



*Opções de Mitigação de Emissões
de Gases de Efeito Estufa em
Setores-Chave do Brasil*



OPÇÕES TRANSVERSAIS PARA MITIGAÇÃO DE EMISSIONES DE GASES DE EFEITO ESTUFA REDES INTELIGENTES

RÉGIS RATHMANN
(ORGANIZADOR)

***OPÇÕES TRANSVERSAIS PARA
MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES
DE EFEITO ESTUFA
REDES INTELIGENTES***

Brasília
Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
ONU Meio Ambiente
2017

-
- O61 Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: redes inteligentes / organizador Régis Rathmann. Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, ONU Meio Ambiente, 2017.
- 152 p.: il. – (Opções de de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil)
- ISBN: 978-85-88063-38-9
1. Mudanças Climáticas. 2. Emissão de gases. 3. Efeito estufa. 4. Políticas públicas – Emissão de gases. I. Rathmann, Régis. II. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. III. ONU Meio Ambiente. IV. Série.

CDU 551.583

Ficha catalográfica elaborada por: Lorena Nelza F. Silva – CRB-1/2474

Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e
Comunicações
Esplanada dos Ministérios, Bloco E
CEP: 70.067-900 – Brasília – DF
Tel.: +55 (61) 2033-7500
www.mcti.gov.br

ONU Meio Ambiente – Programa das Nações Unidas
para o Meio Ambiente
Casa da ONU – Complexo Sérgio Vieira de Mello
Setor de Embaixadas Norte, Quadra 802, Conjunto C,
Lote 17
CEP 70800-400 – Brasília/DF
Tel.: +55 (61) 3038-9233
web.unep.org/regions/brazil

República Federativa do Brasil

Presidente da República

Michel Temer

Ministro de Estado da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

Gilberto Kassab

Secretário Executivo

Elton Santa Fé Zacarias

Secretário de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento

Jailson Bittencourt de Andrade

Diretor do Departamento de Políticas e Programas de Ciências

Sávio Túlio Oselieri Raeder

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – ONU Meio Ambiente

Diretor Executivo da ONU Meio Ambiente

Erik Solheim

Diretor Regional da ONU Meio Ambiente para América Latina e Caribe

Leo Heileman

Representante da ONU Meio Ambiente no Brasil

Denise Hamú

EQUIPE TÉCNICA DO MCTIC

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Diretor Nacional do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Ricardo Vieira Araujo

Coordenador do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Antônio Marcos Mendonça

Coordenador Técnico do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Régis Rathmann

EQUIPE TÉCNICA

Andréa Nascimento de Araújo

Lidiane Rocha de Oliveira Melo

Marcela Cristina Rosas Aboim Raposo

Moema Vieira Gomes Corrêa (Diretora Nacional do Projeto até outubro de 2016)

Rodrigo Henrique Macedo Braga

Sonia Regina Mudrovitsch de Bittencourt

Susanna Erica Busch

EQUIPE ADMINISTRATIVA

Ana Carolina Pinheiro da Silva

Andréa Roberta dos Santos Campos

Maria do Socorro da Silva Lima

Ricardo Morão Alves da Costa

EQUIPE TÉCNICA DA ONU MEIO AMBIENTE

Francine Costa Vaurof

Patricia Taboada

Guilherme Sattamini

Maria Claudia Cambraia

AUTORES E COLABORADORES

Bruno Soares Moreira Cesar Borba (Coordenador)

Alexandre de Arruda Bitencourt

Alexandre Szklo

Annelys Machado Schetinger

Daniel Henrique Nogueira Dias

Emanuel Cella Simon

Leonardo de Arruda Bitencourt

Roberto Schaeffer

Revisão

Anna Cristina de Araújo Rodrigues

Projeto Gráfico

Capitular Design Editorial

Editoração e diagramação

Phábrica de Produções:

Alecsander Coelho, Daniela Bissiguini,

Ércio Ribeiro, Icaro Bockmann, Marcel Casagrande,

Marcelo Macedo, Paulo Ciola, Kauê Rodrigues

e Rodrigo Alves



Sumário

INTRODUÇÃO	21
1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	28
1.1 TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO	33
1.1.1 TECNOLOGIAS COM FIO.....	33
1.1.2 TECNOLOGIAS SEM FIO	35
1.1.3 APLICAÇÃO DAS TECNOLOGIAS.....	36
1.2 TECNOLOGIAS APLICÁVEIS AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	37
1.2.1 AUTOMAÇÃO DA TRANSMISSÃO	38
1.2.2 TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA (HVDC).....	38
1.2.3 DISPOSITIVOS FACTS	41
1.3 TECNOLOGIAS APLICÁVEIS AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	42
1.3.1 AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO	42
1.3.2 MEDIÇÃO INTELIGENTE	44
1.4 MICRORREDES	53
1.4.1 EXEMPLOS DE MICRORREDES NO MUNDO.....	55
1.4.1.1 Boston Bar – BC Hydro, Canadá, 2006.....	55
1.4.1.2 Microrrede de Bronsbergen Holiday Park – Holanda, 2008	56
1.4.1.3 Projeto Sendai – Japão, 2004.....	57
1.4.1.4 Projeto de Microrrede Alameda County Santa Rita Jail – Estados Unidos, 2012.....	59

2	ANÁLISE DOS IMPACTOS, CUSTOS E BENEFÍCIOS DAS REDES INTELIGENTES	62
2.1	INTEGRAÇÃO DE FONTES VARIÁVEIS DE ENERGIA	62
2.2	INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	65
2.2.1	MODOS DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	66
2.2.2	IMPACTOS NA CONFIABILIDADE E QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	66
2.3	INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	68
2.3.1	ESTUDO DE CASO – IMPACTO DA INTRODUÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE FLORIANÓPOLIS	70
2.3.1.1	<i>Celesc Distribuição</i>	72
2.3.1.2	<i>Taxa de motorização</i>	74
2.3.1.3	<i>Cenário base</i>	75
2.3.1.4	<i>Cenário veículos elétricos</i>	77
2.3.1.5	<i>Resultados</i>	80
2.4	PAPEL DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	88
2.4.1	<i>FLYWHEEL</i>	89
2.4.2	ARMAZENAMENTO ELETROQUÍMICO	89
2.4.2.1	<i>Baterias</i>	90
2.4.2.2	<i>Pilha combustível</i>	90
2.4.3	ÁGUA BOMBEADA	91
2.4.4	SUPERCAPACITORES	91
2.4.5	AR COMPRIMIDO	92
2.4.6	ESTUDO DE CASO – IMPACTO DA INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA REDE ELÉTRICA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA	93
2.4.6.1	<i>Descrição do cenário de simulação</i>	94
2.4.6.2	<i>Resultados</i>	101
2.5	CUSTOS E BENEFÍCIOS DAS REDES INTELIGENTES	106
2.5.1	ESTUDO DE CASO	114

3	BARREIRAS, OPORTUNIDADES E PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA AS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES NO BRASIL	116
3.1	BARREIRAS E COBENEFÍCIOS	116
3.1.1	BARREIRAS E COBENEFÍCIOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS	117
3.1.2	BARREIRAS E COBENEFÍCIOS REGULATÓRIOS.....	120
3.2	PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA.....	121
3.2.1	INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA	122
3.2.1.1	<i>Tecnológicos</i>	122
3.2.1.2	<i>Informação e educação</i>	123
3.2.1.3	<i>Instrumentos econômicos</i>	123
3.2.1.4	<i>Instrumentos de regulamentação técnica</i>	126
3.2.2	RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS PÚBLICAS	132
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	136
	REFERÊNCIAS.....	140



Listas de tabelas,
figuras, quadros e
siglas e abreviaturas

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais Investimentos Federais em Redes Inteligentes	32
Tabela 2 – Penetração das Tecnologias de Comunicação em Redes Inteligentes	37
Tabela 3 – Distribuição de Medidores por Região em Unidades de Baixa Tensão	48
Tabela 4 – Funcionalidades Utilizadas nos Medidores Eletrônicos de Baixa Tensão no Brasil.....	48
Tabela 5 – Principais Fabricantes de Medidores Eletrônicos no Brasil.....	49
Tabela 6 – Índice de Motorização Calculado para a Metodologia	75
Tabela 7 – Número Relativo de Violações de Corrente nos Ramos da Rede	82
Tabela 8 – Transformadores de Potência Instalados na SE Trindade	85
Tabela 9 – Energia Consumida no Ciclo do Alimentador e Perdas Técnicas.....	87
Tabela 10 – Síntese das Tecnologias de Armazenamento	88
Tabela 11 – Tarifas Adotadas para o Estudo de Caso	97
Tabela 12 – Valor da Energia Elétrica Injetada na Rede Elétrica Principal.....	97
Tabela 13 – Inversores Disponíveis para Utilização na Simulação	98
Tabela 14 – Kits Possíveis para Sistema Gerador Fotovoltaico	99
Tabela 15 – Sistemas Geradores Fotovoltaicos Disponíveis no Mercado	99
Tabela 16 – Opções de Composição do Sistema de Armazenamento	100

Tabela 17 – Fluxo de Caixa: Aquisição, Operação e Manutenção do Sistema...	101
Tabela 18 – Valores Obtidos no Horário do Posto Tarifário de Ponta	102
Tabela 19 – Valores Obtidos no Horário do Posto Tarifário Intermediário	102
Tabela 20 – Valores Obtidos no Horário do Posto Tarifário Fora de Ponta	103
Tabela 21 – Preço dos Equipamentos Aplicáveis a Redes Inteligentes	106
Tabela 22 – Participação dos Componentes no Custo do Medidor Inteligente	109
Tabela 23 – Custos e Benefícios das Redes Inteligentes no Brasil – Cenário Conservador	111
Tabela 24 – Custos e Benefícios das Redes Inteligentes no Brasil – Cenário Moderado	112
Tabela 25 – Custos e Benefícios das Redes Inteligentes no Brasil – Cenário Acelerado	111
Tabela 26 – Custo Nivelado das Redes Inteligentes no Brasil	114
Tabela 27 – Máximas Frequências de Operação Permitidas.....	129
Tabela 28 – Níveis de Harmônicos Permitidos pela IEEE 519	132

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura Hierárquica do Setor Elétrico	28
Figura 2 – Modelo Conceitual de Rede Inteligente	30
Figura 3 – Segmentos de Aplicação das Redes Elétricas Inteligentes	31
Figura 4 – Categorias Tecnológicas de uma Rede Elétrica Inteligente	31
Figura 5 – Exemplo de Comunicação por Meio de Rede PLC	34
Figura 6 – Custo pela Distância entre a Transmissão AC e DC	40
Figura 7 – Arquitetura Conceitual em Anel	43
Figura 8 – Vista Explodida do Medidor Monofásico	45
Figura 9 – Exemplos de Medidores Eletrônicos	47
Figura 10 – Módulos de um Medidor Inteligente	49
Figura 11 – Arquitetura do Sistema de Medição Inteligente	51
Figura 12 – Exemplos de Medidores Inteligentes	51
Figura 13 – Classificação dos Medidores Inteligentes de Acordo com a Aneel	52
Figura 14 – Diagrama Conceitual de Microrredes	54
Figura 15 – Diagrama Unifilar do Sistema BC Hydro Boston Bar	56
Figura 16 – Diagrama Esquemático da Microrrede de Bronsbergen Holiday Park.....	57
Figura 17 – Configuração do Sistema da Microrrede de Sendai	58
Figura 18 – Diagrama Unifilar da Microrrede de Santa Rita Jail	60
Figura 19 – Impacto do Aumento do Uso de Energia Renovável	61
Figura 20 – Impacto da Flexibilidade do Sistema e as Fontes Intermitentes	64
Figura 21 – Fluxograma Simplificado do Estudo de Caso	71
Figura 22 – Avaliação dos Impactos na Infraestrutura de Distribuição	72

Figura 23 – Alimentador TDE-07 Utilizado no Estudo de Caso.....	73
Figura 24 – Características dos Usuários Conectados ao Alimentador TDE-07.....	74
Figura 25 – Curva Representativa Classe Residencial – 100 – 160 kWh/mês	76
Figura 26 – Curva Representativa Classe Comercial – 500 – 1000 kWh/mês ...	76
Figura 27 – Distribuição de Frequência da Distância Média Anual Percorrida por Veículos Leves	77
Figura 28 – Curva de Deplecionamento de Baterias para Veículos Elétricos em Florianópolis.....	78
Figura 29 – Percentual de Veículos em Conexão com a Rede de Distribuição....	79
Figura 30 – Valor Esperado da Menor Tensão no Sistema Analisado.....	80
Figura 31 – Sobrecargas em Transformadores de Distribuição	84
Figura 32 – Potência Esperada na SE Trindade	86
Figura 33 – Componentes de um <i>Flywheel</i>	89
Figura 34 – Diagrama Esquemático da PHESS.....	91
Figura 35 – Diagrama Esquemático do funcionamento do CAESS.....	92
Figura 36 – Curva de Carga Diária Média no Brasil (kW).....	94
Figura 37 – Diagrama Esquemático do Cenário Abordado.....	95
Figura 38 – Diagrama Explicativo Referente aos Postos Tarifários	96
Figura 39 – Curva de Irradiância Solar Global Diária	100
Figura 40 – Comparação entre Curva de Carga de Consumo e Curva de Potência Proveniente da Rede Elétrica	104
Figura 41 – Comparação entre Curvas de Geração Solar Fotovoltaica, Carregamento do Banco de Baterias e Potência Proveniente da Rede Elétrica	104
Figura 42 – Comparação entre Carga de Consumo, Geração Solar e Descarregamento do Banco de Baterias.....	105

Figura 43 – Comparação da Potência Injetada na Rede Elétrica, Geração Solar e Curva de Descarga da Bateria	106
Figura 44 – Percentual de Perdas de Energia Elétrica no Setor de Distribuição	107
Figura 45 – Frequências dos Sistemas Resultantes no Evento de 11/2006	120
Figura 46 – Modos de Limitação de Potência Ativa para Fazendas Eólicas	127
Figura 47 – Requisito para Suporte de Frequência segundo o Código Alemão	128
Figura 48 – Requisito para Suporte de Frequência segundo o Código Irlandês	129
Figura 49 – Curva LVRT Definida pelo ONS para Geradores Eólicos	130
Figura 50 – Requisito de Injeção de Potência Reativa segundo o Código Alemão	131

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Elementos do Medidor Monofásico.....	46
Quadro 2 – Funcionalidades Disponíveis nos Medidores Eletrônicos.....	46
Quadro 3 – Definição dos Postos Tarifários	95
Quadro 4 – Sistema de Bandeiras Tarifárias	96
Quadro 5 – Condições de Reconexão segundo Alguns Padrões.....	131
Quadro 6 – Resumo de Medidas, Barreiras, Instrumentos e Cobenefícios de Redes Inteligentes.....	133

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

ABINEE	– Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	– Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	– Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ADA	– <i>Advanced distribution automation</i>
AGC	– <i>Automatic generation control</i>
AMI	– <i>Advanced metering infrastructure</i>
AMM	– <i>Advanced meter management</i>
AMR	– <i>Automated metering Reading</i>
AMS	– <i>Assets management system</i>
ANATEL	– Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	– Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANSI	– American National Standards Institute
BAM	– Bandeira amarela
BEV	– <i>Battery electric vehicle</i>
BNDES	– Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BSS	– <i>Base station system</i>
BVD	– Bandeira verde
BVM	– Bandeira vermelha
CA	– Corrente alternada
CAESS	– <i>Compressed air energy storage system</i>
CC	– Corrente contínua
CCC	– Conta de Consumo de Combustíveis
CCM	– Centro de controle de medição
CELESC	– Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CERTS	– Consortium for Electric Reliability Technology Solutions
CGEE	– Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CIS	– <i>Custumer information system</i>
CMO	– Custo marginal de operação

CO₂ – Dióxido de carbono
COFINS – Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social
CRE – Françoise Commission de Régulation de l'Énergie
CTCN – Climate Technology Centre and Network
DER – *Distributed energy resources*
DERMS – *Distributed energy resource management system*
DIC – Duração de interrupção por unidade consumidora
DMIC – Duração máxima de interrupção por unidade consumidora
DMS – *Distribution management system*
DRC – Duração relativa da transgressão de tensão crítica
DRP – Transgressão de tensão precária
DSM – *Demand side management*
DVR – *Dynamic voltage restorer*
EMS – *Energy management system*
END – Energia não distribuída
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPRI – Electric Power Research Institute
ERDF – Electricité Réseau Distribution France
ESS – *Energy storage system*
EUA – Estados Unidos da América
FACTS – *Flexible AC transmission system*
FESS – *Flywheel energy storage system*
FIC – Frequência de interrupção por unidade consumidora
FRT – *Fault ride through*
FV – Fotovoltaica
GCF – Green Climate Fund
GD – Geração distribuída
GE – General Electric
GEE – Gás de efeito estufa
Ghz – *Line-of-sight*
GHz – *Nnon-line-of-sight*

GIS – *Geographic information system*
GLD – Gerenciamento pelo lado da demanda
GNV – Gás natural veicular
GPRS – *General packet radio service*
GPS – *Global positioning system*
GSM – *Global system for mobile communications*
GTO – *Gate turn-off thyristor*
GW – Gigawatt
HEV – *Hybrid electric vehicle*
HVDC – *High voltage direct current*
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IEA – International Energy Agency
IEC – International Electrotechnical Commission
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT – *Insulated gate bipolar transistors*
IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis
INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IP – *Internet protocol*
IPS – *Integrated power supply*
IPUF – Instituto de Planejamento Urbano de Florianópolis
IUT – *Inteligente universal transformer*
Kbps – Quilobytes por segundo
Km – Quilômetro
kV – Quilovolt
kVAr – Quilovolt ampère reativo
kWh – Quilowatt-hora
kWp – Quilowatt-pico
LAN – *Local area network*
LCC – *Line commutated converter*
LiFePO₄ – *Lithium iron phosphate*

LVRT – *Low voltage ride through*
MAN – *Metropolitan area network*
Mbps – Megabytes por segundo
MCFC – *Molten carbonate fuel cell*
MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MDIC – Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços
MDM – *Meter data management*
MME – Ministério de Minas e Energia
MPQSS – Experimental Study of Multi Power Quality Supply System
MW – Megawatt
NEC – National Electric Code
NEDO – New Energy and Industrial Technology Development Organization
NMS – *Network management system*
OMS – *Outage management system*
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSS – *Operation and support system*
P&D – Pesquisa e desenvolvimento
PADIS – Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays
PAFC – *Phosphoric acid fuel cell*
PATVD – Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Equipamentos para TV Digital
PHESS – *Pumpedhydro energy storage system*
PHEV – *Plug-in hybrid vehicle*
PIS/PASEP – Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PLC – *Power line communication*
PMU – Phasor measurement units
PNT – Perdas não técnicas
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST – Procedimentos de distribuição

REIDI – Regime Especial de Incentivo ao Desenvolvimento à Infraestrutura

REN – Resolução normativa

RGR – Reserva Global de Reversão

SAE – Sociedade de Engenheiros Automotivos

SCADA – *Supervisory control and data acquisition*

SE – Subestação

SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

SIN – Sistema Interligado Nacional

SMC – Sistemas de medição centralizada de energia elétrica

SOC – *State of charge*

SS – *Switching system*

SSSC – *Static synchronous series compensator*

STATCOM – *Static synchronous compensator*

SVC – *Static var compensator*

TCSC – *Thyristor controlled series compensation*

TE – Tarifa de energia

TI – Tecnologia de informação

TIC – Tecnologias da informação e comunicações

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TV – Televisão

UE – União Europeia

UFF – Universidade Federal Fluminense

UHV DC – *Ultra high voltage direct current*

UPFC – *Unified power flow controller*

VE – Veículo elétrico

VSC – *Voltage source converter*

WAMPAC – *Wide area monitoring, protection and control*

WAN – *Wide area network*

WEF – World Economic Forum

WMS – *Work management system*



Introdução

INTRODUÇÃO

O tema redes elétricas inteligentes é iminente e provocador de novas oportunidades de negócios no setor elétrico, permitindo o fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento e o consumidor. De fato, as redes inteligentes representam uma tendência de modernização do sistema elétrico em curso em alguns países, ainda que em estágio embrionário de evolução.

Assim, os sistemas elétricos devem passar, nos próximos anos, por mudanças significativas provenientes da integração com as infraestruturas de tecnologias da informação e comunicações, também devendo estar preparados para o advento dos veículos elétricos e o aumento significativo das fontes de geração distribuída.

Dessa forma, faz-se necessário um estudo detalhado das principais tecnologias utilizadas e em fase de desenvolvimento, que podem ser aplicadas nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e do consumidor, de modo a proporcionar a transição para um novo modo de operação inteligente da rede. Como o maior impacto da implantação de redes inteligentes ocorreria, por hipótese, no segmento de distribuição de energia, este será estudado com maior grau de detalhamento.

Os principais motivos para um processo de maior automação e controle do setor elétrico incluem a necessidade de integração de fontes renováveis e intermitentes de geração de energia elétrica de forma eficiente à rede (tanto centralizada quanto descentralizada), assim como possibilidade de gerenciamento da demanda por parte do consumidor, permitindo a implantação de projetos de eficiência energética e a entrada de veículos elétricos. Esse quadro possibilitará a implantação das cidades inteligentes e viabilizará, além da maior atuação e interação do consumidor no controle do consumo de energia elétrica, melhoria da qualidade e operação mais eficiente do sistema elétrico.

Cabe destacar que, no caso brasileiro, a adoção massiva do conceito de redes inteligentes pelas concessionárias de distribuição requer orquestração do governo federal, mobilizando ministérios e agências reguladoras, em face dos diversos aspectos e oportunidades de desenvolvimento industrial e tecnológicos envolvidos, bem como a necessidade de se dar corretos incentivos e sinais regulatórios para as concessionárias de distribuição. Do mesmo modo, atenção especial deverá ser dada aos consumidores, tanto na correta comunicação dos benefícios e custos associados quanto na educação para o uso mais racional de energia elétrica em resposta a sinais adequados nas tarifas.

Nesse aspecto, este estudo tem por objetivo apresentar as características gerais, os impactos, custos e benefícios associados à implementação das redes elétricas inteligentes no Brasil. Destaca-se que, ainda que a rede inteligente sirva para amparar maior penetração de geração distribuída em edificações, introdução de veículos elétricos etc., o foco é na própria rede inteligente, cabendo aos setores específicos tratar dos seus aspectos setoriais (no exemplo, o setor de edificações e o setor de transporte, respectivamente). Ademais, este trabalho analisa as barreiras de mercado e as oportunidades para as medidas relacionadas às redes elétricas inteligentes, assim como são propostos mecanismos de políticas públicas para superar as barreiras identificadas no setor. Este estudo servirá de auxílio para a análise integrada do setor energético nacional a ser realizada no Componente 2 do projeto “Opções de mitigação de emissões de GEE em setores-chave do Brasil”.

O estudo está dividido em quatro capítulos, além da introdução. No primeiro capítulo, serão discutidas as características gerais das redes elétricas inteligentes, sendo apresentadas as tecnologias de comunicação e as tecnologias aplicáveis aos segmentos de transmissão e distribuição, assim como exemplos de microrredes pelo mundo. No segundo capítulo, serão analisados os impactos e benefícios da implantação de uma rede elétrica inteligente. Para tal, foram realizados três estudos de caso tratando da integração de veículos elétricos, integração de geração distribuída fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia e custos das redes inteligentes. No terceiro capítulo, apresentam-se as barreiras existentes, cobenefícios relativos à consolidação das redes elétricas inteligentes no Brasil e possíveis instrumentos de políticas públicas, com foco nas distribuidoras de energia elétrica, para viabilizar a entrada em larga escala das redes inteligentes. No quarto e último capítulo, encontram-se as considerações finais do estudo.



Características gerais das redes elétricas inteligentes

Capítulo

1

1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Atualmente, o sistema elétrico é composto essencialmente de geração, rede de transmissão, rede de subestações e distribuição e usuários de energia elétrica. A geração é predominantemente centralizada em grandes usinas conectadas à rede de transmissão, e as redes de distribuição alimentam consumidores industriais, comerciais e residenciais. Em uma estrutura hierárquica, o topo da cadeia fornece energia a milhares de consumidores situados em sua base, conforme apresentado na Figura 1.

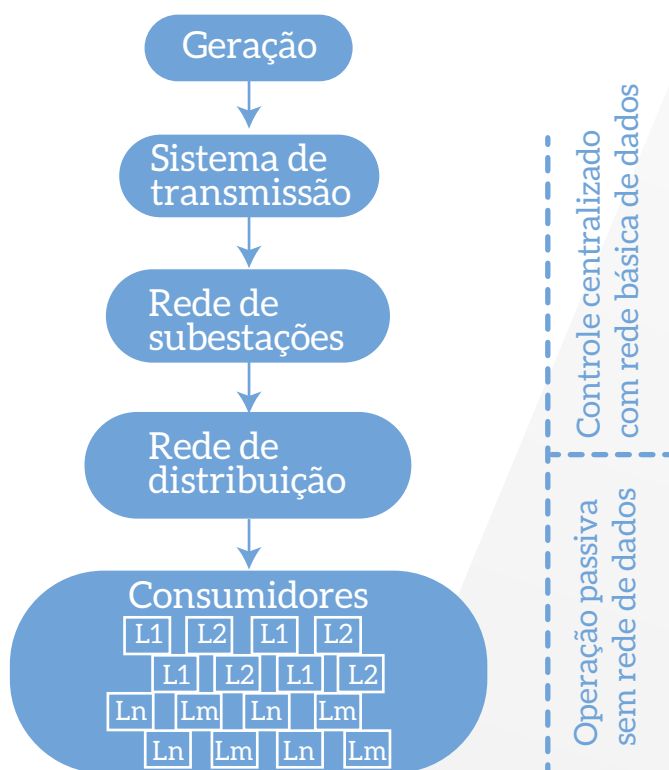


Figura 1 – Estrutura Hierárquica do Setor Elétrico

Fonte: CGEE, 2012

O sistema elétrico tem como principal característica o fluxo de potência unidirecional, isto é, a energia elétrica é transmitida de forma hierárquica e centralizada de grandes usinas geradoras até o consumidor, sem a possibilidade de inversão de fluxo. Os consumidores, por sua vez, são agentes passivos na cadeia produtiva da energia elétrica.

Diferentemente de outras indústrias de rede, o setor elétrico, em especial na medição de energia elétrica no consumo final, é composto por equipamentos analógicos e eletromecânicos que, devido à ausência de monitoramento remoto, se tornam mais propensos a falhas e mais passíveis de fraudes. A prática de gestão de interrupções, por sua vez, depende da notificação do consumidor para a concessionária informando a queda de energia (PRATT et al., 2010). Esse quadro leva a um volume significativo de energia elétrica perdida, no caso de 4%-10%, na Europa, e de mais de 50% em algumas cidades em desenvolvimento (WEF, 2009).

Com o intuito de reduzir perdas técnicas, melhorar o desempenho da operação e promover a entrada em larga escala de fontes renováveis no sistema elétrico, um novo modelo de sistema elétrico torna-se necessário. Uma alternativa para o atendimento da demanda com segurança e sustentabilidade inclui a coexistência de geração centralizada e geração descentralizada. Assim, milhares de usuários poderão ter geração própria, tornando-se, simultaneamente, produtores e consumidores de energia elétrica.

Contudo, a inserção de fontes renováveis na rede de distribuição, principalmente nas instalações em baixa tensão, aumenta a complexidade da operação do sistema de distribuição (CGEE, 2012). Esse cenário torna-se particularmente interessante no Brasil diante do crescimento acentuado da demanda de energia elétrica, da ordem de 4% ao ano (EPE, 2014a), e das limitações ambientais para a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios.

Assim, os sistemas elétricos devem passar, nos próximos anos, por mudanças significativas provenientes da integração com as infraestruturas de tecnologias da informação e comunicações (TIC), também devendo estar preparados para o advento dos veículos elétricos, o aumento significativo das fontes de geração distribuída e as diferentes ações de eficiência energética. Essa nova concepção de rede tornará o sistema automatizado ou inteligente (*smart grid*). De acordo com Falcão (2009), algumas características geralmente atribuídas às redes inteligentes são:

- Autorrecuperação: capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede;
- Empoderamento do consumidor: habilidade de incluir equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- Tolerância a ataques externos: capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e ciberataques;
- Qualidade de energia: preparo para prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;
- Acomodação de grande variedade de fontes e demandas: capacidade de integrar de forma transparente (*plug and play*) uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologia;
- Redução do impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade: capacidade de reduzir perdas e utilizar fontes de baixo impacto ambiental;
- Viabilização e beneficiamento de mercados competitivos de energia: capacidade de favorecer o mercado varejista e a microgeração.

Essas características poderão ser alcançadas pela introdução das seguintes áreas de inovação tecnológica:

- Automação e controle digital da rede elétrica, utilizando controles eletrônicos inteligentes capazes de antecipar-se a perturbações e corrigi-las antes que ocorram;

- Introdução de medição inteligente com a capacidade de funcionar como portal inteligente do consumidor que permitirá a disponibilização de sinais de preço e outras informações;
- Integração de um grande número de fontes de geração e armazenamento de energia de pequena e média capacidade, intermitentes ou contínuas, permitindo ao consumidor comprar e vender energia da rede.

A implantação de redes elétricas inteligentes como principal instrumento de modernização do setor de energia elétrica tem sido uma temática debatida no âmbito mundial. Trata-se de um modelo tecnológico com relativa complexidade conceitual, em que é considerada uma vasta diversidade de tecnologias, de equipamentos e de fabricantes, com inúmeros benefícios, provenientes da efetiva implantação, a toda cadeia de provimento e consumo de energia elétrica.

Essencialmente, o conceito de redes inteligentes está relacionado à abordagem da rede de energia elétrica dotada de tecnologias digitais e recursos computacionais e de comunicação avançados, com o intuito de monitorar e gerenciar a eletricidade ao longo da estrutura de transporte e distribuição aos consumidores finais (IEA, 2011a). Figura 2 exhibe o modelo conceitual das redes inteligentes, onde há comunicação bidirecional entre praticamente todos os agentes do setor.

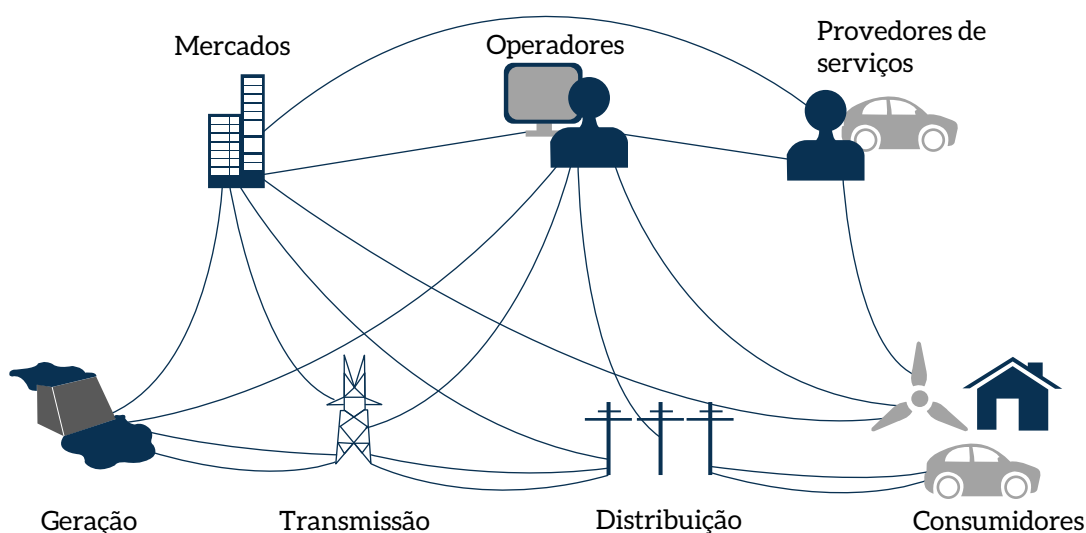


Figura 2 – Modelo Conceitual de Rede Inteligente

Fonte: CGEE, 2012

O cerne das redes inteligentes é a infraestrutura de comunicação, que permitirá alterações em vários segmentos que compõem o sistema de energia elétrica, com maior ou menor intensidade. Cabe destacar que algumas técnicas atualmente consideradas nesse processo surgiram antes mesmo do conceito de redes inteligentes ser identificado e nomeado. O processo de automação do sistema elétrico é antigo e tem sido desenvolvido ao longo dos anos. Entretanto, o enorme desenvolvimento das TIC ocorrido nos últimos anos, aliado a mudanças estruturais na organização dos sistemas elétricos e fatores socioambientais, vem produzindo modificações substanciais nesse processo. Figura 3 apresenta o conceito tecnológico das redes inteligentes aplicado aos diferentes segmentos do sistema elétrico.

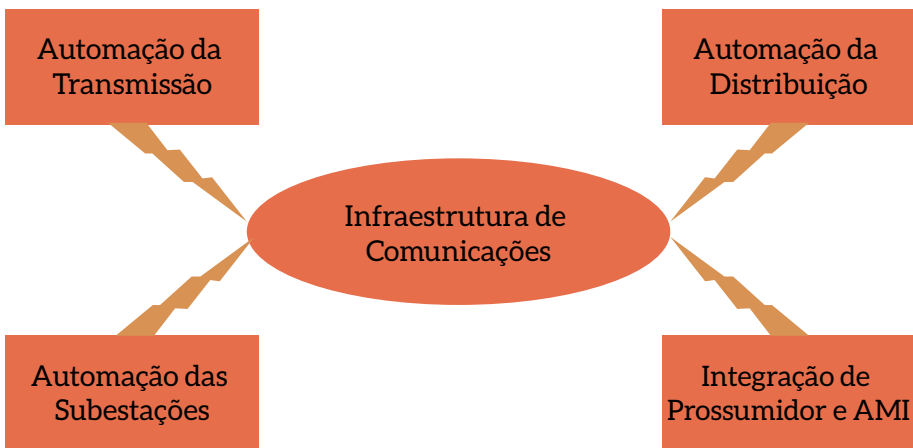


Figura 3 – Segmentos de Aplicação das Redes Elétricas Inteligentes

Fonte: FALCÃO, 2009

A introdução das redes inteligentes produzirá uma convergência acentuada entre as infraestruturas de geração, transmissão e distribuição de energia e a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados. Essa convergência de tecnologias exigirá o desenvolvimento de novos métodos de controle, automação e otimização da operação do sistema elétrico, com forte tendência para utilização de técnicas de resolução distribuída de problemas baseadas na utilização de multiagentes (CGEE, 2012). A Figura 4 mostra as diversas mudanças necessárias nas redes elétricas atuais.

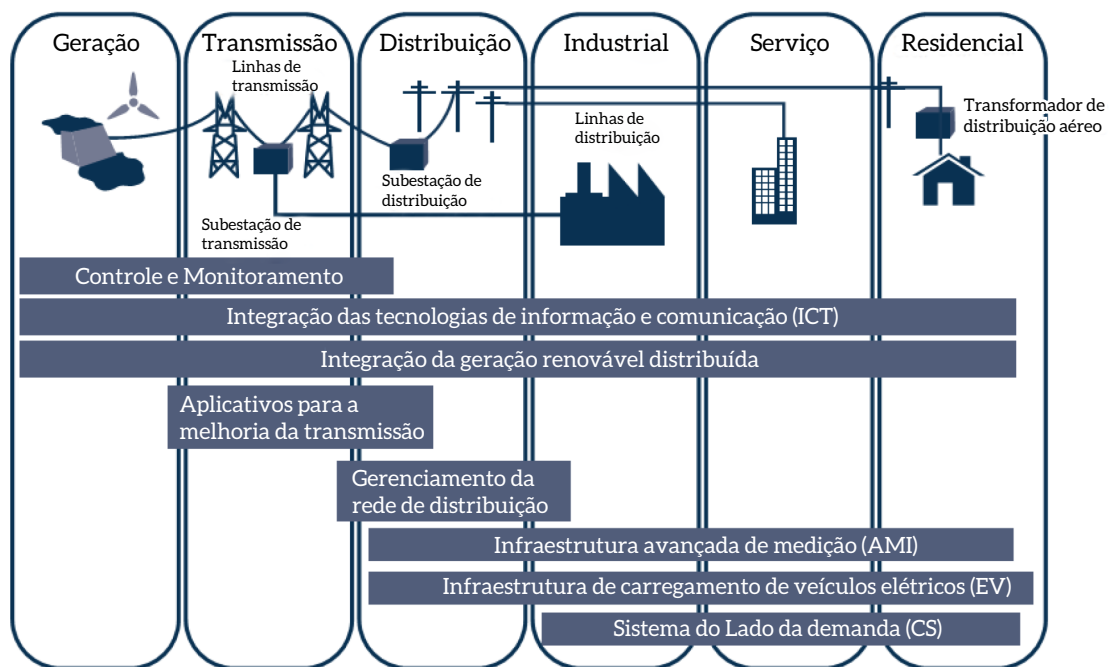


Figura 4 – Categorias Tecnológicas de uma Rede Elétrica Inteligente

Fonte: CGEE, 2012

Todavia, as grandes mudanças devem ocorrer entre a distribuição e os pequenos consumidores, pois as grandes plantas de geração e o sistema de transmissão já dispõem de grande parte da automatização disponível até como requisito para a estabilidade alcançada atualmente. De fato, para os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, a principal importância da tecnologia de informação e comunicação é a integração com as novas fontes de energia renováveis (WISSNER, 2011). Outra possibilidade, em especial para a geração de energia elétrica, é a usina virtual, onde diferentes fontes atuam de forma coordenada e inteligente para suprir a demanda de forma ótima (MARKOVIC et al., 2013).

Para o segmento da distribuição de energia elétrica, o maior benefício se dará pela aplicação de medidores inteligentes e automação de equipamentos, que permitirão controlar em tempo real o estado de toda a rede, balancear as cargas, prever a interrupção do fornecimento de energia, detectando e isolando automaticamente as faltas, reconfigurando e restaurando o fornecimento do serviço, além de fazer o controle de tensão e do fluxo de potências. Dessa forma, a rede de distribuição e a integração de geração nesse nível devem ser os grandes responsáveis pelas mudanças no sistema elétrico de potência com a entrada das redes inteligentes, bem como a criação de diversos serviços, como: gerenciamento de energia de edificações, gerenciamento de faturas de energia e instalação e manutenção de equipamentos de geração e comunicação.

De fato, um importante aspecto relacionado com o sistema de distribuição diz respeito à recomposição do fornecimento, que, em geral, pode acontecer por meio da operação manual de chaves entre alimentadores, da operação remota do sistema em religadores e chaves seccionadoras, ou por meio de equipamentos inteligentes que, operando de forma automática, dão capacidade ao sistema de se autorrecuperar (*self-healing*), no caso da existência de uma rede inteligente.

Em 2010, havia cerca de 90 projetos-pilotos de redes elétricas inteligentes no mundo e, em 2011, foram catalogados 219 projetos relacionados a redes inteligentes na Europa. Ações federais têm estimulado o desenvolvimento de redes inteligentes que, em sua maioria, são focados no desenvolvimento de infraestrutura e de serviços de medição inteligente (CGEE, 2011). Em 2010, havia cerca de 90 projetos-pilotos de redes elétricas inteligentes no mundo e, em 2011, foram catalogados 219 projetos relacionados a redes inteligentes na Europa. Ações federais têm estimulado o desenvolvimento de redes inteligentes que, em sua maioria, são focados no desenvolvimento de infraestrutura e de serviços de medição inteligente (CGEE, 2012). A Tabela 1 lista os principais investimentos federais e privados no mundo em 2010 e as estimativas para os próximos anos.

Tabela 1 – Principais Investimentos Federais em Redes Inteligentes

País	Investimentos Federais (em 2010)	Estimativas de investimentos federais e privados (próximos anos)
Austrália	US\$ 360 milhões	US\$ 240 bilhões (até 2030)
China	US\$ 7,3 bilhões	US\$ 100 bilhões (2011-2016)
Coreia do Sul	US\$ 824 milhões	US\$ 24 a 30 bilhões (até 2030)
EUA	US\$ 7,1 bilhões	US\$ 1,5 trilhão (até 2030)
Índia	Não disponível	US\$ 26,2 bilhões (2010-2015)
Japão	US\$ 849 milhões	US\$ 1,7 trilhão (até 2030)
União Europeia	US\$ 1,76 bilhão	US\$ 1,88 trilhão (até 2030)

Fonte: CGEE, 2012

Observa-se que, até o ano de 2010, China, EUA e os países da União Europeia (UE) realizaram os maiores investimentos em ações de desenvolvimento em redes inteligentes, totalizando mais de US\$ 16 bilhões. Para as próximas duas décadas, estima-se que UE, Japão e EUA serão os países com as maiores quantias investidas para a implantação das redes inteligentes nacionais. Tais países serão acompanhados pelos investimentos nacionais dos países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil, com projetos e implantações consideráveis para as modernizações das respectivas redes elétricas (CGEE, 2012).

1.1 TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO

As tecnologias de comunicação podem ser classificadas de duas maneiras: com fio e sem fio. A tecnologia com fio é superior à sem fio em termos de confiabilidade, segurança e largura de banda (medida da capacidade de transmissão de determinado meio geralmente em kbps ou Mbps), pois os cabos são fáceis de instalar e não sofrem interferências de outras fontes de dados (ANCILLOTTI et al., 2013). Além disso, os equipamentos são geralmente mais baratos quando comparados aos da tecnologia sem fio, assim como o custo da manutenção. Entretanto, a rede sem fio tem baixos custos de instalação e uso mínimo de cabos. Recentes avanços na tecnologia sem fio aumentaram a velocidade na taxa de transferência de dados comparada às redes com fio (REIS, 2012). A principal tecnologia para comunicação com fio é *power line communication* (PLC), enquanto a comunicação sem fio pode ser feita por diferentes tecnologias, com destaque para ZigBee, WiFi, WiMAX, GSM e DASH7, conforme detalhado nos próximos itens.

1.1.1 TECNOLOGIAS COM FIO

PLC é uma tecnologia de comunicação que utiliza as linhas de distribuição existentes. Ela vem sendo estudada há 20 anos e, como resultado, têm-se atualmente faixas de frequência de 3 a 500 kHz com taxa de transmissão de até 500 kbps para banda estreita e 2 a 250 MHz para banda larga com uma taxa de transmissão de até 200 Mbps (USMAN; SHAMI, 2013; MUDRIIEVSKYI, 2014). Entretanto, a banda larga não cobre mais do que 8 km, enquanto a banda estreita alcança distâncias de até 250 km (ANCILLOTTI et al., 2013).

Sendo assim, existem duas aplicações de PLC: a interior (*indoor*) e a exterior (*outdoor*). A primeira, realizada em banda estreita, é voltada para o uso de áreas internas residenciais, comerciais e industriais, podendo chegar a todas as tomadas. Na segunda aplicação, em banda larga, a transmissão de dados é feita por meio de uma rede de média ou baixa tensão, para supervisão e controle da transmissão dentro do conceito de rede elétrica inteligente (CGEE, 2012).

Para a utilização da tecnologia PLC, são necessários os seguintes equipamentos: modem PLC, concentrador, repetidor, equipamento de subestação e unidades de acoplamento (CGEE, 2012). A Figura 5 ilustra um exemplo de comunicação por meio de uma rede PLC.

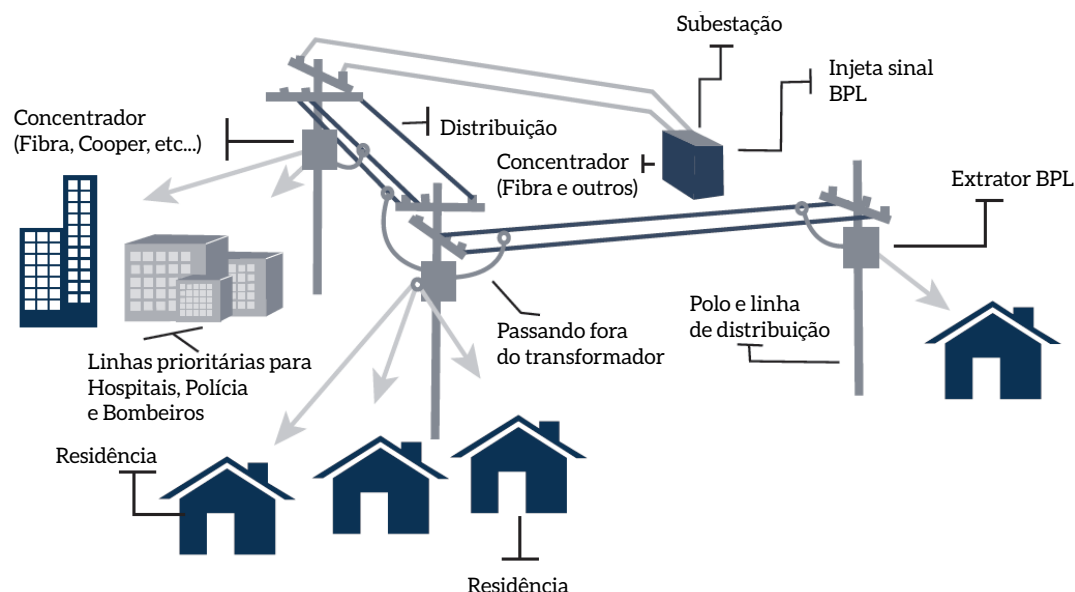


Figura 5 – Exemplo de Comunicação por Meio de Rede PLC

Fonte: CGEE, 2012

As vantagens dessa tecnologia são a alta taxa de transferência e a redução de custos de implantação do sistema, uma vez que as redes já existem. A falta de tecnologia comprovada para a implantação em média tensão (13,8 kV, 34 kV), a forte atenuação do sinal em rede de distribuição e as regulações estabelecidas para as concessionárias são, no momento, as desvantagens dessa tecnologia (CGEE, 2012).

Outra tecnologia de comunicações com fio é a fibra óptica, que permite que a informação seja enviada usando pulsos de luz através de uma fibra fina e transparente de vidro ou plástico. Seus elementos básicos são: transmissor óptico, cabos de fibras ópticas, receptor óptico, juntas e conectores ópticos, acopladores ou divisores ópticos, multiplexadores/demultiplexadores ópticos e amplificadores ópticos (CGEE, 2012; IEC, 2014).

Elas podem ser aplicadas em todos os tipos de rede de comunicação: nas redes de longa distância (WAN), nas redes metropolitanas (MAN) e nas redes de área local (LAN).¹ Entretanto, no último caso, a aplicação ainda é onerosa, o que torna o uso residencial menos rentável (DUTTON, 1998; CGEE, 2012).

As vantagens da comunicação em fibra ótica são: grande largura de banda, baixa atenuação, tamanho e peso reduzidos, imunidade a interferências eletromagnéticas, segurança na transmissão, isolamento elétrico, fiabilidade e facilidade de manutenção, matéria-prima abundante. O alto custo e a dificuldade no processo de produção, a robustez mecânica, a falta de padronização dos componentes ópticos e a complexa adaptação a sistemas de múltiplo acesso são algumas das desvantagens da utilização da fibra óptica (CGEE, 2012; IEC, 2014).

¹ É usual dividir as redes de comunicação em categorias, de acordo com a área de cobertura: *local area network* (LAN) – rede local que cobre uma área geográfica reduzida, tipicamente um escritório ou uma empresa. *Metropolitan area network* (MAN) – rede metropolitana, tipicamente uma cidade ou região, resultado da interligação de várias LAN. *Wide area network* (WAN) – rede que está dispersa por uma grande área geográfica.

