Relatório

Smart Grid

Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes

Ministério de Minas e Energia

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS **5**

LISTA DE FIGURAS **6**

LISTA DE SIGLAS **7**

SUMÁRIO EXECUTIVO **13**

1 – INTRODUÇÃO **16**

1.1 ESTRUTURA DO RELATÓRIO 17

2 – O GRUPO DE TRABALHO **18**

2.1 ATIVIDADES 18

2.2 VISITA TÉCNICA AOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA 20

2.3 SUBGRUPOS 21

3 – O CONCEITO DE *SMART GRID* **21**

3.1 MEDIÇÃO ELETRÔNICA 24

3.2 COMUNICAÇÃO 24

3.3 SENSORIAMENTO 26

3.4 COMPUTAÇÃO 26

4 – ESTADO DA ARTE **27**

4.1 MEDIDOR INTELIGENTE 31

4.2 SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO 32

4.3 INTEROPERABILIDADE 34

4.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ARMAZENAMENTO 34

4.5 VEÍCULOS ELÉTRICOS 35

4.6 VIABILIDADE TECNOLÓGICA 36

4.7 REGULAÇÃO E LEGISLAÇÃO 36

5 – ESTUDOS DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO **38**

5.1 INTRODUÇÃO 38

5.1.1 Cenário *38*

5.1.2 Requisitos de Arquitetura *40*

5.1.2.1 Comunicação de dados 40

5.1.2.2 Modelo de dados 41

5.1.2.3 Segurança da Informação 42

5.1.2.4 Capacidade de processamento e armazenamento 42

5.1.3 Influência do conceito Smart Grid nos Programas Computacionais de Análise de Redes Elétricas *43*

5.2 ARQUITETURA PARA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO 44

5.2.1 Ligações entre centros de controle: protocolo ICCP *44*

5.2.2 Protocolo IEC 61850 ..... *46*

5.2.3 Segurança *46*

5.2.4 Cenário no Brasil *47*

5.2.5 Recomendações do Smart Grid Interoperability Panel (Estados Unidos da América) *49*

5.3 ARQUITETURA PARA SISTEMAS DE MEDIÇÃO 50

5.3.1 Medidores Eletrônicos ... *51*
5.3.2 Descrição dos enlaces de comunicação ... *51*
5.3.2.1 Distribuidora – concentrador ... 51
5.3.2.2 Concentrador – medidor ... 52
5.3.2.3 Medidor - eletrodomésticos ... 53
5.3.3 Sistemas de Gerenciamento da Medição ... *54*
5.3.4 Casos exemplo - Arquiteturas ... *54*
5.3.5 Diferentes Visões Referentes a Sistemas de Medição ... *56*
5.3.5.1 A Visão da ANEEL ... 56
5.3.5.2 Visão da Comunidade Europeia ... 59
5.3.6 Sistema Brasileiro de Medição Automática - SiBMA ... *63*
5.4 ASPECTO DE MANUTENÇÃO E MONITORAÇÃO DE EQUIPAMENTOS ... 65
5.4.1 Requisitos de Arquitetura ... *65*
5.4.2 Requisitos Adicionais ... *67*
5.5 BARRAMENTO DE SERVIÇOS ... 67
5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS ... 69
6 – ESTUDOS DE MEDIÇÃO E MERCADO ... 71
6.1 CONTEXTO ... 71
6.2 PLANO DE TRABALHO ... 71
6.3 SOLUÇÃO DE MEDIÇÃO ... 72
6.3.1 Flexibilização da medição para pequenos pontos (pontos de consumidores especiais e geração de pequeno porte) ... *74*
6.3.1.1 Comunicação para disponibilização dos dados de medição à CCEE ... 75
6.3.1.2 Avaliação de requisitos técnicos e funcionalidades de medidores para MT/BT ... 77
6.4 SOLUÇÃO DE MERCADO - TRATAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DE PEQUENOS AGENTES NO ACL ... 83
6.5 SOLUÇÃO DE MERCADO - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENO PORTE A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ... 92
6.5.1 Caracterização ... *93*
6.5.2 Panorama no Mundo ... *94*
6.5.2.1 Tarifa Feed-in ... 94
6.5.2.2 Quotas ... 95
6.5.2.3 Net Metering ... 95
6.5.2.4 Certificados de Energia Renovável ... 95
6.5.3 Principais resultados alcançados ... *97*
6.5.4 Modelo de Negócio Proposto ... *98*
6.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS ... 101
7 – ESTUDOS ECONÔMICOS ... 104
7.1 REFERÊNCIAS DE QUANTIFICAÇÕES EM ESTUDOS REALIZADOS EM OUTROS PAÍSES ... 104
7.1.1 Alemanha ... *104*
7.1.2 Finlândia ... *105*
7.1.3 Holanda ... *105*
7.1.4 Irlanda do Norte ... *105*
7.1.5 Portugal ... *105*
7.1.6 Estados Unidos ... *106*
7.1.7 Austrália ... *106*
7.2 PREMISSAS E METODOLOGIA SUGERIDA ... 107
7.2.1 Premissas ... *107*
7.2.1.1 Redução do pico ... 107

7.2.1.2 Redução das perdas não-técnicas 113
7.2.1.3 Redução das perdas técnicas 116
7.2.1.4 Redução do consumo total 121
7.2.1.5 Resultados do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL 122
7.2.2 Metodologia do EPRI para estimativa de custo/benefício 123
7.2.2.1 Benefícios 124
7.2.2.2 Beneficiários 124
7.2.2.3 Níveis de incerteza e categorias de benefícios 124
7.3 CUSTOS E BENEFÍCIOS IDENTIFICADOS NO BRASIL 127
7.3.1 Custos 127
7.3.1.1 Implantação de medidores inteligentes 127
7.3.1.2 Custo para automatização da rede 129
7.3.1.3 Campanha de comunicação / marketing 132
7.3.2 Benefícios 133
7.3.2.1 Por Beneficiário 133
7.3.2.2 Para o Setor Elétrico 134
7.3.2.3 Para o setor de telecomunicações 135
7.3.2.4 Para a atividade econômica 135
7.3.2.5 Ambientais 138
7.3.2.6 Benefícios intangíveis 140
7.4 OUTRAS POLÍTICAS TRANSVERSAIS 146
7.4.1 Geração distribuída 146
7.4.1.1 Desafio regulatório e técnico 146
7.4.1.2 Impacto sobre a matriz elétrica/ outros benefícios 147
7.4.1.3 Funcionalidades adicionais: medição de energia reversa 148
7.4.1.4 Impacto na redução de perda técnica 149
7.4.2 Criação de novos mercados 150
7.4.2.1 Novas indústrias: equipamentos para geração solar e outras fontes 150
7.4.2.2 Veículos elétricos 151
7.5 FONTES DE FINANCIAMENTO DO PLANO BRASILEIRO DE REDE INTELIGENTE 154
7.5.1 Do setor elétrico 154
7.5.1.1 Tarifa 154
7.5.1.2 Fundos setoriais 155
7.5.2 BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 165
7.5.3 Iniciativas do Ministério da Fazenda 167
7.5.3.1 REIDI 167
7.5.3.2 Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS 169
7.5.4 MDL 172
7.5.5 Bancos e Agências de Desenvolvimento Internacionais 174
7.5.5.1 Agência Francesa de Desenvolvimento 175
7.5.5.2 KfW Bankengruppe 177
7.5.5.3 Agência Internacional de Cooperação do Japão 178
7.5.6 Acordos internacionais com transferência de recursos 179
7.6. OUTROS DESAFIOS 181
7.6.1 Desenvolvimento da Infraestrutura Industrial 181
7.6.1.1 Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento para o desenvolvimento de novos produtos 181
7.6.1.2 Investimentos em expansão da capacidade fabril 181
7.6.2 Capacitação da mão-de-obra 182
7.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS 182
8 – TELECOMUNICAÇÕES 185
8.1 INTRODUÇÃO 185
8.2 VISÃO NO SETOR PRIVADO DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA 186

8.2.1 General Electric *186*
8.2.2 Silver Spring *190*
8.2.3 Aclara *192*
8.2.4 Outras empresas *193*
8.3 VISÃO DAS ENTIDADES GOVERNAMENTAIS NOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA 193
8.3.1 Federal Communication Commission – FCC *193*
8.3.2 Federal Energy Regulatory Commission - FERC *195*
8.3.3 National Association of Regulatory Utility Commissioners – NARUC *196*
8.3.4 National Institute of Standars and Technology - NIST *197*
8.4 AÇÕES DE GOVERNANÇA 197
8.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 198
9 – VISITA TÉCNICA AOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA 201
9.1 INTRODUÇÃO 201
9.2 PROGRAMAÇÃO 201
9.3 GRID WISE GLOBAL FORUM 203
9.4 PHI – PEPCO HOLDING INCORPORATION 205
9.5 DOE – DEPARTAMENT OF ENERGY 210
9.6 ONCOR 212
9.7 PUCT – PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS 213
9.8 IBM– AUSTIN TEXAS 216
9.9 CENTER POINT 218
9.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS 221
10 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES 223
11 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 227
ANEXO 1 – PORTARIA Nº 440 230

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1: RELAÇÃO DE REUNIÕES DO GT 18

TABELA 6.1: COMPARAÇÃO DE REQUISITOS TÉCNICOS E FUNCIONALIDADES DE MEDIDORES PARA MT/BT 76

TABELA 6.2: COMPARAÇÃO DAS RESPONSABILIDADES E OBRIGAÇÕES ATUAIS DE UM PEQUENO AGENTE COM PROPOSTA DO COMERCIALIZADOR VAREJISTA 86

TABELA 6.3: INCENTIVOS PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - FONTE: RENEWABLES 2010 -

GLOBAL STATUS REPORT 95

TABELA 7.1: VALORES ADOTADOS NO PROJETO PILOTO DE TARIFA AMARELA NA COPEL

(COPEL, 1998). 107

TABELA 7.2: VARIAÇÃO DA DEMANDA DE PONTA (COPEL, 1998). 109

TABELA 7.3: RELAÇÃO ENTRE O CONSUMO DE PONTA E O CONSUMO TOTAL ANTES E DEPOIS DA TARIFA AMARELA E VARIAÇÃO DO CONSUMO TOTAL (COPEL, 1998). 109

TABELA 7.4: PREVISÃO DE REDUÇÃO DAS PERDAS NÃO-TÉCNICAS 113

TABELA 7.5: RESULTADOS DO PROCEL EM 2009. 120

TABELA 7.6: INVESTIMENTOS DA ELETROBRAS NO PROCEL – 2009. 120

TABELA 7.7: CATEGORIAS DE BENEFÍCIOS –EPRI. 125

TABELA 7.8: CUSTO DOS MEDIDORES INTELIGENTES. 127

TABELA 7.9: PRINCIPAIS BENEFÍCIOS X BENEFICIÁRIOS. 131

TABELA 7.10: INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS PARA GERAR 252 MWMED A PARTIR DE DIVERSAS TECNOLOGIAS. 133

TABELA 7.11: DISTRIBUIÇÃO DOS PERCENTUAIS DA LEI 9.991/2000, ALTERADA PELA LEI 12.212/2010. 59

TABELA 7.12: CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO – AGÊNCIA INTERNACIONAL DE COOPERAÇÃO DO JAPÃO. 177

TABELA 8.1: FREQUÊNCIAS SUGERIDAS PELA FCC 193

TABELA 9.1: PLANEJAMENTO PARA VISITA DO GT SMART GRID AOS EUA 200

TABELA 9.2: EQUIPAMENTOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO SMART GRID. 209

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1: Conceito de integração Smart Grid. 27
Figura 4.2: Topologia de Rede Inteligente. 28
Figura 4.3: Rede Inteligente dentro das residências. 29
Figura 4.4: Estrutura de Governança em Smart Grid. 30
Figura 5.1: Visão abrangente do cenário Smart Grid. 38
Figura 5.2: Visão lógica da infraestrutura de supervisão e medição. 39
Figura 5.3: Infraestrutura de Comunicação..... 39
Figura 5.4: Arquitetura para Sistemas de Supervisão e Controle de Subestações 43
Figura 5.5: Representação de rede Elétrica Inteligente. 50
Figura 5.6: Concentradores hierarquizados em rede. 51
Figura 5.7: Medidores em rede. 52
Figura 5.8: Medidores e eletrodomésticos. 52
Figura 5.9: Exemplo de arquitetura. 55
Figura 5.10: Dados disponíveis ao consumidor 59
Figura 6.1: Divisão dos trabalhos do subgrupo Medição para microgeração. 71
Figura 6.2: Requisitos de medição para categorias de agentes. 74
Figura 6.3: Alternativa de flexibilização de comunicação dos dados de medição à CCEE. 75
Figura 6.4: Evolução de pontos de medição com capacidade inferior ou igual a 1MW. 76
Figura 6.5: Evolução de número de consumidores livres e especiais. 83
Figura 6.6: Evolução da carga de consumidores livres e especiais. 83
Figura 6.7: Potencial de mercado para consumidores livres e especiais. 84
Figura 6.8: Proposta para representação de pequenos agentes pelo Comercializador Varejista. 86
Figura 6.9: Geração Distribuída em 2009 96
Figura 6.10: Adição Anual de Geração Solar Fotovoltaica 96
Figura 7.1: Evolução esperada no parque de medição em países da Europa (ERGEG, 2007). 102
Figura 7.2: Médias das curvas de carga de segunda a sábado - “com desconto” (Copel, 1998). 108
Figura 7.3: Médias das curvas de carga de segunda a sábado - “com acréscimo” (Copel, 1998). 108
Figura 7.4: Pesquisa realizada com os consumidores do projeto (Bandeirante, 1999). 110
Figura 8.1: Estimativa da taxa de dados em função da aplicação. 184
Figura 8.2: Exemplo de Rede RF Mesh 189
Figura 8.3: Relação Custo / Benefício. 189
Figura 8.4: Exemplo de aplicação de PLC 190
Figura 8.5: Conceito de Smart Grid pelo NIST. 195
Figura 9.1: Infraestrutura de Comunicação..... 205
Figura 9.2: Ganhos de desempenho em experiências com automação na distribuição. 206
Figura 9.3: Medidor Eletrônico. 207
Figura 9.4: Matriz Energética do Texas. 213
Figura 9.5: Relação entre o órgão regulador e os atores do setor de energia. 214
Figura 9.6: Instalação de medidores em unidades consumidoras residenciais. 217
Figura 9.7: Rede Mesh 219
Figura 9.8: Concentrador instalado em campo. 219
Figura 9.9: Equipamento de armazenamento. 220

LISTA DE SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
AFD	Agência Francesa de Desenvolvimento
AMI	Advanced Metering Infrastructures
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
AP	Audiência Pública
APE	Auto-Produtor de Energia
API	Application Programming Interface
APTEL	Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações
ASN.1	Abstract Syntax Notation One
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BT	Baixa Tensão
CAPDA	Comitê das Atividades de Pesquisa e Desenvolvimento na Amazônia
CATI	Comitê da Área de Tecnologia da Informação
CCC	Conta de Combustíveis Fósseis (Encargo Setorial)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (Encargo Setorial)
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CICORP	Cadastrado de Informações Corporativas
CIDE	Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico
CIM	Common Information Model
CIP	Critical Infrastruture Protection
CNI	Confederação Nacional da Indústria

COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CREZ	Competitive Renewable Energy Zones
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DA	Distribuiton Automation
DC	Direct Current
DC	District of Columbia
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
DMS	Distribution Management System
DoE	Department of Energy
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
EUA	Estados Unidos da América
EUR	Euro
FCC	Federal Communication Commission
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FIC	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
GD	Geração Distribuída
GE	General Eletric
GEE	Gases do Efeito Estufa
GIS	Georeference Information System
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
GRPS	General Packet Radio Service

GSM	Global System for Mobile Communications
GT	Grupo de Trabalho
HAN	Home Area Network
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBM	International Business Machines
ICCP	Inter-Control Center Communications Protocol
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
II	Imposto de Importação
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
IP	Internet Protocol
IPCA	Índice de Preço ao Consumidor Amplo
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
ISGAN	International Smart Grid Action Network
JICA	Japan International Cooperation Agency
LAN	Local Area Network
LCD	Liquid Crystal Display
LED	Light - Emitting Diode
MAC	Message Authentication Code
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
MC	Margem de Construção
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDM	Meter Data Management
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MMS	Manufacturing Message Specification
MO	Margem de Operação

MT	Média Tensão
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NCM	Nomenclatura Comum do MERCOSUL
NERC	North American Electric Reliability Corporation's
NIST	National Institute of Standards and Technology
NT	Nota Técnica
OLED	Organic Light Emitting Diode
OLSR	Optimized Link State Routing
OMS	Outage Management System
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPC	OLE for Process Control
OSI	Open Systems Interconnection
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
PAP	Planos de Prioridade de Ação
PATVD	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PEE	Programa de Eficiência Energética
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PHI	Pepco Holding Incorporation
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PLC	Power Line Communications
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PMU	Phasor Measurement Units
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimento de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PUCT	Public Utility Commission Texas
RAN	Regional Areal Network

RCE	Reduções Certificadas de Emissão
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RF	Rádio-Frequência
RGR	Reserva Global de Reversão
RPM	Rotações por Minuto
RPS	Renewable Portfolio Standard
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SCE	Southern California Edison Company
SCL	Substation Configuration Language
SECOM	Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República
SGIP	Smart Grid Interoperability Panel
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SMV	Sampled Values
SOA	Service Oriented Architecture
TAR	Tarifa Atualizada de Referência
TC	Transformador de Corrente
TFEL	Thin-Film Electroluminescent
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TI	Tecnologia da Informação
TIC	Tecnologia da Informação e Comunicação
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TP	Transformador de Potência
TWACS	Two Way Automatic Communication System
TX	Texas
UBP	Uso de Bem Público
UCA	Utility Communications Architecture
UCM	Unidade Central de Medição
UE	União Europeia
UML	Unified Modeling Language

USD	Dólar Americano
VPN	Virtual Private Network
WAN	Wide Area Network
XML	Extensible Markup Language

SUMÁRIO EXECUTIVO

Com a publicação da Portaria nº 440, de 15 de abril de 2010, foi criado o Grupo de Trabalho para estudo do conceito de redes elétricas inteligentes, também conhecidas como *Smart Grid*. Para avançar no tema, foram convidadas diversas entidades dos mais variados setores para apresentação das suas visões sobre esse novo conceito, com objetivo de levar ao GT a oportunidade de nivelar os conhecimentos sobre o estado da arte das redes inteligentes.

