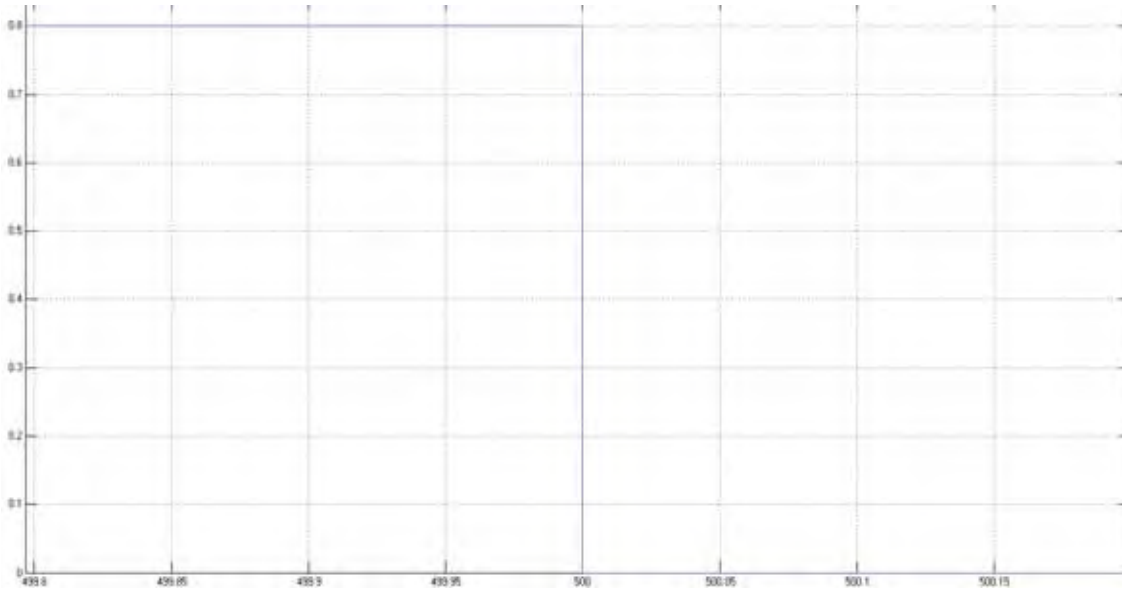
Figura 74 - Caso 4 – Tensão terminal



Fonte: Elaborado pelo autor

Corrente Terminal It (pu)

Figura 75 - Caso 4 – Corrente de terminal



Fonte: Elaborado pelo autor

ANEXO A – Notícia jornalística

46 cidades de Rondônia e Acre ficam sem energia por mais de duas horas

07/07/2010

Rondônia e Acre ficaram mais de duas horas no escuro na noite de ontem. O apagão de 2h39min na noite desta terça-feira (06/07) causou sérios prejuízos aos comerciantes rondonienses. A queda de energia atingiu 63% dos consumidores em 35 municípios de Rondônia, incluindo a capital, Porto Velho. Rio Branco e mais cerca de 10 municípios do Acre também foram atingidos. A primeira localidade foi afetada às 19h51min e a última às 22h30min.

Segundo a assessoria da Eletrobrás, o apagão foi causado pela queda na linha de transmissão do Sistema Interligado Nacional.

Das cidades que não foram atingidas pelo apagão estava Vilhena. O fato da região ser abastecida por Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) pode ter contribuído para a manutenção do fornecimento de energia.

No último domingo, a Eletrobrás e a Eletronorte planejaram obras de manutenção na subestação de Abunã (RO). A interrupção no fornecimento de energia deveria durar das 5h30 às 8h30, mas somente às 10h o abastecimento foi restabelecido.

No fim do ano passado, o Ministério Público Federal entrou com uma ação civil pública contra a Eletrobrás e a Eletronorte devido a apagões no Estado.