1.1.2 TECNOLOGIAS SEM FIO

ZigBee é uma tecnologia de comunicação sem fio que utiliza o padrão IEEE 802.15.4, tendo sido desenvolvida pela ZigBee Alliance e opera nas bandas 868 Mhz, 915 MHz e 2,4 GHz. Com uma transmissão de dados de até 300 kbps, essa tecnologia é popular em automação de casas (USMAN; SHAMI, 2013) e fornece suporte aos medidores inteligentes com as seguintes funcionalidades: portal de serviços de energia, comunicação de termostato programável, dispositivos de controle de carga e dispositivos mudos (dispositivos que não se comunicam, como uma geladeira) (BILGIN; GUNGOR, 2012).

As vantagens do ZigBee são o baixo custo e o baixo consumo de energia. Com isso, ele se torna ideal para a coleta e análise de dados. Entretanto, sua baixa transmissão de dados não atende as necessidades que requerem alta largura de banda de rede (BILGIN; GUNGOR, 2012).

A tecnologia WiFi é a mais popular dentre as tecnologias sem fio e tornou-se uma possível solução para redes elétricas inteligentes devido a sua eficiência e por ser uma tecnologia madura. Ela utiliza o padrão IEEE 802.11, atua em uma banda de 2,4 GHz e, mediante técnicas de modulação, alcança uma velocidade de transmissão de dados de até 11 Mbps em ambientes internos, onde o alcance é de 30 a 40 metros, e 1 Mbps em ambientes externos, sendo o seu alcance de 90 a 100 metros (GOLDSMITH, 2005; USMAN; SHAMI, 2013).

Dentre as vantagens dessa tecnologia, podem-se citar: rede baseada em IP (*internet protocol*) para conexões, alcance operacional satisfatório através de paredes e outras barreiras, alta transferência de dados, baixo consumo de energia e segurança de nível governamental para garantir a integridade das comunicações (LI et al., 2014).

A tecnologia sem fio WiMAX, concebida em 2001, foi desenvolvida para atender longas distâncias (7 a 10 km) em banda larga (até 100 Mbps), principalmente em áreas rurais e suburbanas (ANCILLOTTI et al., 2013). Essa tecnologia, que utiliza o padrão IEEE 802.16, usa duas bandas de frequência – uma de 11 a 66 GHz (*line-of-sight*) e outra de 2 a 11 GHz (*non-line-of-sight*) – e atualmente conta com transmissão de dados de 70 Mbps que cobrem 50 km (BANERJI; CHOWDHURY, 2013; USMAN; SHAMI, 2013).

A tecnologia WiMAX oferece alta taxa de transferência de dados, conexão automática com a rede, juntamente com baixos custos de instalação e grande área de cobertura para o *smart grid*. Contudo, algumas áreas dessa tecnologia necessitam de mais estudos, como otimização, apoio a mobilidade, monitoramento de ambientes e segurança (USMAN; SHAMI, 2013).

A GSM (*global system for mobile communications*) é a tecnologia para celular mais difundida no mundo (USMAN; SHAMI, 2013) e foi desenvolvida com o intuito de unificar, com padrão único, a comunicação baseada na telefonia móvel. Ela operava com uma faixa de banda inicialmente de 900 MHz, porém essa faixa foi estendida para até 1.990 MHz. O sistema GSM pode ser dividido em três grandes grupos: sistema de chaveamento (*switching system* – SS), sistema da estação de base (*base station system* – BSS) e sistema de operação e suporte (*operation and support system* – OSS). Seu sistema digital de transmissão de dados alcança uma taxa de transferência de até 270 kbps (HEINE, 1999; IEC, 2006).

Essa tecnologia tem inúmeras aplicações, como monitoramento, automação e controle de carga em redes domésticas, além de medição, proteção e automação de subestações. O GSM, de fato, é a segunda maior tecnologia desenvolvida de comunicação, apenas atrás do telefone fixo, o que a torna uma grande competidora para as aplicações do *smart grid* (USMAN; SHAMI, 2013). Uma das maiores questões é a qualidade de serviço, que cai em horários de pico devido ao congestionamento da rede. Este é um grande desafio para as subestações, onde a proteção e o monitoramento remoto requerem alta confiabilidade.

A tecnologia GPRS (*general packet radio service*), por sua vez, é a evolução da tecnologia GSM, tendo como algumas das vantagens maior taxa de transferência de dados, conexão direta e custo de implementação reduzido. A transmissão da voz seria feita pelo sistema GSM, enquanto a transmissão de dados passaria a ser feita pelo sistema GPRS. Assim, a transmissão de dados e voz passou a ser simultâneo (GRANBOHM; WIKLUND, 1999).

Por fim, DASH7 é uma tecnologia sem fio que utiliza o padrão ISSO/IEC 18000-7, desenvolvida para dispositivos com identificação da frequência de rádio, operando em uma banda de 433 MHz. Tem alcance típico de 250 metros que pode ser expandido até 5 km com taxas de transferência nominal de 28 kbps e máxima de 200 kbps (USMAN; SHAMI, 2013). O consumo de potência dos equipamentos é muito baixo, resultando em um tempo de vida das baterias bem longo (NORAIR, 2009).

O início dessa tecnologia foi em uso militar nos Estados Unidos, mas, com seu potencial, tornou-se uma tecnologia comercial e, atualmente, suas aplicações são: publicidade móvel, serviços baseados em localização, sistema de multas, como “pardais”, logística, automação de construções, controle de acesso e *smart grids* (USMAN; SHAMI, 2013).

1.1.3 APLICAÇÃO DAS TECNOLOGIAS

Diante do caráter amplo do conceito de redes inteligentes, o uso das tecnologias de informação não se restringe apenas à aplicação na medição inteligente. De fato, a natureza híbrida do *smart grid* faz com que algumas tecnologias sejam mais aplicáveis em algumas áreas em relação a outras. A Tabela 2 resume a penetração das tecnologias de comunicação em *smart grid* em diferentes áreas da geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.

Tabela 2 – Penetração das Tecnologias de Comunicação em Redes Inteligentes

Segmento de Aplicação		Estágio de penetração por tipo de tecnologia					
		PLC	ZigBee	WiFi	WiMax	GSM e GPRS	DASH7
Geração	Convencional	Em desenvolvimento	Fase de projeto	Fase de projeto	Fase de projeto	Em uso	Fase de projeto
	Distribuída (energia renovável)	Em desenvolvimento	Fase de projeto	Em desenvolvimento	Fase de projeto	Em uso	Fase de projeto
Transmissão	Monitoramento e proteção de linhas	Em uso	Em desenvolvimento	Fase de projeto	Fase de projeto	Em uso	Fase de projeto
	Monitoramento de isoladores	Em uso	Em desenvolvimento	Em desenvolvimento	Em desenvolvimento	Fase de projeto	Fase de projeto
	Monitoramento e controle de Facts	Em uso	Em desenvolvimento	Fase de projeto	Em desenvolvimento	Em uso	Fase de projeto
Distribuição	Proteção e automação de subestações	Em uso	Fase de projeto	Em uso	Fase de projeto	Em uso	Fase de projeto
	Monitoramento e proteção de linhas	Em uso	Fase de projeto	Em desenvolvimento	Em desenvolvimento	Em uso	Fase de projeto
	Monitoramento e proteção de equipamentos	Em uso	Fase de projeto	Em uso	Em desenvolvimento	Em uso	Fase de projeto
Consumidor	Automação e controle de casas	Em uso	Em uso	Em uso	Em desenvolvimento	Em uso	Fase de projeto
	Automação e controle industrial	Em uso	Em uso	Em uso	Em desenvolvimento	Em uso	Fase de projeto
	Leitura automática de medição	Em uso	Em uso	Em uso	Fase de projeto	Em uso	Fase de projeto
	PHEV	Fase de projeto	Fase de projeto	Fase de projeto	Em desenvolvimento	Em uso	Fase de projeto

Fonte: Elaborado a partir de USMAN; SHAMI, 2013

1.2 TECNOLOGIAS APLICÁVEIS AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

No segmento da transmissão de energia, o impacto da implantação das redes elétricas inteligentes está, em sua maioria, associado à automação da rede (sistemas de monitoramento e controle) e da aplicação de novas tecnologias, como a transmissão em corrente contínua (*high voltage direct current* – HVDC) e de dispositivos Facts (*flexible AC transmission system*). Estes dois últimos estão fortemente relacionados com o advento e a evolução da eletrônica de potência. A seguir, é feita uma breve discussão de cada um dos elementos descritos acima.

1.2.1 AUTOMAÇÃO DA TRANSMISSÃO

O processo de automação da transmissão dentro do conceito das redes inteligentes ocorre por meio dos esquemas de monitoramento, controle e proteção sistêmicos (Wampac – *wide area monitoring, protection and control*). O objetivo do Wampac é maximizar a capacidade de transferência de dados da rede de transmissão sem alterar seu desempenho (JOHNSON et al., 2011; MULLER et al., 2012).

A grande diferença do Wampac em relação aos convencionais é que estes últimos utilizam basicamente uma lógica local, operando sobre informações locais, enquanto o Wampac introduz a visão do sistema como um todo (FALCÃO, 2009). A utilização desses sistemas é possível devido a avanços em tecnologia de comunicações, computação, serviços da Web e instalação de unidades de medição fasorial sincronizada (PMU – *phasor measurement units*) (GIRI et al., 2009).

Os PMU são unidades capazes de adquirir medidas de fasores de tensão e corrente em uma posição específica do sistema elétrico de transmissão, com taxas de amostragem de até 60 fasores por segundo, sincronizadas por um sinal de tempo fornecido pelo sistema GPS (*global positioning system*). Assim, o Wampac realiza até 60 medições por segundo do sistema com elevada precisão (JOHNSON et al., 2011).

As aplicações em uso ou em desenvolvimento do Wampac incluem os sistemas de proteção sistêmica e a utilização direta de PMU para monitoramento e controle de defasagem angular e fluxo de potência, oscilações interáreas e estabilidade de tensão (FALCÃO, 2009; MULLER et al., 2012). Os benefícios provenientes do uso do PMU incluem:

- Aumento da confiabilidade do sistema de transmissão, reduzindo a frequência e duração das interrupções e seus impactos aos clientes;
- Melhorias econômicas, como: redução de custo de operação e manutenção, redução dos custos da energia e serviço ancilares;
- Maior integração e operação de recursos de energia distribuída (geração e armazenamento).

De acordo com DOE (2013), a utilização de tecnologia de PMU no sistema de transmissão permite redução das perdas nas linhas entre 1,0% e 2,5%.

1.2.2 TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA (HVDC)

A transmissão em corrente contínua (*high voltage direct current* – HVDC) vem sendo utilizada como alternativa para sistemas de transmissão convencionais em corrente alternada (CA), quando estes ultrapassam seus limites técnicos e econômicos. De forma geral, esses sistemas realizam a conexão em corrente contínua (CC) entre dois sistemas separados em CA. Essa conexão é feita por meio de conversores eletrônicos responsáveis pela retificação da tensão antes da transmissão, evitando perdas reativas ao longo da linha, e pela inversão ao final da linha. Dessa forma, segundo Wang e Redfern (2010), não há limites técnicos para o tamanho dessa linha de transmissão. Dependendo do tipo de conversor utilizado entre os sistemas CC e CA, duas tecnologias estão disponíveis: conversores do tipo VSC (*voltage source converter*), baseados em transistores com a tecnologia IGBT (*insulated gate bipolar transistors*), e conversores LCC (*line commutated converter*), baseados em tiristores (PAILY et al., 2013).

A tecnologia LCC aplicada nos sistemas HVDC (LCC-HVDC) já se encontra em fase de amadurecimento avançada, em operação há mais de 30 anos e com baixa manutenção (PAILY et al., 2013). Como introduzido acima, essa tecnologia faz uso de tiristores para a conversão de CA para CC, tornando este o componente principal da estação conversora. Algumas características desses tiristores são: robustez, segurança contra incêndio, acionamento elétrico para transmissão de energia em massa até 7.200 MW e superior, entre outros (SIEMENS, 2012). As aplicações principais para o LCC-HVDC são: transmissão de energia de forma mais econômica ao longo de grandes distâncias, interconexão de redes de energia assíncronas sem aumentar a potência de curto-circuito, transmissão por cabos submarinos, integração híbrida entre a transmissão em CC e o sistema assíncrono em CA, conferindo maior estabilidade, e aumento da capacidade de transmissão (SIEMENS, 2012). As potências típicas da transmissão LCC-HVDC, dependendo do projeto, podem ser de 800 MW até 5.000 MW (SIEMENS, 2012).

A tecnologia VSC oferece vantagens únicas para a transmissão HVDC (VSC-HVDC) e tem se tornado mais importante para aplicações com fontes remotas de energia renovável, plataformas de óleo e gás ou minas para redes já existentes (SIEMENS, 2012). As vantagens dessa tecnologia, quando comparada com a LCC, são: independência da capacidade de curto-circuito, tensão contínua unipolar, estrutura econômica e padronizada. Além disso, o sistema VSC-HVDC elimina o problema de falha de comunicação e harmônicos, possibilitando a utilização de transformadores CA convencionais, em contrapartida aos especiais, utilizados nos sistemas LCC-HVDC, necessários para suportar o alto conteúdo harmônico (SIEMENS, 2012). As operações de conversão são autossuficientes e proporcionam controle independente da potência ativa e reativa, o que reduz os harmônicos de ordem inferior e torna a estação de conversão mais compacta (MANOHAR et al., 2013). Elas podem operar em potências de 30 MW até 1.000 MW ou mais, dependendo da tensão contínua (SIEMENS, 2012).

Outra tecnologia que figura no cenário dos sistemas HVDC é a transmissão em extra alta tensão (*ultra high voltage direct current* – UHV DC) (SIEMENS, 2012). Aparece como solução para a crescente demanda de transmissão de energia, permitindo a conexão entre os grandes centros consumidores e plantas remotas de geração de energia. Na China, foi instalada a primeira linha de transmissão de 800 kV em sistema UHV DC com capacidade de até 7.200 MW. Essa alta tensão exige maior grau de isolamento nos equipamentos, o que leva ao superdimensionamento desses equipamentos (SIEMENS, 2012). Comparada com a transmissão em 500 kV na tradicional LCC-HVDC, a transmissão em 800 kV tem redução de perdas na linha de aproximadamente 60%, aspecto importante no que diz respeito à redução de CO₂ e custos operacionais (SIEMENS, 2012).

De forma geral, os sistemas HVDC apresentam grandes vantagens em relação aos sistemas convencionais em CA no que diz respeito aos aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Quanto aos aspectos técnicos, pode-se destacar a conexão entre redes CA assíncronas, permitindo, por exemplo, a união de sistemas com frequências e/ou fases diferentes e a performance superior para sistemas de longa distância (WANG; REDFERN, 2010). Essa conexão também pode funcionar como proteção contra faltas (BAHRMAN; JOHNSON, 2007; BAHRMAN, 2008). Outra vantagem que deve ser destacada para os sistemas HVDC é a economia obtida a partir de certa distância de linha de transmissão, quando comparado ao sistema clássico em CA, conforme mostrado na Figura 6. Transmissão a longa distância através de cabos no solo ou submarinos também é uma vantagem

do HVDC (WANG; REDFERN, 2010). De acordo com Bahrman (2006), a ausência de indução magnética, a inexistência de um campo magnético alternado e as baixas perdas nos cabos condutores garantem menor impacto ambiental. Finalmente, vale ressaltar que esses sistemas apresentam elevada complexidade na operação, o que pode comprometer o desempenho de toda a rede, se mal gerenciado (LI et al., 2008).

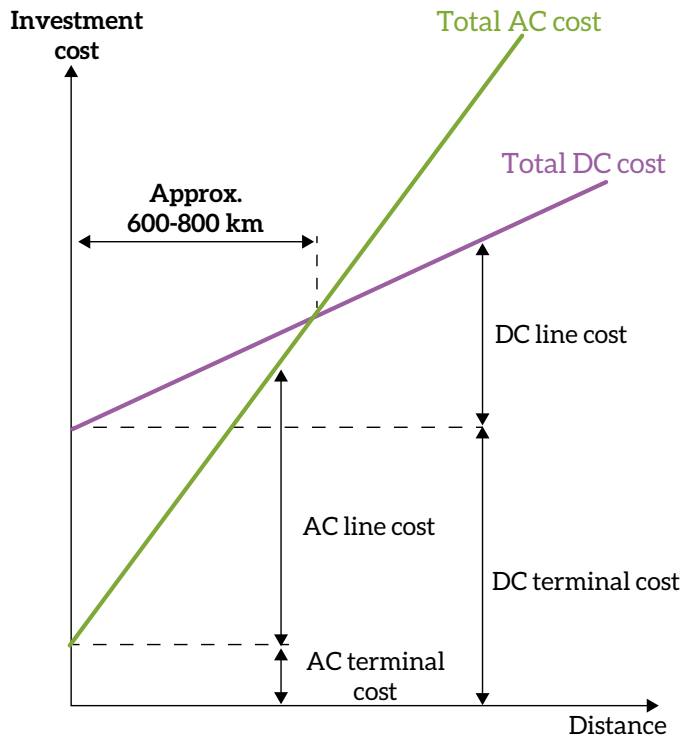


Figura 6 – Custo pela Distância entre a Transmissão AC e DC

Fonte: ABB, 2014

Em contrapartida, existem algumas desvantagens do uso da transmissão em CC, diretamente relacionadas ao custo de implantação do sistema, uma vez que essa tecnologia utiliza um arranjo complexo de eletrônica de potência e transformadores conversores que levam, consequentemente, à inserção de harmônicos produzidos durante o processo de conversão (ANDERSEN, 2006). Este último pode ser considerado um dos maiores problemas da transmissão HVDC, que afeta diretamente a qualidade da energia e provoca oscilações no sistema (WANG; REDFERN, 2010). Uma maneira de resolver esse problema e atender os altos padrões de distorção harmônica da rede é pela utilização de filtros (SIEMENS, 2012), o que provoca aumento no custo, perdas na comutação e maior desgaste no isolamento do dielétrico.

Além disso, o desempenho do sistema HVDC, quando submetido a faltas, pode apresentar sérios problemas (MANOHAR et al., 2013). A identificação de faltas no sistema HVDC não é um processo fácil e pode não ser possível utilizando métodos convencionais. As faltas podem ocorrer tanto no lado CC quanto no lado CA, podendo esta última gerar falha de comunicação, o que resultaria na queda no lado CC. Logo, conforme apresentado por Paily et al. (2013), uma das desvantagens dessa tecnologia é a vulnerabilidade a faltas no lado CA.

1.2.3 DISPOSITIVOS FACTS

Os dispositivos baseados em eletrônica de potência, conhecidos como dispositivos Facts (*flexible AC transmission system*), capazes de realizar rápidas alterações nas características do sistema, têm sido desenvolvidos de forma a aumentar a estabilidade e o desempenho de sistemas convencionais em CA, tornando mais viável a transmissão de energia em longas distâncias (SIEMENS, 2012). Controladores Facts são classificados basicamente em dois tipos (VARMA, 2011):

1) Baseados em tiristores:

- Compensador reativo (*static var compensator – SVC*);
- Tiristor controlado (*thyristor controlled series compensation – TCSC*);
- Tiristor protegido (*thyristor protected series compensation – TPSC*).

2) Baseados em conversor de tensão (*voltage source converter –VSC*):

- Compensador síncrono (*static synchronous compensator – Statcom*);
- Compensador síncrono série (*static synchronous series compensator – SSSC*);
- Controlador de fluxo de potência unificado (*unified power flow controller – UPFC*).

Os dispositivos Facts, como Statcom, SVC, SSSC e UPFC, têm a vantagem de poderem ser inseridos em série, paralelo ou em uma combinação destes, de forma a alcançar grande quantidade de controles e funções, incluindo regulação de tensão, amortecimento do sistema e controle do fluxo de potência (DIVAN; JOHAL, 2005). Além disso, podem ser utilizados para resolver problemas de interconexão entre redes (SIEMENS, 2012). A compensação em paralelo é definida como qualquer tipo de compensação de potência reativa, seja comutando ou controlando unidades que estão conectadas em paralelo com a linha de transmissão. A compensação em série é definida como a inserção de potência reativa na linha de transmissão. A aplicação mais comum é o capacitor fixo série (SIEMENS, 2012).

A tecnologia Facts permite o aprimoramento do sistema de transmissão já existente com investimento mínimo em infraestrutura, impacto ambiental e tempo de implementação comparado com o tempo de construção de novas linhas de transmissão (PASERBA, 2003; VARMA, 2011). Dentre os benefícios gerados pela implantação dos dispositivos Facts em sistemas de transmissão, dependendo do tipo de controlador utilizado, podem-se destacar (VARMA, 2011):

- Aumento e controle da capacidade da linha de transmissão;
- Melhoria do limite de estabilidade transitória do sistema;
- Aprimoramento do sistema de amortecimento;
- Mitigação da ressonância subsíncrona;
- Alívio da instabilidade de tensão;
- Limitação das correntes de curto-circuito;
- Melhoria do rendimento do conversor terminal do HVDC;
- Integração da rede com sistemas de geração por energia eólica.

Apesar dessa extensa lista de vantagens, os dispositivos Facts apresentam algumas desvantagens relevantes, que são discutidas a seguir. O sistema de alta potência exige o uso de dispositivos semicondutores também de alta potência, como os GTO (*gate turn-off thyristor*), o que aumenta o custo final de instalação. Apresentam altas correntes de curto-circuito (60.000,00 A), a necessidade de um alto nível de isolamento (1.000 kV) para proteção dos equipamentos eletrônicos, requerem mão de obra qualificada, o que normalmente não é de competência da empresa que mantém e opera o sistema, e têm alto custo de propriedade (DIVAN; JOHAL, 2005). Além disso, a capacidade de transmissão de energia em sistemas com dispositivos Facts é limitada por vários fatores, como temperatura, corrente de curto-circuito, estabilidade em regime permanente e em regime transitório e amortecimento do sistema (VARMA, 2011). Em algumas situações, o sistema de energia pode apresentar amortecimentos inadequados ou até mesmo amortecimento negativo (PASERBA, 2003; VARMA, 2011).

1.3 TECNOLOGIAS APLICÁVEIS AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Uma parcela significativa das mudanças provocadas pela implementação das redes elétricas inteligentes se encontra nos sistemas de distribuição de energia, uma vez que esse segmento é o que apresenta, atualmente, menor índice de inovação tecnológica aplicada. Nesse contexto, este item dedica-se ao estudo de dois aspectos cruciais para a evolução desses novos sistemas: a automação da distribuição e a medição inteligente. Vale ressaltar que, apesar de a geração distribuída estar diretamente relacionada aos sistemas de distribuição, sendo conectado muitas vezes diretamente à rede secundária (micro e minigeração), esse novo modelo de geração tem estreita relação com o conceito de microrredes. Este último é discutido no item 1.4 deste documento.

1.3.1 AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

A automação da distribuição consiste em uma parcela fundamental para a sustentação das redes inteligentes, apoiada em infraestrutura de telecomunicação e de medição, considerando a aplicação de recursos de natureza variada. O principal desafio enfrentado em estudos consiste em estruturar os recursos do sistema, permitindo que sejam expressos por meio de funcionalidades de automação que possam ser avaliadas por modelos que possibilitem a quantificação dos custos envolvidos e dos benefícios advindos de sua aplicação em sistemas com diferentes características (KAGAN et al., 2013).

A automação da distribuição também tem como objetivo aprimorar sua eficiência, bem como a confiança e a qualidade (PARIKH, 2009). A comunicação constitui a espinha dorsal da integração da demanda dos clientes com operações de serviços públicos. Informação detalhada em tempo real é a chave para o gerenciamento eficiente em um sistema de grande porte e dinâmico como o sistema de distribuição. Nenhuma tecnologia sozinha é ideal para todas as aplicações, por isso há a necessidade do uso combinado de várias tecnologias para o controle eficiente da rede de distribuição. A automação da distribuição envolve a integração de sistemas de informação, que permite ao operador tomar decisões de forma remota, visando à regulação de sistema, sensores avançados de distribuição, equipamentos eletrônicos inteligentes e sistema de comunicação bidirecional para otimizar a atuação do sistema (EPRI, 2011; KAGAN et al., 2013).

Como exemplo, foi desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (Epri) um transformador universal inteligente (*intelligente universal transformer* – IUT) que tem uma interface de alimentação bidirecional que permite a integração de painéis fotovoltaicos, banco de baterias e veículos elétricos. Vai incorporar também funções de comando e controle para integração de sistemas, gestão local e ilhamento (EPRI, 2011).

Uma arquitetura de multisserviço para rede de telecomunicação foi testada na Espanha pela companhia elétrica Endesa. Essa rede é primariamente baseada em uma topologia em anel, como mostrado na Figura 7, e é conectada por uma rede de fibra ótica. Do ponto de vista elétrico, o conceito de rede inteligente é baseado em três pilares fundamentais: a infraestrutura de medição avançada (*advanced metering infrastructure* – AMI), descrita no item medição inteligente; os recursos de energia distribuída (*distributed energy resources* – DER); e automação avançada na distribuição (*advanced distribution automation* – ADA) (RUIZ-ROMERO et al., 2014).

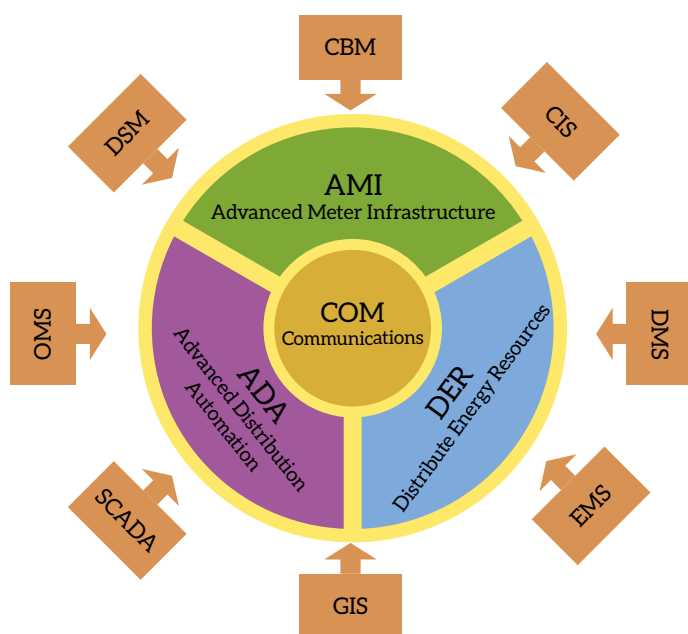


Figura 7 – Arquitetura Conceitual em Anel

Fonte: RUIZ-ROMERO et al., 2014

A AMI se refere ao controle dos consumidores, basicamente feito com a substituição dos medidores convencionais por eletrônicos inteligentes. O uso eficiente dos recursos elétricos depende fortemente da mudança de hábitos do consumidor (RUIZ-ROMERO et al., 2014). A DER se refere ao controle da geração de energia, tornando-a mais próxima do consumidor, o que reduz as perdas devido à transmissão e distribuição. Pequenos geradores distribuídos geograficamente podem equilibrar o consumo ao passo em que ocorre (RUIZ-ROMERO et al., 2014). Finalmente, a ADA se refere à automação da rede de forma remota. O crescimento complexo e crítico da rede elétrica requer avançada estrutura de controle com métodos para otimizar sua eficiência. O sistema ADA também tem funções que localizam e isolam faltas, autorrestauram o sistema, analisam contingência, integram e coordenam relés de proteção, entre outros. Também pode coordenar remotamente a tensão nos transformadores, reguladores de tensão e banco de capacitores (PARIKH, 2009; KAGAN et al., 2013).

Dessa forma, o sistema de informação pode ser classificado de acordo com sua função, mas deve agir de forma coordenada e integrada (RUIZ-ROMERO et al., 2014). São eles:

- Controle automático da geração (*automatic generation control* – AGC);
- Sistema de gestão de ativos (*assets management system* – AMS);
- Sistema de gestão de trabalho (*work management system* – WMS);
- Sistema de gerenciamento de interrupções (*outage management system* – OMS);
- Sistema de informação geográfica (*geographic information system* – GIS);
- Sistema de gestão de energia (*energy management system* – EMS);
- Gestão de demanda (*demand side management* – DSM);
- Sistema de gestão da distribuição (*distribution management system* – DMS);
- Sistema de informação ao cliente (*customer information system* – CIS);
- Sistema de gestão da rede (*network management system* – NMS);
- Sistemas de supervisão e aquisição de dados (*supervisory control and data acquisition* – SCADA).

Os principais objetivos dos sistemas de supervisão e aquisição de dados SCADA são: coletar informação em tempo real, monitorar e controlar equipamentos e processar informações críticas, como faltas ou curto-circuito, e fornecer esses dados em uma interface gráfica (MOLLAH; ISLAM, 2012). O sistema consiste de entrada/saída de sinal e aquisição de dados de *hardware*, controladores, interface homem-máquina, comunicação de dados, comunicação de rede, sistema de banco de dados e *softwares* (ROMINUS VALSALAM et al., 2008). O uso do sistema SCADA apresenta como vantagens: aumento da qualidade do produto final, minimização nos desperdícios da produção, minimização do uso de energia e maximização da taxa de produção (ROMINUS VALSALAM et al., 2008).

O SCADA, por ser conectado à internet para o tráfego de informação, é vulnerável às mesmas ameaças que outros computadores conectados à rede, estando suscetível a *hackers*, *malwares* e pessoas com acesso à rede (URIAS et al., 2012). Atualmente, novas formas de implementação do sistema SCADA, como a transmissão de dados mediante faixa de frequência do sinal de TV, estão em estudo (MOLLAH; ISLAM, 2012).

1.3.2 MEDIÇÃO INTELIGENTE

A medição é uma peça fundamental para operação do sistema elétrico, pois, além de ser o principal fator para o faturamento, influencia as especificações de equipamentos e orienta o planejamento da expansão na determinação de novas obras (KAGAN et al., 2013). Os dois principais tipos de medidores de energia elétrica disponíveis no mercado nacional são o medidor eletromecânico (analógico) e o medidor eletrônico. De modo mais amplo, há, ainda, o sistema de medição inteligente, que consiste em um conjunto composto pelo medidor eletrônico, um sistema com transmissão remota e com disponibilização de dados processados aos consumidores e aos demais agentes (LAMIN, 2009). Nesse sentido, os sistemas de medição inteligentes referem-se a toda infraestrutura, incluindo disponibilidade dos dados aos consumidores e sistemas de comunicação entre distribuidoras e medidor.

O medidor analógico, também chamado de medidor de indução, é um motor elétrico cuja interação de fluxos magnéticos produz movimento no rotor. O medidor é composto por um estator, um rotor, uma carcaça e um registrador, sendo que este último registra, com uma relação predeterminada, o número de rotações efetuadas pelo rotor (MÍNGUEZ, 2007). Os medidores de indução podem ser classificados segundo as seguintes características: quanto ao tipo de energia a ser medida, ativa (kWh) ou reativa (kVAR); quanto ao número de elementos motores/número de fios, monofásicos ou polifásicos; quanto ao tipo de ligação à rede, direto ou indireto; quanto à classe de exatidão, classe 1 ou 2^a (SILVA, 2010). O diagrama esquemático de um medidor eletromecânico monofásico é apresentado na Figura 8 e no Quadro 1.

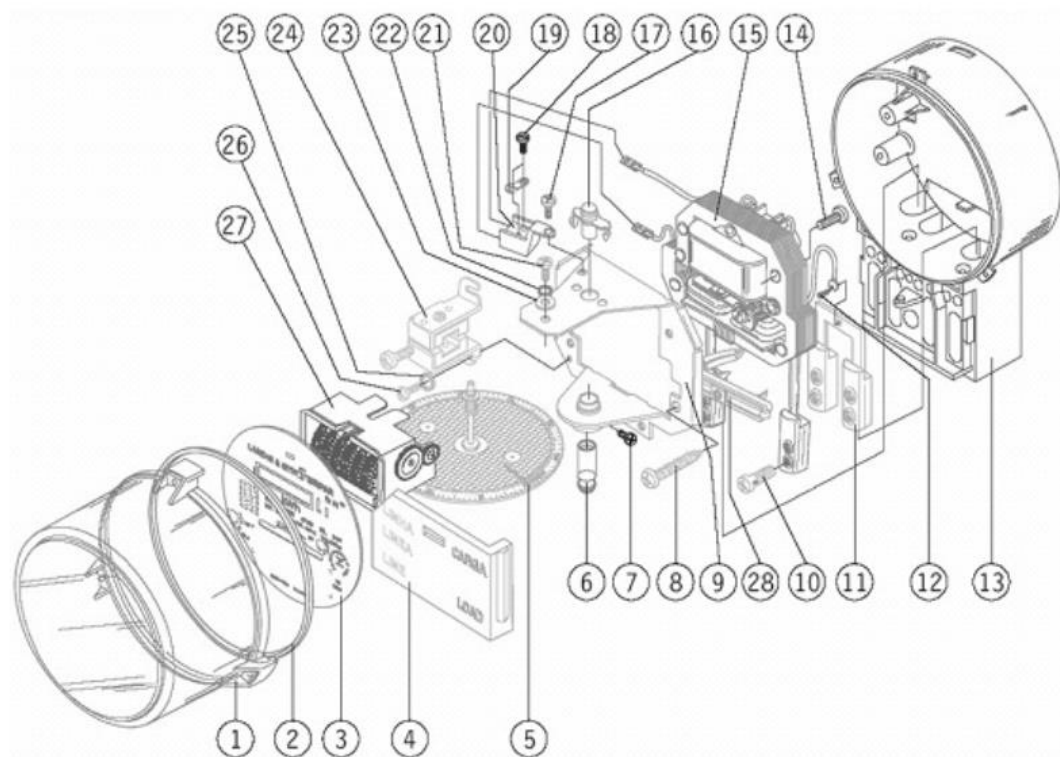


Figura 8 – Vista Explodida do Medidor Monofásico

Fonte: SILVA, 2010

- 2 Classe 1: medidores que, novos, não apresentam mais de 1% de erro de medição; Classe 2: medidores que, novos, não apresentam mais de 2% de erro de medição.

Quadro 1 – Elementos do Medidor Monofásico

1	Tampa do medidor	8	Parafuso fixação do elemento motor	15	Elemento motor	22	Arruela pressão
2	Gaxeta da tampa do medidor	9	Armadura	16	Mancal superior (pino guia)	23	Arruela lisa
3	Placa de identificação	10	Parafuso terminal de corrente	17	Parafuso fixação superior do terminal de prova	24	Ímã frenador
4	Tampa do bloco terminal	11	Terminal ligação do neutro	18	Parafuso fixação do gancho de prova	25	Arruela pressão
5	Elemento móvel	12	Parafuso fixação do terminal de potência-fixação de neutro	19	Gancho de prova	26	Parafuso fixação do conjunto imã
6	Mancal inferior (magnético)	13	Base e bloco do medidor	20	Suporte prova interna	27	Registrador
7	Parafuso fixação do mancal inferior	14	Parafuso fixação do elemento armadura	21	Parafuso fixação do registrador	28	Suporte da indutiva

Fonte: SILVA, 2010

Os medidores eletrônicos, por sua vez, fazem as leituras em pequenos intervalos de tempo utilizando conversores analógicos/digitais. A classe de exatidão dos medidores é determinada pela quantidade de bits e pelo processamento desses conversores (SILVA, 2010). Os medidores podem realizar várias tarefas, como medição de energia ativa, reativa, demanda máxima, fator de potência, tensão e corrente, além do uso de memória de massa para o registro do consumo com informação de data, hora e sistema antifraude (BERTONI, 2008). Um único equipamento eletromecânico é incapaz de realizar, isoladamente, as tarefas mencionadas. As principais funcionalidades disponíveis nos medidores eletrônicos são apresentadas no Quadro 2.

Quadro 2 – Funcionalidades Disponíveis nos Medidores Eletrônicos

Funcionalidades	
Características inerentes	Classe de exatidão
	Sensibilidade a pequenas cargas (baixa corrente de partida)
	Perdas técnicas (aproximadamente 0,5W)
	Autodiagnóstico
Faturamento	Energia ativa (kWh)
	Energia reativa (kVar)
	Energia dos 4 quadrantes
	Demanda máxima (kW)
Tarifação	Tarifa binomial
	Tarifa horária
	Pré-pagamento

Qualidade do Serviço	Apuração da duração das interrupções
	Apuração da quantidade (frequência da ocorrência)
Qualidade do Produto	Registro do valor de tensão
	Registro do valor de frequência
	Qualidade de energia
Antifraude	Mecânica (abertura de tampa)
	Detecção eletrônica (abertura de tampa)
	Software (energia reserva)

Fonte: SILVA, 2010

Como exemplo, citam-se o medidor eletrônico de energia elétrica polifásico que atende a classe B – ELO2123 – e mede energia ativa, energia reativa e demanda (ELO, 2014); e o medidor eletrônico A3RBR, da fabricante Elster, que tem memória de massa, autoleitura, monitoramento de qualidade de energia, modem interno e indicador de distorção harmônica (ELSTER, 2014), apresentados na Figura 9.



Figura 9 – Exemplos de Medidores Eletrônicos

Fonte: ELO, 2014; ELSTER, 2014

De forma geral, os medidores eletrônicos de energia elétrica estão presentes em sistemas de medição de subestações, nos pontos de conexão de fronteiras e demais pontos de intercâmbio de energia e em unidades consumidoras atendidas por sistemas de distribuição de média e alta tensão (LAMIN, 2009). Para os consumidores de baixa tensão, verifica-se que o medidor analógico é o mais utilizado no Brasil, com aproximadamente 93% do parque de medição em 2009, conforme apresentado na Tabela 3. Contudo, a aquisição dos medidores eletrônicos por parte das distribuidoras brasileiras aumentou nos últimos anos.³ Tal fato é decorrente do aprimoramento da tecnologia e consequente redução dos preços dos modelos básicos de medidores eletrônicos que, atualmente, apresentam-se inferiores aos preços dos eletromecânicos (LAMIN, 2009; LEITE, 2013).

3 Em 2010, 85% dos medidores vendidos no mercado interno eram eletrônicos (ABINEE, 2011).

Tabela 3 – Distribuição de Medidores por Região em Unidades de Baixa Tensão

Região Geográfica	Tipo de Medidor	
	Eletromecânico	Eletrônico
Norte	79,09%	20,91%
Nordeste	88,27%	11,73%
Centro-Oeste	96,11%	3,89%
Sudeste	94,60%	5,40%
Sul	97,38%	2,62%
Brasil	92,61%	7,39%

Fonte: ANEEL, 2009

Nas regiões onde a implantação do sistema de energia elétrica é mais recente (Norte e Nordeste), em função de programas de incentivo governamental (por exemplo, Programa Luz para Todos), a quantidade de medidores eletrônicos aumenta. Observa-se claramente a preferência pela instalação de medidores eletrônicos em novos clientes (ANEEL, 2009).

Cabe destacar, no entanto, que a inexistência de determinação regulatória para as funcionalidades mínimas do medidor eletrônico para baixa tensão faz com que a maioria das distribuidoras realize a implantação desses equipamentos sem agregar muitas das funcionalidades que a tecnologia pode oferecer (LAMIN, 2009). Assim, em grande parte dos casos, a instalação de novos medidores ocorre como a simples mudança para o modelo eletrônico e, com isso, a maioria dos novos medidores instalados tem como funcionalidade somente a medição de energia ativa, conforme mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Funcionalidades Utilizadas nos Medidores Eletrônicos de Baixa Tensão no Brasil

Funcionalidades	%
Energia ativa	100,00%
Energia reativa	9,32%
Demanda	2,81%
Tensão	11,54%
Corrente	9,48%
Fator de potência	2,61%
Memória de massa	1,61%
Consumo horário	2,39%
Calendário	2,06%
Indicadores de continuidade	0,64%
Saída óptica	7,68%
Saída RS485/232/Euridis/M-bus	11,51%
Saída ethernet	0,14%
Outras saídas	7,61%
Comunicação PLC	3,71%
Comunicação GPRS	3,25%
Comunicação RF	0,17%
Outras formas de comunicação	0,44%

Fonte: ANEEL, 2009

Atualmente, o parque de produção nacional de medidores está dimensionado para fornecer de 8 a 10 milhões de medidores por ano (KAGAN et al., 2013), enquanto a demanda de medidores no mercado interno nacional é da ordem de 3,5 e 4,0 milhões de medidores por ano (ABINEE, 2011). Na Tabela 5, estão relacionados os principais fabricantes de medidores eletrônicos no país.

Tabela 5 – Principais Fabricantes de Medidores Eletrônicos no Brasil

Fabricante	Participação no Mercado Nacional de Medidores Eletrônicos
Elo	25% a 40%
Elster	15% a 17%
Landis+Gyr	25% a 25%
Nansen	15% a 20%

Fonte: KAGAN et al., 2013

Por fim, os medidores inteligentes são medidores eletrônicos com capacidade de processamento, armazenamento e comunicação, que vão além da medição de consumo de energia elétrica. Esses medidores permitem a troca de informação em tempo real e de forma bidirecional entre a empresa de eletricidade e o usuário final. É importante ressaltar que todo medidor inteligente é eletrônico, mas nem todo medidor eletrônico é inteligente.

O medidor inteligente é composto por diferentes módulos além dos existentes no medidor eletrônico convencional. A Figura 10 mostra a disposição desses módulos, destacando que alguns podem ser opcionais e se justapor ao módulo central para facilitar o processo de homologação.

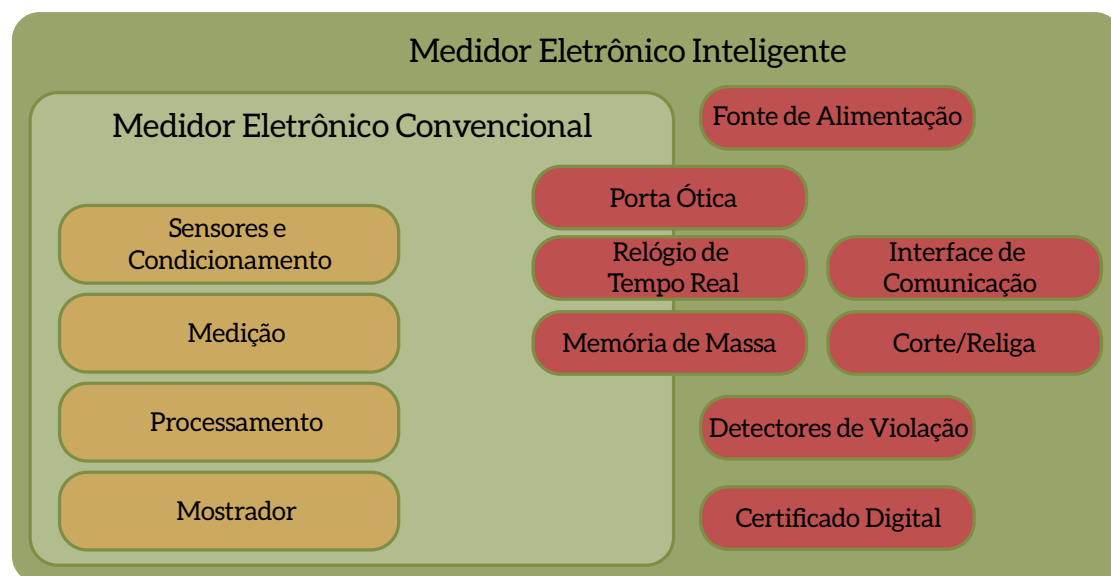


Figura 10 – Módulos de um Medidor Inteligente

Fonte: Adaptado de KAGAN et al., 2013

Assim, o medidor inteligente é um medidor eletrônico que tem outras funcionalidades além da própria medição do consumo de energia, como: valores de tensão, ângulo de fase e frequência, além da possibilidade da transmissão dos dados de forma codificada para o consumidor e/ou o centro de operações da distribuidora (DEPURU et al., 2011). Ou seja, trata-se de aparelhos com capacidade de fluxo bidirecional que podem fornecer e receber informações (YIGIT et al., 2014). Para a completa funcionalidade, o sistema de medição inteligente também é formado por:

- Leitura automática do medidor (AMR – *automated metering reading*): é um conceito antigo de comunicação unidirecional com um centro de controle de medição (CCM) que visa à melhoria na exatidão das medições e economia de custos com leituristas (CGEE, 2012). Os projetos iniciais eram apenas para consumidores residenciais, evoluindo para clientes comerciais e industriais, com medições que passaram progressivamente de uma vez ao mês para medições horárias (OLIVEIRA; JÚNIOR, 2012);
- Gerenciamento do medidor avançado (AMM – *advanced meter management*): realiza toda a ação de gerenciamento do medidor inteligente, reportando *status* da rede, desempenho da comunicação e situações de exceção (CGEE, 2012). Isso possibilita à concessionária atuar em cima do medidor, que deixa de ser um equipamento passivo e passa a ser um equipamento ativo. Com essa configuração, além de gerar faturas remotamente, a concessionária poderá realizar desligamentos e religamentos remotamente, o que reduzirá os custos com equipes de campo (OLIVEIRA; JÚNIOR, 2012);
- Gerenciamento de dados do medidor (MDM – *meter data management*): possibilita a aquisição de dados adicionais, como fator de potência, duração de interrupção por unidade consumidora (DIC), frequência de interrupção por unidade consumidora (FIC), duração máxima de interrupção por unidade consumidora (DMIC) e garante a segurança na análise dos dados e o trânsito seguro de informações (OLIVEIRA; JÚNIOR, 2012);
- Infraestrutura de medição avançada (AMI – *advanced metering infrastructure*): engloba os conceitos de AMM e MDM, sendo a base dos meios de comunicação para permitir as funcionalidades de medição inteligente (CGEE, 2012).

Com isso, cortes de energia e religamentos podem ser feitos remotamente pela distribuidora de energia elétrica, quando necessário, além da possibilidade da medição instantânea ou em blocos horários de energia elétrica. Assim, a medição inteligente traz consigo benefícios como redução no tempo de falta e aumento da eficiência energética e operacional, com a informação da tarifa ao cliente e o histórico de consumo de energia elétrica, além da redução de gastos com a contratação de funcionários para realizar a medição de energia elétrica para o faturamento (KRISHNAMURTI et al., 2012).

A estrutura de comunicação do medidor inteligente pode ter várias configurações, no entanto é usual que haja uma comunicação que conecta os medidores a um concentrador situado nas suas vizinhanças e outra solução que transmita dados dos concentradores ao centro de medição (KAGAN et al., 2013). A Figura 11 ilustra a arquitetura típica do sistema de medição inteligente.

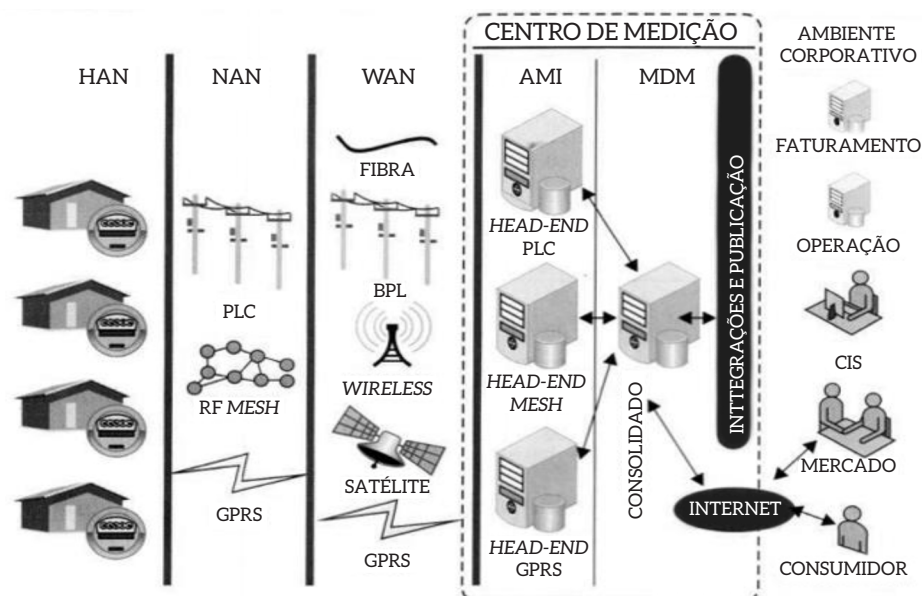


Figura 11 – Arquitetura do Sistema de Medição Inteligente

Fonte: KAGAN et al., 2013

A empresa Eletra Energy Solution, do grupo Hexing, fornece uma série de medidores inteligentes residenciais e comerciais/industriais. Um deles é o Cronos 7023, que tem controle de energia reativa, saídas de comunicação de acordo com protocolo ABNT, dispositivo antifraude e medição de várias grandezas, entre as quais fator de potência, postos horários e energia ativa e reativa total (ELETRA, 2014). A GE tem o medidor inteligente I-210+c, cujas funções, entre outras, são: leitura bidirecional, medidores de qualidade, pré-pagamento, configuração remota e várias formas de comunicação (GE, 2014), conforme Figura 12 – Exemplos de Medidores Inteligentes.