Foram convidados representantes de distribuidoras, de reguladores do setor elétrico e de telecomunicações, de associações, de órgãos financiadores, de tecnologia da informação, do setor acadêmico, entre outros, os quais apresentaram as possibilidades e desafios a serem vencidos para implementação de novas tecnologias na rede elétrica.

O GT também teve a oportunidade de visitar os EUA e ter uma visão mais clara de como estão as discussões sobre o tema ao redor do mundo, visto que participou de um Fórum Global realizado em Washington, com participação de representantes de todos os continentes. Também visitou diversas concessionárias de energia elétrica e pode perceber como está o desenvolvimento dos projetos.

Várias mudanças na relação entre concessionária e consumidor foram constatadas. A gama de informações que eles recebem proporciona uma maior dinâmica na prestação do serviço e na possibilidade de economia de energia, trazendo melhoria para todo o sistema.

Em virtude da grande diversidade dos assuntos envolvidos, foram criados subgrupos de maneira a permitir um aprofundamento dos estudos, alcançando uma abordagem maior dos temas envolvidos.

Um dos assuntos tratados pelos subgrupos foi o da arquitetura dos sistemas de tecnologia de informação (TI) aplicada ao conceito de redes elétricas inteligentes. Fazem parte dessa arquitetura múltiplos dispositivos de medição e comunicação, equipamentos de acionamento e controle, sistemas de comunicação de dados e sistemas computacionais, que devem operar de forma integrada. Essa interação irá produzir fluxo de dados capazes de alcançar grandes volumes, com exigências distintas em relação a tempos de resposta e também com uma demanda elevada na capacidade de processamento. Para que o sistema opere de forma coordenada, pretende-se que as interfaces de comunicação de dados, bem como sua modelagem, sigam um

protocolo aberto, público e padronizado, possibilitando a utilização de equipamentos e *softwares* de diferentes fornecedores e permitindo a interoperabilidade do sistema. Além disso, para extrair os benefícios inerentes ao conceito de redes elétricas Inteligentes, os sistemas corporativos das empresas devem se adequar, operando de maneira integrada e tratando de modo eficiente a massa de dados disponibilizada pela nova arquitetura de TI, que deve garantir ainda a integridade dos dados, bem como manter a privacidade de informações confidenciais de consumidores. As questões de segurança requerem maior avanço no estado da arte, uma vez que as soluções atuais não são abrangentes e não seguem um padrão específico. No caso particular da interoperabilidade no Brasil, esse ponto vem avançando com atividades no âmbito da ABNT/CB-03 (projeto SiBMA) cujo objetivo é conceber arquitetura e diversas camadas de protocolos, que sejam abertos, públicos e padronizados. Já existe também uma tendência clara de uso de protocolos abertos (normas IEC 61850 e ICCP) em subestações e centros de controle, o que permite um grau de inteligência avançado na automação destes sistemas.

Também foram apresentados estudos sobre medição associada aos sistemas de comunicação necessários à sua viabilização, assim como avaliação de mecanismos de mercado para estimular a participação efetiva de agentes de pequeno porte - geradores e consumidores. Com relação aos medidores eletrônicos e inteligentes, foram analisadas alternativas de flexibilização de requisitos e apresentada uma lista de funcionalidades e características que eles deveriam apresentar, para se tirar, no futuro, proveito do conceito *Smart Grid*. A ampliação da participação de agentes de pequeno porte foi avaliada sob a ótica da oferta e da demanda, em que, para a primeira, recomendou-se a criação do agente “comercializador varejista”, que simplifica sobremaneira a participação de agentes de pequeno porte no mercado atacadista de energia e visa a atender a uma maior abertura de mercado. Para o lado da demanda, investigaram-se mecanismos implementados em outros países que tratam da oferta de excedente de produção de geração distribuída de pequeno porte (microgeração), onde o chamado *net metering* (apuração da diferença entre a energia que foi consumida e a que foi produzida) parece ser o modelo mais adequado à realidade do mercado brasileiro.

Outro ponto de foco foram os estudos econômicos, que abordou as dificuldades e soluções encontradas pelos diversos países na condução do tema. Para o caso brasileiro foram lançadas algumas premissas para elaboração da estimativa de custos

de um Programa Brasileiro de Redes Inteligentes, como redução de pico de demanda, de perdas e de consumo total. No fim, foi apresentada a relação custo-benefício para o caso brasileiro, com a instalação de medidores inteligentes, automatização da rede e de meios de comunicação. A questão das possibilidades de financiamento desse projeto também foi abordada, colocando os encargos setoriais, o BNDES e outros incentivos fiscais como potenciais financiadores da implantação das redes inteligentes.

A construção de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia baseados no conceito *Smart Grid* necessariamente utiliza sistemas de telecomunicações para realizar suas funções essenciais. Nesse sentido, foi feito levantamento de experiências internacionais em telecomunicações voltadas para a infraestrutura *Smart Grid* e avaliações de possíveis soluções para o caso brasileiro.

A questão das redes elétricas inteligentes não se esgota nesse relatório, Deve-se enxergá-lo como uma primeira fase rumo à modernização. Será ainda necessário que políticas sejam definidas com objetivo de preparar um ambiente adequado dos pontos de vista econômico e regulatório para dar início a esse avanço.

Por se tratar de uma mudança na forma como a energia é entregue ao consumidor, o relacionamento da concessionária com o cliente será remodelado e a quantidade de informações disponíveis poderá mudar os hábitos de consumo e aumentar a qualidade dos serviços prestados. Essa mudança tecnológica atingirá vários setores da economia, desde a indústria até a especialização da mão-de-obra e poderá tornar a rede elétrica mais confiável.

1 – INTRODUÇÃO

Desde a criação da primeira rede de energia elétrica feita por Nikola Tesla em 1888, não aconteceram inovações significativas na maneira como a energia elétrica é fornecida ao consumidor. Muitas das tecnologias usadas naquela época ainda continuam em uso, limitando a capacidade de inovação.

Nos últimos cinquenta anos, as redes não evoluíram para encarar os desafios das mudanças modernas. Ameaças à segurança, possibilidade de uso de energia alternativa e intermitente, metas de economia de energia para redução de picos de demanda e controles digitais para aumentar a confiabilidade e abreviar a restauração são alguns exemplos de desafios que terão que ser enfrentados nos próximos anos.

A situação mais indesejável em uma rede elétrica é a interrupção de fornecimento. Em alguns casos essa falha no fornecimento se prolonga por várias horas, aumentando o tempo de espera da população pelo retorno da eletricidade. Essa situação afeta toda a economia, fazendo com que áreas de produção, de prestação de serviços e trânsito sofram impactos, gerando prejuízos.

Sempre que há uma interrupção no fornecimento, percebemos o quanto somos dependentes da energia elétrica. Nossa segurança fica ameaçada quando estamos no trânsito, em elevadores, caminhando pelas ruas, portanto, uma rede mais confiável é o desejo de todos.

Vivemos na era da tecnologia, e chega a ser surpreendente que as empresas de distribuição ainda dependam dos clientes para ser notificadas de uma falta de energia.

Segundo informações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL –, a média de perdas elétricas no Brasil é de 16%. Há um grande espaço para avanço nessa área. A redução dessas perdas pode significar a postergação de investimentos em geração e o aumento dos investimentos em infraestrutura, melhorando a qualidade do fornecimento.

Nossa matriz de geração é limpa. Contudo, nos últimos anos, estamos acompanhando o crescimento do número de usinas térmicas. Devido à dificuldade de construção de grandes usinas hidráulicas, fica evidente a necessidade de investimentos em pequenas geradoras, que estejam mais próximas aos centros de cargas e que ofereçam mais oportunidades de comercialização.

O conceito de *Smart Grid* se apresenta como uma tecnologia que permite o uso eficiente da energia elétrica e, assim, configura-se como importante ferramenta no enfretamento desses desafios.

A implantação de redes inteligentes tem avançado em outras partes do mundo. Muitos países têm se dedicado a estudos sobre essa tecnologia com investimento de volumosos recursos, e alguns já iniciaram a instalação dessas redes, com destaque para Itália, Estados Unidos, Japão e alguns outros países europeus.

Nesse contexto, foi criado pela Portaria Nº 440, de 15 de abril de 2010, um Grupo de Trabalho – GT – com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação do Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – *Smart Grid*.

1.1 ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Este relatório está estruturado da seguinte forma: inicialmente apresenta-se o Grupo de Trabalho; na sequência, introduz-se o conceito de *Smart Grid*, apresentando uma visão geral sobre esse conceito; em seguida discorre-se sobre o estado da arte; por fim apresentam-se os estudos realizados pelos subgrupos e um relato sobre a visita técnica aos Estados Unidos da América.

2 – O GRUPO DE TRABALHO

O Grupo de Trabalho foi composto por representantes das seguintes instituições:

- Ministério de Minas e Energia – MME;
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE;
- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; e
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Além desses, também participaram dos trabalhos representantes da Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL – e da Eletrobras.

Seguindo o disposto na Portaria, coube ao GT abordar os seguintes aspectos:

- O estado da arte no Brasil e em outros países;
- Propostas de adequação das regulamentações e das normas gerais dos serviços públicos de distribuição;
- Identificação de fontes de recursos para financiamentos e incentivos à produção de equipamentos no país;
- Regulamentação de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado, com possibilidade de usuários operarem tanto como geradores ou consumidores de energia elétrica.

2.1 ATIVIDADES

Desde abril de 2010, os integrantes do GT realizaram dezoito reuniões com representantes de diferentes setores. Houve interação com empresas, associações, representantes de Estados estrangeiros, fabricantes, universidades e órgãos governamentais.

Além disso, diversas outras reuniões foram realizadas no âmbito dos subgrupos.

Tabela 2.1: Relação de Reuniões do GT.

Entidade	Data	Palestrante(s)	Tema	Reunião
CEPEL	17/05/2010	Roberto Caldas	Visão do CEPEL sobre o tema	1ª

ANEEL	17/05/2010	Paulo Henrique Silvestri Lopes	Visão da ANEEL sobre o tema	1ª
APTEL	01/06/2010	Pedro Luiz de Oliveira Jatobá	Visão da APTEL sobre *Smart Grid*	2ª
CEMIG	01/06/2010	Denys C. Cruz de Souza -	*Smart Grid* na CEMIG	2ª
IBM	10/06/2010	Dario Almeida	IBM *Smart Grid* Point-of-View	3ª
ABINEE	10/06/2010	Roberto Barbieri	"*Smart Grid*" Rede Inteligente Visão Abinee	3ª
ELETROBRAS	18/06/2010	Ubirajara Rocha Meira	A ELETROBRAS e as Redes Inteligentes	4ª
ANEEL – P&D	18/06/2010	Márcio Venício Pilar Alcântara	Projetos de Pesquisa & Desenvolvimento da ANEEL como ferramentas de desenvolvimento de *Smart Grid* no Brasil	4ª
ABRADEE	24/06/2010	Fernando C. Maia	Visão da ABRADEE sobre a definição de Políticas Públicas para a implantação de Redes Inteligentes no Brasil	5ª
ANEEL – MEDIÇÃO ELETRÔNICA	24/06/2010	Paulo Henrique S. Lopes	Proposta de Regulamentação de Medição Inteligente em Baixa Tensão	5ª
CEPEL	01/07/2010	Fábio Cavaliere de Souza	Medição Eletrônica	6ª
CCEE	08/07/2010	Luciano Freire	Visão do CCEE sobre a implantação das Redes Inteligentes - "*SMART GRID*"	7ª
INMETRO	08/07/2010	Luiz Carlos Gomes dos Santos Luiz Fernando Rust Costa Carmo	Visão do INMETRO sobre Redes Inteligentes O Controle Metrológico	7ª
BNDES	15/07/2010	Alexandre Siciliano Esposito	Apoio do BNDES ao Setor Elétrico	8ª
FINEP	15/07/2010	Laercio de Sequeira	Visão da FINEP sobre Redes Inteligentes – Viabilidade de Suporte Financeiro para o Desenvolvimento Cientifico e Tecnológicos de Projetos Inovadores	8ª

ANATEL	22/07/2010	Bruno Ramos, Maximiliano Salvadori Martinhão, Marcos de Souza Oliveira.	Visão da ANATEL sobre Infraestrutura de Telecomunicações para a Implantação de um Programa de Redes Inteligentes – *Smart Grid*	9ª
JAPÃO	29/07/2010	Ryo Maeda, Massato Takakuwa, Tadashi Muramoto	Visão do Japão sobre Redes Inteligentes – Experiência na Implantação de um Programa sobre *Smart Grid*	10ª
CISCO	12/08/2010	Michael Dulaney	Visão da CISCO sobre Redes Inteligentes – Experiência com Implantação de *Smart Grid*	11ª
SUBGRUPOS	09/09/2010	Coordenadores	Apresentação do andamento dos trabalhos	12ª
GE	16/09/2010	Fernando Rodriguez, Evaldo Mendonça	Apresentação da GE	13ª
Technical University of Eindhoven - Holanda	17/09/2010	Paulo F. Ribeiro	Apresentação da visão Europeia	14ª
GT	07/10/2010	GT	Avaliação da Visita técnica aos EUA	15ª
GT	22/10/2010	GT	Assuntos Diversos	16ª
GT	05/11/2010	GT	Assuntos Diversos e Estrutura do Relatório Final	17ª
APTEL e ANATEL	18/11/2010	GT	Apresentações sobre desafios na área de telecomunicações.	18ª

2.2 VISITA TÉCNICA AOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

Para aprofundar as teorias apresentadas nessas reuniões, o GT realizou uma visita técnica aos Estados Unidos da América. Nessa viagem, observou-se como vários países estão engajados nesse novo tema. O GT teve a oportunidade de participar de um Fórum Global sobre *Smart Grid*, visitar Concessionárias de dois estados americanos e se reunir com representantes de órgãos reguladores e de padronização.

Essa visita é tratada com mais detalhes no Capítulo 8 desse relatório.

2.3 SUBGRUPOS

Com objetivo de aprofundar os estudos nos aspectos abordados foram criados os seguintes subgrupos:

- Subgrupo de Tecnologia da Informação: focou na análise da arquitetura de transmissão de dados para implantação das redes inteligentes;
- Subgrupo de Medição e Mercado: focou na avaliação de possível flexibilização dos requisitos técnicos para implantação de sistema de medição para faturamento de pequenos agentes. Adicionalmente, este subgrupo estudou soluções de mercado para viabilizar a entrada de agentes de pequeno porte e atender a uma ampliação da abertura de mercado no Setor Elétrico Brasileiro;
- Subgrupo de Estudos Econômicos: focou na análise do custo-benefício da implantação de sistemas de redes inteligentes e avaliou fontes de financiamento para a criação de um Programa Brasileiro sobre o tema;

Foi também criado um quarto subgrupo para estudos de Legislação. Todavia, houve a necessidade de se aprofundar nos estudos do estado da arte, para se ter a exata amplitude das modificações que seriam necessárias no arcabouço legal. Dado o exíguo prazo de duração do GT, esse tema deveria ter seu aprofundamento em uma possível segunda fase.

Neste relatório, encontra-se o resultado das atividades desenvolvidas pelos subgrupos.

3 – O CONCEITO DE *SMART GRID*

O termo *Smart Grid* foi usado pela primeira vez em 2005 em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, com o título de "Toward A *Smart Grid*" (1). Existem várias definições para o conceito de redes inteligentes, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de uma gama de dados e informação para os centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo.

Para se colocar em prática tal conceito, algumas transformações devem ser levadas a cabo, como a modernização da infraestrutura, instalação de camadas digitais,

como *softwares* e capacidade de processamento de dados, que são a essência da rede inteligente, e mudanças na comercialização, necessárias para ampliar o número de acessantes.

As primeiras tentativas de se instalar alguma inteligência na rede advieram da medição eletrônica, que foi usada para monitorar o comportamento da carga de grandes consumidores. Com a instalação de equipamentos de comunicação, esses medidores iriam proporcionar o monitoramento em tempo real e o uso de aplicativos para a resposta de demanda. No início de 2000, um projeto desenvolvido na Itália para a larga instalação de medição eletrônica, chamado de *Telegestore Project*, previu a utilização de cerca de 27 milhões de medidores eletrônicos com capacidade para comunicação via PLC – *Power Line Communications* –, que é transmissão de dados via cabo de energia.

Hoje, inúmeros países já estão modernizando suas infraestruturas de rede. Os Estados Unidos lançaram um pacote de estímulos que aportará cerca de US$ 4 bilhões, para financiar projetos de redes inteligentes. Alguns estados, como o Texas, já iniciaram a troca dos medidores e estão instalando grandes redes de telecomunicações para transporte de dados, além de estimularem a participação do consumidor com a criação de um portal na internet.

Para a modernização da rede, alguns conceitos devem estar associados:

- Confiabilidade;
- Eficiência;
- Segurança;
- Questões ambientais:
- Competitividade.

As principais funções requeridas em uma rede inteligente são:

- Auto-recuperação;
- Motivar consumidores a serem mais participativos;
- Resistir a ataques físicos e cibernéticos;
- Fornecer uma energia de melhor qualidade;
- Permitir vários tipos de geração e armazenagem de energia;
- Maior envolvimento do mercado;
- Permitir uma maior utilização de geração intermitente de energia.