Mais informações na edição impressa desta quinta-feira (9) do Diário da Amazônia

Repórter: Cyntia Dias

Fonte: <http://www.diariodaamazonia.com.br/diariodaamazonia/index2.php?sec=News&id=4079>

Acesso em: 08/07/2010

ANEXO B – Perguntas realizadas na Consulta Pública no. 15/2010**A) Caracterização dos empreendimentos**

A1. Qual seria a melhor forma de caracterização de uma pequena central geradora distribuída, além da fonte primária de energia? Deve-se utilizar a potência instalada ou potência injetada na rede?

A2. A potência máxima a ser injetada na rede de distribuição por pequenos geradores deveria ser limitada? Favor especificar os valores por nível de tensão, incluindo a baixa tensão.

A3. Qual são os custos médios da energia gerada a partir das fontes hídrica, eólica, solar, biomassa e biogás, relativos à pequena geração distribuída?

B) Conexão à rede

B1. A distribuidora da sua área de concessão possui normas técnicas para a conexão de pequenos geradores em qualquer nível de tensão? Em caso afirmativo, essas normas são muito restritivas? Em quais aspectos?

B2. As distribuidoras informam adequadamente quais são os procedimentos para a conexão de pequenos geradores em paralelo com a rede de distribuição?

B3. Os interessados em instalar geração distribuída de pequeno porte conseguem obter as informações necessárias no sítio da ANEEL? E no sítio da distribuidora?

B4. Quais são as principais limitações técnicas da rede da distribuidora para a conexão de geradores em média e baixa tensões? Quais são os riscos existentes? Há risco para os equipamentos e para as pessoas?

B5. Há a necessidade de que a ANEEL estabeleça e padronize critérios técnicos de interconexão de pequenas centrais geradoras à rede, com a finalidade de reduzir custos aos agentes geradores e garantir a confiabilidade técnica desses sistemas às distribuidoras? Até que ponto esse regulamento deveria orientar a elaboração das normas técnicas das distribuidoras?

B6. Quais seriam as possíveis dificuldades técnicas das distribuidoras, caso um consumidor ligado em baixa tensão adquira um painel solar e injete (exporte) energia na rede elétrica durante o dia e consuma (importe) energia à noite?

B7. Quais adaptações são necessárias no sistema de proteção de uma unidade consumidora caso esta instale um pequeno gerador distribuído? Qual o custo desse novo sistema de proteção?

B8. Qual é a dimensão do custo para a distribuidora da análise dos projetos de inserção de geração distribuída de pequeno porte?

B9. A pré-certificação de sistemas de interconexão de pequenos geradores (kit para interconexão com a rede, incluindo proteção), já existente em outros países, facilitaria o ingresso desses geradores no sistema?

C) Regulação

C1. Considerando as resoluções e procedimentos publicados pela ANEEL, quais são as barreiras regulatórias a expansão da pequena geração distribuída?

C2. Quais flexibilizações das exigências regulamentares seriam necessárias em função da potência instalada ou injetada na rede? Favor identificar os regulamentos que precisariam ser revistos e sugerir adaptação da redação aos mesmos.

C3. Quais pontos ainda não foram regulados?

C4. O Módulo 3 do Prodist, em sua seção 3.6, estabelece as cláusulas mínimas do CUSD e CCD. Quais exigências poderiam ser simplificadas? Há necessidade de haver um contrato específico para tais geradores?

C5. Considerando os incentivos já existentes para fontes renováveis e o princípio da modicidade tarifária, há necessidade de ampliar os benefícios? Para que fonte? Por quê?

C6. Qual a Tarifa de Uso apropriada para esses pequenos geradores? Eles deveriam pagar TUSD, já que pela característica desse tipo de geração diminui-se o carregamento da rede?

D) Comercialização de Energia

D1. Quais são as barreiras técnicas, regulatórias e financeiras para ingressar no mercado livre?

D2. Há interesse dos pequenos produtores de energia de comercializar energia no mercado livre?

D3. Há interesse dos consumidores livres e especiais em adquirir energia proveniente desses pequenos empreendimentos?

D4. Por que as distribuidoras realizaram, desde 2005, poucas chamadas públicas para contratar energia de geração distribuída? Quais são as dificuldades? Como os riscos das distribuidoras poderiam ser mitigados e quais benefícios poderiam ser criados?