Figura 12 – Exemplos de Medidores Inteligentes

Fonte: ELETRA, 2014; GE, 2014

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a REN nº 502/2012, a qual regulamentou dois tipos de sistemas de medição de energia elétrica para unidades consumidoras residenciais. Dentre as funcionalidades estabelecidas nos sistemas de medição de que trata a resolução, está o faturamento da unidade consumidora na modalidade tarifária branca, provendo ao consumidor a informação do valor de energia elétrica ativa consumida por posto tarifário (ANEEL, 2012). A Figura 13 mostra um esquema da classificação dos medidores eletrônicos inteligentes, de acordo com a regulamentação vigente da Aneel.

Medição Eletrônica - REN nº 502/2012

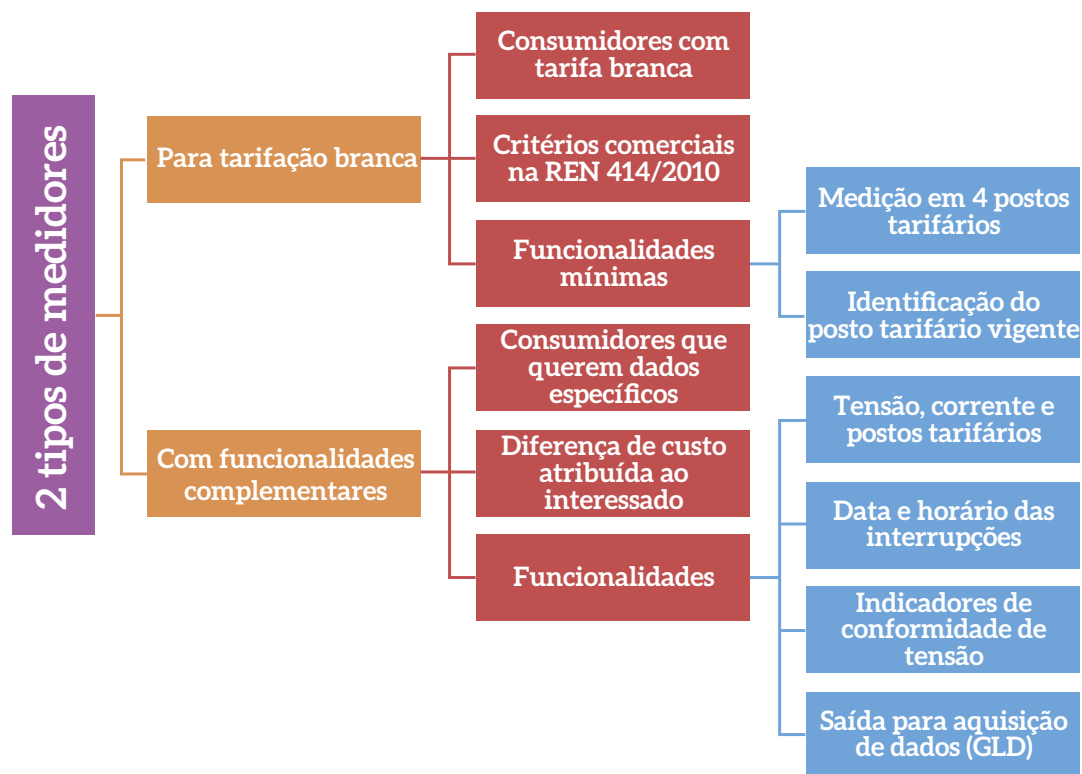


Figura 13 – Classificação dos Medidores Inteligentes de acordo com a Aneel

Fonte: ANEEL, 2012

Em complemento aos requisitos de medição, o valor de energia elétrica ativa consumida acumulada por posto tarifário e a identificação do posto tarifário corrente devem estar visíveis ao consumidor pelo mostrador, no próprio medidor ou em dispositivo localizado internamente à unidade consumidora. Também será necessário que o equipamento seja capaz de realizar a medição cumulativa dos valores de tensão e de corrente de cada fase, data e horário de início e fim das últimas cem interrupções de curta e longa duração e os últimos 12 valores calculados dos indicadores, duração relativa da transgressão de tensão precária (DRP) e duração relativa da transgressão de tensão crítica (DRC) (ANEEL, 2012). Vale ressaltar que, caso haja a possibilidade de comunicação remota, é de inteira responsabilidade da distribuidora a confidencialidade do tráfego de dados do consumidor.

1.4 MICRORREDES

O conceito de microrrede vem da utilização de geração distribuída utilizada para suprir cargas localmente, adaptando a geração às necessidades da carga. Do ponto de vista atual da geração centralizada, conectada no sistema de transmissão, pode-se visualizar a distribuição como uma carga com baixo controle e alto grau de variabilidade.

No novo cenário das microrredes, o despacho passa a não ser, necessariamente, realizado de forma centralizada, bem como o planejamento dos recursos. Ou seja, o sistema de distribuição passa a se caracterizar como uma rede ativa. Segundo Hidalgo et al. (2010), uma rede de distribuição ativa é aquela que tem sistemas capazes de controlar um conjunto de recursos energéticos distribuídos constituídos por geradores, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento. Dessa forma, os operadores de rede têm a possibilidade de gerir o fluxo de energia usando uma topologia de rede flexível.

As microrredes representam uma forma mais eficiente, segura e gerenciável para a conexão de grande número de geradores de pequeno e médio porte aos sistemas atuais. Segundo o conceito de microrredes, grupos de geradores distribuídos e respectivos grupos de cargas associadas são vistos como um sistema (subsistema) elétrico independente. Esse subsistema elétrico opera normalmente conectado ao sistema de uma concessionária, com um fluxo de energia positivo ou negativo entre ambos, correspondentes à compra ou venda de energia. Durante perturbações da rede, a microrrede pode desconectar-se e continuar alimentando parcial ou totalmente sua carga própria. Após o restabelecimento da condição normal de operação da concessionária, a microrrede conecta-se novamente, de forma suave e sem transtornos para os clientes (FALCÃO, 2009).

Para atingir a característica de operação descrita, a microrrede deve ser dotada de equipamentos e técnicas de controle que permitam alterações da configuração interna e externa, aumentos e reduções da energia adquirida da concessionária, controle de tensão e potência reativa etc., de forma adequada, sem transtornos para os consumidores na microrrede ou perturbações na rede da concessionária. Isso pode ser alcançado pelo uso dos conversores conectados às fontes e a outros dispositivos de eletrônica de potência distribuídos pela rede. Dessa forma, o coração das microrredes é um esquema de monitoramento e controle que permite o uso dos recursos de energia distribuídos da geração ao uso final. Ele deve fornecer visibilidade de dados de desempenho para o operador e permitir informações para tomada de decisão automatizada ou manual. O controle dos componentes deve ser compatível com comandos locais autônomos, em uma escala maior ou menor, e oferecer suporte a operações das equipes de campo. A Figura 14 ilustra o conceito da microrrede.

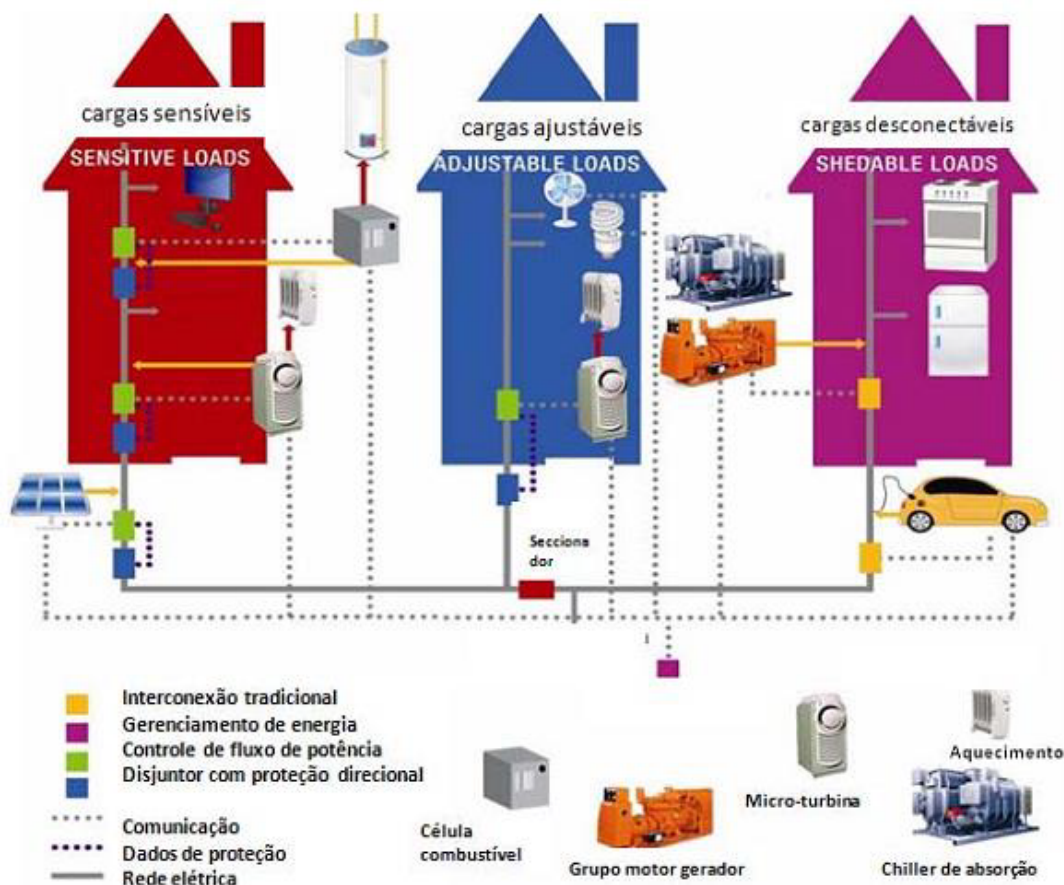


Figura 14 – Diagrama Conceitual de Microrredes

Fonte: LIGHT, 2011

No tocante à geração tradicional, as microrredes apresentam algumas vantagens. Com a consolidação de operações das microrredes dentro de um único sistema, o despacho coordenado desses recursos permite uma utilização mais eficiente e mais rentável. As microrredes podem ser vistas como um recurso de geração mais flexível nas seguintes condições (LIGHT, 2011):

- Implementação incremental – a geração distribuída pode ser instalada em pequenos incrementos, fazendo com que os projetos sejam mais fáceis de serem financiados e mais fáceis de programar;
- Tempo de resposta – muitos componentes têm melhor resposta do que a geração tradicional. Em particular, o armazenamento é um componente que responde rapidamente às necessidades de mais despacho de potência;
- Disponibilidade – quando componentes individuais não estão disponíveis, constituem uma pequena fração de toda a frota da microrrede;
- Eficiência – por ser distribuída, a microrrede pode tirar proveito de estar próxima ao centro de carga para reduzir as perdas técnicas;
- Confiabilidade – a geração distribuída, a automação da distribuição e o armazenamento podem desempenhar um papel na melhoria da confiabilidade;

- Características de carga – na perspectiva do sistema, o impacto de recursos coordenados e altamente distribuídos pode ser visto como transformação das características da carga, como fator de carga melhorado, reduzida sensibilidade às interrupções, qualidade de energia aprimorada, reduzida sensibilidade às variações de tensão;
- Rejeição de carga – em condições de emergência, a carga pode ser movida para microrredes em vez de ser rejeitada.

As vantagens da microrrede vêm à custa de aumento na complexidade do sistema. Juntam-se a isso as necessidades de sistemas corporativos recentemente implementados, facilidades de comunicação e novos procedimentos operacionais. Alguns dos desafios significativos são (LIGHT, 2011):

- Segurança – acesso físico e remoto à infraestrutura de recursos de energia distribuídos representa riscos de segurança. Componentes dentro de instalações de cliente e ao longo de linhas de distribuição são altamente expostos a ameaças;
- Regras de negócio – a regulação deve ser negociada para acomodar todas as oportunidades proporcionadas pela microrrede, como qualificação como recurso para os serviços ancilares, inclusão adequada em um portfólio renovável e contabilização para regulamentações ambientais;
- Padronização – interoperabilidade dos componentes distribuídos requer novas normas;
- Alocação de orçamento – as distribuidoras necessitam realocar financiamentos para acomodar os investimentos na distribuição que seriam usados anteriormente para ativos de geração ou transmissão tradicionais.

Os sistemas distribuídos implementados como ativos da distribuidora tendem a ser introduzidos como sistemas independentes implementados como pequenos projetos. Muitas vezes, são implementados intencionalmente em pequenos pilotos que afetam áreas pequenas e são distinguíveis intencionalmente para que o impacto possa ser monitorado e os benefícios validados.

1.4.1 EXEMPLOS DE MICRORREDES NO MUNDO

1.4.1.1 BOSTON BAR – BC HYDRO, CANADÁ, 2006

A microrrede Boston Bar, localizada no nordeste de Vancouver, Canadá, é conectada a uma rede de alimentação com extensão de 60 km e tensão de 69 kV por meio de uma subestação abaixadora de 69/25 kV que tem três alimentadores radiais, como indicado na Figura 15.

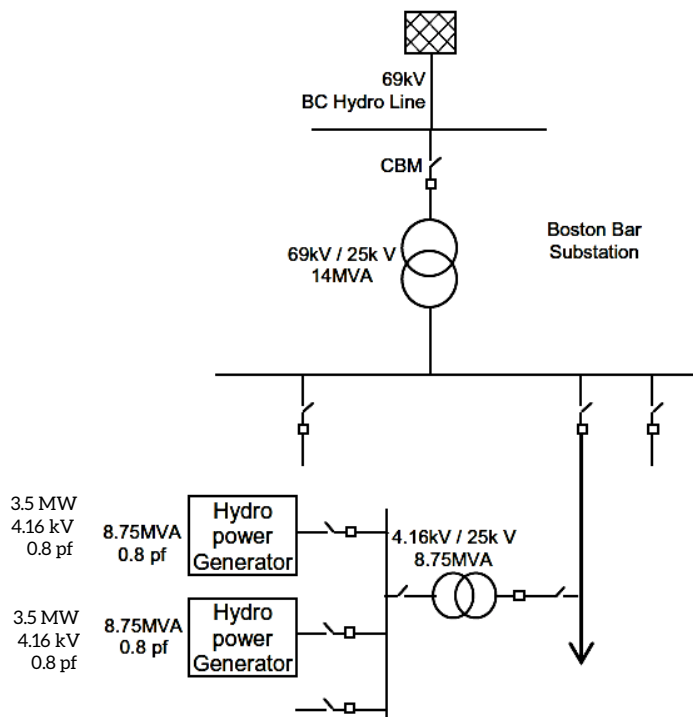


Figura 15 – Diagrama Unifilar do Sistema BC Hydro Boston Bar

Fonte: WONG, 2013

Essa microrrede veio trazer a solução para as frequentes falhas no fornecimento de energia elétrica da região, que sofre de constantes tempestades e deslizamentos de rochas e encostas. Tais fenômenos ocasionavam ausência do fornecimento de energia por períodos de 12 a 20 horas, quando a conexão com a linha de transmissão de 69 kV, que alimenta a subestação, era perdida.

Desse modo, Boston Bar foi instalada para operar de forma independente, sendo composta por dois hidrogeradores conectados a um dos alimentadores, com potência de pico do sistema de 3 MW, dependendo da demanda de carga e do nível de água. Nessa configuração, não é utilizado nenhum equipamento para armazenamento da energia elétrica.

Por conseguinte, pode-se ressaltar que a microrrede é capaz de suprir a alimentação de modo isolado dos três alimentadores, tem acompanhamento da carga com limitação das flutuações de frequência, opera com controle de geração e proteção nos dois modos, conectado à rede principal e isolado, além de ser capaz de sincronizar com a rede principal sem interrupção (WONG, 2013).

1.4.1.2 MICRORREDE DE BRONSBERGEN HOLIDAY PARK – HOLANDA, 2008

O Projeto Bronsbergen Holiday Park é composto por 208 casas de veraneio, localizadas na Holanda. Dessas casas, 108 dispõem de sistemas FV instalados em seus telhados, totalizando uma potência de pico do sistema de 315 kWp. No entanto, o sistema não foi projetado para atuar de forma isolada, visto que, quando a demanda é elevada, os painéis FV não são capazes de produzir toda a energia demandada.

Assim sendo, a microrrede é conectada com a rede principal por meio de um transformador de 400 kVA, com transformação de 10kV/400V. A topologia do sistema consiste em quatro ramais em paralelo, aos quais estão conectados as casas e os sistemas FV, que se conectam no ponto comum de acoplamento, que também está conectado ao sistema de armazenamento, composto por dois bancos de bateria, os quais têm inversores como interface. Os ramais são protegidos por fusíveis de 200A e equipados por dispositivos de medição que podem determinar o fluxo de potência ativa e reativa que atravessam a linha. Esses dispositivos são ligados, pela comunicação GSM, a um dispositivo central, responsável por medir o fluxo total de potência ativa e reativa entre a microrrede e a rede principal de média tensão. O diagrama esquemático da topologia da microrrede pode ser analisado na Figura 16. O principal objetivo desse projeto é assegurar o fornecimento de energia elétrica e garantir a qualidade da energia fornecida ao sistema (COBBEN, 2008).

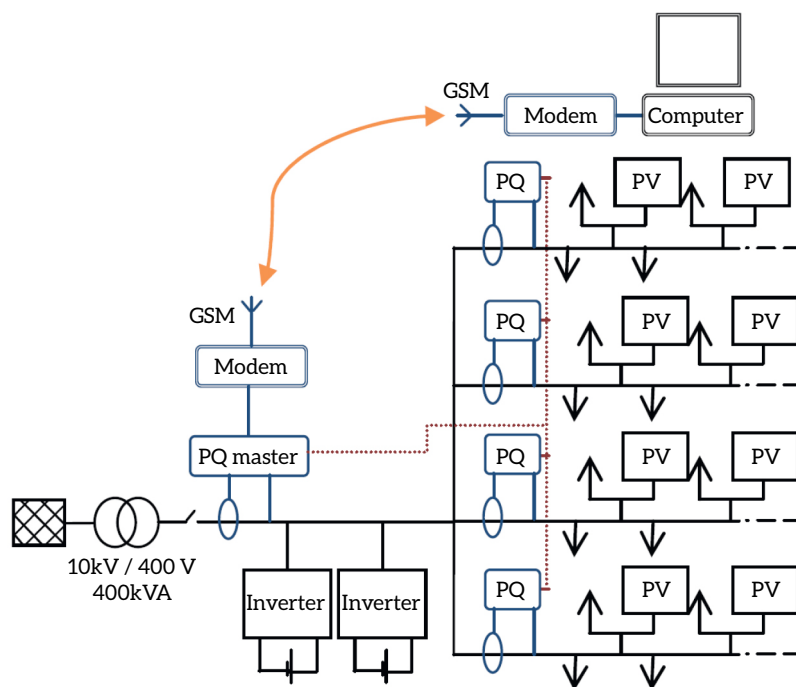


Figura 16 – Diagrama Esquemático da Microrrede de Bronsbergen Holiday Park

Fonte: COBBEN, 2008

1.4.1.3 PROJETO SENDAI – JAPÃO, 2004

A microrrede de Sendai começou a ser desenvolvida em 2004 como um projeto demonstrativo da New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), intitulado Experimental Study of Multi Power Quality Supply System (MPQSS), criado com o objetivo de operar múltiplas tecnologias e simultaneamente fornecer energia elétrica com qualidade e confiabilidade. O estudo se tornou completo em 2008 e sofreu diversas alterações em sua configuração durante aquele ano. Após esse período, o sistema continuou a operar de forma conectada à rede principal, fornecendo energia elétrica com qualidade para diversas cargas, especiais e comuns, e fazendo o comparativo econômico da viabilidade das múltiplas fontes de geração (HATZIARGYRIOU et al., 2007).

Porém, em março de 2011, ocorreu um terremoto no distrito de Tohuko, região onde a microrrede está localizada, o qual acarretou condições catastróficas ao sistema de fornecimento de energia elétrica da região, impedindo a continuidade do funcionamento da rede principal. Tal situação impôs a condição de operabilidade de modo isolado da microrrede de Sendai, obrigando-a a alimentar de forma contínua e efetiva toda a região com energia elétrica e aquecimento, durante aproximadamente três dias consecutivos (HIROSE et al., 2013).

No momento do terremoto, o sistema contava com duas turbinas a gás de 350 kW cada, um sistema de pilhas combustíveis a ácido fosfórico (*phosphoric acid fuel cell* – PAFC) de 200 kW, que posteriormente foram substituídas por pilhas de combustível de carbonato fundido (*molten carbonate fuel cell* – MCFC) de 250 kW, um sistema FV de 50 kWp e um banco de baterias de 50 kW, para armazenar a energia elétrica gerada. A configuração do sistema da microrrede de Sendai é exibida na Figura 17.

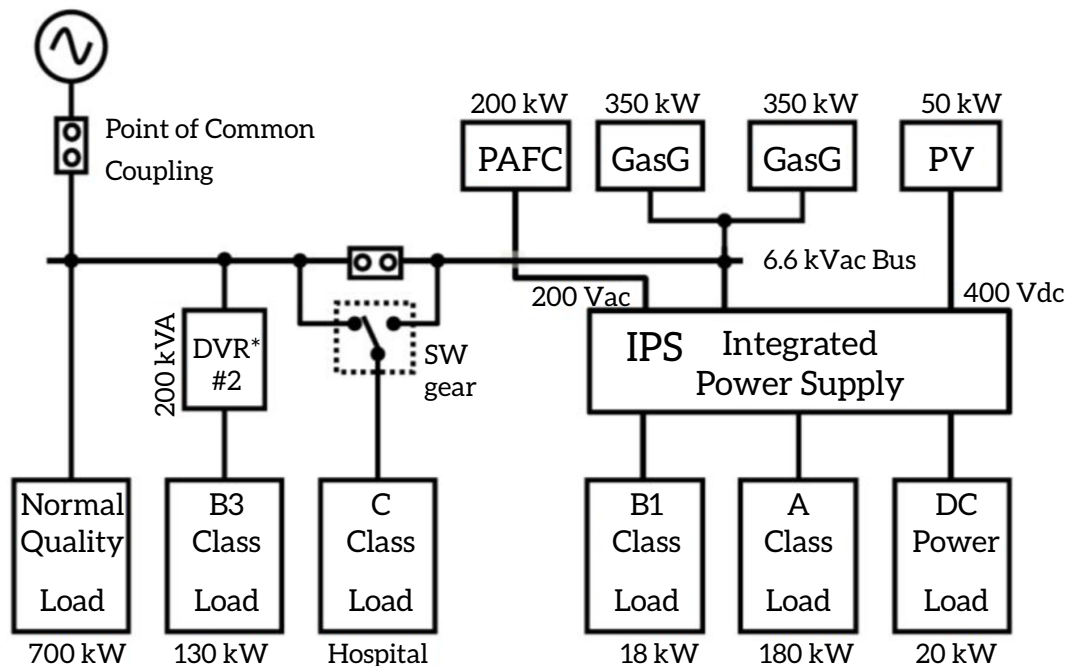


Figura 17 – Configuração do Sistema da Microrrede de Sendai

Fonte: HIROSE et al., 2013

As cargas alimentadas pelo sistema estão divididas de acordo com a qualidade exigida no fornecimento, em função de variação da frequência, desbalanceamento, harmônicos e flutuação da tensão e interrupção do fornecimento.

A microrrede é interligada a partir do sistema de integração das fontes (*integrated power supply* – IPS) composto por conversores DC-DC e inversores DC-AC de alta qualidade, conectados ao sistema FV e a um banco de bateria de emergência. Também é conectado na carga de classe B3 um dispositivo dinâmico regulador de tensão (*dynamic voltage restorer* – DVR) que atua durante afundamentos de tensão, fazendo sua compensação.

Além da operabilidade na forma conectada à rede principal, auxiliando o fornecimento de energia elétrica por meio de fontes diversificadas, a microrrede de Sendai exerceu um papel fundamental durante o desastre natural ocorrido em sua região de atuação, exemplificando a importância da existência de um sistema de *backup* de emergência capaz de atuar de forma efetiva em momentos críticos. O fato de o sistema ser composto por diversas fontes contribuiu para a continuidade do fornecimento de energia elétrica durante o período de ausência da rede principal, uma vez que somente o sistema FV e as pilhas combustíveis não seriam suficientes para suprir a demanda energética, pois, para o caso de desastres naturais, os módulos FV podem se quebrar, além de não funcionarem de maneira satisfatória em dias de pouca radiação. Desse modo, a escolha das fontes energéticas deve ser feita de maneira a considerar fatores como eficiência econômica, compatibilidades ambientais e confiabilidade no suprimento. Para o caso de Sendai, foi essencial a presença das turbinas a gás e das baterias, que trouxeram confiabilidade e estabilidade de fornecimento necessárias para a situação vivenciada.

Assim sendo, a compreensão do planejamento da microrrede, pelo operador, se torna indispensável para que a operação ocorra da forma correta, não somente em condições padrão, mas igualmente em casos extremos (HIROSE et al., 2013).

1.4.1.4 PROJETO DE MICRORREDE ALAMEDA COUNTY SANTA RITA JAIL – ESTADOS UNIDOS, 2012

O sistema implementado em Santa Rita Jail, localizado na Califórnia, Estados Unidos, foi projetado com base na lógica de controle de microrrede desenvolvida pelo Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), que prevê o controle e a comunicação entre diversas tecnologias de geração, armazenamento e carga, além da transição entre os modos operativos, fazendo a resincronização da microrrede com a rede principal sem interrupções (LASSETER et al., 2011).

A microrrede de Santa Rita Jail é composta por cinco turbinas eólicas de 2,3 kW cada, um banco de capacitores de 900 kVar, instalado no intuito de suprir a demanda de reativos no modo isolado e melhorar o fator de potência quando no modo conectado, um sistema avançado de armazenamento de energia de 2 MW, composto por baterias de lítio (LiFePO_4) dimensionadas de modo a armazenar 4 MWh de energia elétrica, que, quando conectadas à rede principal, têm sua carga e descarga de acordo com o sistema de gerenciamento de fonte de energia distribuída (*distributed energy resource management system* – DERMS). Este, baseado na estrutura de tarifa local, determina o esquema de utilização das baterias, maximizando a eficiência na utilização da energia elétrica e reduzindo o consumo nas horas de pico. No entanto, durante algum distúrbio que induz o sistema a operar no modo isolado, a energia da bateria é usada para dar continuidade ao suprimento energético da demanda de carga (ALEGRIA et al., 2014). Também compõe a microrrede um sistema solar fotovoltaico de 1,2 MW no topo do telhado da construção, uma planta de geração de pilha combustível de 1 MW e dois geradores diesel de emergência de 1,2 MW cada. Os dois geradores somente operam em situações em que a rede principal e o modo isolado falham. Nesse caso, os geradores são ativados e utilizados para recarregar todo o sistema de armazenamento, sempre por meio do gerenciamento do DERMS (ALEGRIA et al., 2014).

Além dos componentes já citados, o sistema implementado em Santa Rita Jail tem uma chave estática de desconexão, instalada entre a rede principal e a microrrede, que opera sob as condições nominais de 12,47 kV e 300A com função de proteção contra sobre e subtensão, sobre e subfrequência e sobrecorrente direcional, sendo responsável pelo chaveamento entre os modos conectado e isolado, sem descontinuidade. Igualmente, está presente um sistema de interface, no qual são utilizados quatro conversores DC-DC, de 2 MW e 2,5 MVA, cada um com 500 kW e 1 MWh, conectados diretamente ao banco de baterias. Esse sistema, apesar de funcionar de forma independente de outros dispositivos, está conectado a outros dois inversores DC-AC que fazem interface com as cargas e rede principal (ALEGRIA et al., 2014). O diagrama unifilar da microrrede descrito anteriormente pode ser analisado a partir da Figura 18.

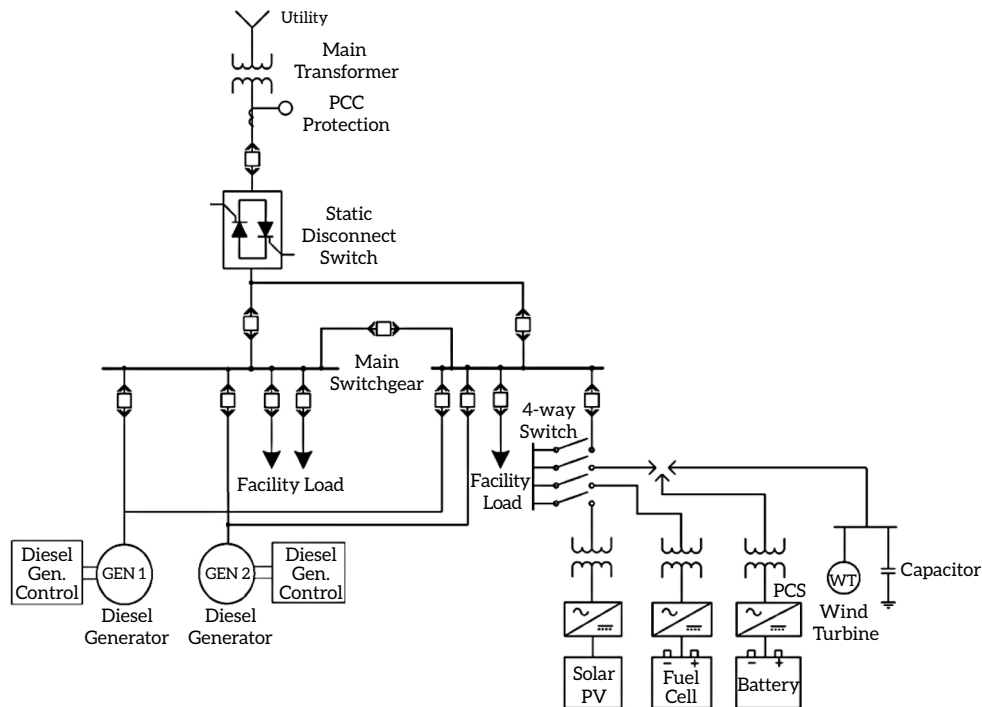


Figura 18 – Diagrama Unifilar da Microrrede de Santa Rita Jail

Fonte: ALEGRIA et al., 2014

A implantação dessa microrrede foi motivada pela necessidade de resposta automática em face das situações de problemas nas linhas de transmissão e distribuição. Por meio do funcionamento isolado do sistema, distúrbios e falhas no fornecimento da energia elétrica podem ser prevenidos pelo gerenciamento da microrrede. Devido ao fato de parte da demanda ser um sistema penitenciário, a confiabilidade no fornecimento da energia se torna um dos principais fatores motivadores para a existência de um sistema ininterrupto, pois qualquer falha pode resultar em situações problemáticas para a população da região. Além disso, há os fatores econômicos, como redução do consumo em horário de pico, por meio do gerenciamento do consumo; fatores ambientais, como redução na emissão de gases de efeito estufa (GEE), devido à implantação de energias renováveis; e fatores tecnológicos, como fornecimento de um sistema de geração *plug and play* de fácil integração, modular, de larga escala e grande potencial (CHEVRON, 2014).



Análise dos impactos, custos e benefícios das redes inteligentes

Capítulo

2

2 ANÁLISE DOS IMPACTOS, CUSTOS E BENEFÍCIOS DAS REDES INTELIGENTES

Neste capítulo, são realizados diversos estudos de caso, por meio de simulações computacionais, com o intuito de avaliar impactos, custos e benefícios das redes elétricas inteligentes. Os casos estudados foram baseados em características específicas de sistemas elétricos brasileiros e estão diretamente relacionados a tópicos descritos de forma introdutória neste capítulo. São eles: integração de fontes variáveis de energia, integração de geração distribuída, integração de veículos elétricos, papel do armazenamento de energia e custos e benefícios das redes inteligentes.

2.1 INTEGRAÇÃO DE FONTES VARIÁVEIS DE ENERGIA

Fontes de energia intermitentes são recursos energéticos renováveis que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não podem ser armazenados em sua forma original. Por exemplo, são considerados sistemas de geração intermitentes os sistemas eólico, solar fotovoltaico e concentrador solar sem armazenamento de energia.

Uma importante característica desse tipo de geração é que não pode ser despachado e gera energia elétrica de forma variável, pois depende do fluxo de energia cuja previsibilidade é estocástica. Assim, é amiúde difícil ajustar a produção de energia com a demanda, o que pode ocasionar excesso de produção de energia, em especial em sistemas inflexíveis, ou não atendimento da carga (DE JONGHE et al., 2011; WILSON et al., 2011).

A interação diferenciada das fontes intermitentes com o sistema elétrico pode causar impactos locais e/ou mais amplos, devendo exigir novas abordagens e novas soluções para a operação do setor. De fato, existem significativas diferenças entre as centrais intermitentes e os geradores síncronos convencionais. Os sistemas eólicos, por exemplo, empregam diferentes sistemas de geração elétrica (muitas vezes, baseados em eletrônica de potência) comparativamente com os usados nas centrais convencionais; a energia primária – o vento – não é controlável e varia estocasticamente; e o tamanho individual típico de geradores eólicos é muito menor do que o de um gerador síncrono convencional (SLOOTWEG, 2003).

Em sua maioria, os sistemas elétricos não apresentam dificuldade de operação quando fontes intermitentes são inseridas na matriz elétrica em pequena escala, usualmente inferior a 20% da demanda de carga (IEA, 2014). Entretanto, os possíveis problemas começam a surgir quando a penetração das fontes intermitentes é mais expressiva. Até o momento, a participação dessas fontes nos sistemas energéticos mundiais é relativamente baixa, à exceção de em algumas regiões, como no oeste da Dinamarca, no norte da Alemanha e na Galícia, na Espanha, onde há significativa participação de energia eólica.

Os possíveis impactos locais das fontes intermitentes no sistema elétrico ocorrem na proximidade da central geradora. Os principais impactos se dão na redução do controle de tensão, alteração na corrente de curto-circuito e alteração na qualidade da energia, como geração de harmônicos e cintilação (*flicker*) (ANAYA-LARA, 2009; MANWELL, 2009). Esses efeitos ocorrem independentemente do nível de penetração das fontes intermitentes no sistema elétrico e são influenciados pelo tipo de tecnologia utilizada (SLOOTWEG, 2003).

Os impactos mais amplos no sistema elétrico são desequilíbrio entre carga e geração, geração de reativos e redução do controle de frequência (MORREN et al., 2006; FERNÁNDEZ et al., 2007). Esses problemas estão fortemente relacionados com o nível de penetração das fontes intermitentes no sistema, enquanto o tipo de tecnologia utilizada é menos importante. De fato, conforme Ackermann (2012), a penetração em larga escala de fontes intermitentes (acima de 30% em energia) em grandes sistemas elétricos interconectados pode exigir reestruturação, passo a passo, das abordagens de operação dos sistemas elétricos existentes.

A Figura 19 ilustra um quadro simplificado para a compreensão dos impactos das fontes variáveis, em que a geração intermitente (no caso, eólica) reduz a carga líquida atendida por geradores convencionais. Nessa figura, a geração renovável é subtraída da carga normal, mostrando a carga residual (ou líquida) que a concessionária deve atender com fontes convencionais.

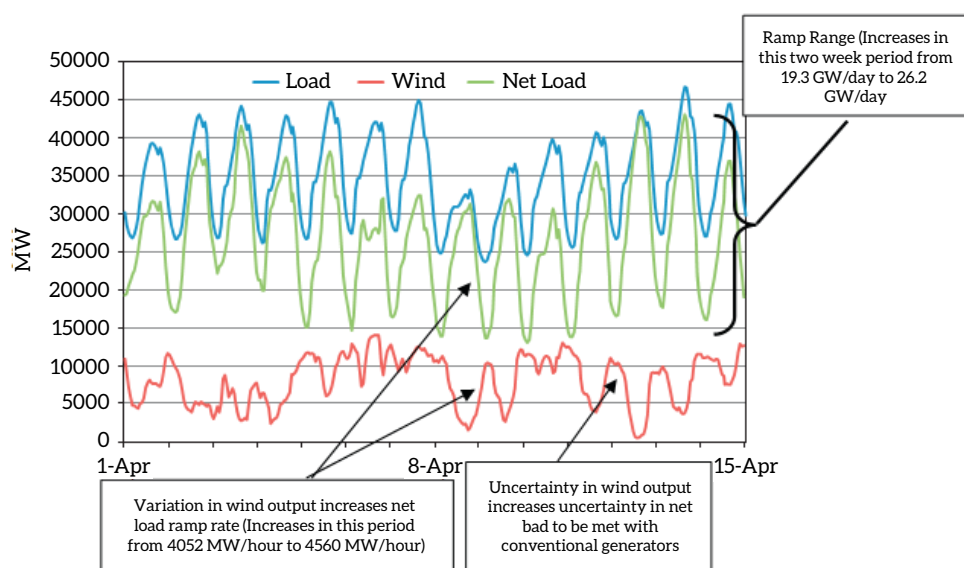


Figura 19 – Impacto do Aumento do Uso de Energia Renovável

Fonte: DENHOLM; HAND, 2011

Há quatro impactos significativos com a entrada da geração intermitente. O primeiro é o aumento da necessidade de regulação de frequência, porque o comportamento intermitente da fonte primária pode aumentar a variabilidade de curto prazo da carga líquida (não ilustrada no gráfico). O segundo é o aumento da velocidade com que a geração convencional deve aumentar/diminuir a oferta de energia (*ramping range*). O terceiro é a incerteza no recurso renovável e da carga líquida resultante. E, por fim, o efeito final é o aumento da diferença entre o valor mínimo e máximo da demanda diária (*global ramping range*) e a redução da carga líquida mínima, que pode forçar geradores de base a reduzir sua potência de saída (em alguns casos, sendo obrigados a operar a vazio devido às restrições operativas).

Juntos, o aumento da variabilidade e a incerteza da carga líquida exigem quantidade maior de flexibilidade operacional e reservas no sistema com maior velocidade de resposta para atender as mudanças previsíveis e as imprevisíveis da carga líquida. A Figura 20 ilustra a questão relacionada com a flexibilidade do sistema para acomodar geração intermitente.

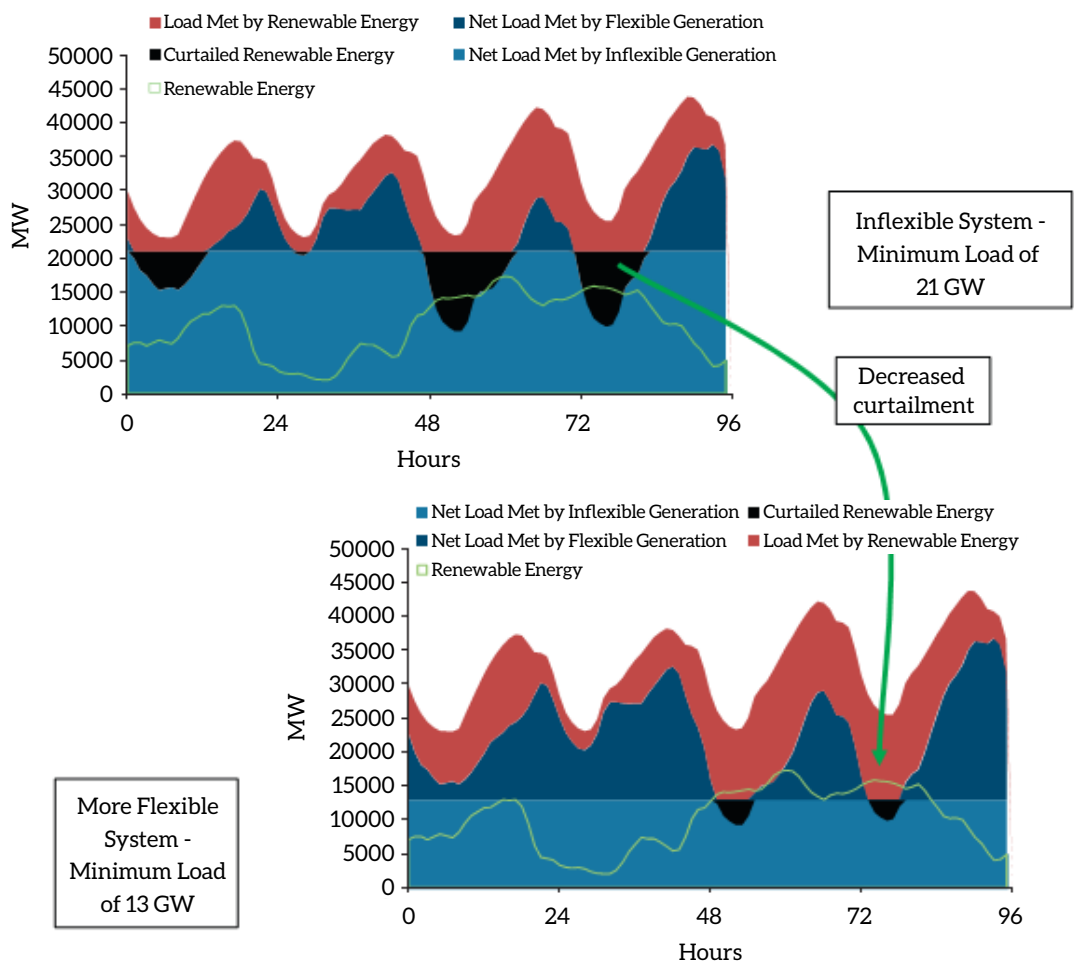


Figura 20 – Impacto da Flexibilidade do Sistema e as Fontes Intermitentes

Fonte: DENHOLM; HAND, 2011

Na primeira simulação (gráfico da esquerda), é assumido que os geradores de base são incapazes de operar abaixo de 21 GW, ou 65% abaixo do pico anual de carga, de 60 GW. Nesse caso, um *mix* de energia eólica e solar fornece 20% da demanda de energia elétrica. No entanto, 21% da geração intermitente precisam ser “vertidos” devido às restrições mínimas das unidades geradoras de base. O gráfico da direita mostra o resultado de aumentar a flexibilidade, permitindo um ponto mínimo de operação dos geradores em 13 GW. Nesse caso, o “vertimento” das fontes intermitentes seria reduzido para menos de 3%, e a mesma quantidade de fontes renováveis fornece cerca de 25% da energia anual do sistema. Esse cenário de “vertimento” de fontes intermitentes já é uma ocorrência real no sistema de energia da Dinamarca, que tem uma grande base instalada de geração de energia eólica (DENHOLM; HAND, 2011).

A flexibilidade do sistema elétrico é difícil de ser avaliada e está associada com o *mix* de tecnologias de geração. Usinas térmicas a gás, sobretudo aquelas de ciclo aberto ou de ciclo combinado flexível, e hidrelétricas, em geral, têm maior flexibilidade operativa do que usinas térmicas a carvão ou nucleares. Contudo, mais importante que a flexibilidade operativa é a flexibilidade econômica, relacionada com os custos de operação das unidades com carga parcial. Esta tende a ser a maior preocupação com a introdução das fontes eólicas e solares na matriz elétrica brasileira, principalmente devido à localização dos parques geradores.

2.2 INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) caracteriza-se por geração e armazenamento de energia elétrica em pequena escala de modo integrado, a partir de recursos modulares, instalados próximos à carga e, em geral, projetados para suprir a demanda de carga local (PHUANGPORNPIITAK; TIA, 2013). Sendo um conceito independente da tecnologia utilizada, a geração distribuída não é planejada de forma centralizada, o que, consequentemente, impacta na operação dos sistemas elétricos.

As instalações da GD são feitas no sistema de distribuição e contribuem para menores perdas nas linhas de transmissão devido ao fato de não percorrerem longas distâncias entre o centro de geração e os pontos de consumo (LIDULA; RAJAPAKSE, 2011). A partir dessa configuração, é possível obter maior eficiência energética, porquanto a geração opera em sinergia com a carga, além de ser capaz de colaborar positivamente, aliviando a sobrecarga e o congestionamento no sistema de transmissão e na manutenção dos níveis de tensão adequados, sobretudo quando localizadas ao longo de redes de grande extensão, e reduzindo a queda de energia elétrica (SOSHINSKAYA et al., 2014).

A potência da geração próxima aos centros de consumo, normalmente, assume valores abaixo de 50 MW (CHOWDHURY et al., 2009), fato que contribui para a redução do tempo de construção e do valor de investimento devido ao pequeno porte adotado, quando comparadas instalações de geração distribuída a grandes plantas de geração centralizada (BORGES, 2012). Dessa maneira, o cenário se torna favorável à inserção de fontes renováveis de eletricidade. Isso resulta em diversificação da matriz de energia elétrica, redução da emissão de GEE, aumento da confiabilidade no fornecimento, o que auxilia no atendimento da demanda de carga, e, consequentemente, retarda os planos de expansão da capacidade do sistema elétrico (BORGES, 2012). Entretanto, a inserção de fontes renováveis de energia elétrica, devido ao fato de serem, em geral, intermitentes ou sazonais, apresenta desvantagens no segmento de regularização do sistema elétrico, uma vez que fontes renováveis não podem ser previamente despachadas pelas concessionárias de energia (BORGES, 2012).

Devido ao fato de as unidades de geração descentralizadas não serem perfeitamente correspondentes à demanda de carga, o uso do armazenamento distribuído torna-se essencial a fim de melhorar o desempenho do sistema (CHOWDHURY et al., 2009). A alternativa do armazenamento da energia elétrica permite que o sistema funcione de forma estável e contínua, independentemente das flutuações da carga, mitigando a intermitência típica das fontes renováveis de energia, como solar e eólica, para que as unidades de geração possam operar de maneira despachável e sem interrupções (SOSHINSKAYA et al., 2014). Existem diversos tipos de dispositivos capazes de armazenar energia, como baterias, volantes de inércia (*flywheels*), supercapacitores, bombeamento de água, uso alternativo do veículo elétrico, que pode armazenar energia elétrica e fornecê-la à rede nos momentos mais propícios, entre outros que serão abordados no item 2.4.

2.2.1 MODOS DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com a finalidade para a qual foi projetada, a geração distribuída pode ser classificada, basicamente, em três modos distintos de operação (BORGES, 2012). O primeiro, classificado como gerador de *backup*, é projetado para funcionar de forma isolada e opera de maneira a suprir a demanda de energia elétrica para o caso de interrupção na rede de fornecimento principal. Um sistema desse porte, que pode incluir diversos pontos de consumo, é capaz, por meio de chaveamento, de operar alimentando diversas cargas selecionadas previamente, para possibilitar a alimentação contínua de cargas prioritárias (ABBEY; TANG, 2006). Assim, se coordenada de forma correta, a unidade de geração distribuída contribui positivamente para a confiabilidade do sistema de fornecimento principal.

A unidade pode ser classificada, também, como conectada à rede. Nesse modo, o excesso de produção é injetado na rede de distribuição toda vez que a geração excede o necessário demandado pela carga local. Assim sendo, a energia elétrica injetada na rede é medida e o consumidor paga somente a diferença entre o que é consumido, proveniente da rede de distribuição, e o que foi injetado. Entretanto, nesse tipo de configuração, não há benefícios para a confiabilidade do sistema de distribuição.