Com a introdução de sensores e controles automatizados, a rede poderá ser capaz de antecipar, detectar e resolver problemas no sistema. Assim, podem-se evitar ou mitigar faltas de energia, problemas na qualidade do serviço e suas interrupções.

Um dos principais objetivos é uma maior participação do usuário. Nas redes inteligentes, estarão incorporados os aparelhos domésticos e o comportamento do usuário na utilização deles. Isso permitirá um melhor controle por parte do usuário no seu consumo, reduzindo seus custos através de sinais tarifários emitidos pela concessionária.

Uma pesquisa realizada em 2007 com 100 empresas de energia e 1900 consumidores dos EUA, Alemanha, Holanda, Inglaterra, Japão e Austrália, apresentada no relatório *Plugging in the Consumer* (2), revelou que 83% gostariam de poder escolher a fornecedora de energia, quase dois terços dos consumidores gostariam de receber energia de fontes renováveis e a mesma porcentagem gostaria de poder gerar sua própria energia e vendê-la à concessionária.

Com a medição em tempo real e a comunicação bidirecional, os consumidores poderão ser recompensados pelos seus esforços em economizar energia.

A microgeração distribuída, por sua vez, poderá ampliar o mercado de fornecimento, aliviando o sistema como um todo, já que ela se encontra próxima das regiões de consumo.

Com essa nova tecnologia empregada nas redes, será mais fácil a detecção de interrupções. As informações em tempo real possibilitarão o isolamento das áreas afetadas e o redirecionamento do fluxo de energia de forma a manter o maior número possível de consumidores atendidos, ajudando na prevenção de interrupção de fornecimento.

Várias formas de geração poderão ser alocadas na rede, como células combustíveis, renováveis, além de outras fontes de geração distribuída. Essas fontes estarão mais próximas dos centros de cargas e permitirão aos consumidores não só a compra dessa energia, bem como a venda de seu excedente.

Para a penetração das fontes intermitentes ainda será necessário o avanço do armazenamento da energia e de novas ferramentas computacionais. Embora venha sendo observada uma redução nos custos das baterias, o preço delas constitui um empecilho para sua popularização.

As tecnologias envolvidas nesse conceito podem ser divididas em grupos: medição eletrônica, comunicação, sensoriamento e computação.

3.1 MEDIÇÃO ELETRÔNICA

Não se trata apenas dos medidores instalados nas residências, indústrias e comércio. Toda a medição envolvida, desde a geração até o consumidor final, faz parte dessa categoria. O controle de perdas, planejamento e operação da rede estão diretamente ligados a essa tecnologia.

Ao se substituírem os medidores eletromecânicos por outros eletrônicos, uma grande massa de dados poderá ser alocada nos centros de controle das empresas, permitindo melhor planejamento e controle de toda a rede. Com esses medidores, vários serviços poderão ser ofertados ao consumidor, além de se mudar o conceito de utilização das cargas, que poderão ser controladas remotamente, tanto pelo usuário, quanto pela concessionária.

O despacho de equipes deverá ser bastante reduzido, já que a suspensão e religação do fornecimento poderão ser feitas de forma remota pela concessionária, graças à comunicação bidirecional dos novos medidores. Além disso, uma falta será percebida pela concessionária quase que automaticamente, não havendo mais a necessidade de o consumidor avisar à empresa o fato.

Com a introdução desse tipo de medidor, o consumidor terá mais condições de gerenciar seu uso de energia. Vários aplicativos já estão em desenvolvimento para proporcionar o acesso aos dados de medição, auxiliando na tomada de decisão. Dados como consumo em tempo real, equipamentos que mais consomem energia, valor a pagar até o momento, projeção de fatura no final do ciclo são alguns exemplos de interação entre usuário e medidor. Outros serviços ainda podem ser agregados, como por exemplo, o controle de cargas pelo usuário ou pela concessionária. Antes mesmo de chegar à sua casa, o consumidor poderá programar qualquer equipamento conectado à rede elétrica.

O preço da energia poderá variar ao longo dia, já que a medição eletrônica permite que vários postos tarifários sejam programados. Esse sinal tarifário proporcionará uma redução do pico de demanda, gerando uma economia em investimentos de geração e expansão de rede.

3.2 COMUNICAÇÃO

Uma das funcionalidades mais importantes dos medidores inteligentes é a capacidade de se comunicar com outros equipamentos instalados na rede ou mesmo

dentro das unidades consumidoras. Essa inovação será a responsável por uma relevante mudança na prestação de serviços de energia.

Já existe uma gama de tecnologia disponível para propiciar essa comunicação. Entre elas o PLC, *ZibBee*, redes *Mesh*, Radiofrequência e redes celulares (GRPS).

A escolha de uma delas dependerá de uma série de fatores, como topologia, preço, disponibilidade, alcance e viabilidade. Uma mesma concessionária deverá fazer uso de mais de uma tecnologia, já que existem áreas de concessão extensas e com grande variedade de terrenos e classes consumidoras.

Umas das mais importantes decisões a respeito da comunicação de dados é a escolha do protocolo. O uso de um protocolo proprietário e fechado poderia causar aumento nos preços e falta de competição no setor. Portanto, um protocolo público seria mais adequado para garantir a competição e a utilização de equipamentos de vários fabricantes sem necessidade de mudança na contratação de serviços de comunicação de dados.

Para que o conceito de redes inteligentes seja totalmente viabilizado, é necessário que essa comunicação seja feita em duas direções – da concessionária para o cliente e vice-versa. Funções como a suspensão e religação de fornecimento remotas, envio de informação sobre consumo em tempo real e postos tarifários vigentes dependem dessa comunicação bidirecional.

Quando os diversos sistemas e seus componentes possuem a habilidade de operarem em conjunto, alcançamos o conceito de interoperabilidade. Ela permite a integração, o funcionamento cooperado e a comunicação bidirecional entre os vários elementos interconectados do sistema elétrico. Para que seja efetiva, deverá ser estruturada uma padronização de interfaces, protocolos e outros elementos de interconexão.

Há a necessidade de que os *softwares* dos equipamentos possam trocar informações entre si, com capacidade de ler e escrever arquivos com formatos iguais e usar o mesmo protocolo.

A questão da interoperabilidade poderá ter impacto na economia, uma vez que a sua inexistência poderá criar monopólios. Por isso, é muito importante que o Governo encoraje a criação de padrões abertos ou públicos para difundir a competição no mercado.

3.3 SENSORIAMENTO

A instalação de sensores ao longo de todo o sistema de distribuição de energia elétrica é outro passo para que a rede se torne realmente inteligente. A autorecuperação, uma das responsáveis pela diminuição de clientes atingidos por faltas de energia, é beneficiada com o sensoriamento da rede. Os sensores são responsáveis por enviar as informações para a central de controle da concessionária e prover dados para a tomada de decisão dos operadores da rede. A automatização será uma realidade e o religamento de áreas não afetadas poderá ser feito mais rapidamente, eliminando o desconforto dos usuários e aumentando a receita.

3.4 COMPUTAÇÃO

O processamento dos dados recebidos por todos os equipamentos da rede irá aumentar substancialmente, por isso, torna-se necessário que os centros de controle das distribuidoras sejam capazes de transformá-los em informações úteis para os operadores.

Muitos dados disponíveis podem tornar confusa a leitura e a decisão pode ser equivocada e piorar as condições da rede. Não há dúvida de que um filtro é necessário.

4 – ESTADO DA ARTE

Há alguns anos vem-se debatendo no Brasil o tema *Smart Grid*. Vários seminários e eventos têm reunido fabricantes, concessionárias, pesquisadores, universidades e entidades governamentais para discutir o assunto. O objetivo desses eventos é a disseminação do conceito de redes inteligentes, já que é um tema muito abordado em todo o mundo.

O que se busca com as redes inteligentes nada mais é do que levar a tecnologia para o setor elétrico, que é um segmento de fundamental importância para todos os países, mas que teve pouco desenvolvimento nas últimas décadas, ao contrário de outras áreas como telecomunicações. É bem verdade que a topologia do sistema não permite muitos testes e isso dificulta a implantação de tecnologias, uma vez que os consumidores não gostariam de ter seu fornecimento interrompido por conta de mudanças experimentais na rede.

Contudo, a demanda que está se vislumbrando sinaliza que uma mudança nos padrões de fornecimento e uso da energia elétrica tornou-se fundamental.

Por isso, faz-se necessária uma mudança de relacionamento entre o consumidor e a concessionária, visando a um gasto eficiente e a um serviço de qualidade. Hoje, utiliza-se a energia com pouco controle e conhecimento do perfil do uso. O consumidor tem uma única informação de seu consumo quando recebe a fatura da energia e possui pouco incentivo para o uso racional desse bem.

Pelo lado do serviço prestado, as concessionárias precisam de mais ferramentas para melhorar o atendimento. É inconveniente que ela necessite de um chamado do cliente para perceber uma falta de energia, que demore dias para ligar ou religar uma unidade, que só possa faturar o consumo de uma única forma e com um único preço para a classe residencial, que tenha porcentagens de perdas, sejam técnicas ou não-técnicas, em níveis elevados.

Mas, afinal, como o conceito de redes inteligentes pode mudar esse cenário?

Quando se fala em fornecimento de energia elétrica, logo se pensa em três setores: geração, transmissão e distribuição. De uma forma geral, imagina-se a eletricidade sendo gerada em grandes usinas, passando por extensas linhas de transmissão até chegar aos grandes centros de carga e depois sendo conduzida aos consumidores pela distribuição.

Agora, vamos imaginar uma geração de energia já próxima do centro da carga, ou mesmo sendo produzida pelo consumidor. Isso iria simplificar o processo. Não se propõe que um sistema substitua o outro, algo praticamente impossível, mas sim como complementares. Essa é a diferença que surge quando se implementa uma rede inteligente: a capacidade de agregar.

As fontes de energia limpa, como eólica e solar, são também intermitentes. Por isso, sua integração à rede se torna complexa. Nesse ponto, as tecnologias que podem ser agregadas à rede são de fundamental importância para a introdução desse tipo de geração. E estamos falando não apenas de grandes parques geradores, mas também de microgerações, que poderão atender prédios, bairros ou mesmo pequenas cidades, sempre no sentido de complementar os grandes blocos de energia.

Essa integração deverá ser completa, possibilitado a participação de todos os agentes do setor.

A Figura 4.1 ilustra esse novo conceito de integração.

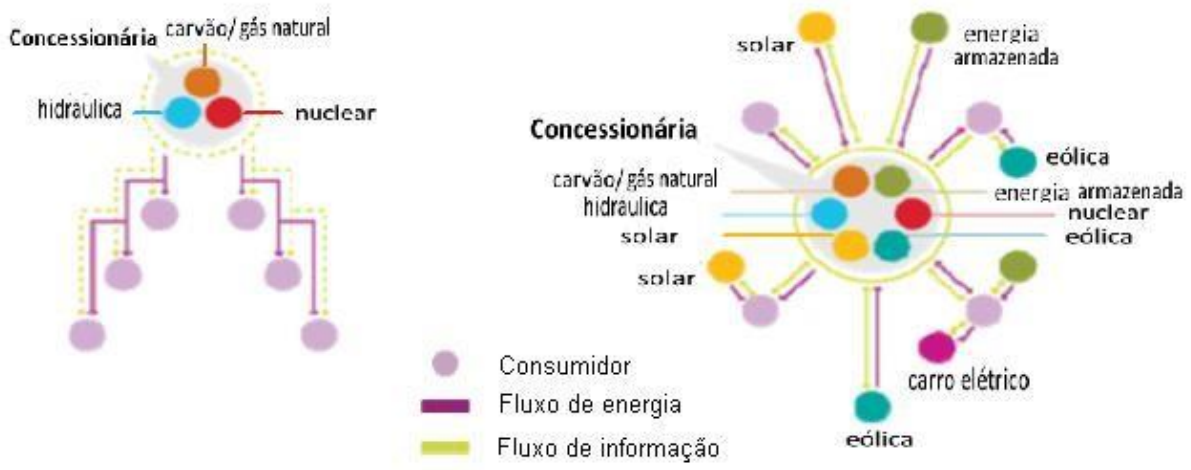


Figura 4.1: Conceito de integração Smart Grid.
(Fonte: Apresentação da IBM ao GT - Adaptada)

A Figura 4.2 ilustra uma topologia de rede inteligente.

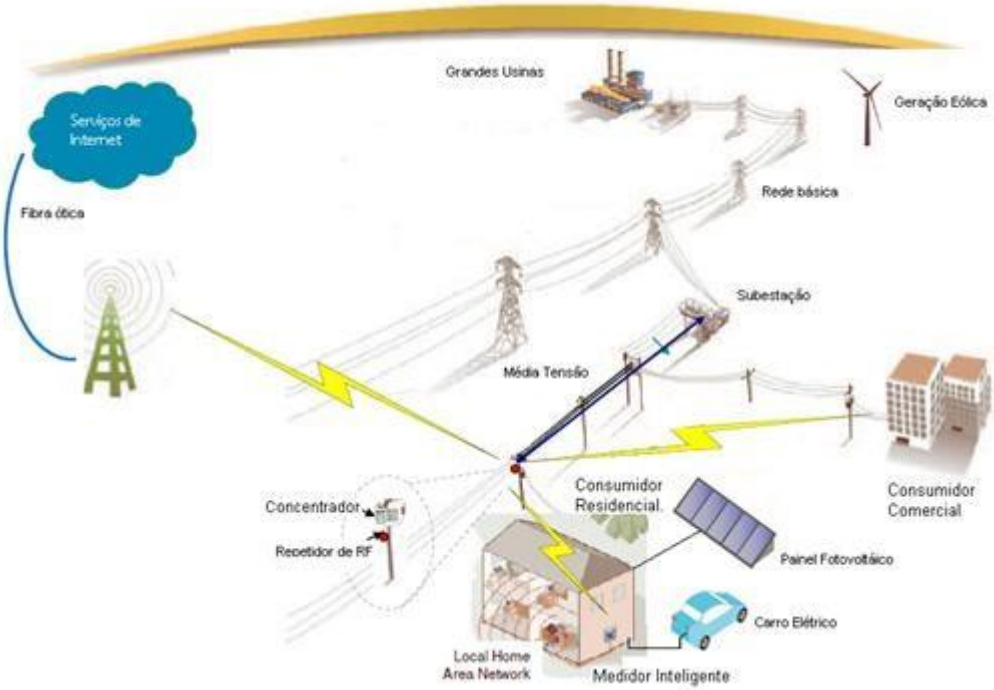


Figura 4.2: Topologia de Rede Inteligente.
(Fonte: Apresentação da Center Point ao GT - Adaptada)

No Brasil, o segmento de transmissão encontra-se em estágio mais desenvolvido, mas ainda poderão ser implantadas novas tecnologias, como PMU – Phasor Measurement Units –, também chamados de sincrofasores. Portanto, é no segmento da distribuição que maiores esforços precisam ser concentrados.

Como vimos na Figura 4.2, o medidor inteligente irá interligar a casa ou ponto comercial ao restante da rede. O primeiro ponto de recepção desses dados será o concentrador. Ele pode receber informações de um grande número de medidores e, então, enviá-las para pontos de retransmissão como torres, e destas, para subestações ou outros pontos, para depois serem transmitidos para os centros de controle da distribuição.

Fontes de energia poderão ser conectadas às redes, como o veículo híbrido *plugin* e os painéis fotovoltaicos. Com isso, além de suprir a demanda do consumidor, o excedente poderá ser ofertado ao sistema, criando um novo agente comercializador de energia.

Dentro das residências também teremos novidades. Ao se criar uma rede doméstica centrada no medidor, vários serviços poderão ser oferecidos e haverá um novo relacionamento entre cliente e concessionária, bem como uma nova relação entre o consumidor e seu uso da energia.

Na Figura 4.3, podemos observar um esquema de como podem interagir diferentes equipamentos dentro desse novo conceito.

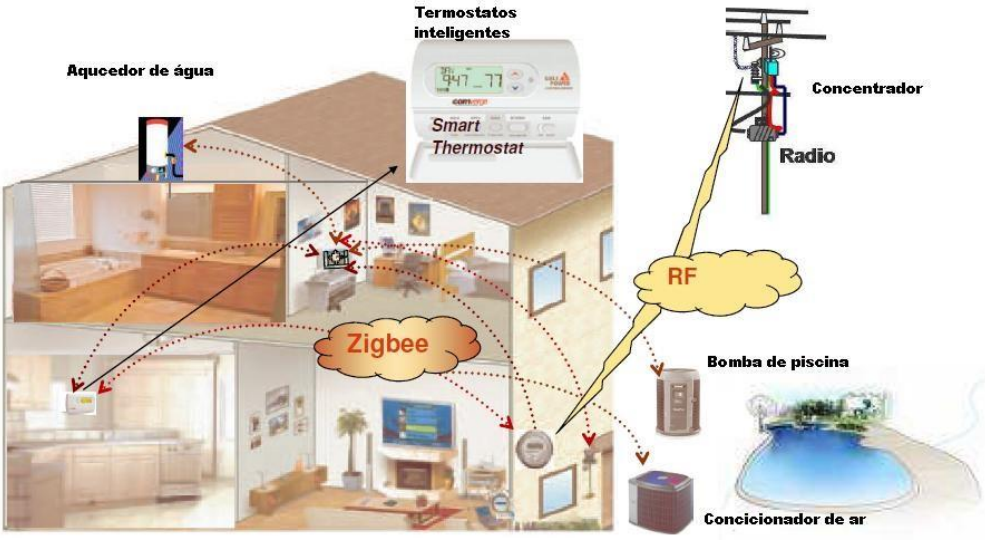


Figura 4.3: Rede Inteligente dentro das residências.
(Fonte: Apresentação da Center Point ao GT - Adaptada)

Geralmente, tem-se usado a tecnologia *ZibBee*. Todo equipamento com esse tipo de conexão poderá se comunicar com o medidor, transmitindo e recebendo informações e comandos.