D5. Como incentivar as distribuidoras a promover mais chamadas públicas para contratação de energia proveniente de geração distribuída?

D6. Há necessidade de se criar um novo modelo de mercado para a venda da energia elétrica produzida pelos geradores distribuídos de pequeno porte? Como poderia ser esse novo modelo?

E) Propostas

E1. A autoprodução e a comercialização de energia por pequenos centrais geradoras aos consumidores livres e especiais são permitidas pela legislação em vigor, desde que cumpridos os diversos requisitos técnicos. Assim, pergunta-se se há viabilidade operacional para atribuir as distribuidoras a tarefa de medição e contabilização da energia injetada na rede pelos pequenos geradores distribuídos, além da energia consumida em sua instalação, ainda que de forma remunerada, para viabilizar economicamente aos respectivos agentes a injeção de energia na rede?

E2. A utilização de créditos de energia gerados em um mês (em kWh) para abater o consumo em outro mês viabilizaria a instalação de pequenos geradores (Net Metering)? Caso afirmativo, para quais fontes?

E3. A facilitação do acesso da geração distribuída de pequeno porte à rede e a criação de um ambiente de comercialização dentro da própria distribuidora são suficientes para que esses

empreendimentos se desenvolvam de forma sustentável, sem a necessidade de compras compulsórias ou subsídios cruzados para este tipo de energia?

F) Questões Gerais

F1. Quais são as limitações tecnológicas à implantação de pequenos geradores distribuídos?

F2. Há interesse dos consumidores (livres ou cativos) em investir na aquisição e instalação de pequenas centrais geradoras para exportação de energia para a rede de distribuição?

F3. Há aprimoramentos necessários na atuação de outras entidades do setor elétrico, tais como MME, ONS, CCEE e EPE?

F4. Qual experiência internacional na promoção da pequena geração de energia renovável o Brasil deveria ser priorizada: Tarifa Feed-in, Quotas, Net Metering, Certificados de Energia, Investimento Público e/ou Leilões de Energia?

F5. Quais experiências nacionais deveriam continuar: Proinfa, livre comercialização, Leilões de Energia e/ou Chamadas Públicas?

F6. Existe algum outro mecanismo de promoção ainda não estudado ou apresentado que possa ser implementado?

ANEXO C – Códigos ANSI de atuação de proteção

A terminologia da operação ocorreu da necessidade de uniformizar e padronizar os termos utilizados pelos setores de operação dos sistemas das concessionárias de energia elétrica, afim de que houvesse uma melhor compreensão entre as comunicações faladas e escritas, de forma a resguardar os termos e expressões usuais e, ao mesmo tempo, não houvesse uma deterioração do idioma.

Quadro 13 - Quadro de códigos ANSI para identificação da atuação da proteção

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida/ fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou intertravamento
4	Contator principal
5	Dispositivo de desligamento
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desconexão de controle de energia
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência unitária
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração

19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detetor de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade de tensão
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente

47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme

75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 à 99	Usado para aplicações específicas

Complementação da Quadro ANSI:

50 N - sobrecorrente instantâneo de neutro.

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas).

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS).

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas).

- 50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF).
- 51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas.
- 51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão.
- 51C - relé de sobrecorrente com controle de torque.
- 50 AFD - relé de proteção contra arco voltaico.
- 59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa.
- 59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G).
- 64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G. A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.
- 67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado).
- 67 G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado).
- 67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa.
- AFD - Detetor de arco voltaico.
- CLK - Clock or Timing Source (Relógio de Sincronismo).
- DDR - Dynamic Disturbance Recorder (Registrador de Perturbação Dinâmico).
- DFR - Digital Fault Recorder (Registrador de Perturbação).
- ENV - Environmental Data (Dados Ambientais).
- HIZ - Detetor de Falhas de Alta Impedância.
- HMI - Human Machine Interface (Interface Homem Máquina).
- HST - Histórico.
- LGC - Scheme Logic (Esquema Lógico).
- MET - Substation Metering (Medidor de Subestação).
- PDC - Phasor Data Concentrator (Concentrador de Dados Fasoriais).
- PMU - Phasor Measurement Unit (Unidade de Medição Sincronizada de Fasores).
- PQM - Power Quality Monitor (Medidor de Qualidade de Energia).
- RIO - Remote Input/Output Device (Dispositivo Remoto de Entrada/Saída).