Por fim, a unidade de geração distribuída pode operar de forma paralela com a rede principal, sendo considerada simplesmente como uma carga negativa, independentemente da tensão do sistema e da barra terminal. Desse modo, a confiabilidade do sistema é afetada positivamente, desde que a geração seja representada como uma redução na demanda de carga.

2.2.2 IMPACTOS NA CONFIABILIDADE E QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade da energia elétrica passou a ser mensurada e exigida a partir do momento em que os equipamentos utilizados pelos consumidores finais tornaram-se mais sofisticados. Desse modo, o distúrbio na forma de onda da tensão e corrente, especialmente na magnitude e frequência, pode causar o mau funcionamento dos equipamentos mais sensíveis, o que torna imprescindíveis a análise e o desenvolvimento de soluções no intuito de preservar o fornecimento de energia elétrica de qualidade para os consumidores.

Além dos consumidores em geral, que prezam a qualidade da energia que chega ao seu destino final, há as cargas prioritárias, que precisam proteger seus computadores e periféricos, exigindo qualidade e confiabilidade no suprimento. As referidas cargas prioritárias se enquadram em categorias como sistemas de banco, escritórios financeiros, estações de rádio ou televisão, base militar, provedores de internet e companhias de telefonia, assim como hospitais e enfermarias, indústrias de manufatura e prestadoras de serviços essenciais, como tratamento de água e esgoto, fornecimento de água, gás e transportes em massa, que necessitam obrigatoriamente de fornecimento contínuo.

Os problemas diretamente ligados aos distúrbios podem ser verificados de diversas maneiras, em função de duração do evento, efeitos causados, intensidade do impacto ou faixa de frequência envolvida. Dentre eles, podemos citar os transitórios, que podem ser impulsivos ou oscilatórios, ambos causados pela variação muito rápida e indesejada de grandezas como corrente e tensão, provenientes de descargas atmosféricas, relâmpago, comutação de carga ou de linha, energização de banco de capacitores ou interrupção de carga indutiva. O afundamento e a elevação da tensão também são considerados agentes problemáticos, sendo um o oposto do outro. O primeiro, geralmente originado pela entrada no sistema de uma carga temporária de grande porte ou devido a um curto-circuito, resulta na redução do valor RMS da tensão durante meio ciclo e um minuto aproximadamente. O segundo, comumente causado pela saída de uma carga de grande porte do sistema ou pela conexão de um banco de capacitores, resulta no aumento do valor RMS da tensão também durante aproximadamente meio ciclo e um minuto. Todavia, quando o intervalo de duração ultrapassa o tempo de dois minutos, o fenômeno passa a ser classificado como subtensão e sobretensão, como resultado da redução e do aumento no valor RMS da tensão, respectivamente.

O fornecimento de energia elétrica pode sofrer também com interrupções momentâneas não desejáveis no seu suprimento, causadas pela possível abertura da isolação do sistema, ou interrupções prolongadas, provenientes de alguma falta na linha de transmissão ou distribuição. Ademais, tem-se a distorção harmônica, que é a distorção da forma de onda das grandezas tensão ou corrente de sua componente fundamental, ocasionada por dispositivos não lineares de conversão, como ponte de retificadores, compensadores controlados por tiristores e outros equipamentos presentes na eletrônica de potência. Por conseguinte, a distorção harmônica pode causar aquecimento dos transformadores de distribuição, ressonância no sistema e operação atípica dos equipamentos eletrônicos (HE et al., 2012). Outros problemas igualmente podem ser observados, como recortes de comutação (*voltage notching*), flutuações de tensão e ruídos (CHOWDHURY et al., 2009).

Apesar de alguns agentes de geração, como as fontes renováveis, apresentarem características sazonais e intermitentes, a inserção de diversos equipamentos agregados em uma microrrede pode ser usada como artifício para regularização de alguns fatores problemáticos. A bateria, por exemplo, pode ser usada para suprir a energia do sistema com o objetivo de sustentá-lo durante uma interrupção prolongada, no horizonte de alguns dias. Quando associada a outras fontes inseridas localmente, renováveis ou não, consegue-se ampliar a independência da microrrede, inclusive em regiões remotas. Assim, a geração distribuída pode ser capaz de reduzir o pico de carga nas horas de maior demanda, auxiliando a operação nas horas de ponta. Além disso, fornece energia com qualidade devido aos equipamentos eletrônicos sofisticados utilizados como interface.

No entanto, o sistema de distribuição de energia elétrica segue determinados padrões de funcionamento de acordo com um modelo operativo próprio, de modo que cada fonte geradora incremental ao sistema, ainda que inserida localmente pelo consumidor, como no caso da geração descentralizada, obrigatoriamente, deve seguir as devidas recomendações como critério mínimo de adequação ao sistema. Assim sendo, para a microrrede e a rede principal operarem de forma paralela, deve ser feita a transição do modo isolado para o modo conectado por meio da sincronização dos dois sistemas. A sincronização pode ser feita de duas maneiras: na primeira, tem-se uma desconexão entre a microrrede e a carga, ocorrendo uma breve falta intencional. Em seguida, a rede principal reenergiza o barramento, retornando o fornecimento de energia de forma conectada. A segunda forma, considerada ideal, deve ser feita de modo suave, alternando o fornecimento de energia elétrica sem o desligamento, de acordo com as especificações técnicas elaboradas previamente pela concessionária.

Igualmente, o sistema da microrrede deve ser capaz de operar de modo isolado, ainda que fora de situações de contingências. Para isso, o sistema de armazenamento deve ser dimensionado de forma compatível com seu objetivo de atuação, além de responder rapidamente quando no modo conectado, sendo capaz de fornecer à carga estabilidade diante das flutuações de tensão do sistema. Também deve haver, dentro da microrrede, o gerenciamento das cargas prioritárias, para que o sistema seja capaz de, automaticamente, em caso de ausência da rede principal, alimentar as cargas especiais. Operando de maneira eficiente, o fluxo de potência deve ser controlado, por meio de medidores interconectados, e a proteção do sistema deve ser ativa, garantindo o funcionamento seguro dos equipamentos e dos operadores envolvidos.

2.3 INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Nos últimos anos, com a crescente evolução no preço do petróleo e a emissão de poluentes locais e globais pelos veículos automotores, a busca por alternativas para substituição dos veículos a combustão interna volta à cena, ganhando importância social e política em grande escala. O movimento é potencializado ainda pelos recentes avanços nas baterias de íon-lítio que apresentam maior densidade de energia e maior eficiência. Inseridos nesse contexto, os veículos elétricos híbridos de recarga externa (PHEV – *plug-in hybrid vehicle*) e os veículos elétricos a bateria (BEV – *battery electric vehicle*) ganham relevância.

Diversas metas agressivas de adoção de veículos elétricos têm sido propostas por governos, associações e montadoras. A Agência Internacional de Energia (IEA), no seu cenário alternativo, que busca reduzir as emissões de CO₂ e a dependência de petróleo, estima que, em 2020, haverá 27 milhões de veículos em circulação e mais de 1 bilhão em 2050 (IEA, 2012a). No início de 2011, o nível de penetração de veículos elétricos híbridos (HEV – *hybrid electric vehicle*), PHEV e BEV atingia 2% nos Estados Unidos e 9% no Japão. Na última década, mais de 2,5 milhões de veículos de modelos HEV, PHEV e BEV foram vendidos em todo o mundo (IEA, 2011b).

A adoção de veículos elétricos em larga escala ainda depende da superação de uma série de desafios técnicos, econômicos e culturais. Contudo, o preço dos veículos, fortemente correlacionado aos preços das baterias, pode ser reduzido com a produção em massa e com incentivos governamentais. A recarga de veículos, esperada para ocorrer durante as noites, após o retorno às residências, pode representar sobrecargas nos sistemas elétricos e demandar investimentos para suprir esse novo tipo de carga, além de tecnologias de redes elétricas inteligentes (*smart grid*).

O *World Energy Outlook 2012* (IEA, 2012b) reporta que, apesar da pequena quantidade de energia elétrica necessária para recarga de veículos elétricos, em relação à carga total dos sistemas, poderá haver grandes impactos na infraestrutura de transmissão e distribuição devido à carga de ponta, dado que os motoristas tendem a recarregar suas baterias durante as primeiras horas da noite. Tal comportamento pode demandar antecipação de investimentos e requer atenção por parte das distribuidoras de energia elétrica.

Nesse contexto, é importante salientar que a adoção de veículos elétricos pode representar riscos aos sistemas de distribuição. Velloso (2010) destaca a importância na adequação do planejamento energético em face do uso crescente de veículos elétricos durante os próximos anos, sugerindo que se leve em consideração o aumento da geração de energia elétrica e de pesquisas sobre administração de redes diante das necessidades do sistema de transporte.

À medida que os veículos elétricos atingirem níveis de penetração significativos no mercado de automóveis particulares, distribuidoras de energia precisarão se adaptar a um novo tipo de carga que apresenta características de alto consumo de energia e com horário de conexão em períodos de pico do sistema. Esse cenário é mais especificamente associado às regiões com predominância de consumidores residenciais, pois, dada a ausência de infraestrutura pública de recarga, os usuários tendem a recarregar a bateria dos veículos nas suas residências.

Os veículos elétricos podem ser recarregados a partir de tomadas convencionais ou estações dedicadas de recarga. Dependendo da tensão e da corrente disponíveis, além do estado de carga da bateria, o processo poderá levar de alguns minutos a várias horas. No caso da recarga residencial, encontram-se disponíveis no Brasil dois padrões de tensão: 380/220 V e 220/127 V (BRASIL, 1988). Borba (2012) sugere que a recarga residencial em tomadas padrão de 127 V ou 220 V pode ser suficiente para a autonomia desejada pela maioria dos usuários de PHEV. Porém, para o caso de recarga de BEV, há também a necessidade de uma infraestrutura pública de recarga para aumentar a autonomia, assim como postos de recarga rápida para longas viagens.

Em 1994, nos Estados Unidos, o Electric Power Research Institute (Epri) definiu três níveis de recarga para veículos elétricos, codificados no National Electric Code (NEC), sendo eles:

- Nível 1 (120 VAC, 12 ou 16 A);
- Nível 2 (240 VAC, 40 A);
- Nível 3 (480 VAC) (DOE, 2008).

A Sociedade de Engenheiros Automotivos (SAE) elaborou a norma J1772, *Electric Vehicle Conductive Charge Coupler*, publicada em janeiro de 2010 e adotada amplamente nos Estados Unidos e no Japão, definindo os seguintes padrões:

- CA Nível 1 (120 VAC, 12 ou 16 A);
- CA Nível 2 (240 VAC até 80 A);
- CA Nível 3 (com níveis de tensão e corrente em estudo).

A SAE ainda define três níveis de recarga para corrente contínua:

- CC Nível 1 (200 a 450 V, até 80 A);
- CC Nível 2 (200 a 450 V, até 200 A);
- CC Nível 3 (200 a 600 V, até 400 A)⁴ (SAE, 2011).

Outro padrão estabelecido mundialmente é o IEC 61851 (International Electrotechnical Commission), adotado na Europa. Esse padrão define quatro modos de recarga com tensão alternada de até 690 V e tensão contínua de até 1.000 V (VAN DEN BOSSCHE, 2010). Há também um sistema de recarga conhecido por CHAdeMO, que é um método de recarga rápida para veículos em uso no Japão. Esse sistema permite a recarga em corrente contínua em níveis de tensão de até 500 V e 125 A (CHAdeMO, 2013).

2.3.1 ESTUDO DE CASO – IMPACTO DA INTRODUÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE FLORIANÓPOLIS

Este estudo de caso tem por objetivo avaliar o impacto da penetração de veículos elétricos no sistema de distribuição, na ausência de dispositivos que tenham potencial para mitigar o impacto na infraestrutura elétrica, como é o caso das redes elétricas inteligentes. Este estudo permite avaliar qualitativamente os benefícios das redes inteligentes no que tange a uma melhor operação das redes de distribuição sob a ótica da maximização de uso da infraestrutura disponível.

O foco do estudo é no sistema de distribuição de Florianópolis, na área de concessão da Celesc. O consumo médio da classe residencial na região é de 198 kWh/mês e corresponde ao quinto maior do país (CELESC, 2011). Além disso, o estado apresenta elevada taxa de motorização, importante indicativo da potencial demanda de energia elétrica em função da recarga de veículos elétricos, pois, à medida que tradicionais veículos vierem a ser substituídos por veículos elétricos, as redes de distribuição deverão ser capazes de atender essa demanda adicional. Assim, esses fatores associados sugerem que o estado apresenta boas características para a avaliação do estudo de caso proposto.

Para avaliar os impactos na infraestrutura de distribuição, adotam-se curvas de carga diárias de consumidores estratificadas por suas classes e faixas de consumo. Agregam-se também informações que representam a demanda de energia por veículos elétricos nas redes de distribuição por meio da caracterização de parâmetros como taxa de motorização, horário de conexão e energia necessária para cada recarga. Desse modo, o comportamento da demanda de energia elétrica dos usuários é caracterizado por modelos estatísticos que representam funções de distribuição de probabilidade.

4 Ainda em fase de estudos.

No âmbito deste estudo, define-se que a demanda de energia elétrica em qualquer consumidor é dada por duas parcelas: cenário base e cenário veículo elétrico (cenário VE). Essas informações servem como dados de entrada para o cálculo do fluxo de potência probabilístico trifásico⁵ que determinará as condições de operação do sistema elétrico. Para o cenário base, faz-se uso da metodologia de agregação de curvas de carga proposta por Jardini et al. (2000). Para o cenário VE, desenvolve-se uma metodologia fundamentada basicamente na determinação da taxa de motorização, na curva de depleção de baterias e na curva de conexão dos veículos à rede, conforme apresentado na Figura 21.

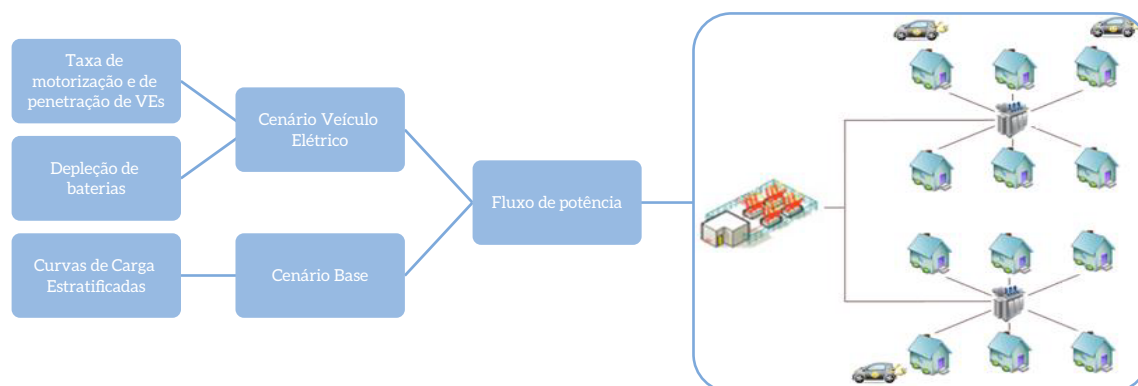


Figura 21 – Fluxograma Simplificado do Estudo de Caso

Fonte: Elaboração própria

Com a finalidade de avaliar os diferentes impactos, deve-se levar em consideração a natureza estatística dos parâmetros de entrada do problema. Desse modo, adota-se um método iterativo, baseado no método de Simulação Monte Carlo, para avaliar diferentes impactos, variando os níveis de penetração de veículos elétricos na rede de distribuição. Isto é, a partir de um grupo de variáveis de entrada aplicadas ao modelo determinístico, pode-se obter a resposta do sistema em função de curvas de distribuição de probabilidade.

Para cada iteração realizada pelo algoritmo, são armazenados os seguintes valores: tensão nas barras, corrente nos ramos, potência dos transformadores de distribuição e desbalanceamentos de tensão. Quando o critério de parada para a Simulação Monte Carlo é atingido,⁶ são calculados os valores de média e desvio-padrão de todas as variáveis até então armazenadas, assumindo, assim, funções de distribuição de probabilidade normal para cada um dos níveis de penetração. Esses resultados permitem avaliar se os valores se encontram dentro dos padrões exigidos e se é ou não necessário definir algum investimento para corrigir possíveis violações. Logo em seguida, incrementa-se a taxa de penetração de veículos elétricos na rede e repetem-se as análises, desde que o limite de penetração preestabelecido não tenha sido atingido.

5 O cálculo do fluxo de potência é um problema matemático que tem como objetivo determinar a tensão e a potência em todos os barramentos de um sistema elétrico. Nas áreas de planejamento e operação de redes de distribuição, o fluxo de potência (também conhecido como fluxo de carga) tem a finalidade de subsidiar estudos para as fases de projeto, estabelecer o planejamento da expansão e a operação dos sistemas elétricos.

6 O critério de parada do fluxo de potência utilizado neste trabalho foi o do coeficiente de variação estatística.

Existe claramente uma grande diversidade de parâmetros de entrada que podem ser utilizados para gerar diferentes resultados do modelo de avaliação apresentado. Em face do grande volume de informação gerado pelo modelo, é de suma importância que esses resultados sejam avaliados dentro de faixas de confiabilidade para que não ocorram riscos de transgressão das condições-limite de operação do sistema. O risco, nesse caso, deve-se ao comportamento probabilístico dos elementos que compõem o sistema em análise que merecem realce: problemas de queda de tensão (subtensão), sobrecargas em transformadores de distribuição, sobrecorrente em alimentadores de média tensão e desbalanceamentos de tensão, como exibido na Figura 22. O risco pode ser definido como o grau de incerteza das variáveis de interesse com respeito aos valores considerados aceitáveis para essas variáveis (SIMON, 2013).

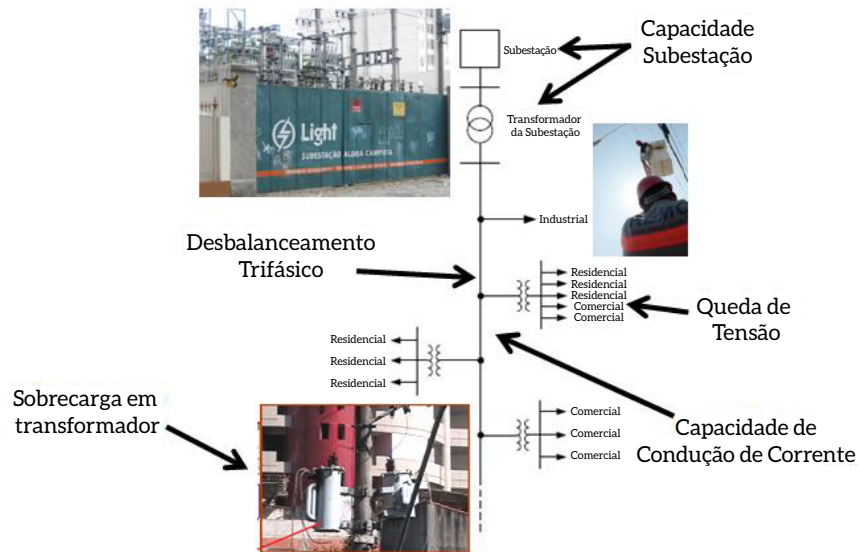


Figura 22 – Avaliação dos Impactos na Infraestrutura de Distribuição

Fonte: Elaboração própria

2.3.1.1 CELESC DISTRIBUIÇÃO

A Celesc Distribuição foi criada em outubro de 2006 a partir da desverticalização das atividades de geração e distribuição de energia elétrica exercidas pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc). Naquele ano, a Celesc passou a operar no formato de *holding*, com duas subsidiárias integrais: a Celesc Geração S.A e a Celesc Distribuição S.A. (CELESC, 2013).

A divisão de distribuição da Celesc é a principal atividade do Grupo Celesc e leva energia para mais de 2,4 milhões de unidades consumidoras localizadas em 257 municípios catarinenses (91,79% do território do estado) (CELESC, 2011).

As subestações da Celesc realizam a distribuição de energia elétrica por meio de alimentadores, diretamente ou por derivações do alimentador, aos transformadores de distribuição. Neste estudo de caso, serão apresentados os resultados dos impactos na infraestrutura de distribuição, considerando cenários probabilísticos de demanda de energia elétrica tanto para o consumo de energia elétrica na ausência de veículos elétricos quanto para o consumo, considerando recargas dessas baterias.

A partir dos resultados, pode-se avaliar o comportamento da rede em função de parâmetros elétricos típicos e impactos na infraestrutura (tensão, carregamento de transformadores e condutores, perdas técnicas etc.). A avaliação deste caso é realizada para um alimentador (TDE-07) da Subestação Trindade, como exibido na Figura 23. A SE Trindade atende a região da Trindade, Córrego Grande e outros bairros próximos.

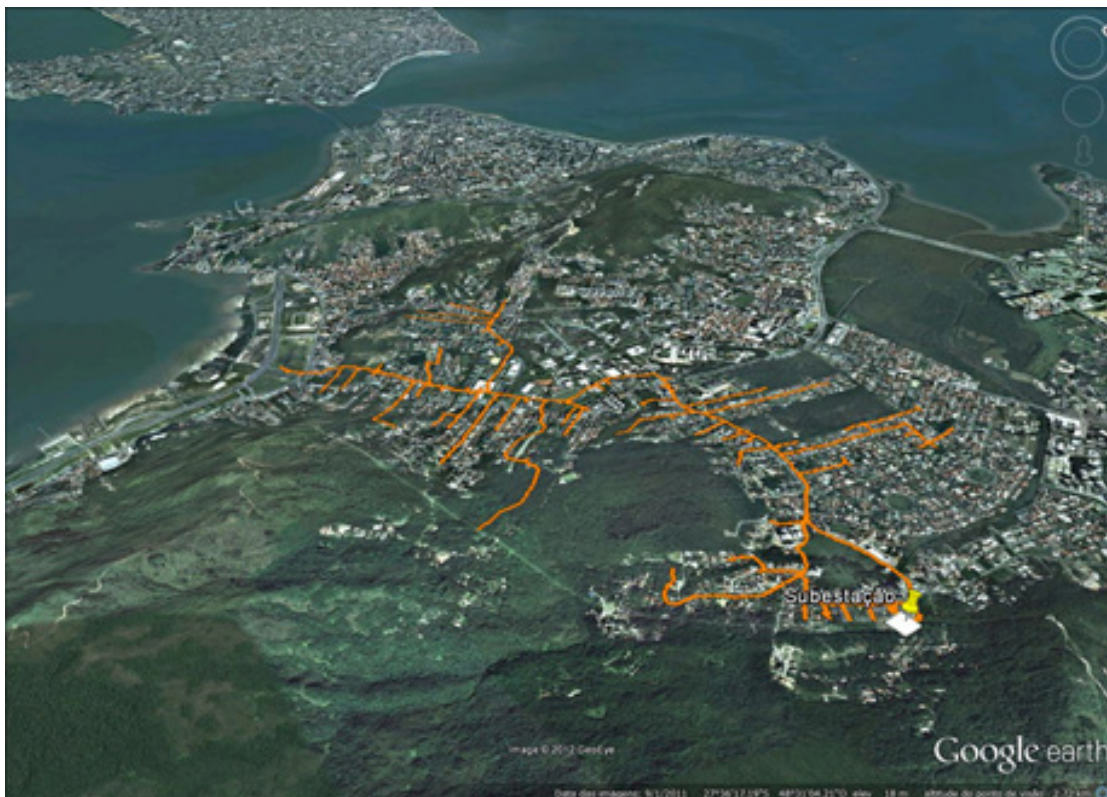


Figura 23 – Alimentador TDE-07 Utilizado no Estudo de Caso

Fonte: GOOGLE EARTH, 2014

A partir dos dados dos consumidores conectados ao alimentador TDE-07, pode-se determinar o perfil em função do consumo de energia e do número de consumidores por classe. Nota-se que, em termos de consumo, o alimentador é predominantemente residencial, com aproximadamente 57% da energia sendo destinados a esses usuários. O segundo maior grupo consumidor é o comercial, que representa também uma parcela importante do consumo desse sistema. Por fim, nota-se que as classes “Industrial” e “Outros” correspondem ao restante do consumo. Embora a energia demandada pelo setor residencial seja pouco mais da metade, essa classe corresponde à maioria absoluta de consumidores conectados ao alimentador, com aproximadamente 93%.

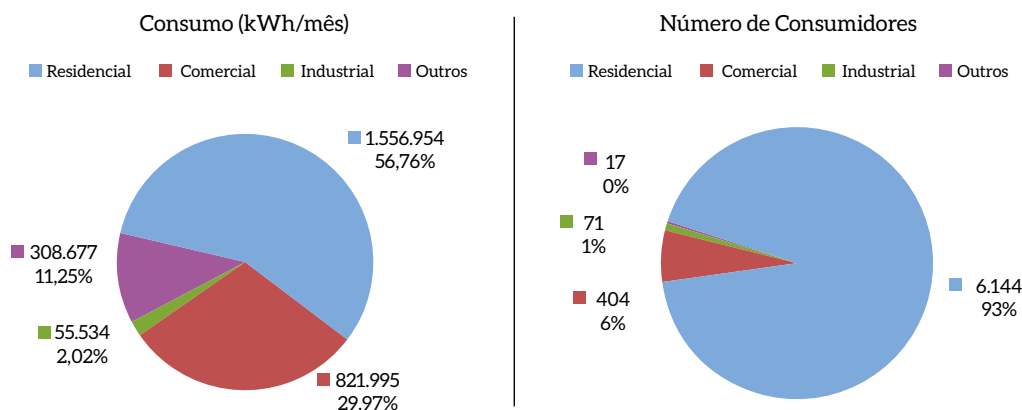


Figura 24 – Características dos Usuários Conectados ao Alimentador TDE-07

Fonte: CELESC, 2011

O suprimento de energia elétrica aos consumidores da rede se dá por transformadores de distribuição. Os transformadores têm a função de rebaixar os níveis de tensão para valores mais adequados para a maioria dos consumidores conectados ao alimentador. O alimentador TDE-07 tem 143 transformadores de distribuição conectados diretamente à rede de média tensão.

No presente estudo de caso, a rede da Celesc de média tensão é caracterizada como um sistema delta a três fios. Esse tipo de sistema apresenta melhor equilíbrio das fases em relação aos sistemas estrela. Nos secundários dos transformadores de distribuição, a rede da Celesc é caracterizada por um sistema estrela a quatro fios com o neutro aterrado.

O estudo de caso ainda apresenta três bancos de capacitores instalados com a finalidade de suprir a energia reativa demandada por cargas indutivas e pelas linhas de distribuição. Cada banco de capacitor instalado tem potência nominal de 300 kVA e não tem nenhum tipo de chaveamento, ou seja, trata-se de bancos fixos suprindo energia reativa durante todo o tempo.

2.3.1.2 TAXA DE MOTORIZAÇÃO

A taxa de motorização, ou número de automóveis por habitante, no estado de Santa Catarina encontra-se entre as maiores do país. Com base nos dados do Censo Demográfico de 2010 (IBGE, 2010), verifica-se que, para o município de Florianópolis, 65,62% dos domicílios do conjunto amostral possuem ao menos um veículo, enquanto, na região estudada, verifica-se que 81,46% dos domicílios, pelo menos um veículo.

Neste estudo, a taxa de motorização, diferentemente do que é encontrada tipicamente na bibliografia, é tratada como a razão entre o número de veículos pelo número de domicílios. Essa definição tem por objetivo subsidiar o conceito de taxa de penetração de veículos elétricos e associá-lo à base de dados da distribuidora de energia elétrica (onde o número de consumidores atendidos poderia ser aproximado pelo número de domicílios, por exemplo). Isto é, assume-se que cada residência corresponde a uma unidade de consumo de energia elétrica.

Contudo, somente a partir de IBGE (2010) não é possível determinar a taxa de motorização domiciliar, dado que esse censo só aponta a existência de veículo no domicílio. Por outro lado, o Censo 2000 (IBGE, 2000) não apenas aponta a existência de veículos no domicílio como também quantifica essa informação. Pode-se, portanto, determinar um índice que relaciona a quantidade de veículos por domicílio em função da faixa de renda a fim de determinar a quantidade de veículos por domicílio para o ano-base do Censo 2010 (IBGE, 2010), como apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Índice de Motorização Calculado para a Metodologia

Faixa de renda domiciliar em salários mínimos	1 veículo	2 veículos	3 veículos	Índice de motorização calculado
0	87,50%	8,33%	4,17%	1,17
(0,1)	100,00%	0,00%	0,00%	1,00
[1,2)	95,00%	5,00%	0,00%	1,05
[2,3)	95,52%	4,48%	0,00%	1,04
[3,5)	95,71%	3,43%	0,86%	1,05
[5,6)	96,15%	3,85%	0,00%	1,04
[6,8)	92,43%	7,57%	0,00%	1,08
[8,10)	91,08%	8,60%	0,32%	1,09
[10,15)	84,98%	13,90%	1,12%	1,16
[15,20)	78,87%	19,19%	1,94%	1,23
[20,30)	71,10%	26,58%	2,32%	1,31
30+	47,91%	42,74%	9,35%	1,61

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE, 2000; IBGE, 2010

Aplicando os fatores da Tabela 6 para os dados estratificados de IBGE (2010), é possível encontrar uma taxa de motorização estimada para a região onde a rede elétrica está instalada que corresponde a aproximadamente 1,01 veículo por domicílio. Definindo uma taxa de penetração de veículos elétricos como o percentual de veículos da frota que foi substituído por veículos elétricos ou híbridos *plug-in*, pode-se avaliar o impacto na infraestrutura para diferentes níveis de penetração. Assim, a taxa de penetração de 0% corresponde ao cenário atual, em que não existem, na prática, veículos elétricos, e serve como base para avaliar o comportamento da rede à medida que o número de veículos elétricos aumenta gradualmente. Do mesmo modo, 30% de penetração correspondem a 30% da frota realizando recarga com a infraestrutura residencial, que, nesse caso, equivale a aproximadamente 1.862 veículos elétricos.

2.3.1.3 CENÁRIO BASE

Para determinação das curvas de carga do cenário base, é necessário que se disponha de curvas representativas de carga estratificadas por classe e faixa de consumo. Para obtenção dessas curvas, são realizadas medições em grupos de consumidores específicos. Neste estudo de caso, foram utilizadas curvas representativas obtidas em campanhas de medição para diferentes classes de consumidores.

Os usuários residenciais são caracterizados por ter baixo consumo de energia elétrica durante o dia, com aumento ao final da tarde e pico de demanda entre 18 e 21 horas, como pode ser observado na Figura 25. Os elevados valores de desvio-padrão encontrados nas classes residenciais podem ser associados à diversidade no uso de equipamentos elétricos, principalmente atribuída ao chuveiro elétrico.

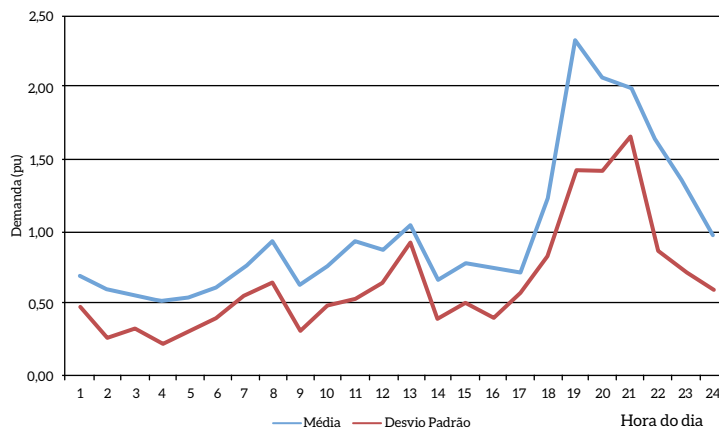


Figura 25 – Curva Representativa Classe Residencial – 100 – 160 kWh/mês

Fonte: SIMON, 2013

No que concerne aos consumidores de classes comerciais, observa-se uma demanda bastante regular durante o horário comercial, iniciando-se às 8 horas, com pequena redução no consumo em horários próximos ao horário do almoço, e retomada após as 13 horas, com nova estabilização até as 18 horas. Fora do horário “núcleo”, a demanda de energia é baixa e pode ser atribuída ao uso de equipamentos para refrigeração e iluminação.

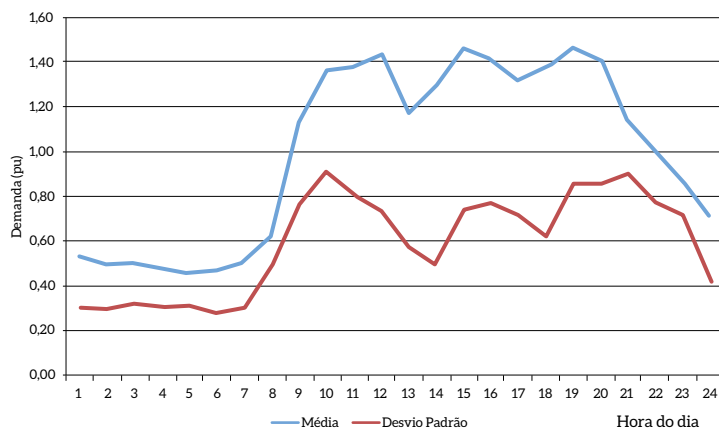


Figura 26 – Curva Representativa Classe Comercial – 500 – 1000 kWh/mês

Fonte: SIMON, 2013

Da mesma maneira que foram estimadas curvas que representem o comportamento de um dado consumidor conectado à rede de distribuição, é possível estimar curvas de carga de transformadores por meio da agregação das curvas de carga. Esse procedimento nada mais é do que a soma estatística (soma da média e do desvio-padrão) dos usuários que estão conectados ao lado de baixa tensão do transformador.

2.3.1.4 CENÁRIO VEÍCULOS ELÉTRICOS

A tensão de fornecimento de energia elétrica na rede de baixa tensão da Celesc é de 220 V (fase-neutro). Essa característica de tensão da rede direciona o proprietário de veículo elétrico basicamente ao padrão de recarga Nível 2 da SAE J1772. Esse nível pode ainda ser subdividido em dois subníveis: baixo, com corrente de 10 a 20 A, e alto, com correntes de 30 a 40 A. Neste estudo, serão definidos dois tipos de carregadores: o Nível 2 baixo com tensão nominal de 220 V e corrente de 15 A; e o Nível 2 alto com tensão nominal de 220 V e corrente de 30 A. Tanto para o Nível 2 baixo quanto para o Nível 2 alto, a recarga será realizada com eficiência de 90% e o fator de potência será de 0,95. A escolha desses tipos de carregadores reflete o padrão de carregador a bordo da maioria dos veículos elétricos disponíveis atualmente⁷ (3,3 kW e 6,6 kW).

a) Distância percorrida e curvas de depleção

A partir da seleção das variáveis de despesas com combustível, disponíveis em IBGE (2009), obtém-se um conjunto de valores amostrais das famílias classificados de acordo com o tipo de combustível: álcool, gasolina comum, óleo diesel, GNV, gasolina especial e gasolina aditivada. Cruzando os dados de despesas com combustível com o Sistema de Levantamento de Preços da ANP (ANP, 2013), pode-se estimar a quantidade de litros de cada um dos combustíveis adquiridos pelas famílias pesquisadas. A ANP não realiza amostragem de preços para gasolina especial nem para gasolina aditivada, portanto adotou-se a premissa de que dispêndios nessas classes de combustíveis fossem tratados como gasolina comum.

Utilizando os dados de desempenho energético regional médio por combustível, apresentados em Borba (2008), juntamente com os dados de consumo de combustível obtidos de IBGE (2009), pode-se estimar a distância média percorrida e a frequência de ocorrência em intervalos definidos de distância. A média de distância percorrida para o conjunto de 5.659 amostras para a região Sudeste é de aproximadamente 12.000 km. No caso do município de Florianópolis, a estimativa aponta uma média anual de aproximadamente 12.400 km. Os valores obtidos encontram-se dentro das faixas de distância publicadas por Murgel (1990) e Borba (2008).

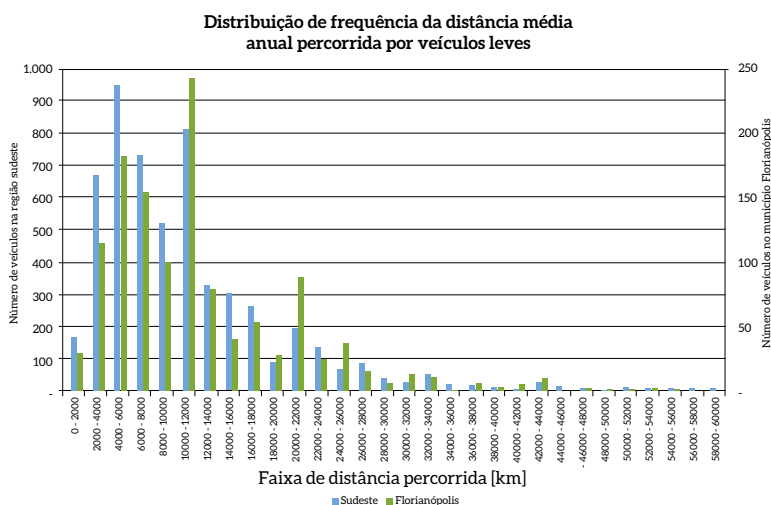


Figura 27 – Distribuição de Frequência da Distância Média Anual Percorrida por Veículos Leves

Fonte: SIMON, 2013

⁷ Ford Focus EV (carregador a bordo de 6,6 kW), Nissan Leaf (carregador a bordo de 3,3 kW para versões antigas e 6,6 kW para novas versões), Honda Fit EV (carregador a bordo de 6,6 kW), Mitsubishi i (carregador a bordo de 6,6 kW), Coda Sedan (carregador a bordo de 6,6 kW).

O tempo de recarga de um veículo elétrico é estabelecido principalmente pela distância diária percorrida e pelo tipo de infraestrutura disponível para recarga. Aproximando-se a distância diária por intermédio da distância anual percorrida, pode-se obter a quantidade de energia necessária para recarregar um veículo após a realização de uma viagem.

A partir da distribuição de frequências de distância apresentada na Figura 27, pode-se aproximar a função de distribuição de probabilidades (f.d.p.) por uma distribuição log-normal, que representa a energia consumida por um veículo elétrico em função da distância percorrida. Essa função representa a distribuição de probabilidades da depleção de carga da bateria do veículo e indica a quantidade de energia requerida para repor o que foi consumido em uma dada viagem, ou seja, reestabelecer os níveis de SOC (*state of charge*) após percorrer determinada distância.

A determinação de uma curva de depleção a partir dos dados estimados de distância percorrida é o equivalente à conversão da distância percorrida para a energia demandada, considerando padrões típicos e premissas de desempenho dos veículos elétricos.⁸

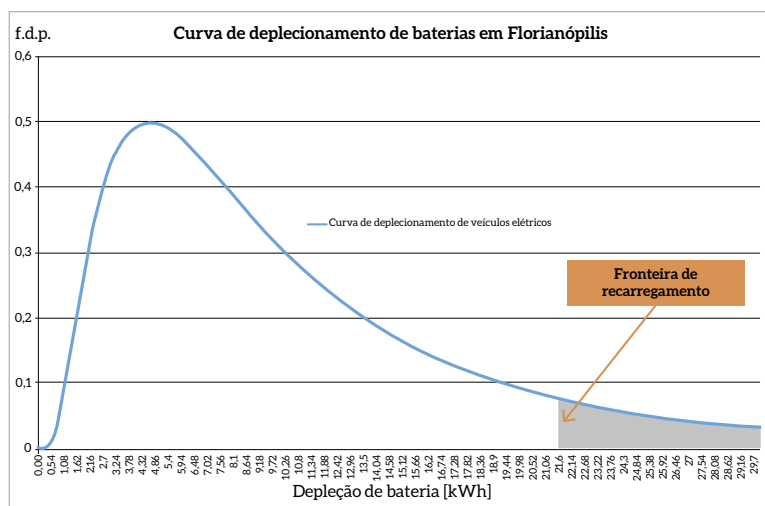


Figura 28 – Curva de Deplecionamento de Baterias para Veículos Elétricos em Florianópolis

Fonte: Elaboração a partir de IBGE, 2009

b) Conexão dos veículos

O Laboratório Nacional de Idaho (Idaho National Laboratory) analisou o perfil de recarga de um grupo de usuários de PHEV em cinco estados americanos, no período de janeiro e fevereiro de 2008 (DOE, 2008). Nesse estudo, concluiu-se que os usuários de PHEV conectavam seus veículos assim que retornavam às suas casas e, na maior parte dos casos, a recarga estava completa até a meia-noite. O fato de mais de 80% da recarga serem realizados no período de 18 horas até meia-noite se deve, provavelmente, à limitada infraestrutura de recarga disponível nas regiões estudadas.

⁸ O desempenho energético médio dos veículos corresponde a 0,2 kWh/km. A energia máxima absorvida por um dado veículo quando conectado à rede é estabelecida em 90% da capacidade de uma bateria de 24 kWh, ou seja, equivale ao valor de 21,6 kW.

No Brasil, não existem dados amplamente disponíveis na literatura sobre padrões de comportamento de recarga de veículos elétricos. Todavia, as prefeituras dos grandes centros urbanos vêm realizando inúmeras pesquisas sobre o comportamento e padrões de mobilidade nos últimos anos, valendo destacar: pesquisas origem-destino, contagem volumétrica de veículos e levantamentos estatísticos gerais sobre condições de mobilidade.

Na ausência de pesquisas sobre o comportamento de recarga de veículos elétricos, os dados de contagem volumétrica em horários críticos, em particular no período das 18 até as 21 horas, podem servir como *proxy* para o horário de conexão dos veículos elétricos à rede de distribuição. Os relatórios de contagem volumétrica de veículos têm a finalidade de identificar congestionamentos de regiões específicas das cidades ou subsidiar ações de planejamento voltadas à melhoria das condições de trânsito. Esses relatórios apresentam o número de veículos que passaram por um dado ponto de medição.

Neste trabalho, são adaptados dados do Instituto de Planejamento Urbano de Florianópolis (Ipuf) de contagem volumétrica de veículos e será assumido que o horário de conexão dos veículos é proporcional à curva apresentada na Figura 29, com atraso de 30 minutos.⁹ Esse atraso corresponde ao tempo de chegada e conexão do veículo elétrico à rede. Considerando o número de veículos que passam na região, pode-se determinar a curva que representa o percentual de veículos com potencial de conexão à rede elétrica em dado instante.

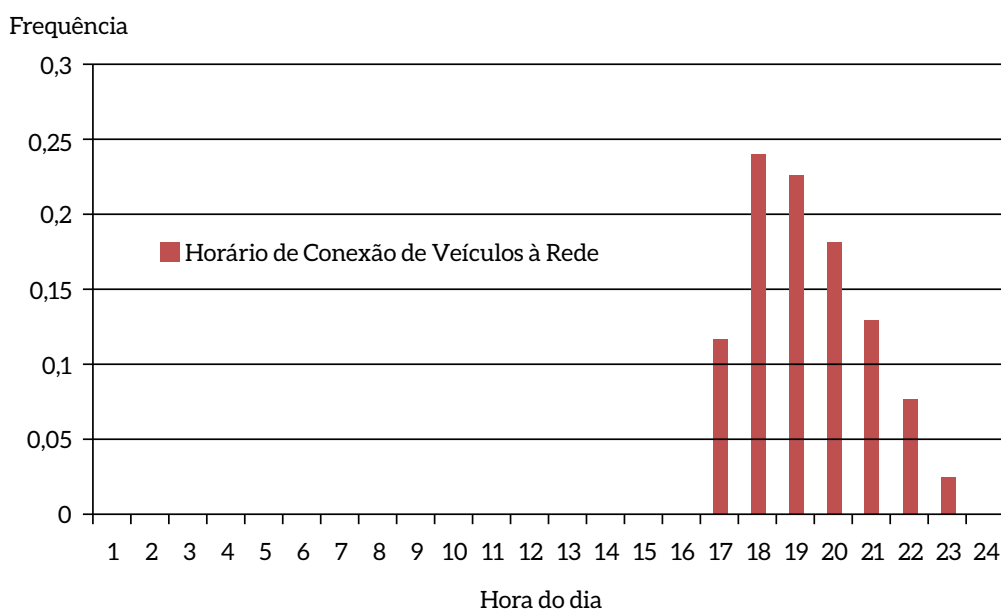


Figura 29 – Percentual de Veículos em Conexão com a Rede de Distribuição

Fonte: SIMON, 2013

⁹ Deslocando parte do tráfego de veículos para a hora imediatamente superior, dado que as rodadas de simulações são realizadas de hora em hora.

2.3.1.5 RESULTADOS

O alimentador TDE-07 apresenta 6.144 usuários residenciais com uma taxa de motorização de 1,01 veículo por domicílio, resultando na existência de aproximadamente 6.205 veículos para a região de estudo. A taxa de penetração máxima de veículos elétricos é de 30%, ou seja, estudam-se os efeitos de uma taxa de penetração variando de 0% até 30%.

a) Tensão

A Aneel define as faixas de classificação de tensões em regime permanente a serem respeitadas pelas concessionárias de energia elétrica. Como a tensão nominal da rede de distribuição da Celesc é de 13,8 kV, a faixa indicada pelo Prodist corresponde aos pontos de conexão em tensão nominal superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV. Para valores inferiores a 93% da tensão nominal de referência, o nível de tensão não é considerado adequado. Portanto, no caso em estudo, será considerado o valor de 0,93 pu como limite inferior de referência para tensão elétrica.

Analisando os resultados da simulação para o valor esperado da barra com menor tensão durante todo o dia, verifica-se a existência de um vale às 19 horas. A partir dos dados da barra com menor valor esperado de tensão, procede-se com a avaliação de confiabilidade para os diferentes níveis de penetração de VE no sistema a fim de avaliar um potencial de violação do critério de menor tensão definido pela Aneel. Repetindo essa análise para os vários níveis de penetração, pode-se obter a probabilidade de ocorrência de um evento de subtensão na rede.

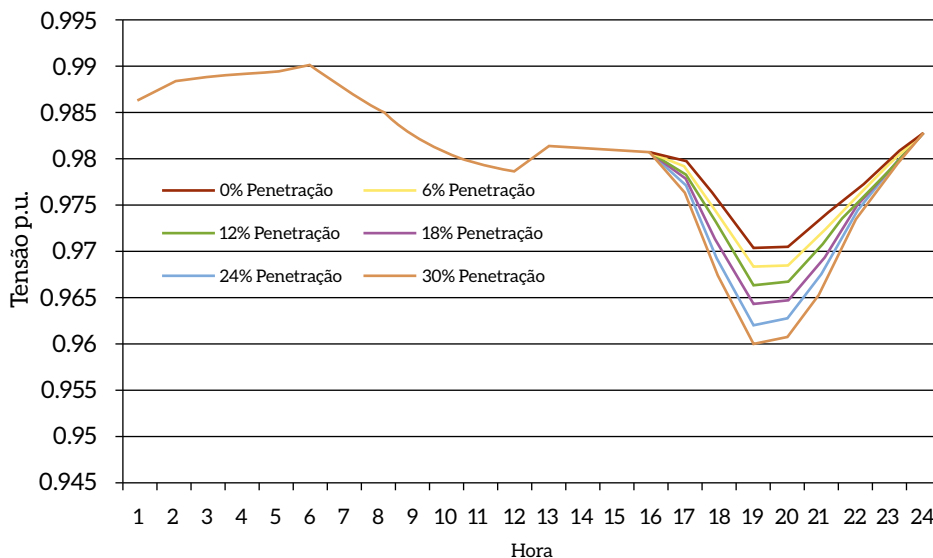


Figura 30 – Valor Esperado da Menor Tensão no Sistema Analisado

Fonte: Elaboração própria

A partir dos valores calculados para os desvios-padrão normalizados, pode-se encontrar a respectiva probabilidade de que a tensão na barra apresente valor menor do que os estabelecidos pela Aneel. No estudo de caso, não houve violação do critério de tensão, ou seja, o risco de violação de uma tensão inferior a 0,93 é igual a 0. Vale salientar que, neste alimentador,

recentemente, foram realizados investimentos para elevar o nível de tensão nas barras mediante a instalação de reguladores de tensão. Em outros alimentadores da Subestação Trindade, poderão ocorrer violações de tensão nas extremidades dos alimentadores que já se encontram com elevado carregamento e sem a instalação de reguladores de tensão.