Se o consumidor permitir, a concessionária terá a capacidade de controlar a carga dentro de cada residência, como, por exemplo, regular a temperatura de aparelhos através dos termostatos inteligentes, ou, até mesmo, ligar e desligar cargas. Dessa forma, as concessionárias poderão limitar a demanda e evitar sobrecargas nas redes.

Outra forma de limitar os picos de demanda é a tarifação diferenciada por postos horários. Como o medidor pode registrar o consumo em diferentes períodos ao longo do dia, poderão ser aplicadas maiores tarifas em horários de maior concentração de demanda, evitando que muitos consumidores usem a energia ao mesmo tempo, aliviando o sistema.

Como vimos, os projetos desenvolvidos nos diversos países tiveram motivações diversas: modernização do parque elétrico, viabilidade de implantação de microgeração, redução de perdas técnicas e comerciais, expansão das fontes renováveis, eficiência energética e eficiência dos processos de distribuição, desenvolvimento econômico, dentre outros. Para o programa brasileiro deve-se

encontrar com clareza sua motivação e sobre ela desenvolver as políticas necessárias para sua implantação.

A Figura 4.4 apresenta, de uma forma geral, diversas áreas e atores de mercado que poderão compor a estrutura de um programa brasileiro de redes inteligentes. A base é sustentada pela política governamental, que dará suporte ao desenvolvimento do programa com definição de diretrizes. Na sequência da cadeia são elencados temas que devem ser considerados: regulação e a financiamento, mudança na infraestrutura, evolução da cadeia de negócios, revolução dos serviços e impactos no mercado e nos usuários.

Figura 4.4: Estrutura de Governança em Smart Grid.

4.1 MEDIDOR INTELIGENTE

É um dos componentes principais de todo o sistema. Ele é o responsável pela maioria das tarefas em uma rede inteligente. Capaz de processar dados e enviar comandos para vários outros equipamentos, permitindo a integração de toda a cadeia de fornecimento.

Além de medir o consumo em intervalos programados, o medidor inteligente se utiliza de uma combinação de tecnologias, como sensores de tempo real, notificação de falta de suprimento e monitoramento da qualidade da energia.

Uma de suas maiores vantagens é que ele possui comunicação bidirecional, podendo receber e enviar dados. Várias tecnologias podem ser usadas para tal, como *ZibBee*, PLC, rede *Mesh*, GRPS, entre outras.

No Brasil, a ANEEL instaurou a Audiência Pública no 043/2010 para discutir o modelo de medidor a ser instalado nas residências e estabelecimentos comerciais e industriais atendidos em baixa tensão. Pela minuta levada ao debate na Audiência, as grandezas medidas deverão abranger, no mínimo, a energia ativa, a reativa e a tensão de fornecimento. Como funcionalidades, a Agência propõe que os medidores possam registrar o início e a duração das interrupções, apurar DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – e DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica –, registrar até quatro postos tarifários, além de outras a critério de cada concessionária.

Ainda no âmbito da Audiência, foi proposto um sistema de comunicação que tenha capacidade de comunicação bidirecional, fazer leituras, suspensão e religação do fornecimento remotas. Foi proposto que sejam disponibilizadas ao consumidor as informações relativas ao consumo de energia elétrica ativa e reativa, além dos dados sobre a continuidade do fornecimento. Outra proposta é que deve ser informada a identificação do posto tarifário corrente.

4.2 SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO

Inúmeras tecnologias estão disponíveis no mercado para a transmissão de dados entre a unidade consumidora e os centros de operação das concessionárias. A escolha deverá se basear na necessidade de confiabilidade, segurança e disponibilidade de cada serviço oferecido.

O tipo de operação a ser executada também é outro quesito que vai pesar na escolha desse serviço. Aqueles considerados críticos, como controle e operação de chaves deverão exigir uma infraestrutura mais robusta e disponível, sem apresentar gargalos de transmissão e com resposta rápida e eficiente. Outras operações, como leituras, poderão utilizar sistemas públicos, nos quais não há urgência de obtenção dos dados.

Podemos observar quatro camadas na área de telecomunicações: HAN – *Home Area Network* –, LAN – *Local Area Network* –, RAN – *Regional Area Network* – e WAN – *Wide Area Network*. Cada uma correspondendo a um trecho no qual as informações

deverão trafegar. Por causa disso, vislumbram-se algumas necessidades como: prioridade, disponibilidade, latência, conectividade, segurança e custo de um sistema próprio.

A HAN abrange a residência e não deverá apresentar grandes entraves na questão da comunicação de dados. Podem ser usadas as tecnologias *Wireless*, como *ZibBee*, ou mesmo a PLC.

LAN e RAN cobrem as informações concentradas nos diversos medidores. Uma tecnologia com maior capacidade de transmissão é requerida. Para a WAN, o ideal é o uso de fibras óticas. Também conhecido como *Backbone*, essa é a fase final do transporte de informações.

O emprego de tecnologias consagradas e de novas tecnologias de telecomunicações para atendimento das diversas aplicações proporcionadas pelas redes inteligentes considera além do aspecto regulatório, também o custo, a viabilidade técnica, o mercado e a confiabilidade.

Aplicações que demandam transmissão de taxas de dados elevadas e que utilizam como suporte sistemas de telecomunicações baseados em redes sem fio podem caracterizar uma situação de uso faixa de frequência exclusiva, justificada por requisitos como exigência de alto nível de confiabilidade e indisponibilidade de recurso.

A partir de justificativas dessa natureza e das políticas públicas para o setor de energia, considerando a implantação do *Smart Grid* no Brasil e a eventual necessidade de destinação de recursos de espectro, será estudada em conjunto com a ANATEL a apresentação de proposta de um modelo regulatório que atenda aos requisitos técnicos para a aplicação desejada.

Um ponto que tem ganhado destaque nas discussões em todo o mundo é a questão da segurança da informação. Afinal, dados sobre hábitos de todos os consumidores estarão trafegando pelas redes. Além disso, uma atuação de um *hacker* poderia desligar um medidor ou mesmo interferir nos comandos de subestações ou religadores.

Segundo relatório da *Pike Reserch*, cerca de 15% de todo o investimento em redes inteligentes será destinado a essa área nos próximos cinco anos. O fato de a rede estar mais interligada aumenta a possibilidade de ataques.

4.3 INTEROPERABILIDADE

É a capacidade de o sistema se comunicar de forma transparente com outro sistema. Por isso, é recomendável que eles trabalhem com padrões abertos de comunicação.

O uso de protocolos comuns entre vários equipamentos é uma condição desejável para que se obtenha uma maior competitividade no setor. Os padrões proprietários sempre trazem consigo uma elevação nos preços e criam monopólios que são prejudiciais à modicidade tarifária.

O *National Institute of Standards and Technology* - NIST – vem trabalhando no sentido de que protocolos internacionais já existentes venham a ser utilizados nas redes inteligentes. Por isso foi criado um Painel para Interoperabilidade das Redes Inteligentes. Ele é integrado por setores do governo, comitês de padronizações, grupos de trabalhos, equipes de ações prioritárias. Todos trabalhando em conjunto objetivando as melhores soluções para que se garanta a interoperabilidade da rede (3).

4.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ARMAZENAMENTO

Um dos motivadores para o avanço dessas duas áreas é a questão ambiental. A preservação do meio ambiente com a diminuição do uso de fontes de energia a base de combustíveis fósseis está cada vez mais presente na pauta de governos de diversos países.

As fontes de geração eólica e solar têm encontrado espaço para avanços cada vez mais significativos. Países como Alemanha e Dinamarca alcançam percentuais de 20% da matriz pertencente a essa categoria. O estado americano do Texas já começou a implantação de um parque eólico de cerca de 20 GW, demonstrando o incentivo do governo americano para tornar sua matriz energética mais limpa até 2020 (4).

Para amenizar a intermitência desse tipo de geração, avanços no armazenamento de energia estão sendo conquistados. Um país que trabalha fortemente nessa área é o Japão. Devido a grandes restrições de construção de novas usinas, o governo japonês trabalha para promover a eficiência energética e a pesquisa em novas baterias capazes de armazenar grandes quantidades de energia a preços mais satisfatórios.

A utilização em larga escala de painéis fotovoltaicos em residências e estabelecimentos comerciais pode levar a uma nova forma de geração de energia elétrica. As redes inteligentes terão capacidade de receber energia proveniente desses painéis, criando uma nova forma de comercialização da energia. O consumidor deixaria de apenas pagar pela energia gasta, mas assumiria papel de vendedor, na medida em que o excedente seria repassado à rede.

A definição de quanto isso poderia custar é uma questão de política pública. Vários países remuneram essa venda com tarifas que podem chegar a três vezes o valor da energia que é consumida; em outros, apenas se faz a contabilização do consumo e da venda, tendo os dois o mesmo valor de faturamento.

A conexão desses novos agentes à rede pode ser um empecilho para a difusão dessa forma de geração. As exigências de equipamentos de medição e as dificuldades técnicas de se garantir a segurança na operação dessa conexão são entraves que precisam ser vencidos.

Por isso, foi criado um Subgrupo de medição para estudar formas de se amenizar esses entraves e proporcionar a introdução da geração distribuída, ou microgeração, no programa de rede inteligente no Brasil. Os resultados desse estudo estão no Capítulo 6 deste relatório.

4.5 VEÍCULOS ELÉTRICOS

A tecnologia de construção de veículos movidos a eletricidade tem evoluído bastante nos últimos anos. Existem vários modelos prontos para a comercialização a partir de 2011. Os modelos híbridos *plug-in*, que usam combustível fóssil para acionar um gerador, aumentando a autonomia, são uma realidade em vários países.

O grande desafio para a utilização em larga escala desses veículos são os pontos de reabastecimento. Como lidar com uma carga dinâmica a ser abastecida pela rede elétrica ainda é um problema a ser resolvido.

Esse é um ponto que merece mais estudos, uma vez que não houve tempo hábil para se aprofundar no tema.

Todo esse arcabouço de mudanças demanda investimentos. O baixo consumo *per capita* e a grande quantidade de consumidores de baixa renda podem ser um entrave para a implantação de nova rede de energia.

Torna-se necessário que fontes de investimento estejam disponíveis com linhas diferenciadas a juros baixos. A tarifa não suporta a criação de encargos, portanto a utilização dos fundos existentes pode ser uma alternativa viável.

Trata-se de uma tarefa que transcende um setor. Inúmeros setores estarão envolvidos nessa transição de uma rede de energia tradicional para outra nova e com recursos mais abrangentes, capazes de abarcar as tecnologias modernas, com introdução de geração limpa e renovável.

Os benefícios não se limitarão à área de energia elétrica, estendendo-se também à indústria e à criação de empregos, ajudando a manter a economia aquecida, na trilha do crescimento sustentável.

4.6 VIABILIDADE TECNOLÓGICA

Quando se fala em mudança tecnológica, logo vem à mente a relação custo-benefício. Para mudar as redes de distribuição, as concessionárias precisarão fazer investimentos e, consequentemente, deverão ser remuneradas.

Por outro lado, a Agência Reguladora trabalha para garantir a modicidade tarifária e reconhece apenas os investimentos considerados prudentes.

Essa equação precisa ser solucionada. Entende-se que um passo seria a coleta de informações em projetos pilotos no Brasil e exterior, além de definir as fontes de recursos destinadas à implantação da tecnologia.

Esses caminhos podem ajudar a estimar o custo-benefício dessa mudança. Nesse sentido, alguns estudos foram desenvolvidos pelo Subgrupo de Estudos Econômicos, e os resultados são apresentados no Capítulo 7.

Alguns benefícios são de difícil quantificação, como, por exemplo, a melhora na qualidade da energia, o efeito da diminuição da interrupção de fornecimento na economia e a satisfação do consumidor em ter um serviço mais rápido e eficiente prestado pela distribuidora.

4.7 REGULAÇÃO E LEGISLAÇÃO

O aumento da quantidade de informações sobre o consumo irá beneficiar e facilitar o trabalho da regulação. Um dos primeiros ganhos é a diminuição da assimetria de informações percebidas pela Agência Reguladora.

A maior disponibilidade de dados decorrente da implantação de redes inteligentes tem consequências positivas sobre as atividades da distribuidora, sobre a interação do consumidor com o serviço prestado, assim como também sobre o regulador, visto que auxilia a diminuição da assimetria de informações em relação aos agentes regulados. Esta última consequência tem reflexos positivos sobre as atividades de desenvolvimento da regulação e execução da fiscalização.

Muitas das mudanças advindas das redes inteligentes encontrarão obstáculos na legislação vigente. Essa é uma área que merece mais estudos. Dessa forma, ainda deverão ser mapeados os impactos da legislação e avaliadas propostas de aprimoramento para encaminhamento.

5 – ESTUDOS DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

5.1 INTRODUÇÃO

O cenário de evolução do setor elétrico, ao atingir o conceito de *Smart Grid*, traz benefícios para consumidores, concessionárias, demais agentes participantes do setor de energia elétrica e a sociedade em geral, mas também demanda importantes requisitos para sua implementação. Esses requisitos devem ser contemplados durante a evolução do cenário de médio em longo prazo para adoção dos conceitos de *Smart Grid*. Esse cenário é composto por inteligência na transmissão e em centros de controle, inteligência em subestações, inteligência na distribuição e nas instalações do consumidor final. Em resumo, envolve evolução em todas as fases no setor elétrico. Em particular, os cenários para a implantação de *Smart Grid* requerem uma dependência grande entre sistemas heterogêneos.

Em termos de arquitetura de sistema, o conceito de *Smart Grid* envolve múltiplas entidades com potencial troca de dados que pode alcançar grande volume de dados e tempos de resposta distintos. O desempenho deve ser escalável para permitir entrada de novas entidades. Dessa forma é necessário compreender os requisitos de comunicação entre entidades e delinear como seria possível tornar a arquitetura escalável.

O objetivo do relatório é apresentar uma introdução do estado da arte da arquitetura de sistemas com base no conceito de *Smart Grid*.

5.1.1 Cenário

Um sistema complexo para o fornecimento de energia envolve múltiplos processos. No caso de *Smart Grid*, buscam-se elementos de tecnologia a proporcionar inteligência em várias fases do fornecimento de energia elétrica. A Figura 5.1 apresenta uma visão abrangente de processos dispostos em uma camada física, composta por fases de transmissão, subestação, distribuição, consumidor, fontes alternativas etc. A camada física é composta pelas diversas tecnologias a permitir inteligência na transmissão, distribuição ou consumo de energia elétrica. É composta por elementos tais como medidores eletrônicos, equipamentos de proteção e operação das redes de transmissão e distribuição, geração distribuída, sincrofasores e elementos de inteligência em subestações como IEDs (*Intelligent Electronic Devices*).

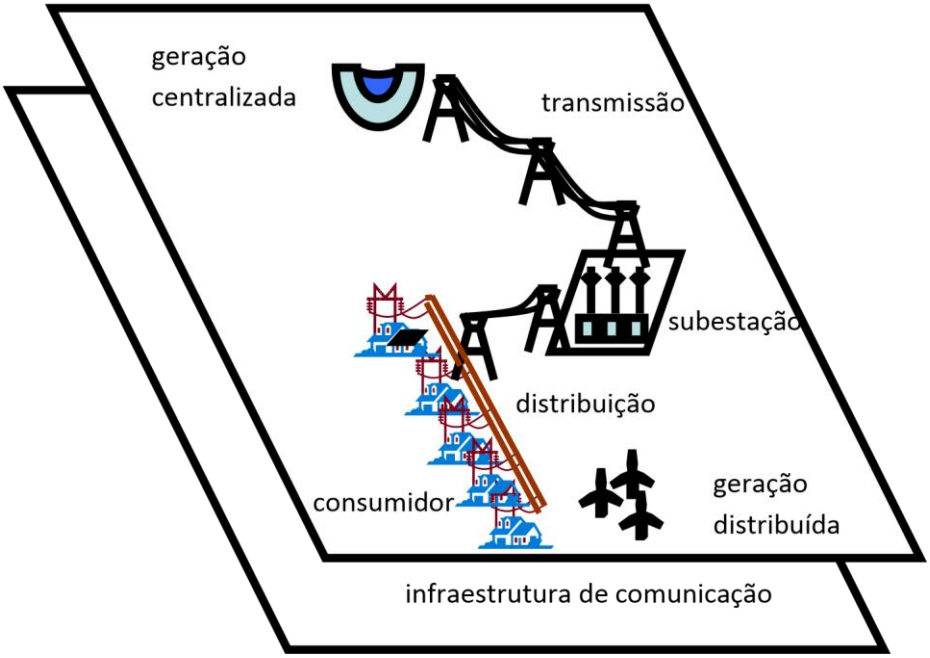


Figura 5.1: Visão abrangente do cenário Smart Grid.

Devido à necessidade de monitoração nestas várias fases, identificam-se para cenário de *Smart Grid* também camadas lógicas a auxiliar que os processos ocorram. A camada lógica de supervisão deve monitorar e gerir os processos que ocorrem na camada física. Existem numerosos sistemas a gerir tais processos como sistema SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition System* – em um Operador responsável por múltiplos agentes, um sistema de gerenciamento de dados de medição MDM – *Meter Data Management* –, sistemas de automação e controle em subestações, sistemas de automação em redes de distribuição, etc.

A Figura 5.2 ilustra a camada de supervisão com alguns desses elementos sobre a camada física.