RTU - Remote Terminal Unit/Data Concentrator (Concentrador de Dados / Unidade Terminal Remota).

SER - Sequence of Events Recorder (Registrador de Sequencial de Eventos).

TCM - Trip Circuit Monitor (Monitor de Circuito de Disparo).

SOTF - Switch On To Fault (Chaveamento Sob Falta).

Proteção Diferencial - ANSI 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos).

87G - diferencial de geradores.

87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador.

87 B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente. Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras. Pode-se encontrar em algumas documentações o relé 68 sendo referido à função de seletividade lógica.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.

O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor. O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma à obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.

ANEXO D – Relatório Técnico realizado pela SINER ®

Neste anexo será apresentado o resultado obtido apenas do Drive 1 a fim de visualização dos resultados obtidos.

Objeto

Medição e análise de energia no sistema de distribuição de energia, nas instalações da Usina Pioneiros em Sud Mennucci/SP. As medições realizadas foram para comprovar as medições realizadas em dezembro de 2008, que apresentaram valores não adequados para o tipo de equipamento, segundo o fabricante.

Verificações no local

As medições foram realizadas mediante o acompanhamento do Engº. Rui, da SIEMENS, que contestou alguns valores, mas confirmou os resultados finais das medições.

Todas as medições realizadas foram efetuadas em condições desfavoráveis quanto à operação normal do equipamento, pois foram realizadas com o equipamento funcionando à vazio.

Os motores estavam acoplados aos redutores que estavam sem óleo, foi solicitado que os motores fossem desacoplados dos redutores.

Nenhuma das resistências de aquecimento estavam em funcionamento, nem dos drives, nem dos motores deixando favorável o acúmulo de umidade nos equipamentos.

Trabalhos Executados

Medições das grandezas elétricas nos painéis dos drives, apresentado nos anexos, onde estão detalhados os tipos de registros e os valores encontrados.

As medições foram realizadas em fevereiro de 2009, e se estendeu por todo o dia.

Se tratando de uma medição comprobatória, as medições foram realizadas com foco em valores, e não em tendências, focada em registros de algum transiente, embora fosse

registrados gráficos de tendências por 5 minutos em cada drive a fim de verificar o comportamento das harmônicas.

Todas as energizações foram realizadas por pessoal qualificado da Usina Pioneiros, e todas as partidas foram realizadas pelo Eng^o. Rui, que utilizou o software e o procedimento adequado para o funcionamento do conjunto drive – motor.

Dificuldades, erros e retificações

Não foram registrados os gráficos de tendências de harmônicos na entrada Dy1 e saída do drive 6, por um erro de seqüência de medição, mas que não compromete as demais medições e nem põe em prova os demais valores registrados no drive 6.

As medições foram realizadas utilizando somente um clumper de medição de corrente, pois os clampers trifásicos se mostraram inadequados para a medição, indicando valores não coerentes e altas taxas de harmônicos.

Todas as medições foram realizadas com os motores funcionando à vazio e com frequência de operação de 50Hz.

Instrumentos e materiais utilizados

- Analisador Multifunção – FLUKE 434;
- Multímetro digital – FLUKE 189;
- Micro ohmímetro
- Notebook;

CONCLUSÃO

As novas medições serviram para invalidar as medições anteriores realizadas, pois na primeira medição não foram utilizados clampers de corrente adequados, que pudesse sensibilizar a entrada de corrente do equipamento de medição. O mesmo problema vinha acontecendo na segunda medição, mas após alguns testes efetuados juntamente com o Eng^o.

Rui que representava o fabricante do equipamento, foi constatado que utilizando os clampers trifásicos os valores medidos não eram coerentes.