Além da queda de tensão, que é um aspecto técnico relevante a ser considerado para a operação confiável do sistema de distribuição, a rede deve operar de maneira equilibrada entre as fases. Os desequilíbrios de tensões são variações desiguais em amplitude e/ou fase das tensões trifásicas e são causados pela conexão desigual de cargas monofásicas ou bifásicas em sistemas trifásicos. Esse problema se agrava quando consumidores alimentados de forma trifásica têm má distribuição de carga em seus circuitos internos, impondo correntes desequilibradas no circuito da concessionária.

Em níveis significativos, desequilíbrios de tensão podem causar problemas na operação de diversos equipamentos, incluindo motores, conversores de energia e variadores de frequência (VON JOUANNE; BANERJEE, 2001; BERNARDES; ROCHA, 2010). Os desequilíbrios ou desbalanços de tensão podem ser definidos como o desvio máximo da média das tensões trifásicas, dividido pela média das tensões trifásicas, expresso em percentual.

Aplicando a definição acima aos resultados obtidos do alimentador em estudo, não foram observados desequilíbrios de tensão superiores a 1% para todos os cenários de penetração estudados, ou seja, o valor encontrado a partir das simulações é significativamente inferior aos critérios recomendados por normas como IEC e Ansi.

b) Capacidade de condução de corrente

De maneira análoga ao critério de tensão analisado na seção anterior, o período crítico para o carregamento dos cabos de média tensão corresponde ao horário de ponta do sistema. A Aneel define como inadequados os cabos com carregamento igual ou superior a 100% da sua capacidade.¹⁰ Por outro lado, a Celesc considera como inadequados os cabos com carregamento igual ou superior a 75% da sua capacidade. Isto é, nesses casos, leva-se em consideração a substituição do cabeamento, bem como a intervenção operacional, e é o critério adotado pela concessionária para garantir as necessidades de operação do sistema.

O cálculo da probabilidade crítica para que a corrente esteja acima do nível de 75% da capacidade do condutor com um nível de probabilidade de 95% permite obter a quantidade relativa de violações de corrente nos ramos do sistema estudado. Isto é, o percentual dos ramos da rede de distribuição que apresentou, pelo menos, o nível de 75% da capacidade do condutor.

10 Os níveis de sobretensão/sobrecorrente admissíveis no sistema são fixados pelas normas técnicas e pelas informações de capacidade/suportabilidade fornecidas pelos agentes. Se considerados critérios fixados em norma técnica, deve-se considerar a capacidade nominal do cabo.

Tabela 7 – Número Relativo de Violações de Corrente nos Ramos da Rede

Nível de Penetração (%)	Hora					
	17	18	19	20	21	22
0	0,00%	0,00%	1,01%	3,46%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,00%	3,46%	5,19%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,00%	3,46%	5,19%	1,01%	0,00%
9	0,00%	1,01%	4,47%	5,19%	3,46%	0,00%
12	0,00%	1,01%	5,19%	5,33%	3,46%	0,00%
15	0,00%	3,46%	5,19%	5,62%	3,46%	0,00%
18	0,00%	3,46%	5,33%	6,34%	3,75%	0,00%
21	0,00%	3,46%	5,62%	7,06%	4,47%	0,00%
24	0,00%	4,47%	6,05%	7,64%	5,19%	0,00%
27	0,00%	5,19%	6,92%	7,64%	5,19%	0,00%
30	0,00%	5,19%	7,64%	7,93%	5,19%	0,00%

Fonte: Elaboração própria

c) Transformadores

Os transformadores são de extrema importância em sistemas elétricos, sendo utilizados, nas usinas de geração, para elevar a tensão em níveis de transmissão; nas subestações de interligação, para compatibilizar diferentes níveis de tensão provenientes de diversas linhas de transmissão; nas subestações dos centros de consumo, para reduzir o nível de tensão em níveis de distribuição tipicamente de 13,8 kV e 23 kV; e nos sistemas de distribuição, para atender consumidores conectados ao sistema de distribuição de baixa tensão tipicamente de 220 V e 127 V.

O máximo aproveitamento da potência de um transformador se dá pela aplicação de cargas no transformador desde que seus limites máximos de operação não sejam atingidos e consequentemente sua vida útil não seja comprometida. O carregamento de um transformador pode ser definido como uma solicitação realizada no seu circuito secundário, considerando condições máximas e mínimas. Um carregamento mínimo corresponde aos valores mínimos das grandezas elétricas impostas a um transformador durante um ciclo de carga de 24 horas, enquanto um carregamento máximo corresponde aos valores máximos dessas grandezas impostas (MONIZ, 2007).

A utilização de transformadores acima da potência nominal, caso ocorra sem a devida avaliação técnica, pode refletir em elevações da temperatura do equipamento, tendo como consequência o comprometimento da vida útil do equipamento ou, em casos mais extremos, danos permanentes ao equipamento.

Em termos de regime de funcionamento, verifica-se que os transformadores de distribuição podem oscilar entre a operação sem carga (a vazio) até a sua potência nominal, bem como em sobrecarga. De modo geral, muitos transformadores operam com carga bastante reduzida na maior parte do tempo, principalmente em regiões com predominância de consumidores residenciais, onde o dimensionamento do equipamento é basicamente dado pelo horário de ponta.

Para avaliação dos impactos de carregamento nos transformadores de distribuição, tanto do cenário base quanto do cenário VE, propõe-se uma divisão do estudo em duas etapas: avaliação de sobrecarga e avaliação de vida útil. Na primeira etapa, serão avaliados os carregamentos máximos admissíveis para os transformadores por meio dos limites críticos de probabilidade, ou seja, a partir dos resultados do modelo, serão verificados os transformadores que apresentam risco de carregamento superior às cargas-limite do transformador. Na segunda etapa, realiza-se avaliação da perda de vida útil em função do aquecimento do transformador para diferentes níveis de carregamento.

i) Sobrecarga

Os valores das cargas máximas admissíveis para transformadores de distribuição dependem de fatores como: características de projeto, construção e operação, curva diária de carregamento, histórico de carregamento, programa de manutenção, período de carregamento acima da potência nominal, perdas envolvidas etc. (BARBOSA, 2005).

É possível haver transformadores operando nos sistemas de distribuição com algum grau de sobrecarga, contudo deve-se salientar que essa prática pode acelerar o processo de envelhecimento do equipamento se a carga for mantida durante longos períodos. A sobrecarga, portanto, envolve algum grau de risco na operação desses equipamentos com potencial de danos permanentes e falhas no isolamento. Na literatura especializada (BARBOSA, 2005; MONIZ, 2007), é possível encontrar uma série de riscos da operação de transformadores em regime de sobrecarga. Dentre eles, podem-se citar: redução da resistência mecânica do isolamento estrutural e do condutor; expansão térmica de condutores, materiais isolantes ou partes estruturais; produção de gás livre através do isolamento dos condutores aquecidos pela carga e por correntes de Foucault; possível expansão do óleo além da capacidade do tanque, causando a atuação de dispositivos de alívio de pressão, dentre outros efeitos.

Para níveis de carregamento superiores a 150% da carga nominal, os transformadores de distribuição apresentam queda de tensão e geração de calor excessiva no circuito interno do equipamento. A queda de tensão, por exemplo, pode atingir valores superiores a 5%, dependendo da condição do fator de potência da rede secundária na hora da demanda máxima. Para temperaturas superiores a 130°C, a concentração de oxigênio no óleo isolante começa a decrescer e ocorrem reações de oxidação no sistema óleo mineral – papel isolante. Esse processo poderá causar avarias ao equipamento ou acarretar seu envelhecimento precoce (MONIZ, 2007).

Em termos de normatização, o carregamento-limite para transformadores de potência definidos na NBR-5416/1997 (ABNT, 1997) é restrito a 150% de sua carga nominal, independentemente da classe do transformador e do regime de funcionamento. Assim, adotando-se o limite de operação dos transformadores de distribuição em 150% da carga nominal, é possível avaliar a probabilidade crítica de ocorrência de sobrecarga nos transformadores. A probabilidade crítica pode ser definida pelo intervalo de confiança para que o equipamento esteja operando dentro da faixa adequada, enquanto o risco de ocorrência de um evento de sobrecarga é o complemento desse valor. Ou seja, se a probabilidade de um evento ocorrer é dada por $P(a)$, o risco é igual a $1 - P(a)$. Assumindo-se a probabilidade de risco maior ou igual a 5%, podem-se determinar os transformadores que apresentam risco de sobrecarga em função dos diferentes níveis de penetração, conforme apresentado na Figura 31.

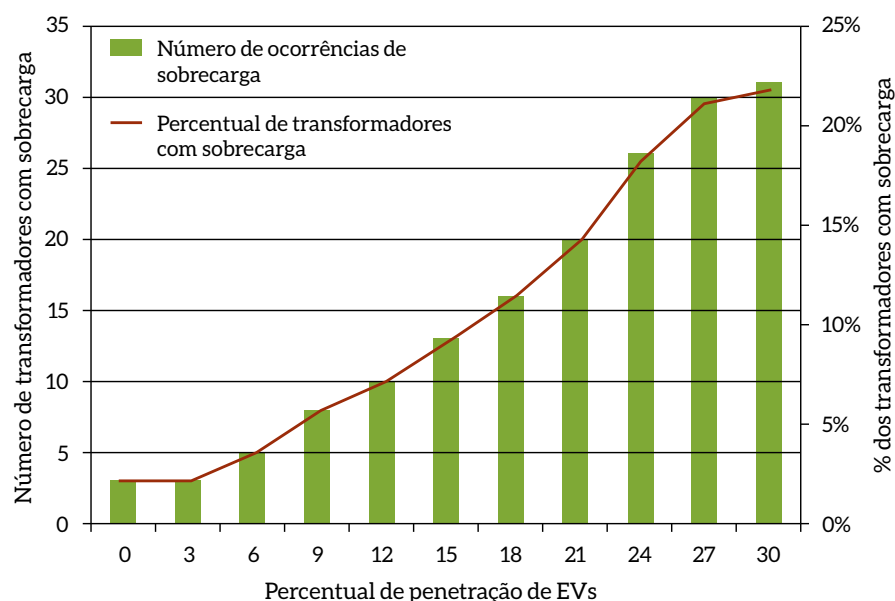


Figura 31 – Sobrecargas em Transformadores de Distribuição

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que, para o cenário base, três transformadores, ou 2,10% do total de transformadores, apresentam risco de sobrecarga. Esse resultado indica a necessidade de substituição desses equipamentos ou uma avaliação mais detalhada da sua curva de carga. Por outro lado, à medida que a penetração de veículos elétricos na rede é aumentada, começa a aparecer uma série de problemas relativos à sobrecarga no sistema de distribuição. A partir do nível de 10% de penetração de veículos elétricos, é possível perceber uma relação quase linear entre o grau de penetração da tecnologia com o número de ocorrências de sobrecarga. Fica claro que o cenário de recarga de veículos elétricos, em níveis significativos de penetração, sem o auxílio de tecnologias de gerenciamento de GLD, poderá demandar investimentos relevantes em termos da infraestrutura da rede no que tange a transformadores.

ii) Expectativa de vida útil dos transformadores

A vida útil média de um transformador de distribuição pode ser considerada como de 20 anos (CELESC, 2003). No entanto, elevações excessivas de temperatura no ponto quente¹¹ do transformador podem reduzi-la pelo envelhecimento do isolamento sólido. O envelhecimento desse isolamento é um fenômeno químico que acarreta progressivamente oxidação, endurecimento e redução da rigidez dielétrica. O sistema papel isolante usado nos transformadores é submetido a um processo contínuo de degradação por ação de água, oxigênio e ácidos presentes no isolante. Mantendo-se sob controle a ação desses isolantes, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo (ABNT, 1997). Segundo Barbosa (2005), o principal componente do isolamento sólido dos condutores na maioria dos transformadores é a celulose, que é um composto orgânico cuja molécula é formada por uma longa corrente de anéis de glicose.

¹¹ Máxima temperatura atingida no interior do enrolamento do transformador.

De maneira simplificada, a perda de vida útil dos transformadores de distribuição pode ser calculada pelo tempo em que o transformador operou com certa temperatura do ponto quente. Para efeito da norma NBR-5416, o envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador sob efeito da temperatura de operação da isolação ao longo do tempo. A deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura é baseada na teoria de Arrhenius, relacionando o logaritmo da vida da isolação como o inverso da temperatura absoluta.

Pode-se avaliar a perda de vida útil de um transformador que opera com dado ciclo diário de carga e temperatura ambiente pelo procedimento apresentado por Kagan et al. (2010). A título de exemplo, verificou-se o impacto da perda de vida útil ocasionada pelo aumento da penetração de veículos elétricos em transformadores de distribuição aleatórios do sistema em estudo. Observa-se que o incremento de carga em função da recarga de veículos a partir das 18 horas apresenta-se como fator de risco e pode ocasionar redução na vida útil do equipamento, caso este não seja substituído por transformador de maior potência nominal.

d) Subestações

A Subestação Trindade, indicada na Figura 23, é parte integrante do sistema de distribuição da Celesc para a Ilha de Santa Catarina. A partir dessa subestação, partem dez circuitos alimentadores, responsáveis pelo abastecimento da região centro-leste da cidade de Florianópolis.

Cada alimentador dessa subestação, apresentados na Tabela 8, encontra-se conectado a um determinado transformador na subestação e é numerado em um sequencial que varia de TDE-01 a TDE-10. Esses alimentadores estão conectados em agrupamentos de modo a garantir distribuição igualitária de cargas entre os transformadores e evitar, assim, possíveis sobrecarregamentos nos equipamentos. Além disso, os dez alimentadores da SE Trindade estão interligados entre si por componentes de manobra (chaves que operam no modo normalmente aberto). Os elementos de manobra garantem maior confiabilidade à operação da SE, pois permitem a transferência de cargas em situações de sobrecarregamento, falhas no sistema, manutenção de alimentadores etc.

Tabela 8 – Transformadores de Potência Instalados na SE Trindade

Transformador de Potência	Potência (MVA)	Alimentadores Conectados
TT-1	26,67	TDE-01, TDE-02, TDE-03 e TDE-04
TT-2	26,67	TDE-05, TDE-06, TDE-07 e TDE-08
TT-3	26,67	TDE-09 e TDE-10

Fonte: CELESC, 2011

Para realizar uma avaliação na subestação, em termos da potência demandada, seria necessário aplicar a metodologia proposta a todos os alimentadores da subestação. No entanto, dispondo-se dos dados de potência demandada pelos alimentadores que estão conectados ao transformador TT-2, pode-se realizar uma análise qualitativa dos impactos da penetração de veículos elétricos na rede. Agrupando-se os dados do cenário base para os alimentadores TDE-05, TDE-06 e TDE-08, pode-se determinar a potência demandada pelos consumidores atendidos por essas redes. Pode-se, então, adicionar a demanda do cenário base e do cenário VE, ambas do alimentador TDE-07, de modo a avaliar o incremento adicional de carga esperado na subestação, conforme exibido na Figura 32.

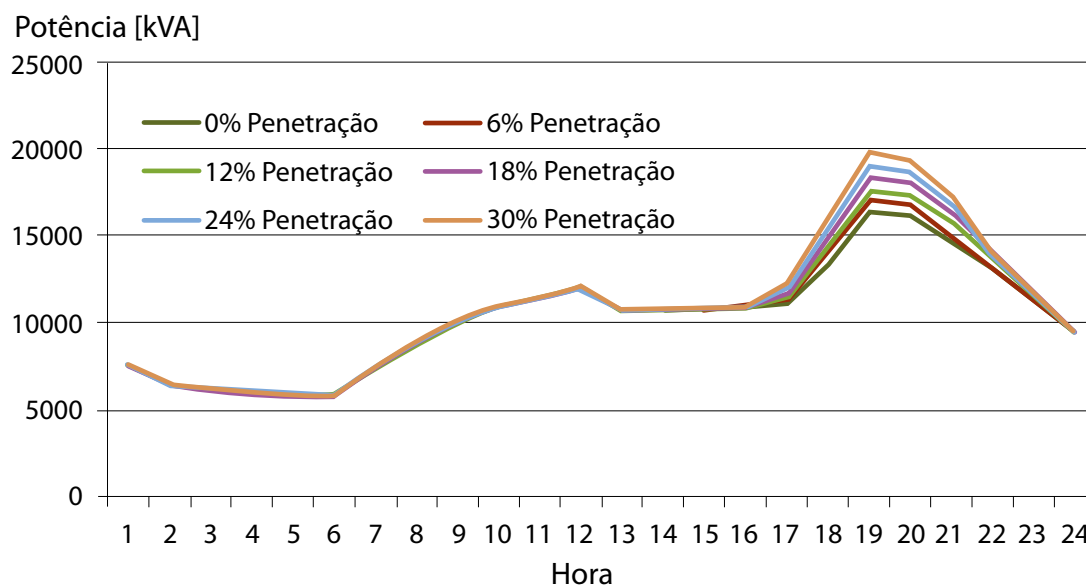


Figura 32 – Potência Esperada na SE Trindade

Fonte: Elaboração Própria

Pela Figura 32, verifica-se que, mesmo nos cenários com maiores índices de penetração de veículos elétricos, a potência nominal do transformador TT-2 não é alcançada. Deve-se ressaltar que a potência demandada por veículos elétricos corresponde somente ao alimentador TDE-07. Por outro lado, a escolha do alimentador TDE-07 também foi pautada no elevado poder aquisitivo apresentado pelos consumidores desse alimentador, tornando a região mais propensa à adoção de veículos elétricos.

e) Perdas por Efeito Joule

Nos sistemas de distribuição, as perdas elétricas, assim como o perfil de tensão dos alimentadores, estão diretamente relacionadas às curvas de carga dos consumidores atendidos, que são variáveis no tempo. As perdas técnicas podem ser medidas como um percentual em relação à carga no sistema. Vale frisar que o aumento das perdas elétricas acarreta aumento nos custos da empresa, ou seja, o custo deve ser tratado como uma variável a ser minimizada.

As simulações calculam o valor esperado das perdas do alimentador a partir dos diferentes cenários de carregamento e penetração. Os resultados estão caracterizados para os diversos ciclos de carga exigidos pelos transformadores de distribuição e são apresentados para um dia típico de semana na Tabela 9. As perdas encontradas, apesar de baixas, serão possivelmente repassadas a todos os consumidores do sistema, incluindo aqueles que não possuem veículos elétricos.

Tabela 9 – Energia Consumida no Ciclo do Alimentador e Perdas Técnicas

Cenário	Energia no ciclo de carga do alimentador (kWh)	Perdas técnicas (kWh)	Percentual de perdas (%)
0% penetração	130.454,34	1.278,29	0,98
3% penetração	132.059,84	1.313,66	0,99
6% penetração	133.377,58	1.341,70	1,01
9% penetração	134.840,69	1.375,16	1,02
12% penetração	136.273,89	1.406,85	1,03
15% penetração	137.723,62	1.440,67	1,05
18% penetração	139.311,48	1.480,28	1,06
21% penetração	140.851,83	1.519,59	1,08
24% penetração	142.099,76	1.550,87	1,09
27% penetração	143.645,29	1.592,84	1,11
30% penetração	145.211,24	1.633,88	1,13

Fonte: Elaboração própria

Assim, os resultados obtidos a partir da aplicação deste estudo de caso indicam que algum tipo de sistema inteligente de recarga, seja no próprio veículo ou através de *smart grid*, pode suavizar os impactos na infraestrutura de distribuição, transmissão e geração. A simples conexão para recarga nos horários de chegada pode ser inadequada e demandar investimentos em reforços na rede. Em particular, essa situação é mais grave para transformadores de distribuição, que, conforme estimado, apresentam relação quase linear entre penetração e sobrecarga. Em suma, a adoção de redes elétricas inteligentes poderia mitigar os efeitos da demanda de ponta, especialmente no horário mais provável de recarga dos veículos elétricos.

De fato, a implantação das redes elétricas inteligentes é vista como um dos principais instrumentos de modernização do setor elétrico e pode ser benéfica na integração de novas tecnologias nas redes de distribuição. Trata-se de um modelo tecnológico com relativa complexidade conceitual, dado o conjunto de equipamentos utilizados e as possibilidades de interação com informações disponíveis pelos protocolos de comunicação.

Desse modo, sistemas elétricos em diversas regiões do mundo passarão por mudanças nos próximos anos oriundas da integração com as infraestruturas de TIC, com capacidade de melhor interagir com a expansão das fontes de geração distribuída, ações de eficiência energética e penetração de veículos elétricos.

Verifica-se também tendência de redução no tempo de recarga dos veículos. Essa questão ainda é limitada por aspectos tecnológicos das baterias, dos carregadores e por aspectos econômicos. No entanto, os limites de carregamentos definidos pela SAE J1772 podem representar riscos para as distribuidoras de energia elétrica. Atualmente, a norma define o limite superior para carregamento de veículos elétricos em 80 A para Nível 2, o que resultaria em aproximadamente 17,6 kW. Nesse caso, os impactos nas redes de distribuição poderiam ser ainda mais graves, demandando não só uma série de ações em termos de planejamento das distribuidoras, mas também a necessidade de elementos e características das redes elétricas inteligentes para melhor comportar a adoção de novas tecnologias.

Por último, vale destacar que este estudo de caso representa uma análise para uma situação específica, emblemática, do papel de redes inteligentes na inserção de veículos elétricos na região de uma capital brasileira. Tratou-se de investigar esse papel, a partir dos impactos que a inserção dos veículos poderia causar, e o papel da rede na mitigação. Os resultados são ilustrativos e didáticos, baseando-se em dados simulados. Eles indicam que a inserção de veículos elétricos deve vir acompanhada de uma rede inteligente. Contudo, a forma como essa inserção se dará e o papel da rede inteligente podem variar conforme o caso em análise.

2.4 PAPEL DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os sistemas de armazenamento de energia (*energy storage system* – ESS) desempenham papel fundamental na melhoria da estabilidade do sistema, no fluxo de energia e na qualidade da energia gerada (KOOHI-KAMALI et al., 2013), principalmente no tocante às fontes renováveis de energia, como solar e eólica, devido às suas características de intermitência. Os ESS têm diversos nichos de aplicações, dentre os quais se destacam: controle de tensão pela correção do fator de potência; gestão do fluxo de potência com redirecionamento de fluxo, redução de fluxo reverso e redução de perdas; restauração de rede pós-falha pelo controle de tensão e gestão do fluxo de potência; melhoria no mercado de energia viabilizando a GD; aspectos comerciais e regulatórios, com redução do tempo de falta para os consumidores e como dispositivo auxiliar a redes isoladas (OFGEM, 2005; WADE et al., 2010; KOOHI-KAMALI et al., 2013).

As principais tecnologias existentes de armazenamento de energia elétrica são os sistemas *flywheel*, armazenamento eletroquímico por baterias e pilhas combustíveis, água bombeada, supercapacitores e ar comprimido. A Tabela 10 mostra uma comparação sintetizada das características dos diferentes tipos de tecnologias de sistemas de armazenamento.

Tabela 10 – Síntese das Tecnologias de Armazenamento

Tecnologia		PHESS	CAESS	FESS	Super capacitor	EESS			
						Chumbo-ácido	Níquel	Íon-lítio	Redox
Potência máxima	[MW]	3.000	300	20	100	10 a 40	1	16	2 a 100
Energia máxima	[MWh]	1.000	1.000	5	0,01	1 a 10	6	20	6 a 120
Densidade de energia	[Wh/kg]	0,3	10 a 30	11 a 30	10 a 30	25 a 50	95 a 120	100 a 200	10 a 50
Descarga	tempo	10h	1 a 10h	Mínimo	s	1h	1h	1h	1 a 10h
Resposta	tempo	Mínimo	Mínimo	ms	ms	ms	s	ms	ms
Conversão	eficiência	70% a 85%	60% a 75%	85%	95%	75% a 85%	85%	95%	85%
Ciclo de vida	x10 ³	20	30	10 a 100	500	3	3 a 4	4 a 8	>>13
Custo	[US\$/kW]	0,4 a 5,6	1,7	2,3	-	4,6	3,5	3 a 4	3,2
Custo	[US\$/kWh]	10 a 350	130 a 550	2.400	4.600	130	650	600	900
Custo	[US\$/MWh/ciclos]	0,5 a 3	4 a 18	25 a 200	10	150	150 a 200	150 a 200	< 70

Fonte: ALOTTO et al., 2014

2.4.1 FLYWHEEL

Os sistemas *flywheel* (*flywheel energy storage system* – FESS) armazenam a energia mecanicamente em forma de energia cinética (KOUSKSOU et al., 2014). Esse sistema é composto, basicamente, por um volante de inércia acoplado mecanicamente ao eixo de uma máquina elétrica que pode funcionar como motor, fornecendo energia para o volante, ou como gerador, retirando a energia armazenada (KOOHI-KAMALI et al., 2013). A Figura 33 mostra os componentes básicos de um *flywheel*.

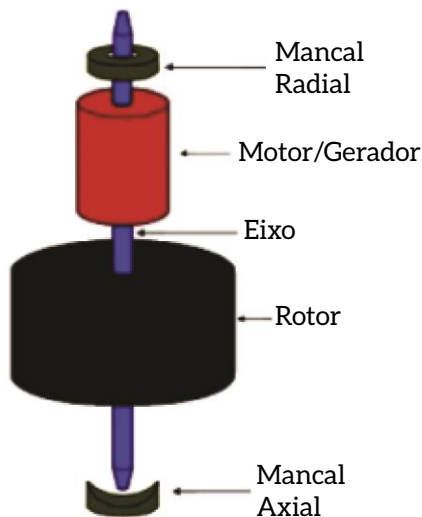


Figura 33 – Componentes de um *Flywheel*

Fonte: KOOHI-KAMALI et al., 2013

Os FESS apresentam como vantagens elevada capacidade de ciclos de carga e descarga (da ordem de milhares de ciclos), independentemente da temperatura e da profundidade de descarga, elevado tempo de vida útil e não apresentam consideráveis impactos ambientais. Além disso, o monitoramento do estado de carga desses dispositivos é simples e confiável, sendo o único parâmetro variável necessário para essa medida a velocidade de rotação do sistema (BOLUND et al., 2007). Em contrapartida, os FESS apresentam baixa densidade de energia e perdas elevadas, além de autodescarga de 20% da sua capacidade de energia total a cada hora. Com isso, a tecnologia *flywheel* fica inviável para soluções que requerem armazenamento durante um longo período de tempo (KOUSKSOU et al., 2014).

2.4.2 ARMAZENAMENTO ELETROQUÍMICO

O sistema de armazenamento de energia eletroquímica (*electrochemical energy storage system* – EESS) é o método mais antigo de se guardar energia (KOOHI-KAMALI et al., 2013). Há três grupos de EESS: baterias primárias, secundárias e pilhas combustíveis. As pilhas combustíveis não incorporam em sua constituição a fonte de energia a ser utilizada (combustível externo), enquanto as baterias armazenam o combustível internamente. As baterias primárias são aquelas que não podem ser recarregadas. Elas produzem a sua energia a partir de uma reação eletroquímica, geralmente irreversível, o que as inutiliza após descarga completa. As baterias secundárias são aquelas que podem ser recarregadas por uma fonte de alimentação externa. Uma bateria secundária pode ser carregada e descarregada

diversas vezes. As baterias têm tempo de resposta de 20 ms para compensação de transientes de carga, além de eficiência entre 60% e 90%. As pilhas combustíveis têm eficiência entre reação de oxirredução e geração de eletricidade de 40% a 60% (CHAUHAN; SAINI, 2014).

2.4.2.1 BATERIAS

Os principais tipos de baterias disponíveis atualmente no mercado são as de chumbo-ácido, níquel-cádmio e as de íon de lítio. As baterias de chumbo-ácido são as mais antigas ainda em uso, desde 1860 (KURZWEIL, 2010). Necessitam de manutenção periódica pela reposição de água destilada (DHAMEJA, 2002a). A maior vantagem dessas baterias é o domínio total da tecnologia, devido ao seu maior tempo de mercado, o que faz com que seu preço seja o menor dentre as demais. Porém, produzem gases perigosos quando são usadas e, se a bateria for usada em demasia, aumenta os riscos de explosões (DHAMEJA, 2002b).

As baterias níquel-cádmio apresentam energias e potências específicas superiores às das baterias chumbo-ácidas. Porém, perderam mercado devido ao cádmio ser uma substância potencialmente cancerígena (PISTOIA, 2007). Nessas baterias, o cádmio foi substituído por uma liga metálica com hidrogênio. Elas apresentam alta densidade de energia e não contêm metais tóxicos, por isso são fáceis de reciclar e são livres de manutenção (CROMPTON, 2000).

O tipo de bateria mais promissor apresentado nos últimos anos foi o de íon de lítio. Essas baterias começaram a ser comercializadas no início de 1991, no mercado de celulares e *laptops* (BARRÉ et al., 2013). Por terem alta densidade de energia, tornam-se as melhores candidatas para a aplicação do carro elétrico (KUMAR; JAIN, 2014), além de não perderem carga quando não são utilizadas (autodescarga) (BARRÉ et al., 2013). Contudo, apresentam desvantagens, como: alto custo, processo produtivo complexo, sobrecarga e superaquecimento, resultando em redução de desempenho (KOOHI-KAMALI et al., 2013). Entretanto, tais desvantagens podem ser superadas com avanço tecnológico a partir do desenvolvimento de melhores eletrodos, placas, coletores de corrente e seladores (KOUSKSOU et al., 2014).

2.4.2.2 PILHA COMBUSTÍVEL

Como dito, a pilha combustível é um dispositivo conversor eletroquímico que depende da alimentação contínua de um combustível externo para produzir eletricidade em corrente contínua e, como subproduto, produz calor e água. O elemento mais utilizado como combustível para essas pilhas é o hidrogênio puro, apesar de o uso de outros combustíveis que contenham hidrogênio em sua composição, como o etanol, por exemplo, já ter sido explorado (ADAMSON, 2007). Porém, este gera maior número de subprodutos, como o gás metano, mas em quantidades muito menores que o motor a combustão interna convencional (BOWERS et al., 2007).

A pilha combustível apresenta várias vantagens, como: alta densidade de energia, aplicação em grande e pequena escala e uso modular. Contudo, ainda é uma tecnologia cara e com baixa eficiência (KOUSKSOU et al., 2014).

2.4.3 ÁGUA BOMBEADA

O armazenamento de energia por água bombeada (*pumpedhydro energy storage system* – PHESS) é o método mais utilizado no mundo para o armazenamento de energia em larga escala (CHAUHAN; SAINI, 2014). O sistema consiste em dois reservatórios de água em diferentes elevações e uma bomba que bombeia a água para o reservatório mais elevado em horários em que a demanda é reduzida. Quando a demanda é elevada, a água do reservatório superior é liberada para o reservatório inferior, passando por uma turbina e gerando energia elétrica. A quantidade de energia armazenada é proporcional à diferença de altura dos reservatórios e ao volume de água armazenado (KOUSKSOU et al., 2014). Esse é o conceito básico das usinas hidroelétricas, que, por meio de barragens, criam um reservatório de água, eliminando a necessidade de bombear água para os níveis superiores. A Figura 34 mostra um diagrama esquemático desse sistema.

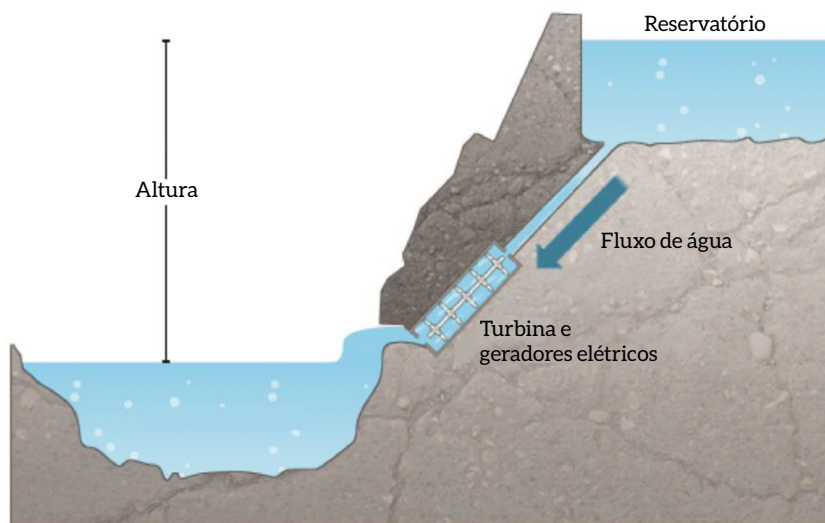


Figura 34 – Diagrama Esquemático da PHESS

Fonte: BBC, 2014

A vida útil desse sistema é de 30 a 50 anos e ele tem eficiência de 70% a 80%. Entretanto, esse tipo de empreendimento tem um custo elevado e traz grandes impactos ao meio ambiente. Duas possíveis soluções para a redução dos impactos ao meio ambiente são a utilização de minas abandonadas e o uso do mar como reservatório inferior (KOOHI-KAMALI et al., 2013).

2.4.4 SUPERCAPACITORES

Os capacitores são componentes já bem conhecidos e muito utilizados em sistemas elétricos e eletrônicos, sendo constituídos, basicamente, por duas placas de material condutor separadas por um dielétrico. Os fatores que determinam a sua capacitância são o material do dielétrico, o tamanho das placas e a distância entre elas. Já a energia armazenada é proporcional à capacitância e ao quadrado da tensão aplicada em seus terminais (KOUSKSOU et al., 2014). Como vantagens do capacitor, citam-se a vida útil elevada e a capacidade de recarga quase instantânea. Entretanto, o problema principal do capacitor é a baixa densidade de energia, pois esta é proporcional ao tamanho do capacitor (CHEN et al., 2009).

Existem diversos tipos de capacitores e aqueles adequados para o armazenamento de energia são chamados de capacitores eletroquímicos ou, mais comumente, de supercapacitores. Diferentemente dos capacitores convencionais, os supercapacitores podem armazenar grande quantidade de energia por unidade de volume e são capazes de responder de forma rápida a qualquer variação de carga (KOOHI-KAMALI et al., 2013). Os supercapacitores atuais operam em uma tensão de 2 V e podem ser conectados a módulos adjacentes que chegam a até 400 V (para manter um nível de segurança) (CHAUHAN; SAINI, 2014), apresentando eficiência de 75% a 80%. Os problemas do supercapacitor se assemelham ao do capacitor comum, somados ao seu alto custo, devido a sua baixa maturidade (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012).

2.4.5 AR COMPRIMIDO

Além das PHESS, o armazenamento de energia por ar comprimido (*compressed air energy storage system* – CAESS) é a única tecnologia com alta capacidade de armazenamento e alcance de 50 a 300 MW. O período de armazenamento pode ser de um ano, com baixa quantidade de perdas (CHAUHAN; SAINI, 2014).

Quando a demanda é baixa, a energia elétrica é usada para comprimir ar nos tanques de reserva. Esses tanques podem ser cavernas inutilizadas no subsolo. Com o aumento da demanda, o ar é utilizado no aquecimento de combustíveis para o acionamento da turbina (CHEN et al., 2009). A Figura 35 mostra um diagrama esquemático desse funcionamento.

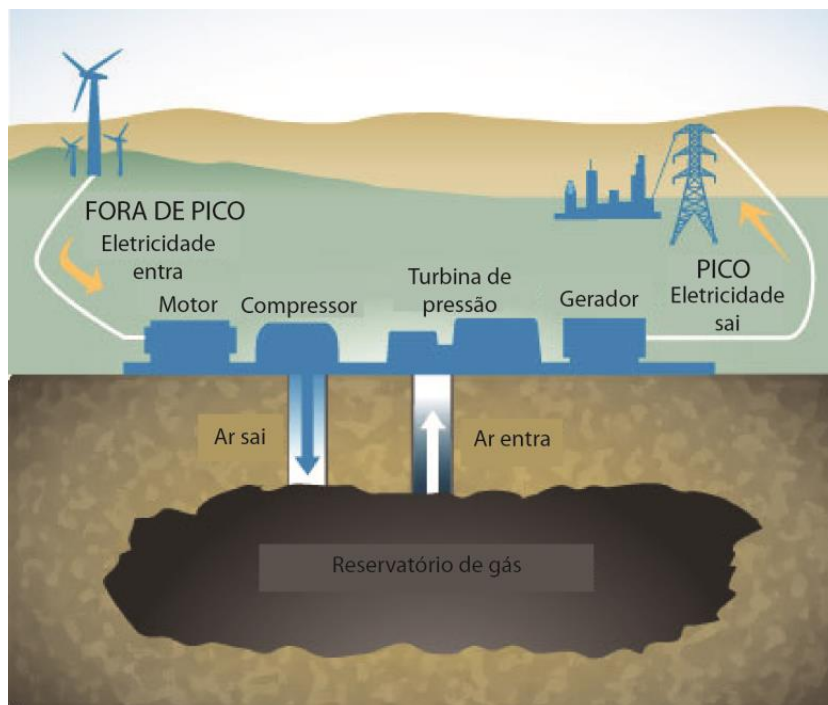


Figura 35 – Diagrama Esquemático do funcionamento do CAESS

Fonte: PGE, 2014

A vida útil do CAESS é de aproximadamente 40 anos, com eficiência de 71%. O custo do CAESS depende, basicamente, das condições de armazenamento do ar comprimido. Por ser uma tecnologia que armazena grande quantidade de energia, torna-se concorrente direto da PHESS (KOUSKSOU et al., 2014).

2.4.6 ESTUDO DE CASO – IMPACTO DA INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA REDE ELÉTRICA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

O principal objetivo deste estudo de caso é avaliar o impacto da inserção de sistemas de armazenamento, no nível secundário da rede de baixa tensão do sistema de distribuição, como potencial solução para complementação da geração distribuída, no caso das fontes intermitentes.

A partir da possibilidade do armazenamento da energia elétrica gerada, torna-se possível sua posterior utilização de acordo com o consumo local demandado. No contexto de gestão do fluxo de potência, pode-se utilizar o conceito de controle da carga pelo lado do consumo de forma a operar o sistema de maneira mais eficiente. Este caso busca modificar a curva de carga por meio do deslocamento do consumo dos períodos de pico de carga para períodos de menor demanda, reduzindo a heterogeneidade do consumo ao longo do dia, de modo a facilitar e otimizar o gerenciamento do lado do fornecedor de energia elétrica.

A curva de carga adotada para análise é uma curva de carga residencial média do Brasil, a qual apresenta consumo relativamente baixo de potência ao longo do dia, aumentando, no entanto, no período em que a noite se inicia, em torno das 18 horas, e voltando a cair às 21 horas, como mostrado na Figura 36. Tal período de maior consumo, denominado de período de ponta, é responsável pelo valor da capacidade instalada das unidades geradoras, que são dimensionadas de modo a atender o valor de potência máxima consumida. Entretanto, para o caso de valores menores de potência máxima consumida, têm-se unidades geradoras com menor capacidade instalada, capazes de atender a demanda de carga e postergar a necessidade de expansão da rede elétrica da distribuidora para atendimento do valor máximo da demanda em horário de pico.

Para que o consumidor seja capaz de gerenciar melhor seu consumo de energia elétrica, usam-se menos recursos para atender uma mesma necessidade. Tais medidas tornam-se possíveis por meio de um perfil de demanda que responde a uma variação de preço de energia elétrica. Propõe-se, então, uma modalidade tarifária que estimule o consumo em horários de menor demanda, a partir de tarifas mais baratas, e iniba o consumo em horários tradicionais de valor de demanda de pico, por meio de tarifas mais caras. Esse tipo de tarifação é caracterizado por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (ANEEL, 2014a).

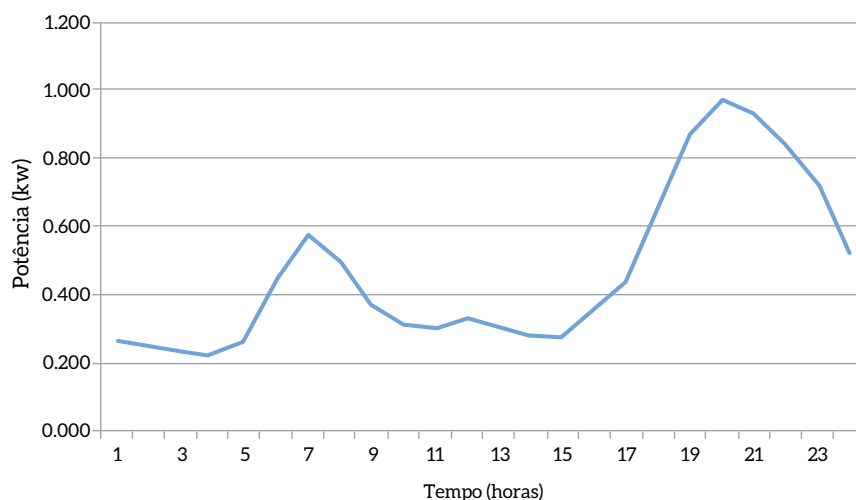


Figura 36 – Curva de Carga Diária Média no Brasil (kW)

Fonte: ELETROBRAS, 2007

O procedimento adotado para alcançar o objetivo é a utilização de um banco de baterias associado a um sistema gerador fotovoltaico, ambos conectados à rede elétrica principal por meio de um inversor. Dessa forma, a alimentação da carga principal pode ser de diferentes modos. A carga pode ser alimentada diretamente pelo sistema gerador fotovoltaico, no momento em que ele estiver gerando energia elétrica suficiente para supri-la, dentro das horas efetivas de sol, que em geral ocorrem no intervalo entre 9 horas e 15 horas. Entretanto, para casos em que o gerador fotovoltaico esteja gerando energia elétrica e a carga esteja com o consumo baixo, o excedente gerado pode ser injetado na rede elétrica, dentro do sistema de compensação de crédito, conhecido como *net metering*, ou usado para recarregar o banco de baterias, armazenando a energia elétrica para posterior utilização.

Por conseguinte, o gerenciamento da entrada dos diferentes dispositivos no sistema será feito por meio do *software* de simulação Homer Energy, que faz a análise das decisões considerando os fatores econômicos de aquisição dos sistemas, operação e manutenção anual e características técnicas de viabilidade de implantação. A modelagem contempla a associação de diferentes fontes de energia, convencionais e renováveis, no nível de microrredes híbridas, com possibilidade de operação no modo isolado ou conectado à rede elétrica principal do sistema. Assim, a otimização e a análise de sensibilidade realizadas permitem a consideração, técnica e econômica, de grande número de variáveis de entrada que comportam a escolha da tecnologia utilizada, as variações de tarifas de energia elétrica ao longo de certo período de tempo e disponibilidade de recursos energéticos.

2.4.6.1 DESCRIÇÃO DO CENÁRIO DE SIMULAÇÃO

O cenário abordado neste estudo de caso é composto pela rede de distribuição, conectada a um barramento CA, no qual também estão conectados uma carga, de caráter residencial, e um inversor CC/CA, responsável por fazer a interface de conexão do barramento CA ao CC. No barramento CC, estão conectados, além do inversor de interface, um sistema gerador fotovoltaico e um banco de baterias, com função de armazenamento de energia elétrica. O diagrama esquemático da associação dos dispositivos está exibido na Figura 37.

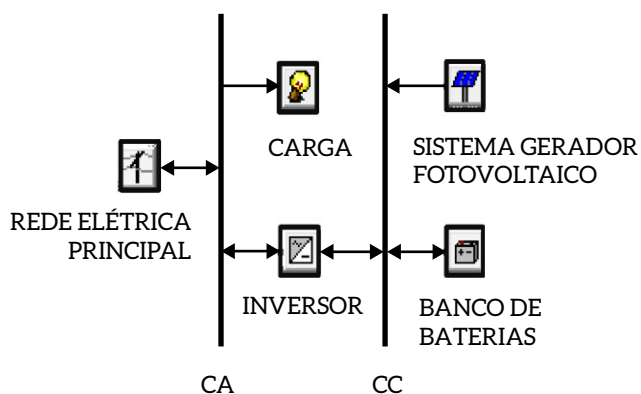


Figura 37 – Diagrama Esquemático do Cenário Abordado

Fonte: Elaboração própria

A rede elétrica principal foi modelada a partir da modalidade tarifária horária branca, que é aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. A tarifa de energia elétrica é dividida em duas partes: a primeira é referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), utilizada para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema; a segunda é referente à tarifa de energia (TE), utilizada para efetuar o faturamento mensal do consumo de energia. Desse modo, a TUSD tem seu valor variado de acordo com subgrupo, posto tarifário e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária (ANEEL, 2014a).

Para os valores da TUSD, serão utilizados os que se enquadram no subgrupo B1 – Residencial e os postos tarifários, que segregam o dia em períodos com tarifas diferenciadas, tanto para TE quanto para TUSD. Os postos tarifários são divididos em ponta, intermediário e fora de ponta, como mostrado no Quadro 3 e na Figura 38.

Quadro 3 – Definição dos Postos Tarifários

Postos Tarifários		
PONTA (P)	18h – 21h	Período de 3 horas consecutivas diárias, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.
INTERMEDIÁRIO (INT)	17h – 18h 21h – 22h	Período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta, totalizando 2 horas.
FORA DE PONTA (FP)	Demais horários	Período composto pelas horas complementares aos períodos de ponta e intermediária.

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010a

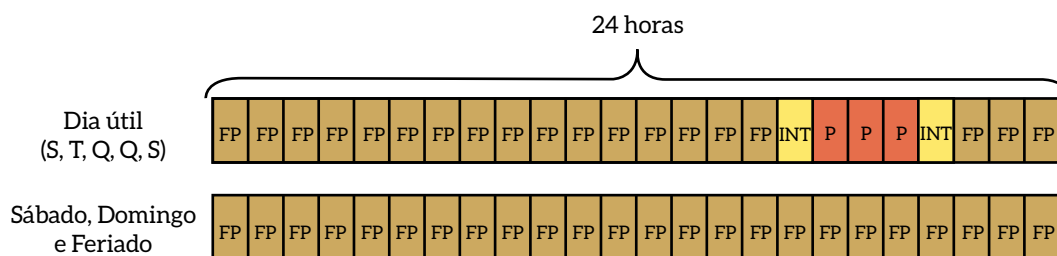


Figura 38 – Diagrama Explicativo Referente aos Postos Tarifários

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010a

O início do horário de ponta é adotado de acordo com cada distribuidora, segundo as características de seu sistema elétrico. Para este estudo, foram adotados os horários das 18 horas às 21 horas como ponta, das 17 horas às 18 horas e das 21 horas às 22 horas como intermediários, e os demais horários como fora de ponta, durante os dias úteis. Nos sábados, domingos e feriados, é considerada a tarifa fora de ponta.

Na modalidade tarifária branca, há as bandeiras tarifárias, que sinalizam para os consumidores faturados pela distribuidora por meio da TE os custos atuais da geração de energia elétrica, promovendo maior proximidade entre as tarifas e os custos (ANEEL, 2014a). O sistema de bandeiras é ativado mensalmente pela Aneel de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio de despacho da Superintendência de Regulação Econômica, realizado conforme intervalo de valores do custo marginal de operação (CMO) e do encargo de serviços de sistema por segurança energética (ESS-SE).