Há pelo menos uma camada adicional para tornar possível a monitoração nestas várias fases. Essa infraestrutura de supervisão depende de uma camada de infraestrutura de comunicação que permite a troca de informação entre diversas entidades. Na distribuição, por exemplo, é necessária aquisição de dados de medidores eletrônicos para o sistema de medição MDM. Nesses sistemas, por necessidades de cobrir áreas geográficas potencialmente extensas, o uso de redes *Mesh*, que permite aos elementos de comunicação de dados formar uma malha para transmissão de dados, por exemplo, pode ser uma opção atraente. Em áreas urbanas com alta densidade populacional, torna-se possível também o uso de alternativas de

comunicação, como fibra ótica. A Figura 5.3 ilustra a camada de infraestrutura de comunicação.

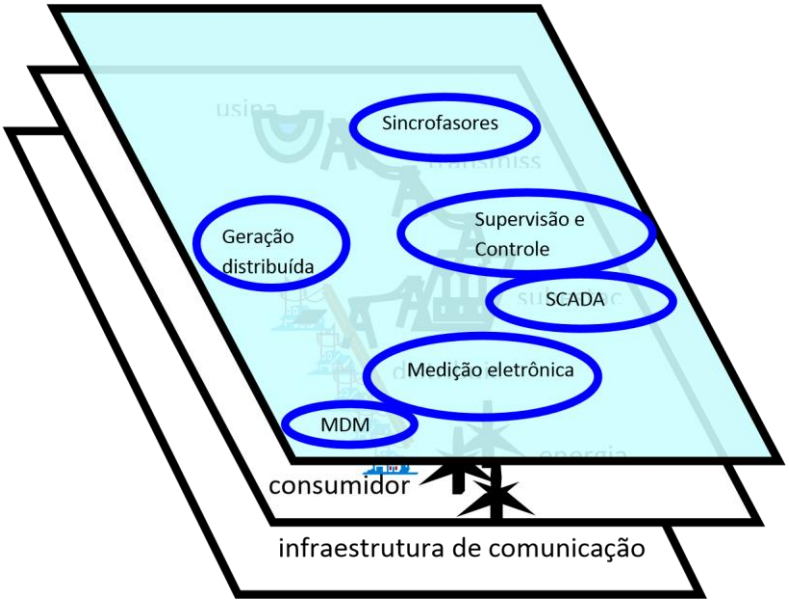


Figura 5.2: Visão lógica da infraestrutura de supervisão e medição.

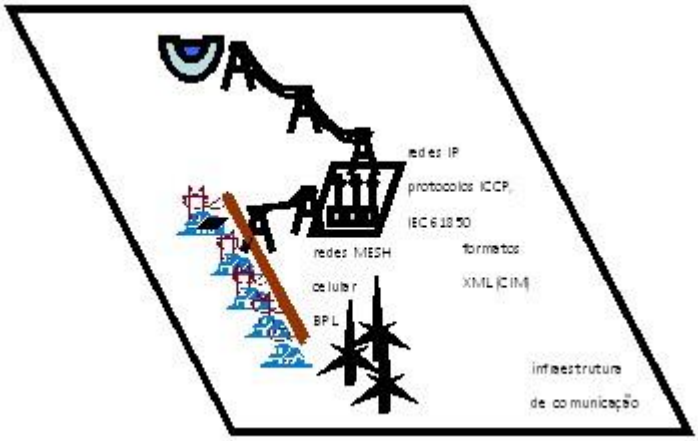


Figura 5.3: Infraestrutura de Comunicação.

5.1.2 Requisitos de Arquitetura

5.1.2.1 Comunicação de dados

Como as interfaces ocorrem entre entidades distintas provenientes potencialmente de fabricantes distintos, a comunicação de dados deve seguir um padrão aberto. Muitos sistemas já utilizam comunicação em tempo-real, por exemplo, sistemas SCADA. Nesse caso a comunicação necessariamente ocorre por protocolo de comunicação. Nos últimos anos, vem se consolidando a tendência no uso de redes

compartilhadas e baseadas em pacotes. Essa tendência vem da força da arquitetura da *internet* que também se baseia em redes de pacotes (redes IP – *Internet Protocol*). A tendência é utilizar protocolo ICCP – *Intercontrol Center Communications Protocol* – para comunicação entre centros de controle e também como solução inter-SCADA nas próprias empresas, por exemplo, ao transmitir informação em tempo-real de centros regionais para um centro de operação da empresa.

Em sistemas de proteção e automação localizados, como subestações, a norma IEC 61850 veio a permitir flexibilidade e projeto de funções através de uso de redes de alta velocidade como *Ethernet* (100 Mbit/s ou 1Gbit/s). Ao utilizar redes *Ethernet*, torna-se possível agrupar funções entre múltiplos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes. Isso permite prover inteligência em subestações para compor soluções de restabelecimento automático de subestação, transferência de carga entre transformadores etc.

5.1.2.2 Modelo de dados

Os dados transmitidos em uma interface devem ser apresentados em modelo de dados que seja compreendido entre distintas entidades. A tendência atual em formatar informação semântica em formatos baseados em XML – *Extensible Markup Language* – deve ser seguida.

Há vários casos recentes de modelo de dados baseados em XML:

- A norma IEC 61850 define um modelo para aquisição de dados de dispositivos eletrônicos inteligentes. A norma define uma linguagem de configuração SCL – *Substation Configuration Language* – que é baseada em XML. A partir dessa configuração, o projetista pode planejar um esquema de supervisão, controle e proteção de uma subestação. O modelo é utilizado para a definição de parâmetros dos IEDs. Isto permite que um fabricante de IED forneça a informação a um fabricante de sistema de supervisão de dados de forma que se torna simples importar os dados.
- A norma CIM – *Common Information Model* – define um modelo comum para dados de sistema de supervisão e controle. O modelo é passível de extensão e vem sendo adotado por operadores e empresas do setor elétrico. Atualmente ocorrem testes de interoperabilidade entre diversos fabricantes.

- A norma IEC 61968 define uma extensão do modelo CIM para dados de sistemas de distribuição de energia.

5.1.2.3 Segurança da Informação

É necessário definir soluções que garantam a integridade de dados transmitidos de forma a evitar possíveis fraudes, ou ataques aos sistemas de informação, como por exemplo, medição eletrônica. Também é necessário definir autenticidade de entidades que transmitem e das que recebem dados.

A área de segurança é reconhecida pelo NIST como uma área em que o estado da arte ainda se encontra aquém do necessário para os requisitos de segurança em *Smart Grid* (5). Há necessidade de proteções contra violação de informação em medidores eletrônicos, por exemplo, ao atualizar *firmware* de dispositivos. Em termos sistêmicos, um desafio é a gerência de credenciais como chaves criptográficas de uma quantidade grande de dispositivos, talvez da ordem de dezenas de milhões[1].

Os requisitos para segurança são inúmeros e as soluções provavelmente vão compreender uma camada adicional ao nosso modelo, em paralelo à camada lógica de supervisão e medição.

5.1.2.4 Capacidade de processamento e armazenamento

É esperado grande volume de dados causado por grande número de fontes de tráfego ou por alta intensidade na demanda de dados. Em sistemas SCADA tipicamente há um fluxo intenso de limitadas fontes de tráfego fornecendo dados para uma unidade concentradora. Essas fontes de tráfego incluem, por exemplo, dispositivos eletrônicos inteligentes. No caso de sistemas de medição, ocorre um fluxo de dados entre um número grande de fontes de tráfego e uma unidade concentradora. Estas fontes de tráfego incluem, por exemplo, medidores eletrônicos de consumo. O número de fontes de tráfego é grande e potencialmente crescente, de forma que a comunicação deve ser escalável. O tráfego gerado a partir das fontes de tráfego tende a ser menor que o tráfego de fontes SCADA, porém com necessidade de monitoração em intervalos curtos (1 hora, 10 minutos, etc.), o tráfego individual gerado por fonte tende a crescer também. O resultado é um grande volume de dados a ser armazenado e processado nos concentradores de dados.

---

[1] *Smart Grid* Cyber Security Strategy and Requirements, NIST IR 7628, fevereiro de 2010.

No passado, os dados eram obtidos essencialmente para a operação de sistema. Hoje há uma demanda por consultas a dados de operação e dados históricos por parte de sistemas corporativos. Este é o caso, por exemplo, de ferramentas computacionais para estudo de perdas técnicas e não-técnicas em dados de medição. Com grande volume de dados armazenado por constantes leituras de medição, o processamento torna-se bastante intenso por parte de tais ferramentas.

5.1.3 Influência do conceito *Smart Grid* nos Programas Computacionais de Análise de Redes Elétricas

O conceito de *Smart Grid* está associado principalmente a aspectos de distribuição de energia elétrica. O impacto nos níveis mais altos do sistema elétrico ocorre de forma indireta, através do aplainamento da curva de carga – que influencia as atividades de estudo, mas em princípio não afeta os programas computacionais – e das consequências do surgimento de uma quantidade significativa de geração distribuída.

A geração distribuída, de pequeno porte e disseminada pelo sistema de distribuição, exigirá programas de fluxo de potência trifásico que modelem também as novas unidades geradoras ou armazenadoras, que em princípio podem ser muito variadas: solar, eólica, térmica, baterias, células a combustível, pequenos hidrogeradores, etc. Os procedimentos de recomposição e os programas computacionais associados precisarão ser adaptados à ampliação da geração distribuída, assim como, possivelmente, às ferramentas de avaliação da confiabilidade e de cálculo de curto circuito. A influência na análise da estabilidade do sistema elétrico precisará ser determinada, bem como a necessidade de ajustes nos programas computacionais associados.

Essas questões não representam preocupação em curto prazo, uma vez que a expansão da geração distribuída ainda é apenas uma expectativa de longo prazo dentro do conceito de *Smart Grid*. Há um longo caminho a ser percorrido até que sejam atingidos níveis de geração distribuída que tornem necessárias alterações nos programas computacionais de análise de redes elétricas.

Finalmente, a introdução de PMUs, que muitas vezes é associada ao conceito de *Smart Grid*, beneficia o processo de Estimação de Estado, que passa a dispor de novas medidas de muito boa qualidade.

5.2 ARQUITETURA PARA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO

Nos últimos anos, houve uma tendência clara por adoção de redes compartilhadas como redes *Ethernet* e IP para tráfego de informação de supervisão e controle. Tal prática simplifica o projeto de comunicação de dados, pois a rede é compartilhada e as comunicações ocorrem via abstrações como, por exemplo, conexões lógicas.

Os protocolos utilizados se modernizaram, seguindo essa tendência. A arquitetura delineada pela *Utility Communications Architecture* – UCA – capitaneada pelo EPRI – *Electric Power Research Institute –,* nos Estados Unidos, veio a definir um modelo de dados para dados em centro de controle e em subestações. Essas especificações evoluíram sob a chancela do IEC – *Internacional Electrotechnical Commission* – e vieram a tornar-se padrões de direito. Com os resultados práticos, estes padrões consolidaram presença no setor elétrico.

Para comunicação entre centros de controle, o padrão ICCP é hoje largamente utilizado. Nas comunicações de supervisão em subestações o padrão IEC 61850 é já bastante utilizado. Para comunicação de concentradores de dados de subestação ao centro de controle, pode ser utilizado o modelo ICCP (ou mesmo outro como DNP3). Existe uma iniciativa no IEC para adequar IEC 61850 para trafegar as informações até o centro de controle.

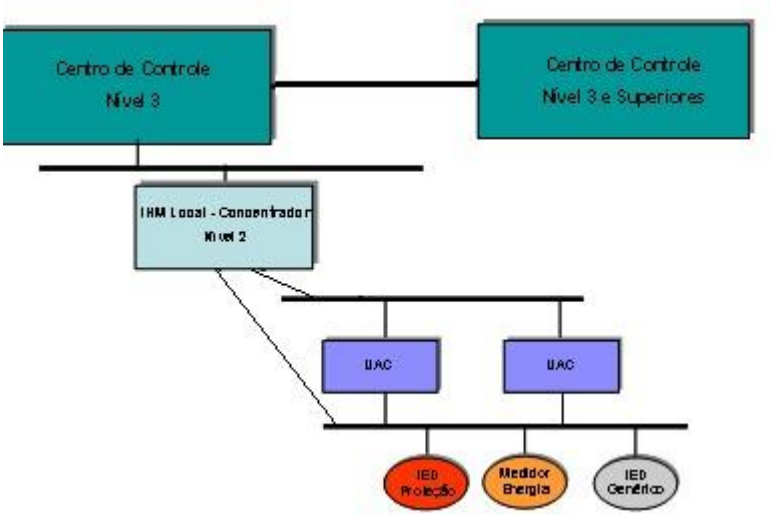


Figura 5.4: Arquitetura para Sistemas de Supervisão e Controle de Subestações

5.2.1 Ligações entre centros de controle: protocolo ICCP

O protocolo ICCP (6) é utilizado para comunicação de dados entre centros de controle. Em termos de arquitetura de redes, situa-se acima do protocolo MMS –

Manufacturing Message Specification – através de um mapeamento de serviços entre ICCP e o protocolo MMS. No modelo OSI – *Open Systems Interconnection* –, o MMS é caracterizado como um protocolo de aplicação, acima das camadas de Apresentação e Sessão.

Como parte da norma, é definido um modelo para centro de controle virtual. Para esse centro, o projetista deve definir quais informações serão reportadas e incluí-las nos conjuntos de dados. Esse conjunto de informações compõe a Tabela de Acordo Bilateral definida na norma.

Dentre os variados serviços definidos na especificação do protocolo ICCP, ao ser estabelecida uma associação entre dois centros de controle, os serviços mais comumente utilizados que causam tráfego na comunicação de dados são os serviços *Identify* e *Information Report*. As mensagens referentes ao serviço *Identify* são enviadas periodicamente para verificação do canal de comunicação e, apesar de serem periódicas, em termos de tamanho são pequenas. *Information Reports* são gerados na medida em que há variações de dados a serem distribuídos entre os centros de controle. Esse tipo de mensagem é normalmente maior devido à taxa de variação de dados. Portanto, normalmente *Information Reports* compõem a principal parcela da taxa de transmissão de dados quando a taxa de variação de pontos na base de dados é alta.

A norma do protocolo ICCP define blocos de conformidade, que são níveis de recursos que um determinado sistema ICCP pode suportar. Existe o nível básico, denominado bloco 1, que define recursos para aquisição de dados (integridade). Há também outros recursos como reporte por exceção, que é definido para bloco 2 de conformidade. Para a comunicação entre centros de controle é necessária, como parte da negociação em protocolo ICCP, a divulgação dos blocos de conformidade que são atendidos pelos sistemas em questão.

O bloco 3 de conformidade, em particular, permite uma demanda por banda de transmissão menor, pois, ao utilizar seus recursos, um sistema transmite uma sequência de pontos contendo um identificador numérico do ponto em vez de transmitir o identificador alfanumérico, além de simplificar o formato de dados pois deixa de utilizar codificação completa em ASN.1 – *Abstract Syntax Notation One*. Isso reduz a quantidade de informação a ser transmitida e normalmente permite redução significativa da demanda em banda de transmissão.

5.2.2 Protocolo IEC 61850

O protocolo IEC61850 foi definido para controle e supervisão de equipamentos do sistema elétrico como IED. Normalmente esses equipamentos encontram-se em subestações e usinas geradoras. O protocolo IEC61850 permite troca de dados entre equipamentos em uma rede local de forma bastante rápida através de pacotes de dados SMV – *Sampled Values* – e pacotes GOOSE – *Generic Object Oriented Substation Events* –, que não utilizam TCP/IP. Para comunicação com equipamentos centrais de supervisão, no entanto, a norma define uma pilha de protocolos bastante semelhante ao utilizado para ICCP, pois o IEC61850 também é mapeado no protocolo MMS (7).

O protocolo permite:

- Através de mensagens de supervisão e controle, obter medidas como *status* e medidas analógicas, bem como eventos, e enviar controles de supervisão.
- Automatizar o processo de projeto de sistema de subestação através de ferramentas que manipulam a descrição por SCL, uma linguagem baseada em XML. Este processo automatizado permite reduzir recursos para projetos como tempo bem como custos financeiros.
- Automatizar determinadas funções de subestação, como sequência de controles em caso de faltas, através de mensagens GOOSE intercambiadas entre os vários dispositivos inteligentes presentes na rede local.

Testes de interoperabilidade em nível internacional são conduzidos periodicamente no âmbito da UCA. O próximo deve ocorrer na semana de 28 de março de 2011, na cidade de Paris, França.

5.2.3 Segurança

Requisitos de segurança na comunicação de dados em sistemas SCADA no setor elétrico deram origem a um conjunto de padrões no IEC pela série IEC62351 (8). Para protocolos baseados na pilha TCP/IP, a norma IEC 62351-3 (9) estabelece TLS (*Transport Layer Security*) como uma subcamada para oferecer recursos de segurança como criptografia de dados. Tais recursos permitem transmissão de dados sem violação da informação transmitida por parte de terceiros. São necessárias informações

adicionais por conta de tais recursos, o que de fato gera maior demanda por banda de comunicação.

A questão da segurança em sistemas EMS/SCADA tem recebido crescente atenção do setor elétrico em todo o mundo (10). Neste sentido, o IEC publicou em 2007 o conjunto de normas IEC 62351, partes 1-4 e parte 6 (8) destinadas a cobrir vulnerabilidades de segurança em protocolos SCADA. A parte 3 deste conjunto especifica recursos do padrão TLS para protocolos SCADA que utilizam transporte de dados TCP/IP. Esta parte da norma visa perfis de pilha de protocolos baseadas no TCP/IP. Portanto, o esquema definido é válido para IEC60870-5-104, DNP3, ICCP e IEC 61850.