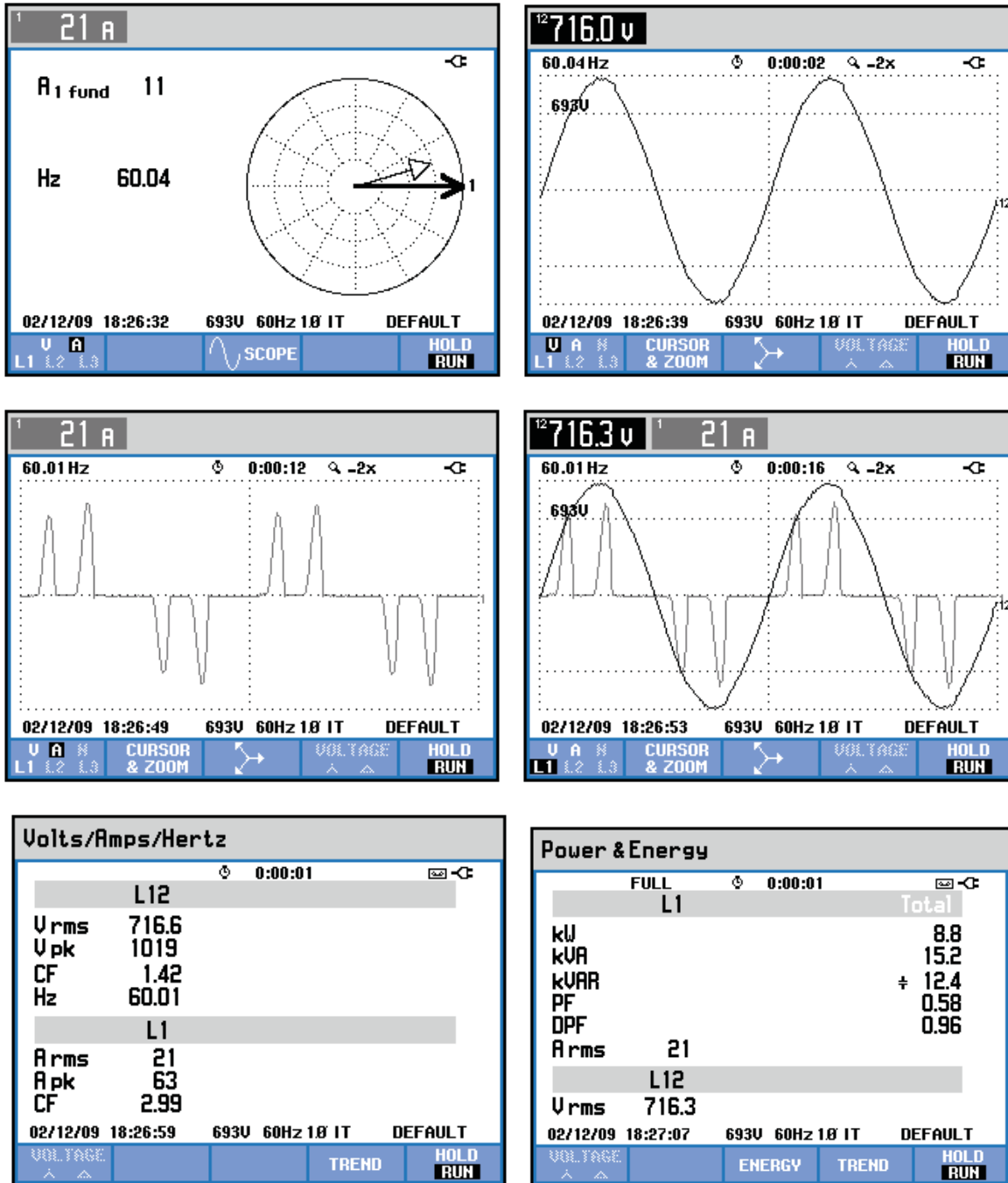
Observa-se um desequilíbrio de corrente entre os dois módulos retificadores de cada drive, o primeiro módulo de retificador que está ligado no lado Dd0 do transformador apresentou correntes maiores que o módulo retificador que está ligado no lado Dy1 do transformador. Em geral a corrente consumida pelo lado ligado no Dd0 eram em média 21A, e a corrente ligada no lado Dy1 era em média 6A, em todos os drives .