Dessa forma, o sistema de bandeiras tem, ao todo, três bandeiras – verde, amarela e vermelha –, escolhidas de forma independente, de acordo com cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN): Subsistema Sudeste/Centro-Oeste: regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia; Subsistema Sul: região Sul; Subsistema Nordeste: região Nordeste, exceto o Maranhão; e Subsistema Norte: Pará, Tocantins e Maranhão. Os estados do Amazonas, Amapá e Roraima não estão no SIN e, portanto, nesses estados, não funcionará o sistema de bandeiras tarifárias. A sinalização das bandeiras é dada de acordo com a especificação do Quadro 4.

Quadro 4 – Sistema de Bandeiras Tarifárias

Sistema de Bandeiras Tarifárias	
Bandeira Verde – BVD	Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
Bandeira Amarela – BAM	Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos.
Bandeira Vermelha – BVM	Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2010a

Portanto, foram adotadas, na modalidade tarifária branca, no subgrupo B1 – Residencial, de acordo com os postos tarifários e as bandeiras tarifárias, as tarifas descritas na Tabela 11, referentes à concessionária Enersul (ANEEL, 2014b).

Tabela 11 – Tarifas Adotadas para o Estudo de Caso

Modalidade Tarifária Branca			
TARIFAS			
SUBGRUPO B1 – RESIDENCIAL			
BANDEIRAS TARIFÁRIAS	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	TOTAL (R\$/kWh)
PONTA			
BVD	0,43831	0,26394	0,70225
BAM	0,43831	0,27894	0,71725
BVM	0,43831	0,29394	0,73225
INTERMEDIÁRIO			
BVD	0,28223	0,15828	0,44051
BAM	0,28223	0,17328	0,45551
BVM	0,28223	0,18828	0,47051
FORA DE PONTA			
BVD	0,12615	0,15828	0,28443
BAM	0,12615	0,17328	0,29943
BVM	0,12615	0,18828	0,31443

Fonte: Elaborada a partir de ANEEL, 2014b

Entretanto, os valores de tarifa considerados para a compensação energética do excedente de energia elétrica produzido pelo consumidor, via GD, são calculados com o desconto do valor do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS). O valor (alíquota) do ICMS varia de acordo com classe e faixa de consumo para consumidores residenciais com faixa de consumo entre 201 e 500 kWh. A alíquota considerada foi de 20%. Assim, o valor considerado para a compensação energética da distribuidora de energia elétrica local pode ser analisado na Tabela 12.

Tabela 12 – Valor da Energia Elétrica Injetada na Rede Elétrica Principal

Modalidade Tarifária Branca Valor da Energia Injetada na Rede					
TARIFAS					
SUBGRUPO B1 – RESIDENCIAL					
BANDEIRAS TARIFÁRIAS	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Alíquota ICMS (%)	TARIFA (R\$/kWh)	TARIFA INJETADA (R\$/kWh)
PONTA					
BVD	0,43831	0,26394	20	0,70225	0,56180
BAM	0,43831	0,27894	20	0,71725	0,57380
BVM	0,43831	0,29394	20	0,73225	0,58580

INTERMEDIÁRIO					
BVD	0,28223	0,15828	20	0,44051	0,35241
BAM	0,28223	0,17328	20	0,45551	0,36441
BVM	0,28223	0,18828	20	0,47051	0,37641
FORA DE PONTA					
BVD	0,12615	0,15828	20	0,28443	0,22754
BAM	0,12615	0,17328	20	0,29943	0,23954
BVM	0,12615	0,18828	20	0,31443	0,25154

Fonte: Elaborada a partir de ANEEL, 2014b

A carga utilizada, descrita na Figura 36, apresenta características de demanda de energia de 11,2 kWh/dia e demanda de potência máxima de 1,71 kWp. Foi considerada uma variação de carga de 20% a hora e 15% ao dia.

Para conexão do barramento CA e CC, será escolhido um inversor como dispositivo de interface. Foram disponibilizados diferentes tamanhos de inversores com diferentes valores de investimento inicial, de acordo com a disponibilidade de mercado, como descrito na Tabela 13. A escolha da potência do inversor será feita de acordo com a otimização gerada pela simulação. Os inversores disponíveis têm tempo de vida útil de 25 anos, não necessitam de manutenção periódica e sua eficiência é de 97%.

Tabela 13 – Inversores Disponíveis para Utilização na Simulação

INVERSOR			
TAMANHO (kW)	INVESTIMENTO INICIAL (R\$)	VALOR PARA SUBSTITUIÇÃO (R\$)	O&M (R\$/ANO)
1,500	3.800,00	3.800,00	0
2,000	4.000,00	4.000,00	0
3,000	4.200,00	4.200,00	0
4,000	5.000,00	5.000,00	0
5,000	5.500,00	5.500,00	0
6,000	6.000,00	6.000,00	0
8,000	9.000,00	9.000,00	0
10,000	10.000,00	10.000,00	0
12,000	10.900,00	10.900,00	0

Fonte: Elaboração própria

A partir da disponibilidade de mercado, foram selecionados os kits padrão de sistemas geradores fotovoltaicos, como descrito na Tabela 14. Os kits variam de 1,5 kWp até 50 kWp de potência. Dentro desses kits estão incluídos os módulos fotovoltaicos e os inversores compatíveis para a potência instalada de geração de cada sistema.

Tabela 14 – Kits Possíveis para Sistema Gerador Fotovoltaico

SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO COMPLETO		
TAMANHO KWP	QUANTIDADE DE MÓDULOS POR SISTEMA	PREÇO DO SISTEMA COMPLETO (R\$)
1,500	6	15.000,00
2,000	8	20.000,00
3,000	12	30.000,00
4,000	16	40.000,00
5,000	20	50.000,00
7,500	30	75.000,00
10,000	40	100.000,00
12,500	50	125.000,00
15,000	60	150.000,00
17,500	70	175.000,00
20,000	80	200.000,00
30,000	120	300.000,00
40,000	160	400.000,00
50,000	200	500.000,00

Fonte: Elaboração própria

Para a inserção dos dados no *software* de simulação, o valor da potência instalada foi limitado de 1,5 kWp até 15 kWp, valores mais comuns para instalações residenciais, como mostra a Tabela 15. O preço de aquisição do inversor foi descontado, evitando sua cobrança redundante. Consequentemente, a liberdade de escolha do tamanho do sistema gerador fotovoltaico é feita de acordo com a otimização da simulação. O tempo de vida útil do módulo fotovoltaico é de 25 anos e o módulo não dispõe de sistema de rastreamento. A operação e a manutenção podem ser feitas pelo próprio proprietário sem custos adicionais.

Tabela 15 – Sistemas Geradores Fotovoltaicos Disponíveis no Mercado

SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO			
TAMANHO (kW)	INVESTIMENTO INICIAL (R\$)	VALOR PARA SUBSTITUIÇÃO (R\$)	O&M (R\$/ANO)
1,500	11.200,00	11.200,00	0,00
2,000	16.000,00	16.000,00	0,00
3,000	25.800,00	25.800,00	0,00
4,000	35.000,00	35.000,00	0,00
5,000	44.500,00	44.500,00	0,00
7,500	66.000,00	66.000,00	0,00
10,000	90.000,00	90.000,00	0,00
12,000	109.100,00	109.100,00	0,00
15,000	133.500,00	133.500,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Os dados de irradiância solar para o cálculo da potência gerada pelo sistema fotovoltaico foram obtidos a partir da estação meteorológica localizada na Universidade Federal Fluminense (UFF), no Instituto de Geociências, com coordenadas de 22°S 43°W. A curva com os dados utilizados pode ser vista na Figura 39.

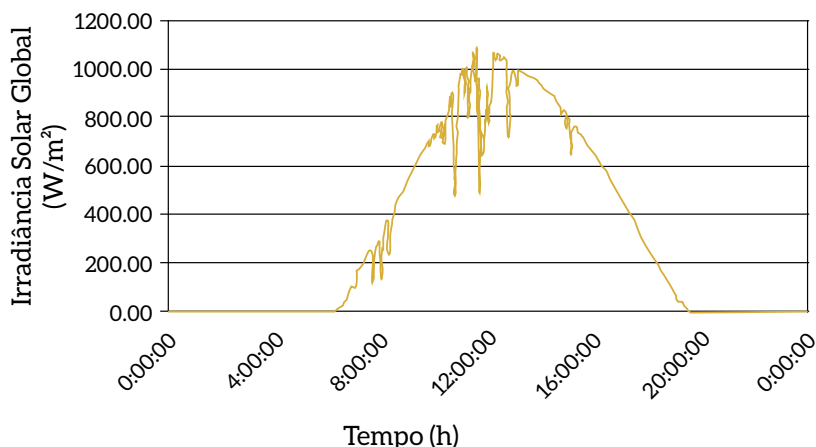


Figura 39 – Curva de Irradiância Solar Global Diária

Fonte: Elaboração própria

Por conseguinte, o banco de baterias deve ter três baterias por *string*, somando uma tensão de 36 V no barramento CC, sendo passível de escolha de 0 a 10 baterias, de 12 V, 200 Ah e 2,4 kWh. O tempo mínimo de vida útil das baterias selecionadas é de quatro anos, com estado inicial de carga de 100%. Para que o uso das baterias se tornasse viável e passasse a ser escolha plausível do *software*, o valor de aquisição foi reduzido em 10% do valor do equipamento encontrado no mercado, e seu valor de substituição foi considerado 50% do preço de aquisição inicial. Os dados de entrada para o sistema de armazenamento estão exibidos na Tabela 16. Foi utilizada a restrição de corrente máxima de carga da bateria igual a 2 A para que a potência de pico de carga da bateria, com a energia elétrica proveniente da rede elétrica, não crie novo pico na carga de consumo.

Tabela 16 – Opções de Composição do Sistema de Armazenamento

BATERIA 12V; 200Ah; 2.4 Kwh			
QUANTIDADE	INVESTIMENTO INICIAL (R\$)	VALOR PARA SUBSTITUIÇÃO (R\$)	O&M (R\$/ANO)
1	200,00	100,00	0,00
2	400,00	200,00	0,00
3	600,00	300,00	0,00
4	800,00	400,00	0,00
5	1000,00	500,00	0,00
6	1200,00	600,00	0,00
7	1400,00	700,00	0,00
8	1600,00	800,00	0,00
9	1800,00	900,00	0,00
10	2000,00	1000,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Não foi feita nenhuma restrição quanto aos limites de emissão de gases nocivos. Também não foi limitada quantidade máxima de energia elétrica contratada da rede elétrica de distribuição, assim como não foram fixados valores de tarifa que proibissem o carregamento das baterias ou a injeção de energia elétrica excedente para a rede. Desse modo, a decisão do uso dos equipamentos é feita em função da modalidade tarifária vigente e as respostas de associação são feitas de forma otimizada entre os dispositivos disponíveis neste estudo de caso.

2.4.6.2 RESULTADOS

Os resultados obtidos pelo *software*, dentre as possibilidades oferecidas, foram um sistema gerador fotovoltaico de 1,5 kWp, um banco de baterias com duas *strings*, cada uma com três baterias, totalizando um sistema de armazenamento composto por seis baterias, e um inversor de 1,5 kW, compatível com a potência instalada do sistema fotovoltaico. O custo de investimento inicial desse sistema é de R\$ 16.200,00, com custo de operação de R\$ 997,00 por ano. Assim, com uma taxa de desconto de 6% ao ano, chega-se a um valor presente líquido de R\$ 28.942,00 para um projeto com 25 anos de vida útil. O fluxo de caixa de aquisição, operação e manutenção dos equipamentos pode ser analisado na Tabela 17.

Tabela 17 – Fluxo de Caixa: Aquisição, Operação e Manutenção do Sistema

Fluxo de Caixa					
Componente	Investimento Inicial (R\$)	Valor para Substituição (R\$)	O&M (R\$/Ano)	Valor Residual (R\$)	Total (R\$)
Sistema FV	11.200,00	0,00	0,00	0,00	11.200,00
Rede	0,00	0,00	11.708,00	0,00	11.708,00
Bateria	1.200,00	1.120,00	0,00	-86,00	2.234,00
Inversor	3.800,00	0,00	0,00	0,00	3.800,00
Sistema Completo	16.200,00	1.120,00	11.708,00	-86,00	28.942,00

Fonte: Elaboração própria

De acordo com as tomadas de decisão propostas pelo *software*, chega-se ao resultado para o caso da bandeira tarifária vermelha. Assim, os valores de energia contratada com a rede, energia injetada na rede, energia líquida, que representa a diferença entre a contratada e a injetada e o valor de demanda de pico, podem ser analisados e comparados de acordo com os postos tarifários. Igualmente, o valor líquido da energia é calculado a partir da diferença entre o valor da energia contratada com a rede, em kWh, vezes o preço da energia, em R\$/kWh, e o valor da energia injetada na rede, em kWh, vezes o preço da compensação energética, em R\$/kWh. Os referidos valores para o horário do posto tarifário de ponta podem ser analisados na Tabela 18; para o posto tarifário intermediário, na Tabela 19; e para o posto tarifário fora de ponta, na Tabela 20. Para todos os postos tarifários, a precificação por demanda é igual a R\$ 0,00 devido ao fato de a modalidade tarifária branca, adotada neste estudo, ter tarifas somente para consumo de energia elétrica e que variam de acordo com o consumo ao longo do dia, e não de acordo com a demanda de potência.

Tabela 18 – Valores Obtidos no Horário do Posto Tarifário de Ponta

Bandeira Vermelha – Ponta						
Mês	Energia Contratada (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Valor Líquido da Energia (R\$)	Precificação por Demanda (R\$)
Jan	20,00	21,00	-1,00	1,00	-1,00	0,00
Fev	15,00	22,00	-8,00	1,00	-4,00	0,00
Mar	18,00	24,00	-6,00	2,00	-4,00	0,00
Abr	16,00	23,00	-7,00	1,00	-4,00	0,00
Mai	18,00	25,00	-7,00	2,00	-4,00	0,00
Jun	19,00	23,00	-4,00	2,00	-2,00	0,00
Jul	16,00	25,00	-10,00	2,00	-6,00	0,00
Ago	18,00	21,00	-3,00	1,00	-2,00	0,00
Set	17,00	23,00	-6,00	1,00	-3,00	0,00
Out	16,00	27,00	-11,00	2,00	-7,00	0,00
Nov	17,00	20,00	-3,00	1,00	-2,00	0,00
Dez	15,00	24,00	-9,00	2,00	-5,00	0,00
Anual	205,00	278,00	-75,00	2,00	-44,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Tabela 19 – Valores Obtidos no Horário do Posto Tarifário Intermediário

Bandeira Vermelha – Intermediária						
Mês	Energia Contratada (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Valor Líquido da Energia (R\$)	Precificação por Demanda (R\$)
Jan	42,00	0,00	42,00	1,00	20,00	0,00
Fev	36,00	0,00	36,00	1,00	17,00	0,00
Mar	41,00	0,00	41,00	1,00	19,00	0,00
Abr	40,00	0,00	40,00	2,00	19,00	0,00
Mai	43,00	0,00	43,00	1,00	20,00	0,00
Jun	38,00	0,00	38,00	2,00	18,00	0,00
Jul	40,00	0,00	40,00	2,00	19,00	0,00
Ago	44,00	0,00	44,00	2,00	21,00	0,00
Set	38,00	0,00	38,00	1,00	18,00	0,00
Out	41,00	0,00	41,00	1,00	20,00	0,00
Nov	39,00	0,00	39,00	1,00	18,00	0,00
Dez	38,00	0,00	38,00	2,00	18,00	0,00
Anual	480,00	0,00	480,00	2,00	227,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Tabela 20 – Valores Obtidos no Horário do Posto Tarifário Fora de Ponta

Bandeira Vermelha – Fora de Ponta						
Mês	Energia Contratada (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Valor Líquido da Energia (R\$)	Precificação por Demanda (R\$)
Jan	225,00	34,00	190,00	1,00	60,00	0,00
Fev	188,00	33,00	155,00	2,00	49,00	0,00
Mar	229,00	34,00	195,00	2,00	61,00	0,00
Abr	225,00	23,00	202,00	2,00	64,00	0,00
Mai	227,00	21,00	206,00	2,00	65,00	0,00
Jun	247,00	17,00	230,00	1,00	72,00	0,00
Jul	242,00	22,00	221,00	1,00	69,00	0,00
Ago	225,00	37,00	188,00	1,00	59,00	0,00
Set	231,00	31,00	200,00	1,00	63,00	0,00
Out	206,00	35,00	171,00	2,00	54,00	0,00
Nov	220,00	23,00	197,00	2,00	62,00	0,00
Dez	216,00	37,00	178,00	2,00	56,00	0,00
Anual	2.681,00	347,00	2.333,00	2,00	734,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Pode-se notar que, no posto tarifário fora de ponta, cuja tarifa de energia elétrica é a mais barata, o consumo de energia elétrica contratada é maior, chegando ao valor máximo de 247,00 kWh no mês de junho. Em contrapartida, no posto tarifário de ponta, cuja tarifa tem o maior valor, o consumo máximo de energia elétrica contratada não ultrapassa 20 kWh. O gerenciamento do consumo de energia elétrica proveniente da rede foi possível a partir do sistema gerador fotovoltaico associado ao banco de baterias que, juntos, permitiram uma energia elétrica líquida negativa no horário de ponta, o que significa que a quantidade de energia elétrica injetada na rede no horário de tarifa mais cara foi maior do que a energia elétrica consumida, resultando em uma compensação de crédito favorável.

A redução do valor da potência no horário de pico também foi possível, como mostra a Figura 40. O pico de consumo no horário de ponta foi reduzido em 25%. Pode-se observar também que o consumo da carga entre os horários de 6 horas até 15 horas e 18 horas até 21 horas não é proveniente da rede elétrica de distribuição, o que demonstra a otimização do gerenciamento dos dispositivos no atendimento da carga.

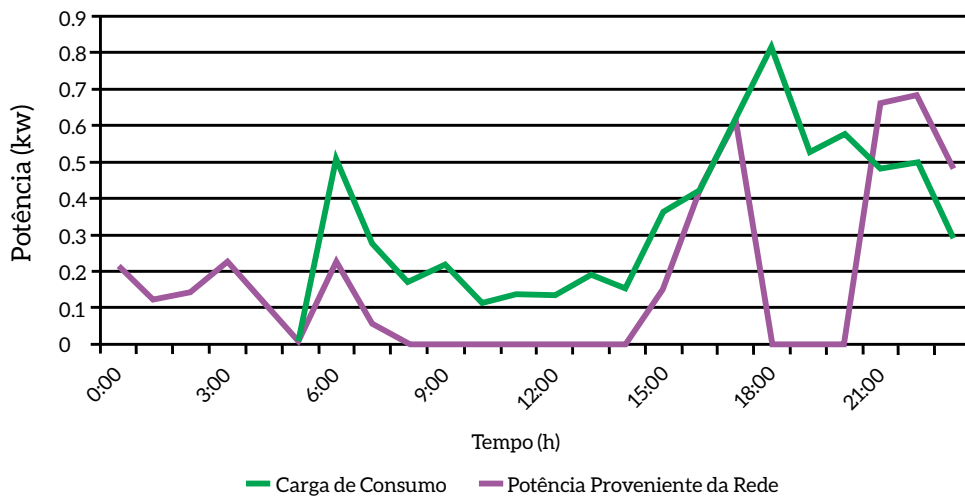


Figura 40 – Comparação entre Curva de Carga de Consumo e Curva de Potência Proveniente da Rede Elétrica

Fonte: Elaboração própria

Como mostra a Figura 41, a partir do momento em que a geração solar começa a funcionar, o banco de baterias começa a ser recarregado e a carga de consumo passa a ser alimentada pelo sistema fotovoltaico, que sustenta o fornecimento de energia elétrica para o consumo interno ao longo do dia e simultaneamente recarrega o sistema de armazenamento. Ao fim do dia, momento em que não há mais geração solar fotovoltaica, a rede começa a ser acionada para alimentar a carga de consumo interno até o horário referente à cobrança do posto intermediário.

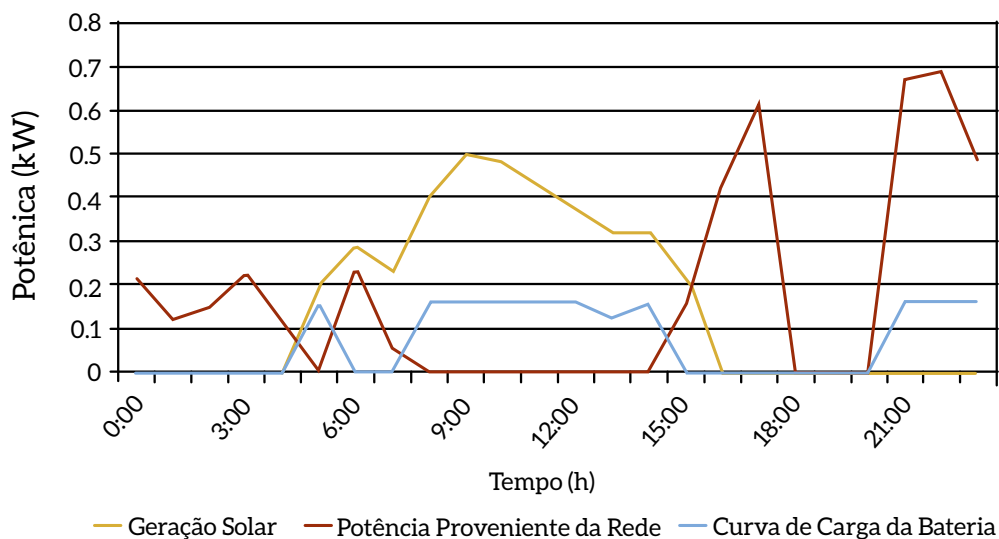


Figura 41 – Comparação entre Curvas de Geração Solar Fotovoltaica, Carregamento do Banco de Baterias e Potência Proveniente da Rede Elétrica

Fonte: Elaboração própria

Dessa maneira, quando a tarifa de ponta é acionada, o banco de baterias entra com o fornecimento de energia elétrica, como mostra a Figura 42, reduzindo o valor máximo global do pico de potência até o horário em que ocorre novamente a alteração para o posto tarifário intermediário, que é quando o banco de baterias cessa seu fornecimento e permite o abastecimento de energia elétrica proveniente da rede, tanto para sua recarga quanto para a alimentação do consumo interno, como exibido na Figura 41.

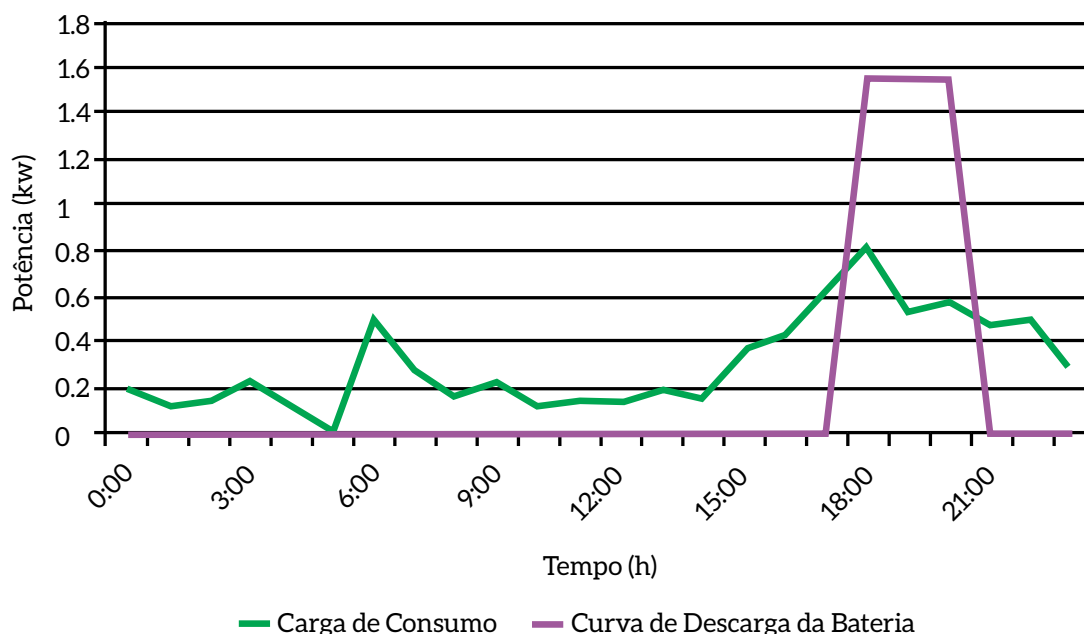


Figura 42 – Comparação Entre Carga de Consumo, Geração Solar e Descarregamento do Banco de Baterias

Fonte: Elaboração própria

A potência excedente injetada na rede elétrica dentro do sistema de compensação energética pode ser observada na Figura 43, de modo que, ao longo do dia, o sistema de geração solar é responsável por alimentar a carga interna de consumo, recarregar o banco de baterias e ainda gerar excedente energético para fornecer energia elétrica à rede principal de energia. Complementarmente, a energia elétrica que esteve armazenada no banco de baterias é utilizada no posto tarifário de ponta no intuito de reduzir o pico de consumo da carga, como mostra a Figura 42, e injetar o excedente energético na rede elétrica, como mostra a Figura 43.

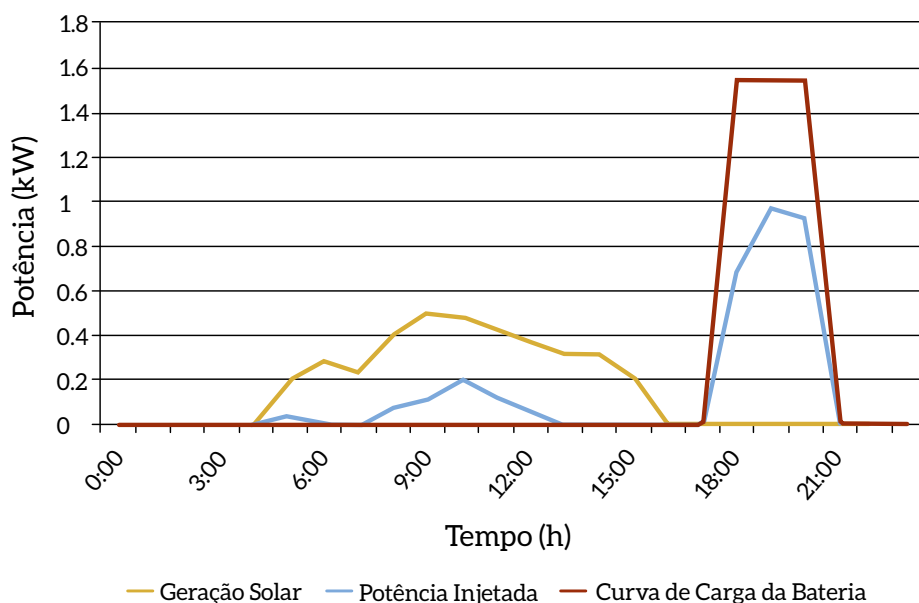


Figura 43 – Comparação da Potência Injetada na Rede Elétrica, Geração Solar e Curva de Descarga da Bateria

Fonte: Elaboração própria

2.5 CUSTOS E BENEFÍCIOS DAS REDES INTELIGENTES

Os principais recursos das redes inteligentes incluem o mecanismo de preço em tempo real que permitirá o gerenciamento da demanda por parte do consumidor; o gerenciamento em tempo real, que dá a possibilidade de integração de fontes renováveis de geração de energia elétrica de forma eficiente à rede, quando as condições de geração forem favoráveis; e a implantação de projetos de eficiência energética (OLIVEIRA; JÚNIOR, 2012). De forma ampla, os benefícios das redes elétricas inteligentes podem ser divididos em cinco tipos (EPRI, 2011):

- Confiabilidade e qualidade de energia: as redes inteligentes permitem a maior confiabilidade do sistema com menos interrupções, facilitam a entrada em maior escala de fontes renováveis, possibilitam a recomposição automática do sistema por meio da utilização de informação digital e permitem o controle automatizado do sistema;
- Segurança e benefícios de segurança cibernética: as redes inteligentes constantemente monitoram o sistema para detectar situações de risco que possam comprometer a confiabilidade e a operação segura;
- Benefícios ambientais: as redes inteligentes, ao permitirem maior integração de fontes renováveis, reduzem as emissões de GEE e outros poluentes e acomodam, com maior facilidade, a substituição de veículos a combustão por veículos elétricos;
- Benefícios financeiros de longo prazo: as redes inteligentes oferecem benefícios econômicos diretos. Os custos operacionais do sistema são reduzidos ou evitados, e os clientes têm opções de preços e acesso à informação energia;
- Benefícios de eficiência energética: as redes inteligentes, por serem mais eficientes, proporcionam menor consumo de energia, redução da demanda de pico e das perdas de energia e são capazes de induzir os usuários a reduzir o uso de eletricidade em vez de depender de nova geração.

Dentre os benefícios, merecem destaque a redução da demanda e do pico de energia elétrica e a redução das perdas de energia. Com o advento das redes inteligentes, viabiliza-se a aplicação de tarifas horossazonais para os consumidores de baixa tensão e facilita-se a cobrança da energia reativa excedente consumida. Ademais, os consumidores residenciais passam a ter estímulo econômico para consumir menos no horário de pico com consequente atenuação da carga do sistema nesse horário, melhorando o fator de carga. Adicionalmente, o ato de mudar os hábitos em função do preço horário da energia pode provocar pequena redução do consumo total da unidade consumidora que implica diminuição do carregamento dos sistemas de distribuição. De acordo com MME (2010) e Lamin (2013), o potencial de redução de consumo de energia elétrica oscila entre 5% e 10% a partir da aplicação de tarifas horárias, enquanto o pico de energia elétrica pode ser reduzido entre 8% e 25% (IEA, 2011a; c).

Com o surgimento das redes inteligentes, possibilitando a comunicação bidirecional, as companhias de energia podem monitorar o comportamento do consumo e tentar diferentes formas de evitar as perdas não técnicas de forma remota. As perdas não técnicas referem-se à energia consumida e não faturada, como furto ou fraude de energia elétrica, que dificultam a estimativa real das condições do sistema (RAMOS et al., 2012; FARIA et al., 2014). Além da alta tecnologia dos medidores inteligentes, que dificulta o furto, a comunicação bidirecional aumenta o risco de o cliente ser descoberto, o que pode desencorajar a prática do furto (HAN; XIAO, 2014). De acordo com Kagan et al. (2013), as redes inteligentes podem reduzir as perdas não técnicas entre 30% e 50%.

No Brasil, o índice de perdas do sistema de distribuição oscila na faixa de 14%, conforme apresentado Figura 44, enquanto a parcela de perdas não técnicas, representada em sua maior parte pelo furto de energia elétrica, é da ordem de 5,6% (ABRADEE, 2014).

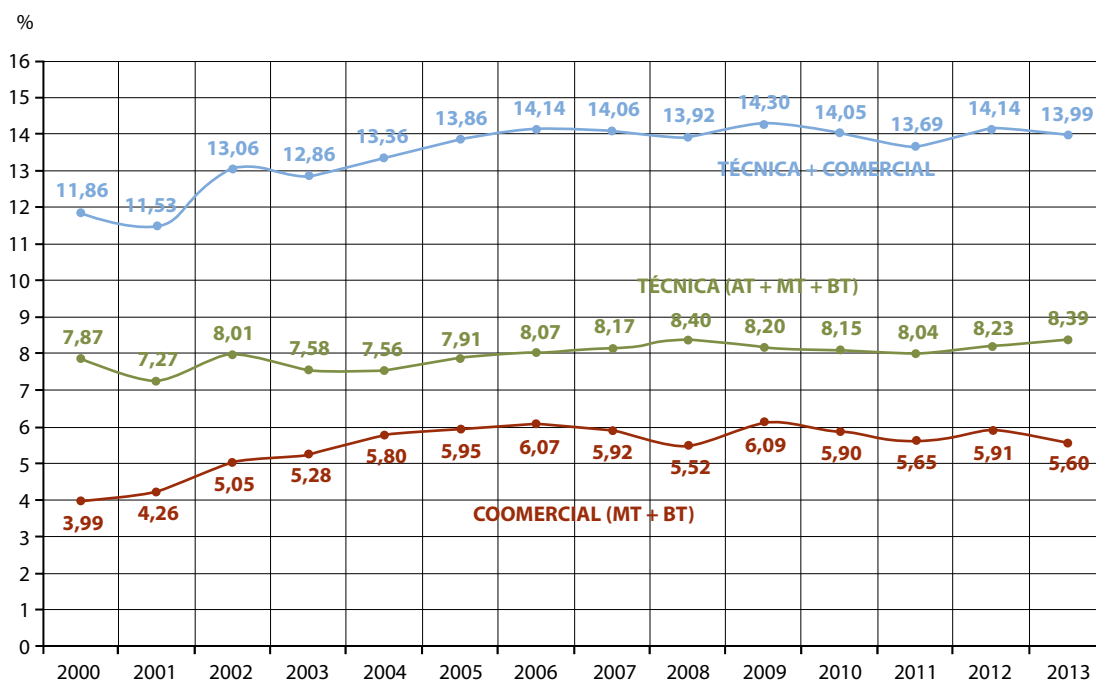


Figura 44 – Percentual de Perdas de Energia Elétrica no Setor de Distribuição

Fonte: ABRADEE, 2014

Do ponto de vista de custos, a compra e a instalação dos medidores inteligentes representam a principal parcela para implantação de redes inteligentes. Ademais, os custos dos medidores são a base para estimativa de gastos com os demais componentes das redes inteligentes, como custos de aquisição, instalação e operação e manutenção de equipamentos e de sistemas de telecomunicações, de automação e de TI (LAMIN, 2013). Em Kagan et al. (2013), foi feita uma pesquisa com os fabricantes de três tipos de medidores aplicáveis ao grupo B,¹² além de algumas interfaces de comunicação, apresentados na Tabela 21:

- Medidor tipo A: polifásico (15 a 120A) com medição de kWh, KVAh indutivo e capacitivo (60Hz), comunicação unidirecional;
- Medidor tipo B: mesmas características do tipo A, acrescidas de relógio e calendário, quatro postos horários e comunicação bidirecional;
- Medidor tipo C: mesmas características do tipo B, acrescidas de demanda máxima, duração de interrupção por unidade consumidora (DIC), frequência de interrupção por unidade consumidora (FIC), período reativo, excedentes reativos, memória de massa e apresentação das grandezas relativas ao último período de faturamento.

Tabela 21 – Preço dos Equipamentos Aplicáveis a Redes Inteligentes

Equipamento	Preço
Medidor tipo A com RF incorporado	R\$ 320,00 a 500,00
Medidor tipo B com RF incorporado	R\$ 300,00
Medidor tipo C com RF incorporado	R\$ 410,00 a 700,00
Módulo RF de comunicação externa	R\$ 150,00 a 500,00
Módulo PLC de comunicação externa	R\$ 500,00
Concentrador RF com saída RF	R\$ 800,00
Concentrador RF com saída Ethernet	R\$ 1.200,00
Concentrador RF com saída GPRS	R\$ 1.200,00
Concentrador RF com saída Fibra Ótica	R\$ 1.200,00
Módulo de corta religa monofásico	R\$ 100,00
Módulo de corta religa polifásico	R\$ 180,00

Nota: RF – Rádio Frequência; GPRS – General Packet Radio Service

Fonte: KAGAN et al., 2013

A Tabela 22 apresenta a composição típica dos custos do medidor inteligente de acordo com os componentes. Nota-se que, para o medidor polifásico, os maiores custos estão associados ao circuito de medição e ao módulo de corte e religa, enquanto, para o medidor monofásico, a maior parcela do custo engloba a fonte e o supercapacitor do medidor.

¹² As tarifas do grupo B se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV.

Tabela 22 – Participação dos Componentes no Custo do Medidor Inteligente

Componente	Participação no Custo	
	Monofásico	Polifásico
Fonte e supercapacitor	27%	12%
Transdutores e circuito de medição	8%	24%
Processador	10%	9%
Interface de comunicação	15%	8%
Módulo de corte-religa	15%	22%
Mostrador	8%	4%
Outros	25%	21%

Fonte: KAGAN et al., 2013

Os medidores são necessários, mas não suficientes, para as redes inteligentes. Esses equipamentos devem fazer parte de uma rede dotada de infraestrutura de comunicação, processamento, teleinformática e outros. Ou seja, deve-se prover a rede de recursos não totalmente disponíveis nas redes atuais (MME, 2010).

Cabe destacar que os custos de implantação das redes inteligentes não se resumem a despesas de instalação de medidores. Atualmente, algumas distribuidoras já detêm sistema de comunicação avançado, entretanto, de forma geral, essa comunicação não está suficientemente difundida e preparada para a realidade das redes inteligentes. Nesse contexto, faz-se necessária a expansão da infraestrutura de telecomunicação do país (MME, 2010).

Em 2010, a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) fez a previsão de que os sistemas de medição avançados custariam R\$ 69,8 milhões, enquanto a parte de “Automação de Subestações e Redes” custaria R\$ 34,3 milhões. Assim, segundo essas estimativas, a parte de implantação e adequação da automação representaria 49,2% do valor a ser gasto com instalação de medição (MME, 2010).

Kagan et al. (2013), por sua vez, realizaram uma análise ampla do custo-benefício da adoção do conceito de redes inteligentes no segmento de distribuição no Brasil para três diferentes cenários de penetração no horizonte 2030: i) conservador, com 52% das unidades consumidoras atendidas por redes inteligentes no final do período de análise; ii) moderado, com 61%; e iii) acelerado, com 75%.

A análise custo-benefício foi realizada sob três diferentes óticas: i) ótica da sociedade, considerando todos os custos-benefícios; ii) ótica do consumidor, considerando somente os custos-benefícios capturados pelas tarifas; iii) ótica da concessionária, considerando o atual arcabouço regulatório. Os benefícios avaliados no estudo para a adoção das redes inteligentes no Brasil são:

- Melhoria de qualidade: redução da energia não distribuída;
- Redução das perdas comerciais: identificação mais precisa de fraudes e furtos;
- Redução das perdas técnicas;
- Redução dos custos operacionais;

- Melhor gestão de ativos;
- Custo evitado na expansão do parque de medidores convencionais;
- Custo evitado na expansão do sistema de geração e transmissão pela presença de geração distribuída.

Os investimentos em sistemas de medição inteligente consideraram não só os próprios medidores inteligentes, como também os módulos de comunicação, de corte-religa e *display* de informações, além dos custos de implantação. Também foram considerados os custos de concentradores que receberão as informações de um conjunto de medidores ao seu redor que o transmitirá para o centro de medição distribuída.

Na avaliação dos investimentos em automação, foram considerados, principalmente, os custos com engenharia, instalação de novos equipamentos religadores, chaves seccionadoras e localizadores de defeito e instalação de dispositivos inteligentes de modo a atender a necessidade de implantação de funcionalidades crescentes de automação tanto nas subestações de distribuição quanto nas redes de média e baixa tensão.

Os sistemas de telecomunicação foram dimensionados para atender a demanda por transmissão de dados dos sistemas de medição, entre os concentradores e os centros de medição dos dispositivos de automação instalados na rede, com seus próprios requisitos de confiabilidade, bem como a transferência de informações entre as subestações e o centro de operações.

De acordo com Kagan et al. (2013), o montante de investimento até o ano 2030 necessário para a adoção das redes inteligentes no Brasil oscila entre R\$ 44 e 83 bilhões, dependendo do cenário de penetração adotado (52% a 75% das unidades consumidoras atendidas por redes inteligentes). Esse investimento representa um esforço financeiro anual para as distribuidoras de cerca de R\$ 2,4 a 4,6 bilhões, adicionais aos cerca de R\$ 8 bilhões anualmente investidos. Esse dado sugere a necessidade de política pública voltada para a adoção de linhas especiais de financiamento associadas com as redes elétricas inteligentes.

Cabe destacar que, no caso brasileiro, a adoção massiva do conceito de redes inteligentes pelas concessionárias de distribuição requer grande orquestração do governo federal, mobilizando diversos ministérios e agências reguladoras, em face dos diversos aspectos e oportunidades de desenvolvimento industrial e tecnológico envolvidos, bem como a necessidade de oferecer corretos incentivos e sinais regulatórios para as concessionárias de distribuição. Do mesmo modo, atenção especial deverá ser dada aos consumidores, tanto na correta comunicação dos benefícios e custos associados quanto na educação para o uso mais racional de energia elétrica em resposta a sinais adequados nas tarifas.

Não menos importante é o tratamento regulatório que será dado aos referidos investimentos. No atual arcabouço regulatório, os investimentos realizados nos anos intermediários dos ciclos de revisão tarifária (normalmente de quatro anos) não são imediatamente reconhecidos na base de remuneração e não se refletem nas tarifas. Assim, precisam gerar benefícios suficientes para cobrir sua depreciação anual e sua remuneração, o que não se verifica com os investimentos em redes inteligentes. Estes geram benefícios graduais ao longo de sua vida útil. Dessa forma, a regulação deverá prever uma forma especial de consideração dos investimentos realizados entre duas revisões tarifárias, garantindo sua remuneração e depreciação.

A Tabela 23, a Tabela 24 e a Tabela 25 resumem os resultados obtidos da análise custo-benefício para os cenários conservador, moderado e acelerado, mostrando que, pela ótica da sociedade, assumindo taxa de desconto de 3,5% a.a., o valor presente líquido das redes inteligentes no horizonte 2030 é positivo. Contudo, essa afirmação não é verdadeira pela ótica do consumidor e da concessionária, considerando taxa de desconto de 11% a.a.

Tabela 23 – Custos e Benefícios das Redes Inteligentes no Brasil – Cenário Conservador

		Ótica da Sociedade			Ótica do Consumidor			Ótica da Concessionária		
		Custo	Benefício (R\$ milhões)		Custo	Benefício (R\$ milhões)		Custo	Benefício (R\$ milhões)	
			Valor Presente			Valor Presente			Valor Presente	
			inferior	Superior		inferior	Superior		inferior	Superior
Medição	28.441,22	8.283,61			8.283,61			2.800,61		
Telecom medição	592,76	258,01			258,01			44,04		
TI Medição	134,89	97,38			97,38			15,02		
Automação	1.039,02	323,20			323,20			107,26		
Telecom automação	1.391,74	721,56			721,56			117,35		
TI automação	806,29	570,50			570,50			81,63		
Telecom GD/vE	22,06	7,65			7,65			2,28		
TI GD/VE	125,22	85,94			85,94			14,11		
Opex TI/ Telecom	11.433,57	4.335,57			4.335,57			587,78		
Subsídios GD	0,00	0,00								
Valor Presente dos Custos	43.986,78	14.683,41			14.683,41			3.770,08		
Redução da END			9.069,09	13.603,64		242,26	242,26		85,43	85,43
Redução PNT			4.048,91	7.479,12		4.048,91	7.479,12		1.434,47	2.649,75
Retirada medidores convencionais			605,68	605,68		605,68	605,68		134,75	134,75
Baixa de ativos não depreciados			0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00
Eficiência operacional			2.589,94	2.589,94		2.589,94	2.589,94		885,27	885,27
Custo evitado expansão da geração			14.485,73	14.485,73						
Valor Presente dos Benefícios			30.799,36	38.764,11		7.486,79	10.917,00		2.539,92	3.755,20
Valor Presente do Benefício Líquido			16.115,95	24.080,70		-7.196,62	-3.766,41		-1.230,16	-14,88

Nota: TI – Tecnologia de Informação; GD – Geração Distribuída; VE – Veículos Elétricos; END – Energia Não Distribuída; PNT – Perdas Não Técnicas

Fonte: KAGAN et al., 2013

Tabela 24 – Custos e Benefícios das Redes Inteligentes no Brasil – Cenário Moderado

		Ótica da Sociedade			Ótica do Consumidor			Ótica da Concessionária		
		Custo	Benefício (R\$ milhões)		Custo	Benefício (R\$ milhões)		Custo	Benefício (R\$ milhões)	
	Valor corrente (R\$ milhões)	Valor Presente (R\$ milhões)	Valor Presente		Valor Presente (R\$ milhões)	Valor Presente		Valor Presente (R\$ milhões)	Valor Presente	
			inferior	Superior		inferior	Superior		inferior	Superior
Medição	34.916,27	11.197,05			11.197,05			3.717,44		
Telecom medição	599,41	296,10			296,10			91,83		
TI Medição	134,89	99,39			99,39			15,35		
Automação	1.689,03	827,78			827,78			235,85		
Telecom automação	1.391,74	721,56			721,56			117,35		
TI automação	806,29	591,74			591,74			84,98		
Telecom GD/vE	29,60	10,55			10,55			3,11		
TI GD/VE	125,22	87,59			87,59			14,41		
Opex TI/ Telecom	13.531,83	5.124,15			5.124,15			808,30		
Subsídios GD	4.339,36	4.770,06								
Valor Presente dos Custos	57.563,64	23.725,97			18.955,91			5.088,62		
Redução da END			19.575,11	29.362,67		557,98	557,98		178,68	178,68
Redução PNT			5.356,72	9.894,89		5.356,72	9.894,89		1.861,60	3.438,73
Retirada medidores convencionais			580,54	580,54		580,54	580,54		168,83	168,83
Baixa de ativos não depreciados			-8,95	-8,95		-8,95	-8,95		-1,62	-1,62
Eficiência operacional			4.161,02	4.161,02		4.161,02	4.161,02		1.372,71	1.372,71
Custo evitado expansão da geração			21.336,44	21.336,44						
Valor Presente dos Benefícios			51.000,88	65.326,61		10.647,31	15.185,48		3.580,21	5.157,34
Valor Presente do Benefício Líquido			27.274,90	41.600,63		-8.308,60	-3.770,43		-1.508,42	68,72

Nota: TI – Tecnologia de Informação; GD – Geração Distribuída; VE – Veículos Elétricos; END – Energia Não Distribuída; PNT – Perdas Não Técnicas

Fonte: KAGAN et al., 2013

Tabela 25 – Custos e Benefícios das Redes Inteligentes no Brasil – Cenário Acelerado

		Ótica da Sociedade			Ótica do Consumidor			Ótica da Concessionária			
		Valor corrente (R\$ milhões)	Custo	Benefício (R\$ milhões)		Custo	Benefício (R\$ milhões)		Custo	Benefício (R\$ milhões)	
			Valor Presente (R\$ milhões)	Valor Presente		Valor Presente (R\$ milhões)	Valor Presente		Valor Presente (R\$ milhões)	Valor Presente	
				inferior	Superior		inferior	Superior		inferior	Superior
Medição	46.735,82	15.992,00			15.992,00			5.440,86			
Telecom medição	639,57	331,49			331,49			139,04			
TI Medição	139,39	101,98			101,98			21,15			
Automação	1.890,41	1.228,84			1.228,84			327,18			
Telecom automação	1.391,74	721,56			721,56			117,35			
TI Automação	846,05	618,44			618,44			146,29			
Telecom GD/VE	32,00	11,35			11,35			3,34			
TI GD/VE	129,88	89,79			89,79			19,16			
Opex TI/ Telecom	14.813,41	5.719,19			5.719,19			974,73			
Subsídios GD	16.634,72	20.369,58									
Valor Presente dos Custos	83.252,98	45.184,23			24.814,65			7.189,10			
Redução da END			27.526,65	41.289,97		837,88	837,88		250,25	250,25	
Redução PNT			7.475,13	13.808,00		7.475,13	13.808,00		2.622,16	4.843,63	
Retirada medidores convencionais			485,28	485,28		485,28	485,28		172,70	172,70	
Baixa de ativos não depreciados			-188,35	-188,35		-188,35	-188,35		-34,20	-34,20	
Eficiência operacional			6.272,84	6.272,84		6.272,84	6.272,84		2.043,76	2.043,76	
Custo evitado expansão da geração			29.271,88	29.271,88							
Valor Presente dos Benefícios			70.843,42	90.939,62		14.882,78	21.215,65		5.054,67	7.276,14	
Valor Presente do Benefício Líquido			25.659,19	45.755,39		-9.931,87	-3.599,00		-2.134,43	87,04	

Nota: TI – Tecnologia de Informação; GD – Geração Distribuída; VE – Veículos Elétricos; END – Energia Não Distribuída; PNT – Perdas Não Técnicas

Fonte: KAGAN et al., 2013

2.5.1 ESTUDO DE CASO

Para fins da simulação integrada a ser realizada no modelo de programação linear de otimização desenvolvido pelo International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), conhecido como *Model for Energy Supply Systems and Their General Environmental Impact* (Message), , que terá seus resultados reportados no âmbito do relatório “Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono”, é estimado o custo nivelado (R\$/MWh) da penetração das redes inteligentes no setor de distribuição no Brasil, assim como são estimados os benefícios energéticos envolvidos.