Protocolos seguros com utilização de TLS permitem garantias à comunicação de dados em rede tais como autenticação das entidades envolvidas nessa comunicação e a criptografia de mensagens. Em um ambiente de sistema de supervisão e controle, tais garantias são recomendáveis para segurança do funcionamento do sistema. A utilização de recursos adicionais (criptografia e autenticação) para a proteção contra ações maliciosas externas tem o custo de uma implementação com requisitos adicionais de processamento e compressão de dados, além de um custo associado de consumo de banda de comunicação.

TLS oferece segurança em nível 4, isto é, nível de transporte em arquitetura de redes de computadores. Em particular, oferece segurança como uma “subcamada” acima de TCP/IP. Implementa, opcionalmente, autenticação utilizando, por exemplo, certificados RSA. Implementa também a codificação por criptografia e a troca de chaves periódica por mensagens autenticadas (*Message Authentication Code* – MAC). A autenticação tem por objetivo garantir que as partes envolvidas na comunicação sejam legítimas. A criptografia tem por objetivo garantir que mensagens não possam ser lidas em algum ponto entre transmissor e receptor. A troca de chaves por mensagens autenticadas tem por objetivo evitar um pacote legítimo ser utilizado em um contexto diferente, como por exemplo, em outro intervalo de tempo.

5.2.4 Cenário no Brasil

As tecnologias que permitem automação inteligente em subestações de transmissão no contexto *Smart Grid* já se encontram em estágio avançado no Brasil. A norma IEC 61850 vem ganhando campo notadamente nas instalações de empresas de

energia elétrica no território nacional (11). Há aplicações como em distribuidoras de energia para permitir restabelecimento automático de subestação em caso de falta assinalada por evento de proteção.

Já há utilização da norma IEC 61850 no setor de óleo e gás. A PETROBRAS vem investindo em equipamentos para suas plantas e subestações com o objetivo de ter supervisão de medidas, balanceamento de carga automático, proteção de falta de disjuntor, etc. Mensagens GOOSE já são utilizadas até mesmo para funções críticas como “trip” em caso de faltas (11).

Nas instalações de centros de controle, o protocolo ICCP já se encontra bastante disseminado. Há companhias como Eletrosul e CHESF que o utilizam mesmo para receber dados de concentradores localizados em nível inferior ao seu nível de centro de controle. Nos centros do ONS, o protocolo também é utilizado de forma crescente. Com o projeto do ONS de modernizar seus centros a um nível único no mundo, já que é um dos maiores operadores de sistema em termos de carga e responsável por área geográfica de proporções continentais, o protocolo ICCP ganha posição destacada. Uma das grandes vantagens da modernização dos centros de controle é a sua capacidade de ter redundâncias de forma a garantir a operação do sistema com alta disponibilidade. Um exemplo seria o centro de controle SE assumir o centro de controle S em esquema de contingência. O protocolo ICCP permite a distribuição de dados de forma que todos os centros responsáveis por contingência mantenham os dados em tempo-real não só sob sua supervisão, mas também os dados sobre os quais será responsável em eventualidade por contingência.

Ao passo que o emprego de ambos IEC 61850 e ICCP encontra-se em estágios bem avançados por operadores e empresas do setor de transmissão de energia elétrica, o modelo CIM ainda se encontra em um estágio mais preliminar. No entanto, a tendência por sua utilização já é clara na modernização dos centros de controle do ONS.

Já quanto à norma 62351, como possui um caráter complementar, deve ganhar aceitação de forma gradual. No momento atual, em muitas empresas ainda não se exige aderência a esta norma. Isto decorre por questão de desconhecimento dos conceitos da norma e também pelo próprio fato de que a questão da segurança ainda impõe empecilhos como gerência de chaves de criptografia. O NIST reconhece que permanecem questões a resolver no atual estado da arte em termos de segurança de comunicação.

5.2.5 Recomendações do *Smart Grid Interoperability Panel* (Estados Unidos da América)

O *Smart Grid Interoperability Panel* – SGIP –, conduzido pelo NIST, compõe um grupo de entidades atuantes na área de *Smart Grid* e elabora caminhos ("roadmap") para sua implantação e planos de prioridades em determinadas frentes (Planos de Prioridade de Ação – PAP). Em carta do coordenador do SGIP ao órgão regulador federal, foi indicada a utilização de quatro famílias de protocolos como base para interoperabilidade em *Smart Grid*.

Estas famílias de protocolos são:

- IEC 61970 e IEC 61968: esses padrões definem o modelo CIM e suas interfaces para a automação e centros de controle e distribuição, respectivamente.
- IEC 61850: permite definição de funções através de mensagens trocadas entre equipamentos inteligentes – tais procedimentos podem exercer, por exemplo, restabelecimento automático de subestação e transferência de carga entre transformadores. Isto caracteriza funcionamento inteligente a partir de funções automáticas. Além disso, o padrão define um modelo de dados que vem sendo colocado em harmonia com o modelo CIM. Assim como o modelo CIM, permite descrever os dispositivos inteligentes em linguagem XML e, inclusive, o projeto de uma subestação em XML. Tais práticas utilizadas permitem acelerar o processo de projeto de subestação de energia elétrica.
- IEC 60870-6: padrão oficialmente denominado TASE.2, mas comumente conhecido como ICCP, foi originado antes dos outros dois padrões acima. Foi concebido para atender necessidades de comunicação entre centros de controle, inclusive entre centros de controle pertencentes a companhias diferentes. Para isto, define-se uma tabela bilateral de dados a serem acordados entre duas partes que controlam centros de controle distintos para intercambiar dados.

  No entanto, os dados não são descritos em linguagem XML. Cada centro de controle deve receber os dados em seus respectivos sistemas SCADA, e, no momento de exportar esses dados para outro sistema

como base de dados histórica, o modelo CIM XML seria a opção mais recomendada.

- IEC 62351: Define mecanismos de segurança a serem implementados em conjunto com normas já utilizadas em sistemas SCADA como, por exemplo, ICCP e IEC 61850. Portanto, trata-se de uma família de normas que complementa outras normas já definidas e, em muitos casos, bem consolidadas. Esses mecanismos de segurança visam a garantir autenticação entre partes que se comunicam e a inviolabilidade de dados transmitidos através de criptografia de mensagens.

5.3 ARQUITETURA PARA SISTEMAS DE MEDIÇÃO

A Figura 5.5 apresenta uma representação esquemática de um Sistema de Medição típico para Redes Elétricas Inteligentes. O Sistema é composto de um Centro de Medição, medidores de energia elétrica e pela infraestrutura de comunicação.

Em geral essa infraestrutura de comunicação está organizada em três enlaces distintos:

1. distribuidora – concentrador;
2. concentrador – medidor;
3. medidor – equipamentos domésticos;

Os concentradores de dados realizam a tarefa de reunir os dados dos consumidores para enviá-los à concessionária e também são o canal para informações ou ordens da concessionária para o consumidor.

O Centro de Medição, localizado na distribuidora de energia, é o responsável pela solicitação de leitura das informações de medição; pelo envio de comandos de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia (corte e religa) e pela análise das informações de leitura. O principal componente do Centro de Medição é o Sistema de Gerenciamento da Medição, descrito no item 5.3.3.

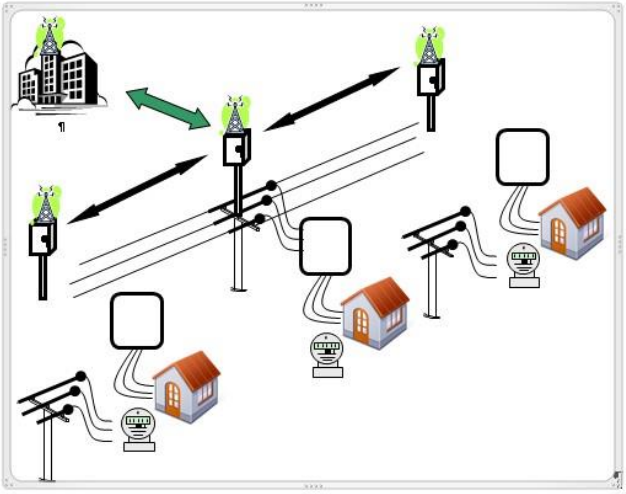


Figura 5.5: Representação de rede Elétrica Inteligente.

5.3.1 Medidores Eletrônicos

Os medidores eletrônicos agregam novas funções além da medição de energia ativa convencional, que associado a uma infraestrutura de telecomunicações adequada oferece possibilidades de modernização na relação entre a empresa que fornece a energia (distribuidora) e aquele que a recebe (consumidor).

O medidor eletrônico é o elemento chave nesse novo contexto. Através dele, sempre em associação com a infraestrutura de comunicação adequada, será possível:

- Suspender e restabelecer remotamente o fornecimento de energia;
- Obter informações relativas à qualidade do fornecimento de energia;
- Auxiliar o consumidor a estabelecer e alcançar metas de consumo;
- Reduzir o tempo de reparos em casos de mau funcionamento ou de sinistros que levem à interrupção do fornecimento;
- Permitir esquemas tarifários com múltiplos postos;
- Permitir ao consumidor atuar como produtor de energia (“prossumidor”).

5.3.2 Descrição dos enlaces de comunicação

Descrevem-se a seguir cada um dos enlaces de comunicação.

5.3.2.1 Distribuidora – concentrador

A comunicação entre a distribuidora e o concentrador pode ser das formas a seguir: GPRS, fibra-ótica, satélite, PLC. A solução a ser adotada depende

principalmente de aspectos como custos, disponibilidade de recursos de comunicação, escalabilidade e flexibilidade para atualização.

Deve-se destacar que os concentradores podem ser hierarquizados, em uma rede tipo "*Mesh*", por exemplo, como mostrado na Figura 5.6. Há a figura de concentradores intermediários que se comunicam com um concentrador principal. Este realiza a comunicação com a concessionária. O concentrador principal pode ser localizado em uma subestação da concessionária.

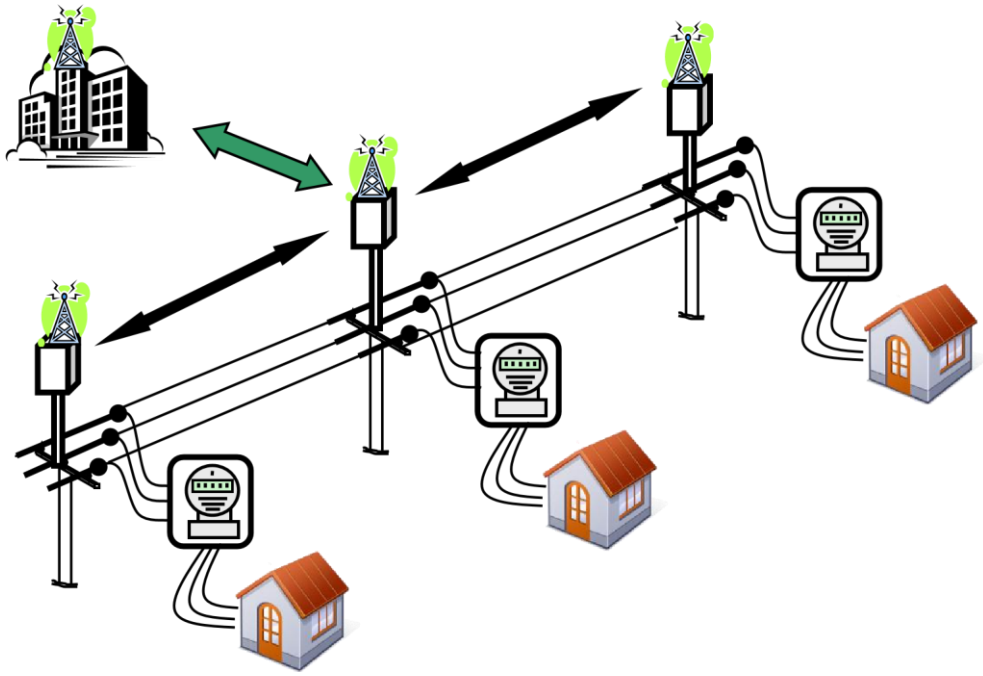


Figura 5.6: Concentradores hierarquizados em rede.

5.3.2.2 Concentrador – medidor

Os meios de comunicação normalmente utilizados para este enlace são: PLC e radiofrequência (por exemplo, usando-se o protocolo *ZibBee*).

Existe a possibilidade de os medidores poderem se comunicar por rede (por exemplo, tipo "*Mesh*" PLC ou *ZibBee*), para chegar ao concentrador, como mostrado na Figura 5.7.

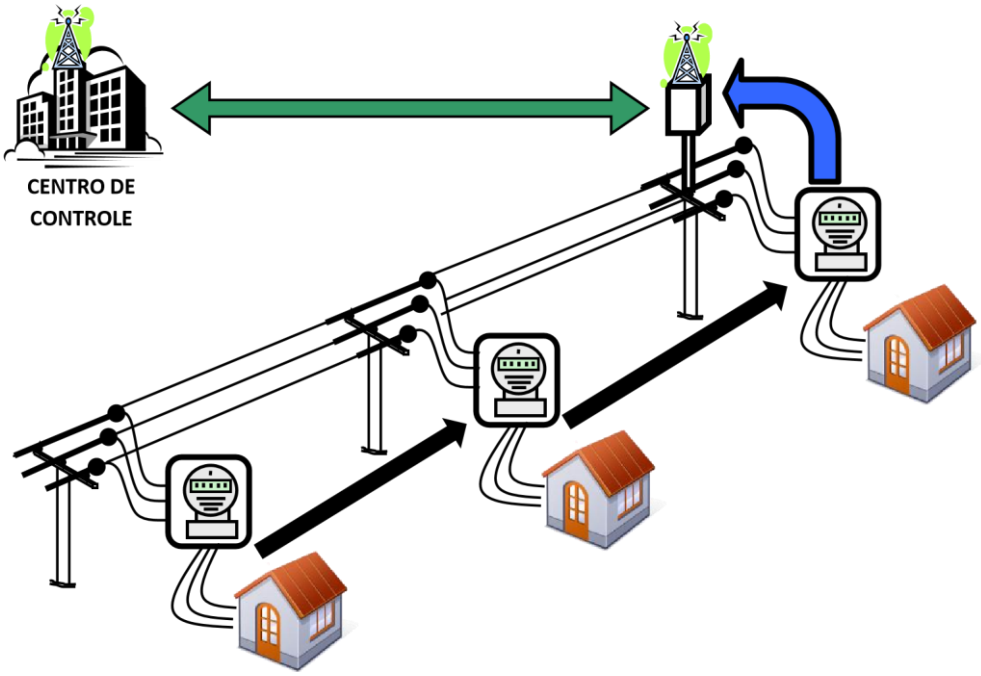


Figura 5.7: Medidores em rede.

5.3.2.3 Medidor - eletrodomésticos

Os meios de comunicação normalmente utilizados para este enlace são: PLC, radiofrequências. Ver Figura 5.8.

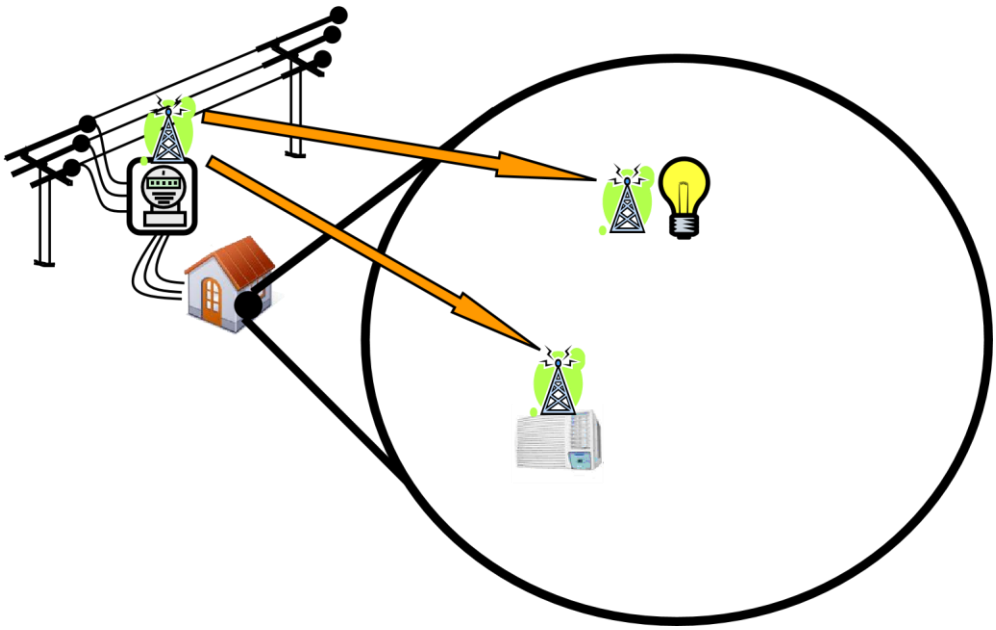


Figura 5.8: Medidores e eletrodomésticos.

5.3.3 Sistemas de Gerenciamento da Medição

Um dos grandes desafios impostos pelas redes elétricas inteligentes é a necessidade de lidar com uma grande quantidade de dados medidos e transformá-los em informações úteis tanto à distribuidora quanto ao consumidor.

Para atender a essa necessidade, os fabricantes em geral oferecem *softwares* para gerenciamento dos dados medidos conhecidos como Gerenciadores de Dados da Medição (MDM – *Metering Data Management*).

O MDM é o responsável pelo tratamento de todas as informações oriundas dos sistemas (físicos) de medição. Além disso, para simplificar a aplicação da arquitetura de Redes Elétricas Inteligentes, o MDM permite também o relacionamento com outros sistemas da distribuidora, tais como: Sistema de Gerenciamento da Distribuição (DMS – *Distribution Management System*), Sistema de informações Georreferenciadas – GIS (*Georeference Information System*), Sistema de Gestão de Faltas de Energia (OMS – *Outage Management System*), etc.