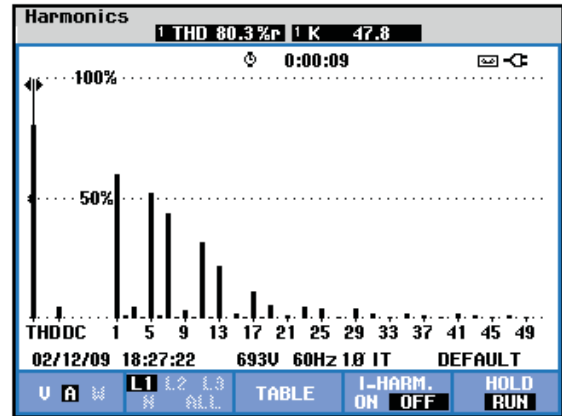
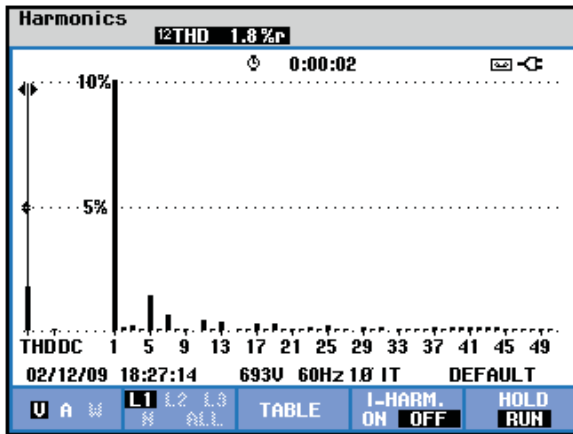
A falta de resistor de aquecimento nos equipamentos propicia o acúmulo de umidade nos equipamentos, visto que o equipamento é altamente sensível à associação de poeira e umidade, nas placas de controle, (Segundo informações do fabricante em ocorrências anteriores)

Medições de harmônicas realizadas no Drive 1.

Medições realizadas na entrada do módulo retificador, que é ligado no lado Dd0 do transformador.

Figura 76 - Medições de harmônicas realizadas no Drive 1.





HARMONICS TABLE
0:00:00

VoIt	L12
THD% _r	1.8
H3% _r	0.2
H5% _r	1.4
H7% _r	0.7
H9% _r	0.1
H11% _r	0.4
H13% _r	0.4
H15% _r	0.1

02/12/09 18:27:33 693V 60Hz 1Ø IT DEFAULT

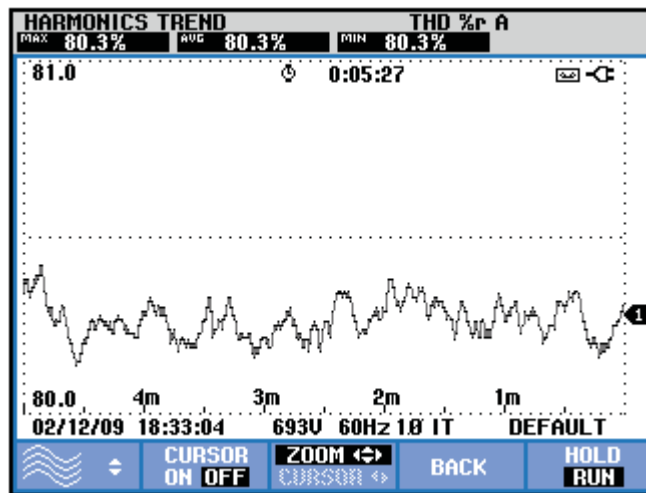
U A W U&A BACK TREND HOLD RUN

HARMONICS TABLE
0:00:01

Amp	L1
THD% _r	80.3
H3% _r	4.9
H5% _r	51.3
H7% _r	42.9
H9% _r	3.9
H11% _r	30.8
H13% _r	21.4
H15% _r	2.5

02/12/09 18:27:37 693V 60Hz 1Ø IT DEFAULT

U A W U&A BACK TREND HOLD RUN



Fonte: Cedido pela Usina Pioneiros Bioenergia, realizado pela SINER ®