Para a determinação dos custos nivelados, são considerados os valores correntes de custos da implementação das redes inteligentes no Brasil, apresentados em Kagan et al. (2013). Esse custo é constituído pelo custo do medidor inteligente e da automação do setor de distribuição, assim como os custos de TI e telecomunicação, para três cenários de penetração das redes inteligentes no horizonte 2030. Tais cenários são: acelerado, com 74,4 milhões de unidades consumidoras atendidas; moderado, com 60 milhões de unidades consumidoras atendidas; e conservador, com 51,4 milhões de unidades consumidoras atendidas.

Assim, a partir do valor médio de consumo de energia elétrica por residência por mês no Brasil, em 2014, de 166 kWh (EPE, 2014b), podem-se identificar os custos nivelados das redes inteligentes no Brasil, no horizonte 2030, oscilando entre 5,2 e 6,7 mil R\$/MWh, conforme apresentado na Tabela 26.

Tabela 26 – Custo Nivelado das Redes Inteligentes no Brasil

	Cenário Acelerado	Cenário Moderado	Cenário Conservador
Custo total (R\$ Milhões – Valor Corrente)	83.252,98	57.563,64	43.986,78
Residências atendidas (Milhões)	74,4	60,0	51,4
Custo por residência (R\$)	1.118,99	959,39	855,77
Custo por MWh (R\$)	6.740,91	5.779,48	5.155,26

Fonte: Elaboração própria a partir de KAGAN et al., 2013; EPE, 2014b

À guisa de comparação, Epr (2011) estima que o custo de construção de uma rede inteligente em pleno funcionamento nos Estados Unidos varia de US\$ 338 bilhões a US\$ 476 bilhões nos próximos 20 anos. Esses custos incluem a infraestrutura para integrar recursos energéticos distribuídos e para conseguir a conectividade plena com toda a carga elétrica do país, além da parte de transmissão e distribuição, mas excluem os custos de geração e os custos do consumidor com aparelhos e dispositivos inteligentes de conexão com a rede (como geladeira, ar-condicionado etc.). Se analisados apenas os custos envolvidos no setor de distribuição (US\$ 231 bilhões a US\$ 339 bilhões nos próximos 20 anos) e o número de residências atendidas com as redes inteligentes (327 milhões), obtém-se um custo nivelado na faixa de US\$ 710 a US\$ 1.040 por residência atendida nos Estados Unidos.

Para a análise dos benefícios, os principais benefícios não econômicos considerados com a entrada das redes inteligentes no Brasil são a redução das perdas não técnicas e do pico da curva de carga. Para a redução das perdas não técnicas, é considerada redução de 40%, diminuindo as perdas totais no segmento de distribuição no Brasil de 14% para 11%, enquanto a redução do pico de energia elétrica, com a entrada das redes inteligentes, é de 15%.



Barreiras, oportunidades e proposição de instrumentos de política pública para as redes elétricas inteligentes no Brasil

Capítulo

3

3 BARREIRAS, OPORTUNIDADES E PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA AS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES NO BRASIL

Novos padrões de consumo, tecnologias inovadoras e formas alternativas de geração de energia poderão alterar o equilíbrio da rede elétrica no Brasil. A entrada de novas tecnologias nos sistemas de distribuição, como geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia variável, veículos elétricos, automatização da rede, sistemas avançados de medição, entre outras, se vislumbra como um mecanismo para operar a rede elétrica de forma mais eficiente, reduzir as perdas técnicas e não técnicas e impulsionar a utilização de fontes de geração renováveis não convencionais. Tudo isso permitirá mitigação dos GEE originados pelo setor elétrico. No entanto, para que isso seja possível, as redes de distribuição deverão passar por adaptações técnicas, institucionais e regulatórias, direcionando o setor para as redes elétricas inteligentes.

As tecnologias das redes inteligentes demandam investimentos, em especial no sistema de distribuição, que, segundo a regulamentação brasileira atual, deverão ser de responsabilidade, na sua maioria, da distribuidora de eletricidade. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), esse cenário é insustentável e pode levar a uma ruptura do negócio (DELGADO, 2015). Assim, para que a transição energética seja bem-sucedida, ela exigirá uma adaptação institucional e regulatória do setor, a fim de superar as barreiras técnicas, econômicas e de regulamentação do mercado.

Dessa forma, ao longo deste capítulo, são descritas as barreiras e oportunidades do setor de distribuição brasileiro em relação às medidas e tecnologias relacionadas. Por fim, são descritos possíveis instrumentos de política pública que poderiam impulsionar tais tecnologias. Destaca-se que, diante da importância do setor de distribuição para a implementação das redes inteligentes, a análise deste capítulo é feita a partir da perspectiva das empresas distribuidoras.

3.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS

Novos modelos trazem, de forma inerente a seu conceito, a possibilidade de conflitos e incompatibilidades com o sistema em uso. No caso do sistema de distribuição, o aumento de geração distribuída e a eventual proliferação de veículos elétricos, indicam cenários em que, além da diminuição de emissões de GEE, o sistema elétrico será mais confiável e eficiente. Não obstante, para chegar a esse estágio de operabilidade, é necessário modernizar as redes elétricas de distribuição, as quais, em geral, têm

permanecido distantes dos avanços tecnológicos nas áreas de telecomunicações e de processamento digital dos últimos anos (FAN et al., 2013). O modelo de redes inteligentes não substituirá o modelo atual, mas coexistirá com ele, integrando-se para que a rede resultante seja mais confiável, adequada e eficiente. A seguir, serão discutidas as principais barreiras e cobenefícios da geração distribuída, veículos elétricos e redes inteligentes no concernente à visão das distribuidoras.

3.1.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

As redes inteligentes apresentam várias vantagens e oportunidades de mercado para as distribuidoras, dentre as quais pode-se destacar o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, como consequência da geração distribuída, a qual reduz a energia transmitida pelas linhas de transmissão e de distribuição. Adicionalmente, as distribuidoras que adotam tecnologias inovadoras para medição e automação das suas redes experimentarão uma operação mais eficiente e com menores indicadores de perdas comerciais. Tudo isso pode favorecer o quesito ambiental, já que um sistema elétrico com maior eficiência e menor expansão das linhas de transmissão e do parque gerador impactará, em menor medida, o meio ambiente (MME, 2010).

Uma distribuidora com alto grau de geração distribuída terá menor vulnerabilidade diante de aumentos nas tarifas de eletricidade no mercado elétrico, por exemplo, no caso de forte estiagem que obrigue a ligação das usinas termelétricas. Similarmente, terá um suprimento energético com maior confiabilidade, podendo chegar a servir como sistema *backup* no caso em que a geração centralizada de grande escala se revele insuficiente para suprir a demanda (GAMA et al., 2003). As distribuidoras no Brasil têm a possibilidade de realizar chamadas públicas para contratar geração distribuída, facilitando o processo de contratação e diversificação da sua matriz energética (MME, 2010).

Por outro lado, como consequência da menor necessidade de potência a transmitir pelas linhas de distribuição, as redes estarão menos carregadas e, com isso, o tempo de vida útil de seus componentes poderá ser estendido, diminuindo as despesas da manutenção da rede elétrica. Nessa condição, as perdas elétricas serão menores e os níveis de tensão nominais nos períodos de alta demanda não se distanciarão dos valores nominais, melhorando indicadores de qualidade (ANEEL, 2010b).

Dado o conhecimento das distribuidoras da sua própria rede, seus clientes e sua região de operação, a geração distribuída poderia ser a solução mais adequada para atender um determinado grupo de cargas. Finalmente, existe a possibilidade de que os geradores distribuídos sejam utilizados para prover serviços técnicos auxiliares, por exemplo, o fornecimento de energia reativa ou a correção de harmônicos das cargas, melhorando alguns indicadores de qualidade (JOOS et al., 2000).

Alguns especialistas consideram que a primeira etapa para a modernização dos sistemas de distribuição consiste na implantação de um sistema avançado de medição (AMI – *advanced metering infrastructure*) (AHMAD, 2011). Neles são utilizados medidores inteligentes, associados a uma infraestrutura de comunicação, para informar o consumo energético (e provavelmente outras variáveis técnicas) de um consumidor numa frequência horária ou maior. Alguns dos benefícios que uma rede AMI pode trazer para a distribuidora são (CROSSLEY, 2007):

- Melhoria na exatidão das medições;
- Definição acurada do perfil de consumo energético dos usuários, o que habilita melhoramento na gestão de ativos, por exemplo: correto dimensionamento de equipamentos, manutenção preventiva e detecção de furto de energia;
- Oferta de serviços de valor agregado: facilita o oferecimento de tarifas com horários promocionais, ciclos de faturamento flexíveis ou programas que incentivem os consumidores a reduzir suas cargas nos horários de pico e/ou executar ações para aprimorar a eficiência energética. Segundo a Enel, empresa italiana do setor de energia elétrica, a tecnologia de medição inteligente pode trazer redução de 5% da carga no horário de pico como resultado do aumento da conscientização do cliente e dos sinais dos preços de energia, com redução das perdas de energia (GALLO, 2015);
- Detecção de interrupções no fornecimento de energia de forma rápida e informando com exatidão sobre a região afetada pela interrupção.

Adicionalmente, são como cobenefícios decorrentes da implementação das redes inteligentes e geração distribuída de energia: i) universalização do acesso à energia; ii) criação de empregos diretos e indiretos; iii) uso racional dos recursos naturais; iv) diminuição da defasagem tecnológica do setor de distribuição de energia; v) fomento à criação de uma indústria nacional relacionada a medidores inteligentes; vi) impulsionar a indústria de fabricação de medidores inteligentes; vii) incentivo a redução no consumo nos horários de ponta; viii) diminuição do impacto ambiental relacionado à ampliação do sistema de geração elétrica.

Apesar desses importantes cobenefícios, a implantação de redes AMI envolve grandes despesas, de modo que, nas análises econômicas realizadas até agora no Brasil, mostram-se desvantajosas (KAGAN et al., 2013).

De maneira geral, a experiência europeia na substituição de medidores de energia tradicionais por medidores inteligentes tem permitido observar que, em países onde o sistema de distribuição está pulverizado em grande número de empresas, a viabilidade econômica dos investimentos em automação e em instalação de medidores inteligentes tende a ser questionável, dadas as notórias economias de escala relacionadas à automação. Em contraste, em países onde uma distribuidora tem grande participação do mercado, a implantação de medidores inteligentes se faz interessante numa perspectiva econômica. Exemplo disso são Itália e França, que contam com uma empresa de distribuição dominante. Nesses países, o grau de penetração de medidores inteligentes é elevado.

Por sua vez, o interesse na eletrificação da frota automotriz vem aumentando nos últimos anos a ponto de, no mercado norte-americano, serem encontrados modelos de veículos elétricos combinando diferentes tipos de tecnologias (DE SANTIAGO et al., 2012). No entanto, o aumento da frota de veículos elétricos plenos poderia trazer desafios para as concessionárias de distribuição. Segundo IEA (2014), existe a possibilidade de o carregamento desses veículos se enquadrar no horário de consumo de pico do sistema (primeiras horas da noite), o que levaria à antecipação dos investimentos de fortalecimento da rede. Isso poderia trazer riscos para a estabilidade do sistema elétrico, principalmente dos ramais sobrecarregados. Contrariamente, uma das funções vislumbradas para os veículos elétricos nas redes *smart grids* é servir como unidade de armazenamento de energia num esquema em que (estabelecido o sinal econômico adequado) o usuário carregue seu veículo nos horários de menor consumo e conecte a bateria do seu veículo na rede como equipamento de suporte nos horários de pico (BERTOLUZZO; ZABIHI; BUJA, 2012).

Como mencionado, novos modelos trazem novos desafios a serem vencidos. Para a adoção de veículos elétricos, a principal barreira técnica consiste na necessidade de fortalecer o sistema elétrico de distribuição de tal forma que possa tolerar essas cargas. No caso específico de massificação da geração distribuída, as concessionárias poderão enfrentar uma série de dificuldades técnicas originadas por fluxos reversos de potência.

Já na sua concepção, as redes de energia elétrica foram projetadas para ter fluxo unidirecional de potência, desde o gerador centralizado até as cargas passivas, passando pelas redes de transmissão e de distribuição. Nas redes futuras, o aumento da geração distribuída ocasionará fluxos reversos de potência, partindo dos ramais de baixa tensão até as redes de distribuição ou, inclusive, de transmissão. Essa situação representa aumento na complexidade da operação da rede de distribuição, principalmente pelos seguintes aspectos (WALLING et al., 2008):

- O fluxo de potência reversa nos sistemas de distribuição origina aumentos das tensões dos barramentos, os quais podem provocar violações dos limites técnicos admitidos no sistema. Se a geração distribuída está fundamentada em sistemas fotovoltaicos, o fluxo reverso ocasiona um problema conhecido como “curva de pato”, no qual a rede experimenta um alívio de carga durante o dia, mas uma perigosa rampa de aumento de demanda no final do dia;
- Erros na atuação das proteções: o fato de existir geração de energia em pontos de rede onde anteriormente só existiam cargas altera a potência de curto-circuito da rede e, com isso, a configuração das proteções elétricas, podendo ocasionar erros de funcionamento;
- Possível instabilidade na rede: inicialmente, as fontes de geração renováveis não convencionais eram desconectadas rapidamente da rede no caso de eventos elétricos como afundamentos de tensão ou desvios da frequência nominal fora da faixa permissível. Com o incremento da potência solar e eólica instalada na rede, isso não pode mais ser realizado, já que uma desconexão massiva de geração distribuída pode afetar drasticamente o equilíbrio de potência do sistema remanescente.

Um exemplo real que ilustra o item anterior foi a desconexão maciça de energia renovável do sistema europeu ocorrida em 4 de novembro de 2006. Naquele evento, uma sobrefrequência originou a saída em cascata de geração distribuída que acabou ocasionando a separação do sistema ENTO-E em três redes, como mostrado na Figura 45. Essa condição foi bastante perigosa para o sistema elétrico, pois poderia ter gerado *blackout* de uma região vasta – com todas as implicações econômicas que isso traria. Em resposta a esse evento, os agentes reguladores alemães realizaram uma modificação nos inversores de 350.000 plantas fotovoltaicas a um custo estimado de € 175 milhões.

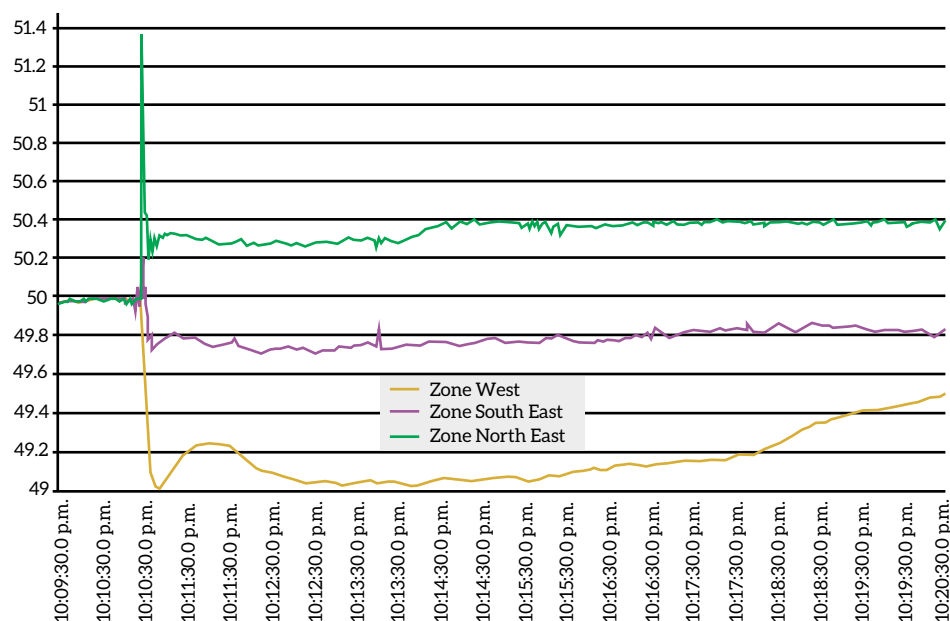


Figura 45 – Frequências dos Sistemas Resultantes no Evento de 11/2006

Fonte: VON APPEN et al., 2013

Além das questões técnicas mencionadas, existem fortes barreiras econômicas para que as tecnologias de geração distribuída e de eletrificação da frota de veículos atinjam altos valores de penetração no país. Os investimentos envolvidos são volumosos: por exemplo, segundo MME (2010), a substituição dos medidores de baixa tensão por dispositivos inteligentes tem custo aproximado de R\$ 12,5 bilhões. Assim, a definição do mecanismo de repasse dos investimentos realizados na implantação dessas tecnologias, o estabelecimento de mecanismos de certificação de produtos e a definição das normativas relacionadas são obstáculos que devem ser superados para que a distribuidora possa ter segurança econômica.

Ademais, podem ser consideradas as seguintes barreiras: i) assimetria de envergadura e de custos de oportunidade de capital dos agentes; ii) falta de incentivos ao desenvolvimento de uma infraestrutura industrial; que existem na economia, em grande medida, como consequência das diferentes condições de acesso ao capital; iii) falta de expertise e mão de obra qualificada; iv) altos custos de transação relacionados à capacitação de agentes;

3.1.2 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS REGULATÓRIOS

Se o crescimento do número de unidades de geração distribuída no Brasil se mantiver numa taxa baixa, é esperado que os impactos técnicos da geração distribuída discutidos anteriormente não sejam experimentados seriamente no médio prazo. No entanto, esse cenário pode mudar no momento em que a tecnologia chegar ao nível de maturidade em que é possível que ocorra um efeito manada. Portanto, é importante que exista regulação adequada a todos os cenários.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica são compostas por itens de custo gerenciáveis (investimentos, custos operacionais e depreciação) e por itens não gerenciáveis (encargos setoriais, energia comprada e encargos de transporte) pelas concessionárias de distribuição. Dentre os últimos, encontram-se diversos encargos utilizados para o financiamento de programas e políticas do próprio setor elétrico brasileiro (MME, 2010). Nesse modelo tarifário, maior carga elétrica representa maior receita para as distribuidoras. No entanto, no novo paradigma das redes elétricas inteligentes, essa premissa não é mais válida, pois parte da carga consumida poderia ser autogerada pelos sistemas de geração distribuída. Dessa forma, faz-se necessário pensar em um modelo tarifário que considere as novas variáveis.

O Brasil é uma economia em crescimento com aumento na demanda de eletricidade. Portanto, sob a lógica de maior consumo maior receita, as distribuidoras ainda têm mercado para crescer. No entanto, num determinado ponto, essa lógica terá que ser modificada. Para o Instituto Acende Brasil, talvez as distribuidoras passem a ter um modelo de negócio em que elas serão apenas responsáveis por disponibilizar a estrutura para garantir o fluxo de energia, isto é, separar os segmentos de comercialização e de distribuição (FREIRE, 2015).

Os investimentos em redes inteligentes têm características distintas dos investimentos tradicionais da rede de distribuição. Em primeiro lugar, esses investimentos envolvem gastos substanciais em rubricas que a regulação costuma considerar como custos operacionais, e esse tipo de investimento, de modo geral, não costuma ser considerado na tarifa (ANEEL, 2005). Adicionalmente, esses investimentos não se enquadram no conceito de investimentos prudentes, únicos reconhecidos pela regulação por incentivos, uma vez que envolvem tecnologias não maduras e com risco de não apresentarem na prática todos os benefícios esperados. Finalmente, tais investimentos podem implicar a substituição de ativos ainda não depreciados totalmente, algo normalmente penalizado pela regulação tarifária (FREIRE, 2015).

Na esfera regulatória brasileira, observa-se a insuficiência de regulação em padrões e normas técnicas sobre procedimentos de manutenção adequada a um ambiente com geração distribuída. É preciso definir como serão partilhados os custos entre concessionárias e pequenos geradores caso aconteçam danos à infraestrutura do sistema de distribuição e/ou equipamentos de terceiros. Da mesma forma, precisa ser abordada, num cenário de grande penetração de geração distribuída, a garantia das condições de estabilidade do sistema elétrico, assim como o correto funcionamento dos sistemas de proteção. Isso é de grande relevância, já que, com a participação de sistemas de geração distribuída na rede elétrica, a possibilidade de ocorrência de eventos em cascata aumenta. Também precisam ser considerados, nas ferramentas de simulação e planejamento do sistema elétrico brasileiro, os impactos de elevadíssimos números de pequenos geradores próximos aos centros de carga para que os resultados das simulações sirvam de plataforma para que os agentes reguladores tenham melhor visão do que deve ser considerado dentro das normas técnicas.

3.2 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA

Com o intuito de mitigar os impactos dos sistemas avançados de medição e automatização da rede, bem como geração distribuída, que fazem parte das redes inteligentes, é necessária a implantação de instrumentos de política pública que superem as barreiras mencionadas anteriormente, potencializando os cobenefícios das medidas. Esses instrumentos deverão estar orientados a obter uma rede elétrica

automatizada, mais eficiente e suficientemente robusta para permitir a entrada maciça de geração com característica intermitente e o gerenciamento adequado do intercâmbio de energia originado pelos veículos elétricos. Alguns dos instrumentos discutidos têm o intuito de aprimorar a regulamentação nacional para encontrar uma situação economicamente sustentável para as distribuidoras.

O interesse de definir os padrões/orientações que permitam maior alocação de energia variável sem afetar a estabilidade da rede elétrica tem uma abrangência global, de modo que, para o estabelecimento das políticas, foram consideradas experiências de países com estágio mais avançado nesse tipo de tecnologia, assim como interpretações de especialistas nacionais do cenário energético brasileiro atual e futuro.

3.2.1 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA

3.2.1.1 TECNOLÓGICOS

Apesar de estar em estágio inicial de desenvolvimento, o Brasil é o país que mais investe em redes elétricas inteligentes e sistemas AMI na América Latina (CGEE, 2012). As principais iniciativas brasileiras no tocante a redes AMI são apoiadas pelos estudos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) coordenados pela Aneel. Entre eles, o projeto estratégico de P&D Programa Brasileiro de Redes Inteligentes, Chamada 011/2010 da Aneel, realizado em julho de 2010, teve papel importante na motivação dos atuais projetos-piloto.

Não obstante, ainda há focos de pesquisa a serem explorados. Por isso, propõe-se a criação de incentivos para:

- Destinação de recursos para projetos de pesquisa que avaliem impactos das novas tecnologias na rede de distribuição. Por exemplo, estudos que determinem como a penetração massiva de geração distribuída pode impactar tecnicamente o segmento de distribuição;
- Investimentos em P&D de tecnologias para manutenção da estabilidade da rede e mitigação dos impactos negativos da geração distribuída e da eletrificação do setor de transporte;
- Destinação de recursos para projetos que avaliem os impactos regulatórios e econômicos da geração distribuída e da eletrificação do setor de transporte ao segmento de distribuição;
- Investimentos em P&D em tecnologias de comunicação para os sistemas avançados de medição, condicionadas às características da rede brasileira e considerando aspectos de criticidade, confiabilidade e resiliência;
- Investimentos em projetos-piloto e protótipos de redes inteligentes;
- Criação de certificados, padrões e critérios de interoperabilidade e durabilidade das tecnologias/produtos necessários para a difusão de redes inteligentes.

Trata-se de instrumentos que exigem a articulação da Abinee, Aneel, Anatel, Inmetro e Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), e que poderiam ser implementados no curto prazo, ou seja, até 2019. Idealmente, também deveriam envolver a captação de recursos para projetos junto ao Climate Technology Centre and Network (CTCN) e Green Climate Fund (GCF).

3.2.1.2 INFORMAÇÃO E EDUCAÇÃO

Com o objetivo de eliminar barreiras associadas a assimetrias de informação e altos custos de transação relacionados à capacitação de agentes, propõe-se:

- Estabelecer cursos de formação técnica que permitam que profissionais brasileiros tenham capacidade de desenvolver, montar e dar assistência a produtos relacionados com a implantação de redes inteligentes. A correta execução dessa política permitirá não só acelerar o desenvolvimento destas redes, mas também criar empregos diretos e indiretos;
- Criar associações que possibilitem espaços abertos para que os agentes interessados (entidades e agentes do governo; institutos de pesquisa, desenvolvimento e inovação; universidades; indústria de TIC em *hardware*, *software* e equipamentos; e empresas do setor energético) possam compartilhar experiências, opiniões e informações técnicas acerca das redes inteligentes e geração distribuída;
- Apoiar e fomentar a capacitação de recursos humanos no Inmetro, que, como agente normativo, tem as seguintes funções no âmbito das redes elétricas inteligentes: i) definir o processo de validação dos *softwares* embarcados nos sistemas de medição que utilizem medidores inteligentes; ii) definir técnicas de proteção de *software* para uma infraestrutura avançada de medição; iii) definir programa de certificação dos equipamentos utilizados nas redes elétricas inteligentes; iv) definir programa de certificação das redes de telecomunicações utilizadas pelas redes elétricas inteligentes.

Os instrumentos poderiam ser implementados até 2020, com apoio do MCTIC, Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC), bem como universidades federais, Abinee e Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai), que seriam responsáveis pela formação técnica.

3.2.1.3 INSTRUMENTOS ECONÔMICOS

Uma das principais barreiras de mercado à implementação de medidores inteligentes se dá na assimetria de envergadura entre agentes, ou nos diferentes custos de oportunidade de capital que existem na economia, em grande medida como consequência das diferentes condições de acesso ao capital. Com o intuito de estimular atividades da indústria relacionadas a redes inteligentes, assim como modificar o comportamento de alguns agentes no mercado, propõem-se as seguintes políticas:

- a) Apoiar as redes inteligentes mediante o uso de fundos setoriais, entre os quais:
- Reserva Global de Reversão – RGR. Criado em 1957 com a finalidade de constituir um fundo para cobertura de gastos da União com indenizações de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica, esse fundo pode ser destinado, segundo o art. 13 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996, para o desenvolvimento e a implantação de programas e projetos destinados ao combate de desperdício e uso eficiente da energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas para o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Segundo MME (2012), a natureza da RGR permite a utilização dos recursos desse encargo no financiamento de um plano brasileiro de rede inteligente. Trata-se de um instrumento que exige a mobilização do MME, com apoio técnico do Ministério da Fazenda, e que pode ser implementado a partir de 2020;
 - Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Criada pela Lei nº 5.899, de 05/07/1973, tem o objetivo de ratear os ônus e as vantagens do consumo de combustíveis fósseis, voltado à otimização da operação do sistema elétrico interligado. Posteriormente, no ano de 1993, os sistemas elétricos isolados passaram também a ser abrangidos. No ano de 2006, o CCC-interligado foi extinto e o

CCC-isolado passou a vigorar até o término dos contratos de compra de energia e/ou da extinção das autorizações e concessões de geração própria localizadas na região. A CCC dos sistemas isolados é recolhida por todos os concessionários do país que atendam consumidores finais. Como, em tese, a introdução de geração distribuída e de redes inteligentes poderá contribuir para a redução de dispêndios da CCC, um plano brasileiro de automação da rede poderia ser financiado por esse fundo. O horizonte de implementação e atores a serem mobilizados seriam os mesmos do RGR.

- b)** Criação de uma linha de financiamento com recursos públicos para redes inteligentes, geração distribuída e sistemas avançados de medição e automatização da rede.

Trata-se da criação, junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), de uma linha de financiamento específica para redes inteligentes. A medida poderia ser implementada a partir de 2020 e exigiria a mobilização do banco e do Ministério da Fazenda. No caso dos sistemas de medição, poderiam ser criados mecanismos adicionais de financiamento, no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida, junto ao Banco do Brasil e Caixa, para financiamento com baixas taxas de juros para a aquisição do equipamento.

- c)** Incentivo ao desenvolvimento da infraestrutura industrial. Com o objetivo de fortalecer a indústria brasileira com campo de ação nas redes elétricas inteligentes, deve-se:
- Fomentar uma cadeia produtiva com participação nacional focada no desenvolvimento de soluções para as redes elétricas inteligentes no Brasil. Isso poderia diminuir a defasagem tecnológica atual do setor, melhorar a eficiência energética e reduzir os custos de produção no longo prazo. Para atingir essa meta, é necessário realizar investimentos na expansão da capacidade fabril para a implantação de processos produtivos (fabricantes e fornecedores) de medidores avançados que atendam aos requisitos mínimos estabelecidos pela Aneel. Da mesma forma, faz-se necessário investir em capacitação de mão de obra, isto é, treinamento de pessoas a fim de que os projetos de pesquisa e desenvolvimento do medidor inteligente possam ser bem-sucedidos, bem como em capacitação de pessoal de fábrica e de tecnologia da informação. Segundo MME (2010), a indústria estima investimento em capacitação de colaboradores num valor de R\$ 2,8 milhões.

O instrumento poderia ser implementado a partir de 2020, com apoio do MDIC, Abinee e MME.

- d)** Regimes especiais de tributação

Baseado na experiência do Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays (Padis) e no Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Equipamentos para TV Digital (PATVD), propõe-se um programa de apoio ao desenvolvimento de *smart grids* que assegure incentivos fiscais para aquelas empresas que desejem investir em programas de pesquisa e desenvolvimento e produzam componentes que integrem uma rede inteligente, com foco nos medidores inteligentes e na infraestrutura de telecomunicações.

Por outro lado, segundo MME (2010), a aquisição de medidores eletrônicos, com sua consequente imobilização no ativo das distribuidoras, torna-as enquadráveis ao Regime Especial de Incentivo ao Desenvolvimento à Infraestrutura (Reidi). Portanto, na precificação do medidor, pode ser considerada a não inclusão do Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep) e da Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (Cofins). Isto é, toda aquisição de bens e serviços que forem imobilizados pelas distribuidoras em seu ativo faz jus à suspensão de PIS/Pasep e Cofins no âmbito do Reidi. Isso se aplica aos medidores, mas também aos

demais investimentos em centros de medição e ativos de telecomunicação. Com isso, o montante de recursos a ser mobilizado é menor, o que reduz também a necessidade de aporte de recursos próprios ou de captação de recursos de terceiros.

A implementação da medida poderia ocorrer a partir de 2020 e precisaria mobilizar o MCTIC, MME, Ministério da Fazenda e Aneel.

- e) Incentivo à adoção de medidores inteligentes por meio de modificações na política tarifária
 - Modificação da base de remuneração das distribuidoras para incluir um componente que considere os investimentos em novas tecnologias de medição de energia e metas de implantação para as distribuidoras de energia.

A Itália e a França têm algumas das experiências mais bem-sucedidas de massificação de medidores inteligentes. Nesses países, existe uma empresa distribuidora majoritária – Enel, para o caso italiano (85% do mercado de distribuição); e ERDF, na França (95%) –, o que tem demonstrado que o investimento em medidores inteligentes, dada sua escala de mercado, é economicamente rentável (BRANDÃO; ZAMBONI, 2015). A Enel investiu € 2,1 bilhões para substituir 32 milhões de medidores. Uma vez instalados, a redução de custos proporcionada pela automação e pelo combate mais eficiente às perdas não técnicas foi de € 431,5 milhões por ano (BRANDÃO; ZAMBONI, 2015; ENDESA, 2015). Essa receita foi percebida pela Enel, porque, segundo a regulamentação tarifária italiana, eventuais ganhos de eficiência não são repassados aos consumidores no primeiro ciclo tarifário (quatro anos). No seguinte ciclo tarifário, apenas a metade dos ganhos de eficiência são repassadas.

Devido ao sucesso do projeto da Enel, os medidores inteligentes na Itália passaram a ser obrigatórios para todas as distribuidoras. A regulação tarifária foi alterada para incluir incentivos aos investimentos em redes inteligentes e as demais distribuidoras passaram a ter metas de implantação de medidores inteligentes. Essa regulação tarifária foi o resultado de dois aspectos: i) interesse governamental de universalizar o padrão de medidores; ii) preocupação em viabilizar economicamente este *roll-out* às empresas de menor porte, as quais não apresentam ganho de escala que amortize o investimento inicial. A solução regulatória adotada a partir de 2007 foi incorporar na base de remuneração das distribuidoras os investimentos realizados em redes elétricas como contrapartida das metas de universalização dos medidores inteligentes (AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, 2008; ORTIS, 2007). Segundo MME (2010), Portugal admitiu um acréscimo (aproximadamente 3%) na tarifa de energia por um período de seis anos para o decurso do plano de substituição.

A implementação da medida demandaria a ação do MME e Aneel, podendo ser implementada a partir de 2025.

- Não repasse dos ganhos de eficiência ao consumidor enquanto o investimento inicial não for pago

Depois do sucesso do projeto-piloto Linky, da ERDF (ERDF, 2015), quando cerca de 250 mil medidores foram substituídos, o governo francês decidiu estender essa tecnologia para todos os clientes (COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, 2011). Importante destacar que, nesse país, os

medidores novos não fazem parte da base de ativos regulatória, portanto sua implantação não implica aumento na tarifa. Em contrapartida, a redução de custos da distribuidora como resultado do uso dessa tecnologia não será repassada aos consumidores até que o investimento inicial seja amortecido (BRANDÃO; ZAMBONI, 2015).

- Permissão para que a regulação tarifária não penalize a substituição de ativos ainda não depreciados totalmente, sempre que seja demonstrado que dita alteração obedece a um programa de automatização ou de melhoria de eficiência da rede, de forma similar ao realizado no esquema tarifário da Itália (GALLO, 2015).
- f) Amortecimento de parte dos custos da implantação do programa de redes inteligentes mediante o uso de uma porcentagem dos encargos setoriais cobrados na tarifa (ou criação de novos encargos). Segundo MME (2010), não é recomendável repassar os custos integralmente às tarifas, pois se sabe que a capacidade de pagamento do consumidor brasileiro é limitada. Assim, para complementar as despesas do programa, poderiam ser usados fundos setoriais.

3.2.1.4 INSTRUMENTOS DE REGULAMENTAÇÃO TÉCNICA

Para mitigar os impactos técnicos desfavoráveis que podem ser induzidos com a proliferação de geração distribuída nos sistemas de baixa e média tensão (e as consequências financeiras que poderiam ocasionar), devem-se estabelecer regulamentações e normativas técnicas que regrem de forma detalhada as condições de acesso à rede. Nesse sentido, tanto padrões técnicos de organismos internacionais quanto códigos de rede dos países com maiores níveis de geração distribuída instalada vêm sendo modificados para incluir mais requisitos para a conexão de sistemas de geração renovável, buscando manter a segurança e confiabilidade do sistema (SCHWARFEGGER; SANTOS, 2014).

A seguir, descrevem-se as principais regulamentações técnicas relacionadas com a conexão de geração distribuída na rede e o estágio da normativa brasileira no desenvolvimento daquelas normativas. As principais referências utilizadas são as normas internacionais IEEE 1.547 e IEC 61.727 e os códigos nacionais europeus (principalmente o padrão VDE-AR-N 4105 alemão).

● REGULAÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA

Em alguns países, a grande concentração de geração distribuída tem gerado congestionamento nos sistemas de distribuição e de transmissão, principalmente nos horários de maior geração. Para evitar sobrecarregamentos da rede, algumas normas têm limitado a potência ativa que pode ser gerada pelos geradores eólicos e fotovoltaicos. A norma dinamarquesa TF 3.2.5, por exemplo, estabelece três tipos de limitadores para turbinas eólicas conectadas a sistemas de mais de 100 kV: i) limitação da potência de saída a um valor específico; ii) limitação para manter uma relação fixa entre a potência disponível e a potência entregue; e iii) limitação da taxa de troca de potência de saída (TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009) (para variações positivas de potência). Esses tipos de limitadores são expostos na Figura 46.

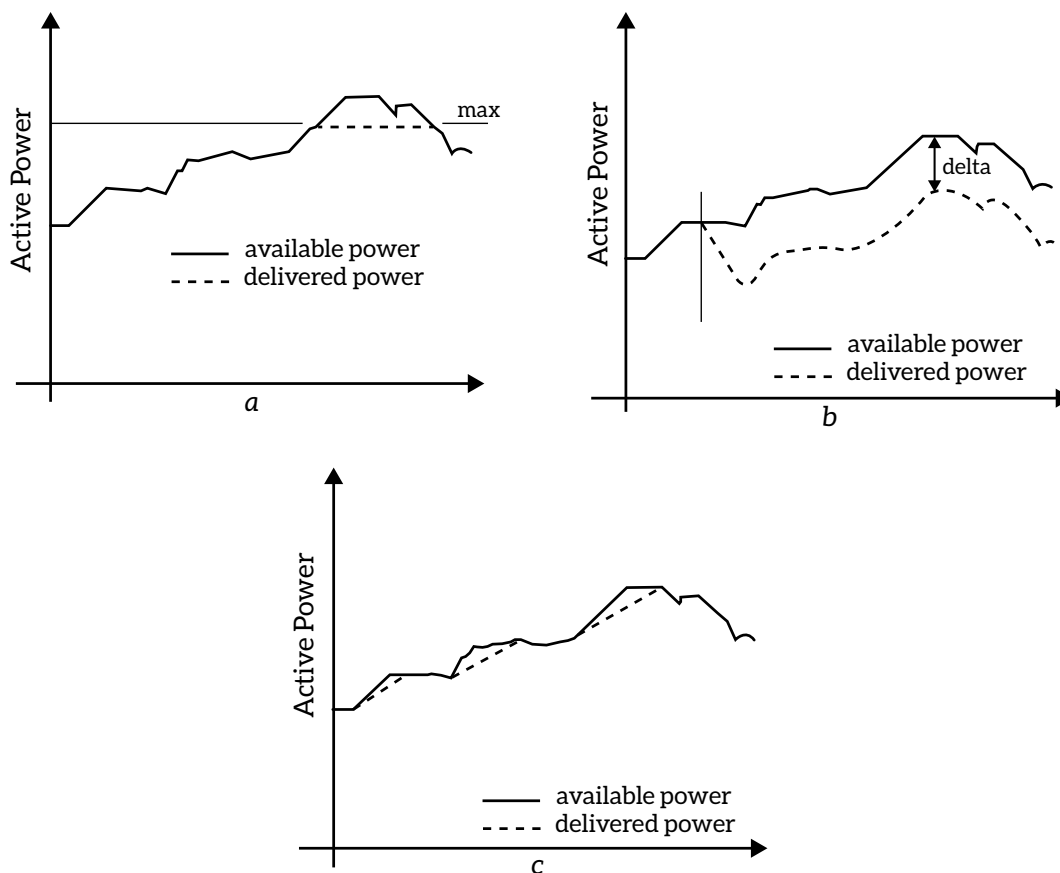


Figura 46 – Modos de Limitação de Potência Ativa para Fazendas Eólicas

a) valor máximo; b) relação constante entre potência disponível e entregue; c) taxa de câmbio

Fonte: TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009

Na Alemanha, os sistemas FV com potência nominal menor que 30 kWp devem limitar sua potência máxima a 70% da sua capacidade (essa restrição foi estabelecida em 2013) ou instalar um controle remoto que permita que o operador de sistema comande a potência fornecida à rede. Sistemas com potência maior que 30 kWp devem, obrigatoriamente, utilizar controle remoto (VON APPEN et al., 2013). No código de transmissão alemão (BERNDT et al., 2007), é estabelecido, ainda, que a redução de potência do valor inicial ao valor estabelecido como referência pelo operador deve ser efetuada a uma taxa de pelo menos 10% do valor nominal por minuto.

Além de reduzir a congestão, diminuir a potência de saída permite que o sistema tenha *spinning reverse*, ou seja, capacidade de contribuir no controle de frequência do sistema no caso de frequências inferiores à nominal. Dado o estágio inicial da geração renovável não convencional no Brasil, nenhuma normativa brasileira discute atualmente limitações para a potência gerada.

• APOIO NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DO SISTEMA

Alguns países têm estabelecido o requisito de suporte à frequência da rede para as unidades de geração fotovoltaicas e eólicas. De modo geral, o suporte mencionado consiste em diminuir a potência de saída diante de aumentos na frequência, o que pode conter o incremento da frequência se a carga permanecer constante. Caso o gerador tenha *spinning reverse*, poderia ser realizada também a função inversa, ou seja, aumentar a potência fornecida diante de diminuições de frequência.

Na Alemanha, o Código VDE-AR-N 4105:2011-08 – Power Generation Systems connected to the Low-Voltage Distribution Network – Technical Minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks – estabelece redução de 40% da potência disponível por cada hertz de aumento de frequência. Isso se aplica para frequências entre 50,2 Hz e 51,5 Hz. Para frequências maiores que 51,5 Hz ou menores que 47,5 Hz, o sistema deve ser desconectado da rede. A Figura 47 descreve graficamente essa redução.

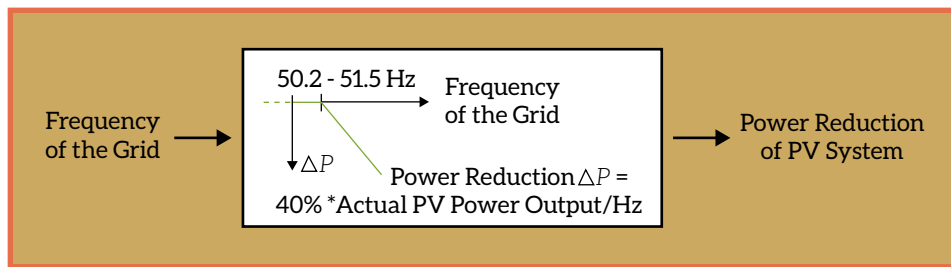


Figura 47 – Requisito para Suporte de Frequência segundo o Código Alemão

Fonte: VON APPEN et al., 2013

Na Figura 47, ΔP é calculado por:

$$\Delta P = 20P_m \frac{50,2 - f_{rede}}{50} \text{ para } 50,2 \text{ Hz} < f_{rede} < 51,5 \text{ Hz}$$

Se a frequência retorna para um valor menor que 50,05 Hz, a potência ativa pode ser incrementada de novo, sempre que a frequência do sistema não ultrapasse os 50,2 Hz. Esse controle é realizado de forma descentralizada (individual para cada gerador) (VON APPEN et al., 2013).

Outros países com regulações similares são os nórdicos, onde é estabelecida a diminuição de 10% da capacidade por minuto. Na Irlanda, a normativa estabelece a rampa de compensação mostrada na Figura 48. No código britânico, é requerido que as usinas eólicas tenham controlador de frequência primário e secundário. Existem testes de certificação que verificam o funcionamento desses laços de controle antes da conexão das usinas à rede (TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009).

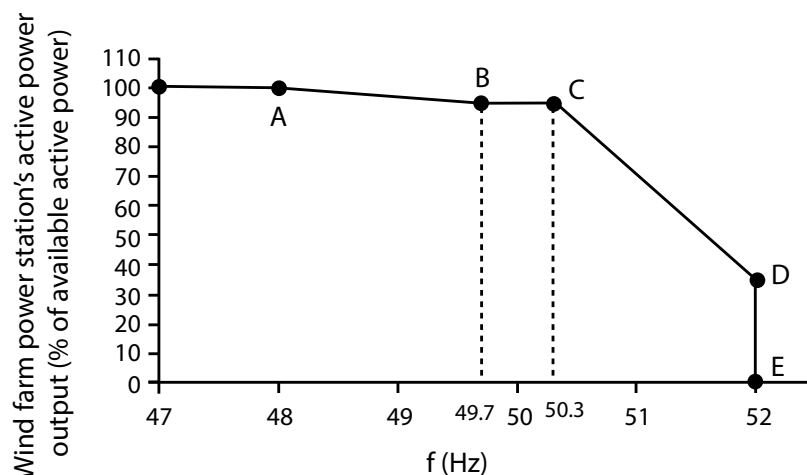


Figura 48 – Requisito para Suporte de Frequência segundo o Código Irlandês

Fonte: TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009

Na Tabela 27, são apresentados os limites de frequência aceitáveis por algumas normas internacionais, junto com o tempo de desconexão exigido por aquela norma.

Tabela 27 – Máximas Frequências de Operação Permitidas

IEC 61727		VDE-AR-N 4105	
Rango de operação	Tempo de desconexão [s]	Rango de operação	Tempo de desconexão [s]
49 a 51 Hz	0,2	47,5 a 51,5 Hz	0,1
IEEE 1547 (<30 kW)		IEEE 1547 (>30 kW)	
Rango de operação	Tempo de desconexão [s]	Rango de operação	Tempo de desconexão [s]
59,3 a 60,5 Hz	0,133	59,3 a 60,5 Hz	0,133
		57 a 59,3 Hz	0,16 – 300

Fonte: Elaboração própria com dados de TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009

Os requisitos estabelecidos pelo ONS para os sistemas de geração solar em relação à operação em regime de frequência não nominal são (ONS, 2010):

- a)** A faixa de operação normal (sem atuação dos relés instantâneos) é de 56,5 Hz a 63 Hz;
- b)** Operação abaixo de 58,5 Hz por 10 segundos;
- c)** Operação entre 58,5 Hz e 61,5 Hz sem atuação de relés instantâneos ou temporizados;
- d)** Operação acima de 61,5 Hz por 10 segundos.

Adicionalmente, no submódulo 3.6 do ONS, é estabelecido que, para tensões entre 0,9 e 1,1 pu e frequências entre 58,5 e 60 Hz, não será permitida redução da potência de saída. Por outra parte, para condições de operação quase-estáticas com frequências entre 57-58,5 Hz, é admitida redução de potência de até 10%.

• SUPORTABILIDADE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

As normativas de suportabilidade diante de afundamentos de curta duração exigem que os geradores renováveis não convencionais permaneçam conectados à rede durante eventos transitórios que originem quedas de tensão no ponto de conexão por um período de tempo mínimo especificado. Esse requisito é conhecido internacionalmente como *fault ride through* (FRT) ou *low voltage ride through* (LVRT). Na maioria dos países, esse requisito é unicamente considerado para geradores eólicos. Em outros países – como a Alemanha –, também se exige esse requisito aos geradores fotovoltaicos (SCHWARFEGGER; SANTOS, 2014).

No Brasil, o ONS definiu, no submódulo 3.6 dos procedimentos de rede (ONS, 2010), os requisitos de conexão dos geradores eólicos, dentre os quais se destaca a curva de suportabilidade diante de afundamentos de curta duração. A Figura 49 apresenta a curva LVRT brasileira.