Algumas funcionalidades que esse sistema deve possuir são destacadas a seguir:

- Armazenamento dos dados de medição;
- Mapeamento de ativos e do estado dos equipamentos monitorados;
- Escalabilidade;
- Integração com sistemas legados;
- Monitoração de processos;
- Capacidade de previsão de falhas em equipamentos (transformadores, medidores, interfaces de comunicação, etc);
- Capacidade para processar, analisar e padronizar as informações recebidas;
- Parametrização de sistemas e equipamentos de medição.

5.3.4 Casos exemplo - Arquiteturas

Um exemplo de arquitetura com seus respectivos enlaces de comunicação pode-se dar da seguinte forma:

- Medidores eletrônicos transmitem e recebem dados por meio de um *modem* PLC interno para concentradores de dados instalados na rede de distribuição;

- Esse concentrador, que pode ser um para cada transformador de distribuição, se comunica com um centro local da concessionária por meio de rede RF *Mesh*;
- Medidor eletrônico envia dados para um mostrador interno no consumidor via também PLC.
- Pode ser realizado controle remoto das cargas da unidade consumidora por meio de gerenciamento remoto na concessionária. Uma rede *ZibBee* interna é criada para poder comandar dispositivos de controle de carga (desligamento de condicionador de ar, por exemplo);
- Sistemas de medição eletrônica nos alimentadores da rede de distribuição e nos transformadores são instalados para realizar balanço energético e outras funções. Sistemas de comunicação usando redes locais *ETHERNET* na subestação e transmitidos para o centro de controle local ou central da concessionária por outro meio, como fibra óptica, *WiMax*, etc, complementariam o enlace.

Variantes desse caso exemplo existem, dependendo das principais diretivas que as empresas queiram utilizar em função da sua área geográfica, quantidade de consumidores, infraestrutura de telecomunicação existente, mercado atendido, etc.

Os equipamentos que compõem o sistema de automação da distribuição, como religadores, seccionadores, banco de capacitores, etc., também devem fazer parte dessa arquitetura, inclusive na mesma camada dos medidores, quando estiverem conectados em pontos da rede de distribuição. Equipamentos locados nas próprias subestações podem aproveitar a estrutura de rede local existente.

A figura 5.9, retirada de uma apresentação assistida pelo grupo da visita técnica, na concessionária PHI – *Pepco Holding Incorporation* –, ilustra uma rede de comunicação na sua área de concessão, incluindo as principais funções que se pretende atingir naquela região, envolvendo AMI – *Advanced Meetering Infrastructure* – e DA – *Distribuiton Automation*.

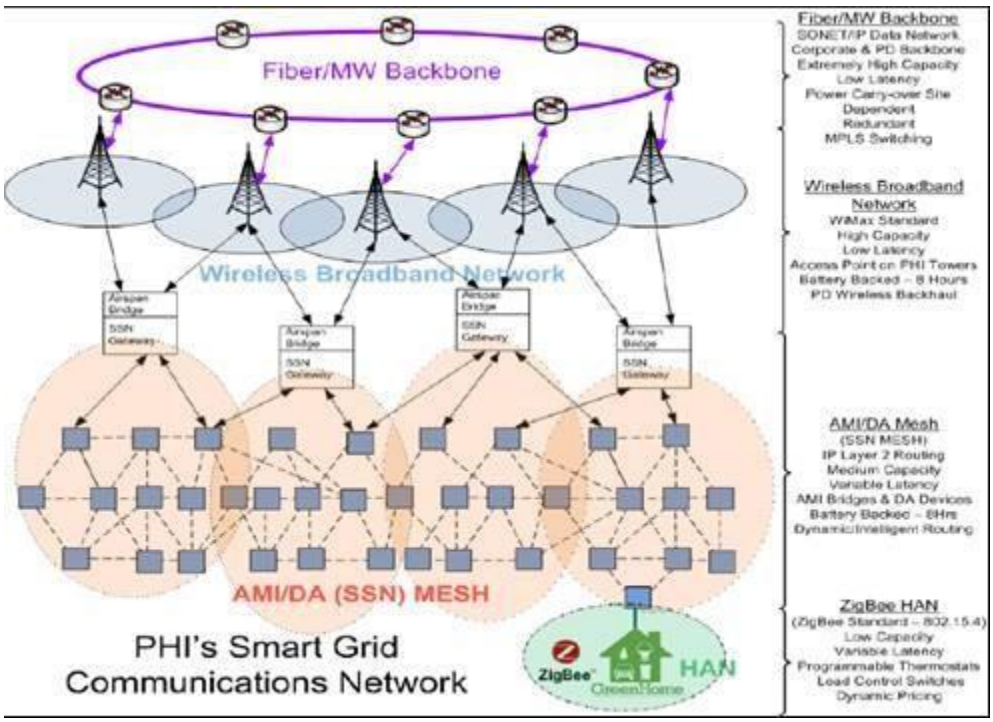


Figura 5.9: Exemplo de arquitetura.

5.3.5 Diferentes Visões Referentes a Sistemas de Medição

5.3.5.1 A Visão da ANEEL

A ANEEL tem realizado trabalhos no sentido de regulamentar a implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. Em outubro de 2010 foi instaurada a Audiência Pública nº 043/2010, com objetivo de obter subsídios e informações adicionais para estabelecimento de Resolução Normativa acerca do padrão do medidor. Por padrão do medidor entende-se a definição das grandezas medidas, das funcionalidades do equipamento e dos critérios de comunicação associados.

Esta seção é baseada em arquivos disponibilizados pela ANEEL no *site* Audiência Pública nº 043/2010 [13]. Pelo fato de o assunto ainda se encontrar em discussão no âmbito de uma audiência, o tema ainda é uma proposta da ANEEL e não é a decisão final.

Com relação à abrangência da proposta de regulamentação, os requisitos mínimos dos sistemas de medição se aplicam para o atendimento a unidades consumidoras do Grupo B classificadas no subgrupo B1 Residencial, não enquadrados como Baixa Renda, e no subgrupo B3 (o que corresponde a cerca de 42 milhões de unidades consumidoras). Tal abrangência se aplica ao atendimento a novas ligações

de unidades consumidoras e quando da substituição, por qualquer motivo, do sistema de medição de unidades consumidoras existentes.

Sobre as grandezas medidas, a proposta de regulamentação sugere a apuração de tensão, energia elétrica ativa e energia elétrica reativa. Já sobre as funcionalidades complementares, devem ser apuradas as interrupções de curta duração; as interrupções de longa duração para efeito de cálculo dos indicadores DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora –, FIC – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora – e DMIC – Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora – e a duração de transgressão de tensão para efeito de cálculo dos indicadores DRP e DRC. Outra funcionalidade é a necessidade de haver capacidade de aplicação de tarifas diferenciadas, no mínimo, em quatro postos horários.

Cabe ressaltar que os requisitos estabelecidos na proposta de regulamentação se referem a obrigações mínimas, ficando a distribuidora livre para adotar outras funcionalidades que julgar necessárias frente às particularidades de sua área de concessão.

Outro tema tratado na proposta de regulamentação diz respeito à disponibilização das informações ao consumidor. Nesse contexto, propõe-se que sejam disponibilizadas ao consumidor as informações relativas ao consumo de energia elétrica ativa e reativa, além dos dados sobre a continuidade do fornecimento, estando disponíveis a quantidade total e a duração total das interrupções consideradas para efeito de cálculo dos indicadores DIC, FIC e DMIC. Outro item que deve ser informado no medidor é a identificação do posto tarifário corrente.

Ressalta-se que o medidor com os requisitos mínimos indicados não é produzido em larga escala no mercado atualmente. Assim, será necessário algum tempo para que os fabricantes possam desenvolver modelos e submetê-los à aprovação metrológica antes de disponibilizá-los para venda às distribuidoras. Paralelamente, as distribuidoras também necessitam se adequar. Assim a ANEEL propôs um prazo de até 18 meses, contados a partir da publicação da Resolução Normativa, para o início do efetivo uso do medidor com os requisitos mínimos estabelecidos.

Pela proposta de regulamentação levada ao debate na AP 043/2010, deve existir a possibilidade de comunicação bidirecional entre o medidor da unidade consumidora e a central de gerenciamento de dados, com meio de comunicação escolhido a critério da distribuidora. Nesse contexto, devem existir parametrização e

leitura remotas, além de atuação à distância (suspensão e religação do fornecimento de energia). Com relação à escolha do protocolo de comunicação, propõe-se que fique a critério da própria distribuidora.

Na Nota Técnica disponibilizada na AP 043/2010, a ANEEL comenta que, apesar de não haver a obrigatoriedade de utilização inicial, tendo em consideração a visão de longo prazo da substituição pretendida, deve ser prevista a possibilidade de comunicação remota entre o sistema de medição e o sistema central de gerenciamento da distribuidora, conforme a seguir:

- Meio de comunicação para tráfego de dados: deve haver, no mínimo, um meio de comunicação para tráfego de dados entre o sistema central de gerenciamento de dados e o sistema de medição, escolhido a critério da distribuidora;
- Parametrização e leitura remotas: deve haver capacidade de monitoramento e controle remoto dos parâmetros associados às grandezas medidas e funcionalidades complementares do sistema de medição;
- Atuação remota: deve haver capacidade de suspensão e religação do fornecimento de energia de forma remota;
- Direção de tráfego de dados: deve haver capacidade de comunicação bidirecional entre o sistema central de gerenciamento de dados e o sistema de medição;
- Protocolo de comunicação: os protocolos de comunicação devem escolhidos a critério da distribuidora, devendo ser, necessariamente, públicos.

A ANEEL destaca que a exigência de comunicação bidirecional não implica a obrigatoriedade de uso dessa funcionalidade. Ou seja, os sistemas de medição devem ser capazes de se comunicar, mas cabe à distribuidora definir que solução tecnológica será adotada para a comunicação do medidor com seu sistema central de gerenciamento de dados, assim como quando efetivamente utilizá-la. A Agência ressalta que, como a visão é de longo prazo, a falta dessa capacidade de comunicação poderia levar à necessidade de troca ou adaptação de equipamentos no curto prazo.

Conforme mencionado, a proposta levada a Audiência estabelece que protocolos de comunicação devem ser públicos. A Agência incentiva contribuições a

respeito da utilização de protocolos de comunicação e os rebatimentos em aspectos de interoperabilidade e modicidade tarifária. A Agência espera argumentos sobre a adoção de protocolos públicos *versus* protocolos privados. Também são esperados argumentos sobre a necessidade ou viabilidade de determinação, por parte da ANEEL, da adoção de um protocolo único para todo o país.

5.3.5.2 Visão da Comunidade Europeia

O Grupo de Reguladores Europeus para Eletricidade e Gás – ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) – foi criado pela Comissão Europeia como seu órgão consultor em assuntos de mercado de energia. Ele é constituído pelas autoridades regulatórias de energia dos Estados membros. Entre seus propósitos, está o de promover a aplicação de forma consistente da legislação da Comunidade em termos de eletricidade e gás.

Em maio de 2009, o ERGEG encaminhou questionários às autoridades regulatórias dos Estados membros com o objetivo de coletar informações acerca de aspectos regulatórios da introdução de medidores inteligentes em cada país. Após análise das respostas recebidas, o ERGEG publicou um relatório em outubro de 2009. Entre os assuntos expostos, está o acesso aos dados provenientes dos medidores e aspectos técnicos dos equipamentos. É possível verificar a diversidade de abordagens relacionadas à implantação de medição inteligente pelos vários estados membros. Cabe ressaltar que os dados apresentados no relatório são referenciados a maio de 2009, os quais podem ter sofrido modificações a depender da evolução das discussões nos países.

5.3.5.2.1 Informações ao consumidor

Segundo o relatório, na maioria dos países, o consumidor tem acesso aos dados relativos a seu consumo por meio da fatura, de um mostrador no medidor ou do *site* do supridor de energia. Informações detalhadas a respeito das componentes do faturamento, como preço da energia, são fornecidas aos consumidores em todos os países. Todos eles, exceto a Holanda, afirmaram que isto é feito por meio da fatura, enquanto nove países indicaram que esta informação está disponível no *site* do supridor de energia.

Dados sobre a curva de carga histórica podem ser fornecidos por meio da fatura, pelo mostrador do medidor ou unidade mostradora remota, ou ainda pelo *site* do supridor ou do operador da rede. Já informações sobre potência instantânea somente

são fornecidas em dez países, pelos mesmos meios de apresentação da curva histórica. Informações sobre qualidade são raramente fornecidas. Na Figura 5.10, são apresentados os totais de países que fornecem ao consumidor cada informação indicada.

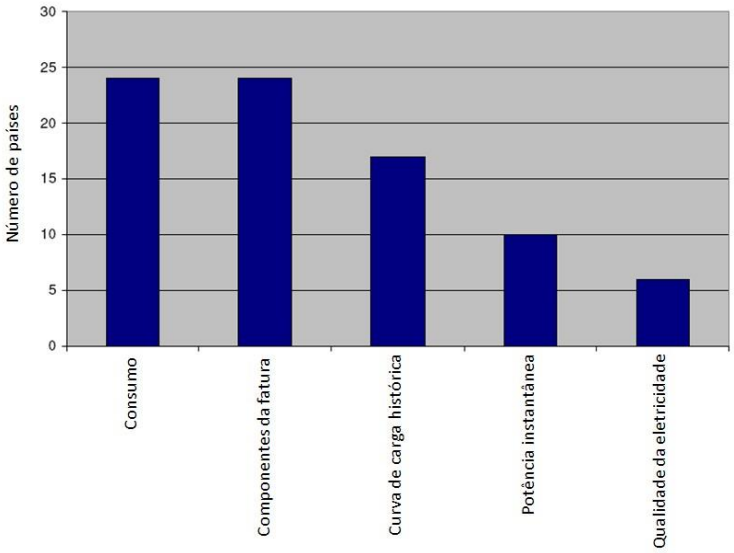


Figura 5.10: Dados disponíveis ao consumidor ((11) adaptado)

5.3.5.2.2 Leis de privacidade relacionadas às medições

Segundo o relatório do ERGEG, na maioria dos países, uma lei geral de privacidade se aplica aos dados provenientes dos medidores. Entretanto, na pesquisa, alguns países afirmaram que há uma lei específica relacionada aos medidores inteligentes. O relatório cita as diferentes políticas adotadas em relação ao tema como um reflexo da complexidade associada à legislação sobre privacidade nos dias atuais e aponta a necessidade de discussões mais aprofundadas sobre como lidar com aspectos de privacidade, em particular, nos medidores das distribuidoras.

Apenas como exemplo, são mencionadas realidades encontradas em alguns países participantes da pesquisa. Na Áustria, Bélgica, Finlândia, Alemanha, Grã-Bretanha, Noruega e Suécia, o direito de privacidade está associado apenas ao direito geral. Na Bélgica, a propriedade dos dados é governada pelas regulações técnicas propostas pelo regulador e aprovadas pelo Ministério. Na República Checa, os participantes do mercado são obrigados a manter sigilo a respeito das informações relacionadas aos valores do medidor. Na França, aspectos de privacidade são definidos em uma lei geral que trata do uso de arquivos de tecnologia da informação e privacidade. Na Itália, qualquer uso dos dados do medidor necessita ser autorizado pelo consumidor, à exceção do uso para o funcionamento do sistema. Em Portugal, a

autorização do consumidor é necessária para o acesso aos dados devido à lei sobre proteção de dados pessoais, embora haja uma lista de dados comercialmente sensíveis que é aprovada pelo regulador após proposta feita pelo operador da rede.

5.3.5.2.3 Funcionalidades e aspectos técnicos

Segundo o relatório, a definição de requisitos mínimos em termos de funções, interfaces e padronizações é um elemento primordial de uma estrutura regulatória estabelecida para um sistema de medição inteligente eficiente. Até a publicação do documento, ao menos dezesseis países haviam regulado ou discutido algum conjunto de requisitos mínimos para medidores inteligentes de energia, entre os quais: Alemanha, Áustria, França, Hungria, Itália, Portugal, Espanha e Suécia. Todavia, as respostas recebidas dos diversos países possibilitaram verificar que não havia uma abordagem uniforme pelos diversos reguladores no que diz respeito aos aspectos funcionais e técnicos.

O relatório cita que a definição de padrões mínimos que devem existir em todos os medidores inteligentes é um ponto importante para prover cada consumidor com as mesmas funcionalidades e opções, o que também é vital para outros participantes do mercado, tais como os supridores. O documento aponta que uma discussão no nível da União Europeia é necessária a fim de promover interoperabilidade, padronização e uma abordagem eficiente em termos de medição inteligente, lembrando que esse tema tem impacto direto sobre o funcionamento do mercado e a escolha do consumidor. A seguir, são descritos brevemente alguns aspectos funcionais dos medidores apontados pelo relatório e que devem ser observados quando do estudo do sistema de medição inteligente.

5.3.5.2.4 Intervalo de medição

Desde que uma das potencialidades do medidor inteligente é a possibilidade de oferecer dados de consumo atualizados, o relatório cita a definição de intervalos de medição e a padronização da interface local de comunicação como itens importantes. A interface local permitiria ao consumidor conectar ao medidor um mostrador localizado dentro da residência, podendo visualizar informações de forma prática.

Treze países estipularam um intervalo de medição para os medidores. Esses intervalos variam de 1 min – 30 min na Hungria, por exemplo, a 1 h – uma vez por dia

na Finlândia. Entretanto, Suécia, por exemplo, reportou um intervalo de medição de uma vez ao mês.

5.3.5.2.5 Comunicação unidirecional ou bidirecional

O relatório cita que onze dos países que participaram da pesquisa haviam definido a comunicação bidirecional como requisito mínimo para os medidores inteligentes, tais como França, Itália e Espanha. Por outro lado, Estônia, Lituânia e Romênia indicaram o uso de um sistema unidirecional, sendo nos dois primeiros países também possível o sistema bidirecional.