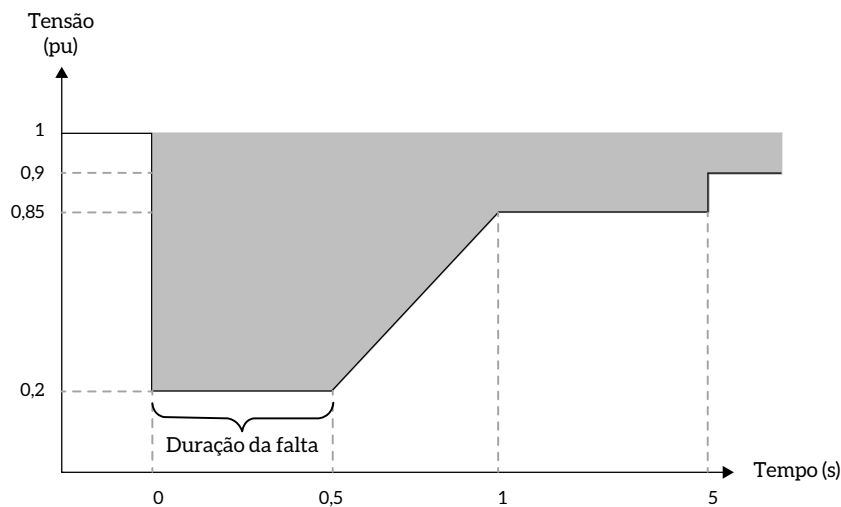


Figura 49 – Curva LVRT Definida pelo ONS para Geradores Eólicos

Fonte: ONS, 2010

• SERVIÇO ANCILAR DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA

Em condições de operação de regime permanente, a referência de potência reativa pode ser constante ou pode ser definida de forma a contribuir para o controle da tensão no ponto de conexão. Como o valor de potência reativa necessário para comandar a tensão da rede depende de características elétricas, como a capacidade de curto-circuito e a impedância no ponto de conexão, os códigos de rede comumente permitem que o operador do sistema defina, em negociações com o responsável da usina, um *set-point* de tensão ou de fator de potência (SCHWARFEGGER; SANTOS, 2014).

A norma IEEE 1547 não estabelece nenhuma função de regulação de tensão, e a norma IEC 617272 estabelece que os sistemas fotovoltaicos devem operar com fator de potência de 0,9 em atraso ou superior quando a potência de saída for superior a 50% da capacidade nominal. A norma VDE permite controle de tensão, para o qual é utilizada a curva apresentada na Figura 50.

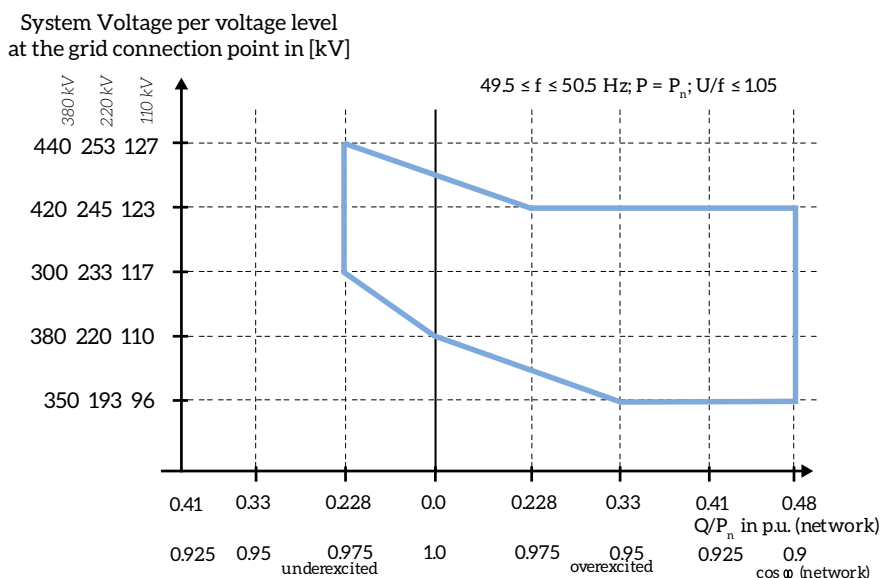


Figura 50 – Requisito de Injeção de Potência Reativa segundo o Código Alemão

Fonte: BERNDT et al., 2007

Segundo o ONS, a central geradora eólica deve proporcionar os recursos necessários para operar dentro da faixa de fator de potência de 0,95 capacitivo até 0,95 indutivo. Caso uma falha ocasione a desconexão do sistema de geração renovável, a reconexão deve ser realizada de forma controlada, evitando a inclusão de novas perturbações. O Quadro 5 destaca as recomendações das principais normas no tocante às condições de reconexão.

Quadro 5 – Condições de Reconexão segundo Alguns Padrões

Padrão	Condição
IEEE 1547	Tensão e frequência nominais por 5 minutos
IEC 61727	Tensão e frequência nominais por 20 segundos até 5 minutos, segundo a potência do sistema
VDE-AR-N-4105	Tensão entre 85% e 110%; frequência entre 47,5 Hz e 50,05 Hz por, pelo menos, 1 minuto. No caso de curtas interrupções, a reconexão deve ser imediata
BDEW 2008	Pelo menos 95% da tensão nominal; frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz

Fonte: Elaboração própria

• QUALIDADE DE ENERGIA

A introdução de uma grande quantidade de geração distribuída pode ocasionar problemas de harmônicos de corrente, desequilíbrio de tensão entre as fases ou distorções na rede. Para diminuir esses efeitos nocivos e os custos relacionados a eles, a normativa deve estabelecer os limites técnicos máximos permitidos para os geradores distribuídos.

No que se refere a harmônicos, segundo a norma IEEE 519, que é a principal referência no estabelecimento dos limites máximos permitidos de correntes harmônicas para qualquer sistema de geração, a distorção harmônica total da tensão está limitada a 5%. Por outro lado, os limites de injeção de corrente vão variar como função da potência de curto-circuito do sistema. De modo geral, quanto mais forte a conexão do sistema, mais flexível a regulação sobre o conteúdo harmônico permitido. Os limites são mostrados na Tabela 28.

Tabela 28 – Níveis de Harmônicos Permitidos pela IEEE 519

Máximo harmônico de corrente como porcentagem de IL						
Ordem dos harmônicos ímpares						
I_{sc}/IL	<11	$11 \leq h < 17$	$11 \leq h < 17$	$11 \leq h < 17$	$11 \leq h$	DHT
<20	4	2	1,5	0,6	0,3	5%
20 < 50	7	3,5	2,5	1	0,5	8%
50 < 100	10	4,5	4	1,5	0,7	12%
100 < 1000	12	5,5	5	2	1,0	15%
> 1000	15	7	6	2,5	1,4	20%
Harmônicos pares estão limitados a 25% do limite superior acima						
Nível CC não é permitido						

Fonte: BLOOMING; CARNOVALE, 2006

A norma IEEE 1547 especifica que a corrente CC máxima permitida para os geradores de energia renovável é de 0,5% da corrente nominal. A norma IEC 61727 estabelece 1% da corrente eficaz nominal.

No Brasil, a norma que trata da qualidade de energia elétrica nos sistemas de distribuição é o módulo 8 dos procedimentos de distribuição – Prodist (Aneel). Por sua vez, para os sistemas de transmissão, os limites máximos de distorção harmônica são definidos no submódulo 2.8 “Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes” dos procedimentos de rede do ONS. Em ambos os casos, o limite harmônico é definido em termos da distorção de tensão no ponto de conexão, e não da corrente injetada pelo sistema de geração.

3.2.2 RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS PÚBLICAS

O Quadro 6 apresenta um resumo de medidas, barreiras e cobenefícios relacionados à difusão de redes inteligentes, assim como instrumentos de política pública que podem ser utilizados para a sua promoção.

Quadro 6 – Resumo de Medidas, Barreiras, Instrumentos e Cobenefícios de Redes Inteligentes

Medidas	Barreiras	Instrumentos de Política Pública	Cobenefícios
Sistemas avançados de medição e automatização da rede	• Inviabilidade econômica relacionada à instalação dos medidores; • Ausência de mecanismos de certificação dos medidores inteligentes; • Alto custo de substituição dos medidores de baixa tensão por dispositivos inteligentes; • Ausência de remuneração dos investimentos em redes inteligentes na tarifa; • Penalização no atual modelo tarifário relacionada com a substituição de ativos não depreciados totalmente; • Assimetria de envergadura e de custos de oportunidade do capital entre agentes; • Falta de incentivo ao desenvolvimento da infraestrutura industrial. • Falta de expertise e mão de obra qualificada no setor; • Altos custos de transação relacionados à capacitação de agentes.	• Investimentos em P&D em tecnologias de comunicação para os sistemas avançados de medição; • Implementação de projetos-piloto e protótipos de redes inteligentes; • Criação de certificados, padrões e critérios de interoperabilidade e durabilidade das tecnologias/produtos necessários para a difusão de redes inteligentes; • Promoção de cursos de formação técnica focados em desenvolver, montar e dar assistência a produtos relacionados com a implantação de redes inteligentes; • Criação de associações para o intercâmbio de experiências, opiniões e informações técnicas acerca das redes inteligentes e geração distribuída; • Apoio e fomento à capacitação de recursos humanos no Inmetro como agente normativo de redes inteligentes; • Subvenção econômica às redes inteligente por meio da destinação de recursos dos fundos setoriais de Reserva Global de Reversão (RGR) e Conta de Consumo de Combustíveis dos sistemas isolados (CCC); • Criação de linha de crédito, no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida, junto ao Banco do Brasil e Caixa, para a aquisição de medidores inteligentes; • Garantia a investimentos por meio de parcerias público-privadas que fomentem uma cadeia produtiva com participação nacional focada no desenvolvimento de soluções para as redes elétricas inteligentes no Brasil; • Modificação da base de remuneração das distribuidoras para incluir um componente que considere os investimentos em novas tecnologias de medição de energia e que estabeleça metas de implantação para as distribuidoras de energia; • Alteração da regulação com vistas a não penalizar a substituição de ativos ainda não depreciados sempre que seja demonstrado que a alteração obedece a um programa de automatização ou de melhoria de eficiência da rede.	• Eficientização da operação do sistema; • Melhoria na exatidão das medições; • Melhoria na gestão dos ativos das distribuidoras de energia; • Oferta de serviços de maior valor agregado; • Redução de custos em face da rápida detecção e correção remota de cortes no fornecimento de energia; • Incentivo à redução do consumo no horário de ponta; • Estímulo à indústria de fabricação de medidores inteligentes; • Fornecimento de energia reativa; • Correção de harmônicos das cargas; • Uso racional dos recursos naturais; • Diminuição da defasagem tecnológica atual do setor de distribuição de energia elétrica; • Criação de empregos diretos e indiretos.

Medidas	Barreiras	Instrumentos de Política Pública	Cobenefícios
Smart grids e geração distribuída	• Dificuldade inerente aos fluxos reversos de potência, que aumentam a tensão dos barramentos; • Erros na atuação das proteções da rede; • Dificuldade para garantir as condições de estabilidade do sistema elétrico, principalmente diante de alta penetração de geração renovável e veículos elétricos; • Falta de especificação regulatória acerca dos direitos e deveres das concessionárias e pequenos geradores; • Insuficiência de regulação em padrões e normas técnicas sobre procedimentos de manutenção adequada numa condição de alta geração distribuída.	• Subvenção econômica às redes inteligente por meio da destinação de recursos dos fundos setoriais de Reserva Global de Reversão (RGR) e Conta de Consumo de Combustíveis dos sistemas isolados (CCC); • Criação pelo BNDES de linha de financiamento específica para redes inteligentes e geração distribuída; • Estabelecimento de regulamentações e normativas técnicas que regem de forma mais detalhada as condições de acesso à rede e incluam mais requisitos para a conexão de sistemas de geração renovável, buscando manter a segurança e a confiabilidade do sistema. • Criação de certificados, padrões e critérios de interoperabilidade e durabilidade das tecnologias/produtos necessários para a difusão de redes inteligentes; • Destinação de recursos para projetos de pesquisa que avaliem impactos da geração distribuída na rede de distribuição; • Destinação de recursos para projetos de P&D em tecnologias para manutenção da estabilidade da rede e mitigação dos impactos negativos da geração distribuída e da eletrificação do setor de transporte; • Destinação de recursos para projeto que avaliem os impactos regulatórios e econômicos da geração distribuída e da eletrificação do setor de transporte ao segmento de distribuição; • Promoção de cursos de formação técnica focados em desenvolver, montar e dar assistência a produtos relacionados com a implantação de redes inteligentes; • Criação de associações para o intercâmbio de experiências, opiniões e informações técnicas acerca das redes inteligentes e geração distribuída.	• Adiamiento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição; • Diminuição da vulnerabilidade perante o aumento das tarifas; • Maior confiabilidade no suprimento energético; • Aumento da vida útil dos componentes da rede de distribuição; • Menores perdas elétricas; • Redução da expansão das linhas de transmissão e do parque gerador, o que traz menor impacto ambiental; • Aumento da alocação de energia variável sem afetar a estabilidade da rede elétrica; • Universalização do acesso à energia.



Considerações
finais

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este relatório apresentou um estudo detalhado sobre os impactos da implementação de redes inteligentes no sistema elétrico brasileiro, aplicadas nos segmentos da geração, transmissão, distribuição e do consumidor. Ademais, foram analisadas as características, oportunidades e barreiras da implantação de um programa brasileiro de redes elétricas inteligentes que integre geração distribuída e veículos elétricos, do ponto de vista das distribuidoras de energia.

A introdução de redes inteligentes está baseada na convergência entre a infraestrutura desses segmentos com a de comunicações digitais e processamento de dados por meio do desenvolvimento de novos métodos de controle, automação e otimização da operação do sistema elétrico, conferindo aumento significativo na confiabilidade e na qualidade da energia elétrica desde a sua geração até o consumidor final. Além disso, essa nova estrutura deve estar preparada para o advento dos veículos elétricos e dos sistemas de armazenamento de energia e para o aumento significativo das fontes de geração distribuída, normalmente provenientes de fontes de energia renovável e intermitente.

As tecnologias das redes inteligentes se caracterizam por trazer mais eficiência ao sistema elétrico e reduzir as emissões de GEE ao realizar as seguintes ações: i) gerar energia elétrica a partir de fontes não poluentes; ii) abater as emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis em veículos; iii) diminuir as perdas de potência técnicas e comerciais do sistema elétrico; e iv) gerenciar a rede de forma otimizada.

Com o objetivo de analisar impactos e benefícios da implantação de uma rede elétrica inteligente, foram realizados três estudos de caso relacionados à integração de veículos elétricos, integração de geração distribuída fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia e custos das redes inteligentes.

Para a análise da integração de veículos elétricos, foi realizado um estudo de caso do impacto da penetração de veículos elétricos no sistema de distribuição de Florianópolis. Os resultados obtidos a partir desse estudo de caso indicam que algum tipo de sistema inteligente de recarga, seja no próprio veículo ou através da rede, pode suavizar os impactos na infraestrutura de distribuição, transmissão e geração. A simples conexão para recarga concentrada em um mesmo horário pode ser inadequada e demandar altos investimentos em reforços na rede. Em particular, tal situação é mais grave para os transformadores de distribuição, que, conforme estimado, apresentam relação quase linear entre penetração e sobrecarga. Em resumo, a adoção de redes elétricas inteligentes poderia mitigar os efeitos da demanda de ponta, especialmente no horário mais provável de recarga dos veículos elétricos.

O segundo estudo de caso apresentado está relacionado ao papel do armazenamento de energia em sistemas com geração de energia fotovoltaica distribuída. Objetivou-se avaliar a utilização de sistemas de armazenamento como suporte à geração distribuída, no caso das fontes intermitentes, possibilitando sua utilização em momentos de baixa ou nenhuma geração, de acordo com o consumo local demandado. Os resultados mostraram que a utilização desses sistemas permite que a energia excedente produzida pelo gerador fotovoltaico possa ser utilizada para o carregamento de um banco de baterias durante o período de maior demanda da carga, quando normalmente não há geração de energia solar.

O último estudo de caso foi realizado para determinar o custo (R\$/MWh) da penetração das redes inteligentes no sistema de distribuição brasileiro, bem como os benefícios energéticos envolvidos. Como resultado desse estudo de caso, obteve-se um custo que varia em torno de 5,1 e 6,7 mil R\$/MWh para implementação de uma rede inteligente, baseando-se no valor médio de consumo de energia elétrica por residência por mês no Brasil, no ano de 2014. Ou seja, a implantação das tecnologias de redes inteligentes implica mudanças relevantes no sistema de distribuição, as quais poderiam afetar o negócio das empresas distribuidoras técnica e financeiramente. Assim, para viabilizar um cenário sustentável de desenvolvimento das redes inteligentes, com alta penetração de geração distribuída, é importante reconhecer o papel das distribuidoras como agentes impulsionadores das novas tecnologias.

É importante destacar que, com o aumento da geração distribuída, por exemplo, a distribuidora passa a desempenhar papel de equilíbrio, em que realizará a gestão das diferentes ofertas e demandas da rede, e esse papel tem que ser remunerado. Dessa forma, dependendo do equacionamento que os organismos de regulação do setor deem a essas mudanças, as distribuidoras poderão ou não reinventar seu modelo de negócio.

Em seguida, foi apresentada uma proposta de instrumentos de política pública para viabilizar o negócio das distribuidoras e garantir a estabilidade elétrica da rede em cenários com uso maciço das tecnologias mencionadas anteriormente. Como parte do trabalho desenvolvido, foram identificadas possíveis fontes de recursos para o financiamento de um programa de redes inteligentes no Brasil. Especificamente, foi ressaltada a possibilidade do uso de fundos setoriais, tributações especiais para a indústria de redes inteligentes, parcerias com entidades internacionais e mudanças na política tarifária. Ao todo, os instrumentos propostos foram direcionados a partir de quatro perspectivas, com características diferentes: i) tecnológicas; ii) informação e educação; iii) econômicas (diretos e incentivos financeiros/fiscais); e iv) regulação técnica.

Destaca-se que os resultados desse estudo constituem uma estimativa de impacto. Portanto, recomenda-se a elaboração de estudos adicionais, de forma conjunta, pelos setores de telecomunicações e elétrico. Idealmente, poderia ser calculado o impacto tarifário das políticas mencionadas se seus custos de implantação fossem, mesmo que parcialmente, transferidos ao consumidor de energia elétrica, o que escapa do foco do presente estudo.

Por fim, cumpre destacar que este estudo teve como foco aspectos específicos das redes elétricas inteligentes, em especial no segmento de distribuição de energia elétrica. Os resultados servem de entrada para uma modelagem integrada de otimização, que indicará uma solução ótima de operação do sistema energético nacional. Ou seja, apenas a modelagem integrada, que tem seus resultados reportados no âmbito do Componente 2 do projeto, apontará o conjunto de medidas mais custo-efetivas para o atendimento da demanda elétrica projetada no país.



Referências

REFERÊNCIAS

ABB. *Lower investment cost. Why HVDC?* 2014. Disponível em: <<http://www.abb.com/industries/db0003db004333/678bb83d3421169dc1257481004a4284.aspx>>. Acesso em: 14 out. 2014.

ABBEY C.; TANG, S. *IEEE 1547.4 Guideline for International Islanding of Distributed Generation and BC Hydro's Planned Islanding Experience*. 2006. Disponível em: <http://der.lbl.gov/sites/der.lbl.gov/files/Presentation_3_Abbey_Tang.pdf>. Acesso em: 12 set. 2006.

ACKERMANN T. (Org.). *Wind power in power systems*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2012. Disponível em: <http://simsee.org/simsee/curso2010/wind_power_in_power_systems.pdf>. Acesso em: 4 out. 2012.

ADAMSON, K. A. Fuel cell basics. In: *Stationary fuel cells*. Elsevier, p. 7-28, 2007. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780080451183500078>>. Acesso em: 6 set. 2015.

AHMAD, S. Smart metering and home automation solutions for the next decade. *Emerging Trends in Networks and Computer Communications (ETNCC). INTERNATIONAL CONFERENCE ON RAJASTHAN*, India: IEEE. p. 200-204.

ALEGRIA, E. et al. CERTS Microgrid demonstration with large-scale energy storage and renewable generation. *IEEE Transactions on Smart Grid* 5, 937-943, 2014. DOI: 10.1109/TSG.2013.2286575.

ALEGRIA, E.; MA, A.; IDREES, O. CERTS Microgrid demonstration with large-scale energy storage and renewables at Santa Rita Jail. Chevron Energy Solutions Company, A Division of Chevron USA Inc. 2014. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/SRJ_DOE_Final_Report_Submitted_20140717.pdf>. Acesso em: 8 jan. 2015.

ALOTTO P.; GUARNIERI, M.; MORO, F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, 325-335, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.001.

ANAYA-LARA O. (Org.). (2009). *Wind energy generation: modelling and control*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2009. 269 p.

ANCILLOTTI, E.; BRUNO, R.; CONTI, M. The role of communication systems in smart grids: Architectures, technical solutions and research challenges. *Computer Communications* 36, 1665-1697, 2013. DOI: 10.1016/j.comcom.2013.09.004.

ANDERSEN, B. R. HVDC transmission-opportunities and challenges. AC and DC Power Transmission, 2006. ACDC 2006. THE 8TH IEE INTERNATIONAL CONFERENCE, London, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA – ABINEE (Brasil). *Smart grid – Rede inteligente – Visão Abinee*. São Paulo, 2011. Disponível em: <<http://www.tec.abinee.org.br/2011/arquivos/s409.pdf>>. Acesso em: 6 mar. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADDEE (Brasil). *Furto e fraude de energia*. 2014. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: 9 abr. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT (Brasil). *Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento*. São Paulo: ABNT, 1997. Disponível em: <<http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=4057>>. Acesso em: 14 set. 2014.

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS. *Annual report on the state of services and the regulatory activities*. Milano, Itália: AEEG, 2008.

BAHRMAN, M. HVDC transmission overview. *IEEE*, 1-7, abril-2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4517304>>. Acesso em: 22 set. 2014.

_____. Overview of HVDC Transmission. *IEEE*. 18-23, 2006. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4075711>>. Acesso em: 30 set. 2015.

BAHRMAN, M.; JOHNSON, B. The ABCs of HVDC transmission technologies. *IEEE Power and Energy Magazine* 5, 32-44, 2007. DOI: 10.1109/MPAE.2007.329194.

BANERJI, S.; CHOWDHURY, R. S. Wi-Fi & WiMAX: A comparative study. *Indian Journal of Engineering*, v. 2, Issue 5, 2013. Disponível em: <<http://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1302/1302.2247.pdf>>. Acesso em: 16 jun. 2015.

BARBOSA, S. R. 2005. *Estudo dos efeitos da sobretensão em transformadores de potência aliada a carregamentos acima da potência nominal*. 2005. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2005.

BBC. *Standard grade bitesize physics – Generation of electricity*. 2014. Disponível em: <http://www.bbc.co.uk/bitesize/standard/physics/energy_matters/generation_of_electricity/revision/3/>. Acesso em: 30 jul. 2015.

BERNARDES, R.; ROCHA, G. *Monitoramento de motores assíncronos através de relés de proteção avançados*. Campinas: Schweitzer Engineering Laboratories – SEL, 2010. Disponível em: <http://www.selinc.com.br/art_tecnicos/Monitoramento_de_Motores.pdf>. Acesso em: 22 jul. 2014.

BERNDT, H. et al. *Transmission code*. Berlim: VDN, 2007.

BERTOLUZZO, M.; ZABIHI, N.; BUJA, G. Overview on battery chargers for plug-in electric vehicles. 15TH INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE (EPE/PEMC), Novi Sad, Serbia, 2012, p. LS4d.1-1-LS4d.1-7. 978-1-4673-1972-0.

BERTONI, J. Eletropaulo – Seminário Internacional – Medição Eletrônica. 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/Arquivos/PDF/ELETROPAULO-Jose_Bertoni.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2014.

BILGIN, B. E.; GUNGOR, V. C. Performance evaluations of ZigBee in different smart grid environments. *Computer Networks* 56, 2196-2205, 2012. DOI: 10.1016/j.comnet.2012.03.002.

BLOOMING, T. M.; CARNOVALE, D. J. Application of IEEE Std 519-1992 harmonic limits. PULP AND PAPER INDUSTRY TECHNICAL CONFERENCE. Conference Record of Annual. Appleton, WI: IEEE. p.1-9, 2006.

BOLUND, B.; BERNHOFF, H.; LEIJON, M. Flywheel energy and power storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11, 235-258, 2007. DOI: 10.1016/j.rser.2005.01.004.

BORBA, B. S. M. C. *Metodologia de regionalização do mercado de combustíveis automotivos no Brasil*. 2008. 152 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

_____. *Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético brasileiro*. 2012. 179 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

BORGES, C. L. T. An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 4008-4015, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.03.055.

BOWERS, B. et al. Onboard fuel processor for PEM fuel cell vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy* 32, 1437-1442, 2007. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.045.

BRANDÃO, R.; ZAMBONI, L. Experiências europeias de políticas para promoção de redes inteligentes e desafios para o Brasil. *Canal Energia*, out. 2015.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica – Sumário Executivo – Ótica do Consumidor*. Brasília: Aneel, 2010a. 12 p.

_____. *Implantação de medição eletrônica em baixa tensão*. Brasília: Aneel, 2009. 39 p.

_____. *Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Brasília: Aneel, 2010b.

_____. *Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição – Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais – Revisão 1.4/RN 607/2014*. Data de Vigência 24/03/2014. Brasília: Aneel, 2014a. 18 p.

_____. *Resolução Homologatória ANEEL nº 1.725 de 6 de maio de 2014*. Brasília: Aneel, 2014b.

_____. *Resolução Normativa nº 502*. Brasília: Aneel, 2012. 4 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 30 nov. 2014.

_____. VI WORKSHOP ANEEL USEA-USAID-FERC. Brasília: Aneel, 2005.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. *SLP – Sistema de Levantamento de Preços*. 2013. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Mensal_Index.asp>. Acesso em: 2 set. 2013.

BRASIL. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS. *Avaliação do mercado de eficiência energética no Brasil – Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – Ano-base 2005 – Classe Residencial Relatório Brasil*. Rio de Janeiro: Procel, 2007, 187 p.

BRASIL. *Decreto nº 97.280*, de 16 de dezembro de 1988. Altera o art. 47 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a redação dada pelo art. 1º do Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1980-1989/D97280.htm>. Acesso em: 6 maio 2015.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022*. Rio de Janeiro: EPE, 2014a. 410 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20140124_1.pdf>. Acesso em: 4 set. 2015.

_____. *Resenha mensal do mercado de energia elétrica*. Rio de Janeiro: EPE, 2014b. 4 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Resenha%20Mensal%20-%20Setembro_2014_v14.pdf>. Acesso em: 22 jan. 2015.

BRASIL. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. *Censo 2000*. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/>>. Acesso em: 2 jan. 2013.

_____. *Censo 2010*. Disponível em: <<http://censo2010.ibge.gov.br/materiais/guia-do-censo/apresentacao>>. Acesso em: 22 out. 2013.

_____. *Pesquisa de Orçamentos Familiares 2008-2009 – Despesas, Rendimentos e Condições de Vida*. 2009. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/sipd/oitavo_forum/POF_2008_2009.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. *Smart grid – Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes*. Brasília: MME, 2010. 229 p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf>. Acesso em: 19 fev. 2014.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão*. Brasília: ONS, 2010.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE (Brasil). *Rede elétricas inteligentes: Contexto nacional*. Brasília: CGEE, 2012. 176 p. Disponível em: <<http://www.cgee.org.br/atividades/redirect/8050>>. Acesso em: 30 dez. 2014.

CHAdEMO. *CHAdEMO technological strengths*. CHAdEMO Association. 2013. Disponível em: <<http://www.chademo.com/wp/technology/strengths/>>. Acesso em: 4 jan. 2015.

CHAUHAN, A.; SAINI, R. P. A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, 99-120, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.079.

CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science* 19, 291-312, 2009. DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

CHEVRON. Alameda County Santa Rita Jail Smart Grid – Project Overview. Department of Energy USA. 2014. Disponível em: <<http://www.acgov.org/smartgrid.htm>>. Acesso em: 30 mar. 2015.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. *Microgrids and active distribution networks*. The Institution of Engineering and Technology, UK, 2009. Disponível em: <<http://www.theiet.org>>. Acesso em: 22 out. 2014.

COBBEN, S. Bronsbergen: First microgrid in the Netherlands. Greece. 2008. Disponível em: <http://der.lbl.gov/sites/der.lbl.gov/files/kythnos_cobben.pdf>. Acesso em: 22 out. 2014.

CROMPTON, T. R. *Battery reference book*. Oxford, England; Boston: Newnes, 2000, 1 p.

CROSSLEY, D. *Advanced metering for energy supply in Australia*. Sydney: Energy Futures Australia Pty Ltd., 2007.

DE JONGHE C. et al. Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration. *Applied Energy* 88, 2231-2238, 2011. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.12.046.

DE SANTIAGO, J. et al. Electrical motor drivelines in commercial all-electric vehicles: a review. *Vehicular Technology, IEEE Transactions on Vehicular Technology* v. 61, n. 2, p. 475-484, 2012.

DELGADO, M. Eficiência energética e geração distribuída – Visão das distribuidoras. Brasília: Aneel, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=853&idPerfil=3>>. Acesso em: 14 maio 2015.

DENHOLM, P.; HAND, M. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy* 39, 1817-1830, 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.01.019.

DEPURU, S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 2736-2742, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2011.02.039.

DHAMEJA, S. Electric vehicle battery capacity. In: Electric vehicle battery systems. *Elsevier*, p. 43-68, 2002a. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780750699167500030>>. Acesso em: 19 fev. 2008.

DHAMEJA, S. Electric vehicle battery efficiency. In: Electric vehicle battery systems. *Elsevier*, p. 23-42, 2002b. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780750699167500029>>. Acesso em: 4 fev. 2008.

DÍAZ-GONZÁLEZ, F. et al. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 2154-2171, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029.

DIVAN, D.; JOHAL, E H. Distributed FACTS – A new concept for realizing grid power flow control. *IEEE*, 2005. 8-14 p. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1581595>>. Acesso em: 9 mar. 2008.

DUTTON, H. J. R. Understanding optical communications. IBM. 1998. Disponível em: <<http://www.redbooks.ibm.com/redbooks/pdfs/sg245230.pdf>>. Acesso em: 19 ago. 2015.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. *Estimating the costs and benefits of the smart grid* – A preliminary estimate of the investment requirements and the resultant benefits of a fully functioning smart grid. Palo Alto, Califórnia, EUA: Eprí, 2011, 162 p. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001022519>>. Acesso em: 4 abr. 2015.

ELETRA ENERGY SOLUTIONS. *Cronos 7023*. 2014. Disponível em: <<http://www.eletraenergy.com/index.php?q=node/27>>. Acesso em: 19 ago. 2015.

ELO SISTEMAS ELETRÔNICOS. *Medidores de faturamento para baixa tensão*. 2014. Disponível em: <http://www.elonet.com.br/medidor_bt.php>. Acesso em: 22 maio 2015.

ELSTER MEDIÇÃO DE ENERGIA LTDA. *A3RBR – Plus*. 2014. Disponível em: <http://energia.elster.com.br/pt/Alpha_A3.html>. Acesso em: 22 maio 2015.

ENDESA. *Smart metering*. 2015. Disponível em: <<http://www.endesasmartgrids.com/index.php/en/smart-grids/smart-homes/smart-metering>>. Acesso em: 19 out. 2015.

FALCÃO, D. M. *Smart grid e microrredes: O futuro já é presente*. Anais... Rio de Janeiro, 2009.

FAN ZHONG et al. Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. *Communications Surveys & Tutorials, IEEE* v. 15, n. 1, p. 21-38, 2013.

FARIA, P.; VALE, Z.; SOUZA, A. Analysis of consumption data to detect commercial losses using performance evaluation methods in a smart grid. *IEEE*, p. 1-5, abril 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6863173>>. Acesso em: 1 maio 2015.

FERNÁNDEZ, R. D.; MANTZ, R. J.; BATTAIOTTO, P. E. Impact of wind farms on a power system. An eigenvalue analysis approach. *Renewable Energy* 32, 1676-1688, 2007. DOI: 10.1016/j.renene.2006.07.009.

FRANCE. Commission de Régulation de l'Énergie – CRE. *Press release* – CRE Supports the generalisation of Linky Meters. Paris: CRE, 2011.

FRANCE. ERDF. *Linky, the communicating meter*. 2015. Disponível em: <<http://www.erdf.fr/linky-communicating-meter>>. Acesso em: 18 out. 2015.

FREIRE, W. Desafios das próximas décadas do setor de distribuição. *Canal Energia*. 21 ago. 2015.

GALLO, L. *Enel: Italy reaping first-mover benefits of smart meters*. 2015. Disponível em: <<http://www.euractiv.com/italy-reaping-first-mover-benefits-smart-meters-enel>>. Acesso em: 19 out. 2015.

GAMA, P. H. R. P. et al. Oportunidades e barreiras da geração distribuída para a distribuidora de energia elétrica: Aspectos tecnológicos, ambientais, comerciais e legais. In: II CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA. Rio de Janeiro: Citenel, p. 316-321, 2003.

GE DIGITAL ENERGY. *Smart metering* – ANSI Meters – i210 Family. 2014. Disponível em: <<https://www.gedigitalenergy.com/smartmetering/catalog/i210plusc.htm>>. Acesso em: 30 abr. 2015.

GIRI, J.; SUN, D.; AVILA-ROSALES, R. Wanted: A more intelligent grid. *Power and Energy Magazine, IEEE* 7, 34-40, 2009. DOI: 10.1109/MPE.2008.931391.

GOLDSMITH, A. *Wireless Communication*. Cambridge University Press. 2005. Disponível em: <<http://wsl.stanford.edu/~andrea/Wireless/SampleChapters.pdf>>. Acesso em: 2 set. 2015.

GOOGLE EARTH. 2014. Disponível em: <<http://www.google.com/earth/>>. Acesso em: 1 set. 2014.

GRANBOHM, H.; WIKLUND, J. *GPRS – General packet radio service*. Ericsson. 1999. Disponível em: <http://www.ericsson.com/mk/res/thecompany/docs/publications/ericsson_review/1999/1999024.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2014.

HAN, W.; XIAO, Y. NFD: A practical scheme to detect non-technical loss fraud in smart grid. *IEEE*, p. 605-609, junho-2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6883385>>. Acesso em: 9 jul. 2015.

HATZIARGYRIOU, N. et al. Microgrids. *IEEE Power and Energy Magazine* 5, 78-94, 2007. DOI: 10.1109/MPAE.2007.376583.

HE, J.; LI, Y. W.; MUNIR, M. S. A flexible harmonic control approach through voltage-controlled DG-grid interfacing converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 59, 444-455, 2012. DOI: 10.1109/TIE.2011.2141098.

HEINE, G. GSM Networks: Protocols, terminology, and implementation. Artech House. 1999. Disponível em: <http://ss7.at.ua/_ld/0/13_GSMM.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2013.

HIDALGO, R.; ABBEY, C.; JOÓS, G. A review of active distribution networks enabling technologies. *IEEE*, p. 1-9, julho-2010. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5590051>>. Acesso em: 2 fev. 2012.

HIROSE, K. et al. *The Sendai Microgrid Operational Experience in the Aftermath of the Tohoku Earthquake: A case study*. NTT Facilities, Reilly Associates, Mitsubishi Research Institute, Sendai, Japão, 2013. 6 p. Disponível em: <<http://www.nedo.go.jp/content/100516763.pdf>>. Acesso em: 9 out. 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *EV Citi Casebook: A look at the global electric vehicle movement*. Paris: IEA, 2012a, 75 p. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EVCityCasebook.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2015.

_____. *Impact of smart grid technologies on peak load to 2050*. Paris: IEA, 2011c. 44 p. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smart_grid_peak_load.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2015.

_____. *Technology roadmap electric and plug-in hybrid electric vehicles*. Paris: IEA, 2011b. 52 p. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EV_PHEV_Roadmap.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2015.

_____. *Technology roadmap: Smart Grids*. Paris: IEA, 2011a. 52 p. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2015.

_____. *The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems*. Paris: 2014. 234 p. Disponível em: <<http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=465>>. Acesso em: 15 fev. 2015.

_____. *World Energy Outlook*. Paris: 2012b. 690 p. Disponível em: <<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>>. Acesso em: 15 set. 2014.

INTERNATIONAL ENGINEERING CONSORTIUM – IEC. *Fiber-optic technology*. 2014. Disponível em: <http://www.imedeia.uib.es/~salvador/coms_optiques/adicional/Corning/fiber_optic.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2015.

_____. *Global system for mobile communication (GSM)*. 2006. Disponível em: <<http://www.uky.edu/~jclark/mas355/GSM.PDF>>. Acesso em: 22 out. 2014.

JARDINI, J. A. et al. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. *IEEE Transactions on Power Delivery* 15, 375-380, 2000. DOI: 10.1109/61.847276.

JOHNSON, A. et al. Integrated system architecture and technology roadmap toward WAMPAC. *IEEE*, p. 1-5, janeiro-2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5759148>>. Acesso em: 3 jan. 2013.

JOOS, G. et al. The potential of distributed generation to provide ancillary services. Power Engineering Society Summer Meeting. 2000, Seattle: *IEEE*, p. 1762-1767, 2000.

KAGAN, N. et al. *Redes elétricas inteligentes no Brasil – Análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação*. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. 260 p.

KAGAN, N.; BARIONI, C. C.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. São Paulo: Blucher, 2010. 328 p.

KOOHI-KAMALI, S. et al. Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25, 135-165, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.03.056.

KOUSKSOU, T. et al. Energy storage: Applications and challenges. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 120, 59-80, 2014. DOI: 10.1016/j.solmat.2013.08.015.

KRISHNAMURTI, T. et al. Preparing for smart grid technologies: A behavioral decision research approach to understanding consumer expectations about smart meters. *Energy Policy* 41, 790-797, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.11.047.

KURZWEIL, P. Gaston Planté and his invention of the lead-acid battery – The genesis of the first practical rechargeable battery. *Journal of Power Sources* 195, 4424-4434, 2010. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2009.12.126.

LAMIN, H. *Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil*. 2013. 322 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

_____. *Medição eletrônica em baixa tensão: Aspectos regulatórios e recomendações para implantação*. 2009. 202 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

LASSETER, R. H. et al. CERTS Microgrid Laboratory Test Bed. *IEEE Transactions on Power Delivery* 26, 325-332, 2011. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2051819.

LEITE, D. R. V. *Medidores eletrônicos: Análise de viabilidade econômica no contexto das redes inteligentes*. 2013. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

LI, Y. et al. Transient response characteristics of new HVDC transmission system based on new converter transformer. *IEEE*, 1873-1877, abril-2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4523712>>. Acesso em: 27 jun. 2015.

LI, Z.; LIANG, Q.; CHENG, X. Emerging WiFi direct technique in home area networks for smart grid: Power consumption and outage performance. *Ad Hoc Networks* 22, 61-68, 2014. DOI: 10.1016/j.adhoc.2014.05.004.

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 186-202, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2010.09.041.

LIGHT. *Projeto estratégico de P&D redes elétricas inteligentes: Geração distribuída, armazenamento e veículos elétricos*. Rio de Janeiro: Light, 2011.

MANOHAR, P. et al. Improved controls for LCC-VSC hybrid HVDC system. *IEEE*, p. 1-5, dezembro-2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6718566>>. Acesso em: 30 dez. 2013.

MANWELL, J. F. *Wind energy explained: theory, design and application*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2009. 689 p.

MARKOVIC, D. S. et al. Smart power grid and cloud computing. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24, 566-577, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.03.068.

MÍNGUEZ, A. *Medidores de energia ativa: Funcionamento, práticas usuais, principais ensaios e análise das fraudes mais comuns*. 2007. 80 f. Monografia. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

MONIZ, O. V. *Perda de vida útil técnica e perda de vida útil econômica dos transformadores de distribuição*. 2007. 175 f. Dissertação (Mestrado em **Ciências de Engenharia Elétrica**) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

MORREN, J.; PIERIK, J.; DE HAAN, S.W.H. Inertial response of variable speed wind turbines. *Electric Power Systems Research* 76, 980-987, 2006. DOI: 10.1016/j.epsr.2005.12.002.

MUDRIIEVSKYI, S. Power line communications: State of the art in research, development and application. *AEU – International Journal of Electronics and Communications* 68, 575-577, 2014. DOI: 10.1016/j.aeue.2014.04.003.

MULLER, S. C. et al. New applications for wide-area monitoring, protection and control. *IEEE*, p. 1-8, outubro-2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6465657>>. Acesso em: 30 jul. 2012.

MURGEL, E. M. *Veículos automotores – O Proálcool e a qualidade do ar*. Rio de Janeiro: CNI, 1990. 52 p.

NORAIR, J. *Introduction to DASH7 technologies*. 2009. Disponível em: <<https://dash7.memberclicks.net/assets/PDF/dash7%20wp%20ed1.pdf>>. Acesso em: 24 nov. 2009.

OLIVEIRA, R. D.; VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. Benefícios e desafios de redes inteligentes. *Revista Eletrônica de Energia* 2, p. 3-14, 2012.

ORTIS, A. *Annual report on the status of services and regulatory activities*. Rome: The Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas, 2007.

Pacific Gas and Electric Company – PGE. *Compressed Air Energy Storage (CAES)*. 2014. Disponível em: <<http://www.pge.com/en/about/environment/pge/cleanenergy/caes/index.page>>. Acesso em: 26 abr. 2014.

PAILY, B.; BASU, M.; CONLON, M. Fault identification of LCC HVDC using signal processing techniques. *IEEE*, p. 1-6, setembro-2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6715019>>. Acesso em: 30 dez. 2013.

PARIKH, P. *Distribution system automation*. University of Western Ontario. 2009. Disponível em: <http://www.eng.uwo.ca/people/tsidhu/Documents/Distribution%20System%20Automation_Palak%20Parikh.pdf>. Acesso em: 24 mar. 2009.

PASERBA, J. J. How FACTS controllers-benefit AC transmission systems. *IEEE*, p. 949-956, 2003. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1335066>>. Acesso em: 5 maio 2015.

PHUANGPORNPIITAK, N.; TIA, S. Opportunities and challenges of integrating renewable energy in smart grid system. *Energy Procedia* 34, 282-290, 2013. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.06.756.

PISTOIA, G. Aqueous batteries used in industrial applications. In: *Industrial Applications of Batteries*. Elsevier, p. 53-117, 2007. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780444521606500036>>. Acesso em: 4 abr. 2014.

PRATT, R. et al. *The smart grid: An estimation of the energy and CO₂ benefits*. Washington DC: DOE, 2010. 172 p. Disponível em: <http://energyenvironment.pnnl.gov/news/pdf/PNNL-19112_Revision_1_Final.pdf>. Acesso em: 2 maio 2015.

RAMOS, C. C. O. et al. New insights on nontechnical losses characterization through evolutionary-based feature selection. *IEEE Transactions on Power Delivery* 27, 140-146, 2012. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2170182.

REIS, G. H. R. *Redes sem fio*. 2012. Disponível em: <http://sistemas.riopomba.ifsudestemg.edu.br/dcc/materiais/402257390_redes-sem-fio.pdf>. Acesso em: 1 set. 2015.

RUIZ-ROMERO, S. et al. Integration of distributed generation in the power distribution network: The need for smart grid control systems, communication and equipment for a smart city – Use cases. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, 223-234, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.082.

SAE INTERNATIONAL. *SAE charging configurations and ratings terminology*. 2011. Disponível em: <<http://www.sae.org/smartgrid/chargingspeeds.pdf>>. Acesso em: 16 ago. 2015.

SANTA CATARINA. Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC. *Perfil da Celesc Distribuição*. Florianópolis: Celesc Distribuição S.A., 2013. Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-distribuicao/perfil>>. Acesso em: 14 fev. 2015.

_____. *Relatório Anual*. Florianópolis: Celesc Distribuição S.A., 2011. 66 p. Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/images/arquivos/relatorios/relatorio-anual-celesc-2011.pdf>>. Acesso em: 14 fev. 2015.

_____. *Tomada de Preços nº 00090/2003*. Florianópolis: Celesc Distribuição S.A., 2003. 24 p. Disponível em: <http://portal.celesc.com.br/portal/fornecedores/aplicativos/arquivos_licitacao/Edital%20Padr%E3o%20TP-300090-PROC.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2015.

SCHWARFEGGER, L.; SANTOS, D. Review of distributed generation interconnection standards. *EEA Conference & Exhibition*. Auckland: IEEE, 2014.

SIEMENS. *Power engineering guide*. Erlangen, Germany: Siemens Energy Sector, 2012. 522 p. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/energy-topics/publications/power-engineering-guide/>>. Acesso em: 5 abr. 2015.

SILVA, M. R. *Modelação e análise da vida útil (metrológica) de medidores tipo indução de energia elétrica ativa*. 2010. 174 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, São Paulo, 2010.

SIMON, E. C. *Avaliação de impactos da recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição*. 2013. 149 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 2013.

SLOOTWEG, J. G. *Wind power: modelling and impacts on power system dynamics*. Ridderkerk, the Netherlands: Technical University of Delft, 2003. 219 p. Disponível em: <<http://repository.tudelft.nl/view/ir/uuid%3Af1ce3eaa-f57d-4d37-b739-b109599a7d21/>>. Acesso em: 22 jan. 2015.

SOSHINSKAYA, M. et al. Microgrids: Experiences, barriers and success factors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40, 659-672, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.198.

TSILI, M.; PAPATHANASSIOU, S. A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation* v. 3, n. 3, p. 308-332, 2009.

UK. Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem. *Quality of service regulatory*. 2005. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/47718/10141-9405app.pdf>>. Acesso em: 30 nov. 2014.

USA. Department of Energy – DOE. *Plug-in hybrid electric vehicle charging infrastructure review*. Washington DC: DOE, 2008. 40 p. Disponível em: <<http://avt.inel.gov/pdf/phev/phevInfrastructureReport08.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2015.

_____. *Smart Grid Investment Grant Program – Progress Report II*. Washington DC: DOE, 2013. 60 p. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/SGIG_progress_report_2013.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2013.

USMAN, A.; SHAMI, S. H. Evolution of communication technologies for smart grid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19, 191-199, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.002.

VAN DEN BOSSCHE, P. Electric vehicle charging infrastructure. In: *Electric and hybrid vehicles*. Elsevier, p. 517-543, 2010. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780444535658000208>>. Acesso em: 18 fev. 2015;

VARMA, R. K. Concepts of FACTS controllers. *IEEE*, p. 1-6, março-2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5772582>>. Acesso em: 18 fev. 2015.

VELLOSO, J. P. dos R. (Coord.). *Estratégia de implantação do carro elétrico no Brasil*. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Altos Estudos, 2010. 212 p. Disponível em: <<http://www.tnsustentavel.com.br/biblioteca/download/doc/1/id/15>>. Acesso em: 15 dez. 2014.

VON APPEN, J. et al. Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid. *Power and Energy Magazine, IEEE* v. 11, n. 2, p. 55-64, 2013.

VON JOUANNE, A.; BANERJEE, B. Assessment of voltage unbalance. *IEEE Transactions on Power Delivery* 16, 782-790, 2001. DOI: 10.1109/61.956770.

WADE, N. S. et al. Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. *Energy Policy* 38, 7180-7188, 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.07.045.

WALLING, R. A. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* v. 23, n. 3, p. 163-164, 2008.

WANG, H.; REDFERN, M. A. The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks. *UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (UPEC), 2010 45TH INTERNATIONAL*, p. 1-5, 2010.

WILSON, I. A. G. et al. Grid-connected renewables, storage and the UK electricity market. *Renewable Energy* 36, 2166-2170, 2011. DOI: 10.1016/j.renene.2011.01.007.

WISSNER, M. The smart grid – A saucerful of secrets? *Applied Energy* 88, 2509-2518, 2011. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.01.042.

WONG, S. 2013. *Introduction to smart microgrids in remote communities*. Canada, 2011. Disponível em: <https://www.bullfrogpower.com/remotemicrogrids/presentations/preconference_microgrid_course.pdf>. Acesso em: 30 dez. 2013.

WORLD ECONOMIC FORUM – WEF. *Accelerating smart grids investments*. Genebra: WEF, 2009. 39 p. Disponível em: <http://www3.weforum.org/docs/WEF_SmartGrid_Investments_Report_2009.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2009.

YIGIT, M. et al. Power line communication technologies for smart grid applications: A review of advances and challenges. *Computer Networks* 70, 366-383, 2014. DOI: 10.1016/j.comnet.2014.06.005.