5.3.5.2.6 Controle à distância

Para onze dos países participantes da pesquisa, a funcionalidade de controle à distância deveria ser implantada em um sistema de medição inteligente. Na visão desses países, as atividades mais importantes seriam o monitoramento remoto da carga conectada (nove países), conexão/desconexão remota do medidor (dez países), e alteração remota de determinados parâmetros, como tarifas (dez países).

5.3.5.2.7 Tecnologias de telecomunicações

O relatório menciona que, em um sistema de medição inteligente, geralmente há dois fluxos de comunicação básicos: um entre o medidor e o concentrador de dados e outro entre este concentrador e o sistema de gerenciamento de dados do operador. De uma forma geral, a tecnologia utilizada para cada um desses fluxos varia entre a sem fio, como radiofrequência, GSM, *Wimax*, e a por cabo, como PLC ou ADSL. O relatório cita que a padronização da tecnologia utilizada por todos os integrantes do mercado ajudaria a assegurar competição e interoperabilidade.

5.3.5.2.8 Interface local de comunicação

De acordo com o relatório, uma interface local de comunicação é uma interface localizada no medidor que permite a conexão de algum dispositivo de forma a acessar, em tempo real, os dados disponíveis. Esse dispositivo pode também transferir informações a um mostrador. Dez países membros do ERGEG afirmaram que uma interface local deve fazer parte do sistema de medição inteligente.

5.3.5.[2].9 Protocolo de comunicação

O documento define o protocolo de comunicação como um conjunto de regras de padrão para representação, sinalização, autenticação e detecção de erros dos dados para o envio de informações por meio de um canal de comunicação. Até a publicação do relatório, seis países haviam respondido que esses protocolos são importantes para a interoperabilidade, apesar de não terem especificado qual protocolo estava sendo ou deveria ser utilizado. Adicionalmente, dez países afirmaram que o protocolo de comunicação é ou deve ao menos ser de padrão aberto, o qual é definido como um padrão de livre utilização, sem cobranças.

5.3.6 Sistema Brasileiro de Medição Automática - SiBMA

Atualmente, no âmbito do Comitê Brasileiro de Eletricidade da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT (Comitê ABNT/CB-03) – existem atividades para a criação de um protocolo de comunicação de equipamentos de medição. Trata-se de protocolo no âmbito do SiBMA, que possui como objetivo o desenvolvimento do protocolo padrão de comunicação dos equipamentos de infraestrutura de medição nacional.

O projeto está sendo executado por entidade contratada (Instituto C.E.S.A.R)[2], sobre gestão da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE – e monitoração do grupo de trabalho GT-08 (Protocolo de Aplicação) da CE013:01 (Comissão de Estudo de Medidores Integradores) da ABNT.

O texto a seguir é baseado em arquivos preparados pela ABINEE e pelo C.E.S.A.R e são documentos ainda em elaboração. Ou seja, as fontes bibliográficas utilizadas são ainda minutas.

Segundo a proposta apresentada no projeto, busca-se conceber uma arquitetura com diversas camadas de protocolo para uma solução brasileira de medição inteligente de energia elétrica, que sejam abertas, públicas e padronizadas. O objetivo do projeto é permitir a interoperabilidade entre os equipamentos de diversos fabricantes e diversas tecnologias de comunicação, possibilitando para os agentes envolvidos

[2] Para a execução do projeto, foi contratado o Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife - C.E.S.A.R, que é um centro privado de inovação relacionado a produtos e serviços de tecnologia da informação e comunicação. O financiamento do projeto será através dos recursos de benefícios da Lei da Informática, em participação conjunta dos fabricantes de medidores de energia através da ABINEE.

(fabricantes, distribuidoras e consumidores) uma maior transparência, agilidade e possibilidade de novos serviços que aproveitem as novas tecnologias disponíveis (12).

Ainda segundo a proposta, a busca pela interoperabilidade significa não somente a possibilidade de utilização de diferentes interfaces para diferentes sistemas de comunicação, mas também a possibilidade de integração de dispositivos de diferentes fabricantes. Um dos principais problemas a ser resolvido é a dificuldade de se adquirirem informações de medidores eletrônicos instalados nos diversos pontos de distribuição e, portanto, de manter o acompanhamento dos dados. Com interoperabilidade e compatibilidade estabelecidas, torna-se mais fácil o gerenciamento, permitindo o acompanhamento e monitoração remota de metas de consumo de energia continuamente (12).

Especificamente, são ainda objetivos do SiBMA (13): desenvolver a Implementação de Referência (IR) da arquitetura e protocolos concebidos; e desenvolver os *Kits* de Testes de Conformidade (KTC) de todos componentes de *software* especificados.

Para a elaboração do projeto, existe a orientação de reaproveitar conceitos e definições já realizadas internacionalmente, baseando o desenvolvimento em normas e processos já consagrados em outros países, como a IEC e ANSI – *American National Standards Institute* –, porém buscando uma identidade nacional para o protocolo com o intuito de atender as necessidades locais.

Dentro do projeto SiBMA, serão contemplados 3 níveis de avaliação das soluções existentes (14):

- Arquitetura: definição de entidades, suas funções e interfaces;
- Protocolo de aplicação: definição de protocolo e modelo de aplicação e adaptações necessárias nos protocolos originais;
- Protocolos de Transporte: definição relativa ao transporte dos dados entre entidades;

O projeto está dividido em duas fases:

- Primeira fase: Requisitos; Tecnologias; Arquitetura – Estudo de soluções existentes nacionais e internacionais, necessidades específicas do mercado e dos órgãos reguladores nacionais; e especificação da solução brasileira em alto nível.

- Segunda fase: Especificação final detalhada – Implementação das interfaces especificadas (SW) e a suíte de testes automatizados de conformidade (SW).

5.4 ASPECTO DE MANUTENÇÃO E MONITORAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Sob o aspecto da manutenção ou, de forma mais abrangente, da gestão dos ativos das concessionárias de distribuição, o conjunto de técnicas que se agrupam sob a denominação comum de *Smart Grid* pode assumir um papel fundamental e cada vez mais determinante da confiabilidade e segurança dos sistemas de distribuição.

Diferentemente da realidade vivida pelos gestores de ativos da rede básica, a adoção de sistemas de monitoramento com vistas à manutenção em sistemas de distribuição ainda encontra grande resistência pelo fato de, em geral, seu custo ser proporcionalmente mais alto em relação ao dos equipamentos a serem monitorados e a quantidade destes ser bem maior que a encontrada na rede básica. A justificativa para sua adoção, entretanto, não pode ser pautada apenas pela necessidade de se evitar o risco intrínseco de perda do equipamento eventualmente monitorado, mas também, e principalmente, por riscos extrínsecos representados pela perda de receita com energia não suprida, multas aplicadas pelo órgão regulador, danos à imagem da empresa, etc.

Além disso, a própria dinâmica de atuação das equipes de manutenção das redes aéreas e subterrâneas seria positivamente impactada, na medida em que fosse possível, por meio de técnicas preditivas suportadas por uma infraestrutura *Smart Grid*, identificar aqueles equipamentos ou trechos da rede sob maior risco de falha ou já com falhas incipientes, o que permitiria melhor dimensionar e localizar tais equipes dentro da área geográfica sob sua responsabilidade.

5.4.1 Requisitos de Arquitetura

Algumas questões importantes, que já têm sido endereçadas quando se discute monitoramento na rede básica, também precisam ser resolvidas, ou ao menos equacionadas, na abordagem do conceito *Smart Grid* visando à manutenção em redes de distribuição.

Assumindo a hipótese de um mercado fornecedor não-monopolista de soluções de *hardware* e/ou *software* para redes inteligentes voltadas à manutenção, é importante observar uma compatibilidade entre os sistemas existentes bem como a possibilidade

de melhoramentos ao longo da vida útil do *software* ou do *hardware*. É necessário, portanto, o atendimento às exigências dos sistemas abertos, a saber:

- Intercambiabilidade: capacidade de transferência de dados entre diferentes sistemas, de forma prática e rápida.
- Portabilidade: capacidade de implementação da mesma funcionalidade em diferentes plataformas (*hardware* e *software*).
- Conectividade: capacidade de conexão de plataformas de *hardware* distintas, e de diferentes portes, através de uma rede padrão.
- Expansibilidade: capacidade de crescimento incremental de *hardware* (adição ou substituição) e de *software* (adição de novas funcionalidades).
- Modularidade: capacidade de inclusão, eliminação e alteração de funções e módulos com impacto mínimo sobre os demais componentes do sistema.
- Escalabilidade: capacidade de o mesmo *software* ser usado por todos os níveis de decisão dentro da empresa (centros locais, regionais, etc.).

Os melhoramentos podem ocorrer devido a um aumento do número de variáveis que estão sendo monitoradas, implementação de novas ou diversificadas formas de coleta de dados, necessidade de aumento do desempenho computacional, obsolescência de *hardware*, mudanças em plataformas comerciais de *software* ou de *hardware* na empresa, etc.

Outra questão importante, que repercute diretamente tanto no tráfego de dados quanto no espaço necessário ao seu armazenamento, diz respeito a quais grandezas relevantes devam ser monitoradas, com que periodicidade e durante quanto tempo, em cada tipo de equipamento componente da rede de distribuição. Particularmente importante no que tange ao dimensionamento da área necessária ao armazenamento é a questão do horizonte histórico de dados a serem preservados na base de dados, visando a futuras análises estatísticas de tendências e correlações. A otimização tanto do tráfego quanto do espaço para armazenamento de dados passa necessariamente pelo estabelecimento de um compromisso entre os atributos dos recursos de *hardware* disponíveis (estágio de desenvolvimento tecnológico, custo de operação e manutenção, etc.) e a quantidade mínima de dados adquiridos que ainda permita uma análise confiável e adequada aos propósitos da manutenção.

5.4.2 Requisitos Adicionais

Não menos importante é o desenvolvimento de técnicas de diagnóstico específicas para os equipamentos componentes das redes de distribuição, que permitam transformar os dados brutos adquiridos em informação útil aos gestores da manutenção.

A adoção criteriosa de sistemas *Smart Grid* como suporte às técnicas de manutenção preditiva baseadas na condição dos equipamentos componentes das redes de distribuição poderá elevar a gestão desses ativos a um novo patamar, com reflexos positivos na rentabilidade e, sobretudo, na imagem que as distribuidoras projetam sobre os usuários finais, cuja percepção da qualidade e presteza no fornecimento de energia elétrica recai invariavelmente sobre as empresas de distribuição, a par do fato de elas representarem apenas um dos elos da complexa cadeia fornecedora.

5.5 BARRAMENTO DE SERVIÇOS

Em vez de adotar uma solução para arquitetura que utilize um emaranhado de interfaces entre diferentes sistemas e dispositivos, o ideal é utilizar um formato intermediário comum que possua adaptadores de interface que permitam fazer transição de dados entre sistemas e formato comum e vice-versa. Um modelo que já vem evoluindo nos anos recentes e ganhando aceitação no setor elétrico é o modelo CIM. Esse modelo está padronizado pela norma IEC 61970 e a norma IEC 61968.

Esse modelo seria um passo inicial para acesso aos dados em uma Arquitetura Orientada a Serviços (SOA – *Service Oriented Architecture*). A arquitetura segue um padrão cliente-servidor em que a cada entidade é permitido ter uma API – *Application Programming Interface* – servidora e uma API cliente para o intercâmbio de dados através do barramento de serviços, como na Figura 5.11.

Alguns padrões atualmente utilizados para a comunicação cliente-servidor são os aqueles definidos nas especificações *web services*. Ao obter dados em sistemas SCADA, por exemplo, pode-se exportá-los via *web services* para outros sistemas, envelopados segundo padrão CIM.

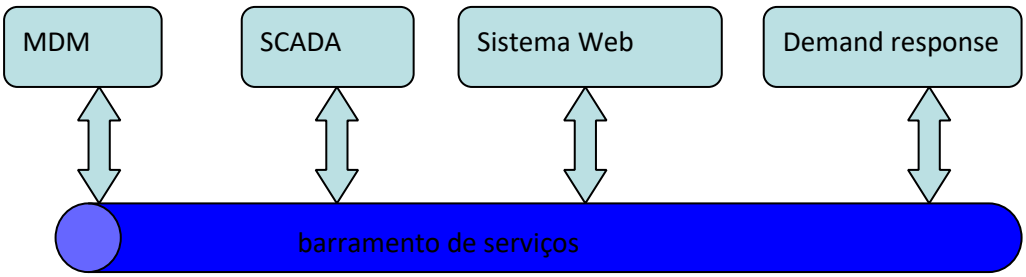


Figura 5.11: Arquitetura orientada a serviços.

O modelo CIM permite descrever todos os equipamentos usuais de redes elétricas e suas interconexões, além de permitir a troca de informações descritivas entre agentes do setor elétrico de forma padronizada. A norma IEC-61970, que possui o título *Energy Management System Application Program Interface* (EMS API), apoia-se em dois conceitos básicos:

- Um modelo de dados padrão – CIM: que provê um modelo lógico de dados de um sistema de potência, isto é, quais dados são trocados entre aplicações;
- Uma especificação de interface de Componentes – *Component Interface Specification* (CIS): que especifica a sintaxe e semântica das API para acesso aos dados do modelo, isto é, como os dados são trocados.

A partir do padrão CIM as aplicações devem implementar adaptadores que permitam importar e exportar os seus dados. O modelo é totalmente descrito em UML – *Unified Modeling Language*. O processo de normatização não exige o congelamento do modelo de dados, admitindo a existência de versões sucessivas do modelo padrão, o qual pode evoluir no sentido de aperfeiçoar a modelagem existente ou para acrescentar novos tipos de equipamentos ou conceitos.

Um exemplo de tecnologia que está sendo usada para o modelo CIM é representação XML. A parte 503 – CIM XML *Model Exchange Format* – estabelece mapeamento do modelo CIM sobre XML para transporte de informação, seja de informações operacionais, entre aplicações, seja de cadastro (descrições ou atualizações de redes elétricas) entre agentes.

A tecnologia de barramento de serviços atende aos requisitos do projeto *Smart Grid* em andamento em instalações da *Center Point* no Texas (área de Houston).

O padrão OPC UA é uma alternativa de interface a ser utilizada em conjunto com o modelo CIM. Esta interface é definida pela OPC *Foundation*. Utiliza fortemente o conceito de *web services*.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste documento foi levantar requisitos para as redes elétricas inteligentes de uma maneira sistêmica. A partir do entendimento de que há numerosas entidades distintas a intercambiar dados em um cenário amplo, torna-se evidente a necessidade de mecanismos abertos para intercâmbio de dados, segurança da informação e capacidade de processamento.

As funções relacionadas à operação e automação do sistema de distribuição, que exigem respostas em tempo real e intervalos de tempo reduzidos (remanejamento de carga, restabelecimento do fornecimento, controle de religadores, etc.) precisam ser compatibilizadas com as outras funções de uma empresa distribuidora (medição, faturamento, corte e religamento, etc.). Além disso, os sistemas corporativos internos das empresas também precisam se adequar a essa massa de dados de modo a tornar efetivamente mais inteligentes as tarefas inerentes a um sistema de fornecimento de energia elétrica. Por conseguinte, as arquiteturas de TIC – Tecnologia da Informação e Comunicação – devem se basear nessas premissas com soluções que com certeza não serão únicas.

Os mecanismos abertos permitem o intercâmbio de dados em protocolos, arquivos de forma que qualquer entidade que se adéque ao padrão aberto pode participar do cenário. Isto permite menor barreira de entrada a potenciais fabricantes de sistemas. O uso de um modelo aberto e comum como o modelo CIM simplifica as múltiplas interfaces entre sistemas e dispositivos. A comunicação deve ocorrer para interfaces entre cada entidade e o modelo comum.

A questão de segurança da informação requer mais avanço no estado da arte. As soluções atualmente são pontuais e não têm padrão a nortear além de “recomendações”. A capacidade de processamento irá exigir bastante de sistemas com aplicações como “*demand-response*”, estimação de perdas técnicas e não-técnicas, multi-tarifação e controle de cargas, alternativas de restabelecimento, etc.

Finalmente, cabe ressaltar que este relatório não deve ser encarado como tendo um caráter exaustivo ou conclusivo e tendo esgotado todas as possibilidades, sejam

relativas à configuração de arquiteturas, leque de funcionalidades, padronizações, etc. O documento pretende servir com motivador e guia para o aprofundamento e a continuidade dos trabalhos.

6 – ESTUDOS DE MEDIÇÃO E MERCADO

6.1 CONTEXTO

Foi solicitado ao subgrupo avaliar uma possível flexibilização dos requisitos técnicos para implantação do Sistema de Medição para Faturamento – SMF – para pontos de consumidores especiais e geração de pequeno porte. Adicionalmente às questões relativas à medição, foi identificada a necessidade de estudar soluções de mercado para viabilizar a entrada de agentes de pequeno porte e atender uma futura abertura de mercado no Setor Elétrico Brasileiro - movimento que vem acontecendo em vários países.

Dessa forma, o objetivo do relatório é avaliar soluções para viabilizar a adesão e expansão do mercado para os pequenos agentes (pequenos geradores e consumidores).

Reuniões realizadas no Subgrupo:

- 1ª Reunião: 29 de julho de 2010
- 2ª Reunião: 18 de agosto de 2010
- Teleconferência: 27 de agosto de 2010 (CCEE, CEPEL, ONS)
- 3ª Reunião: 09 de setembro de 2010
- 4ª Reunião GT: 16 de setembro de 2010 (apresentação do *status*)

6.2 PLANO DE TRABALHO

Para o encaminhamento dos estudos deste Subgrupo com foco nas Redes Elétricas Inteligentes, as atividades das instituições foram divididas em três frentes de trabalho para avaliar soluções de Medição, Mercado e Comunicação, conforme ilustrado na Figura 6.1.

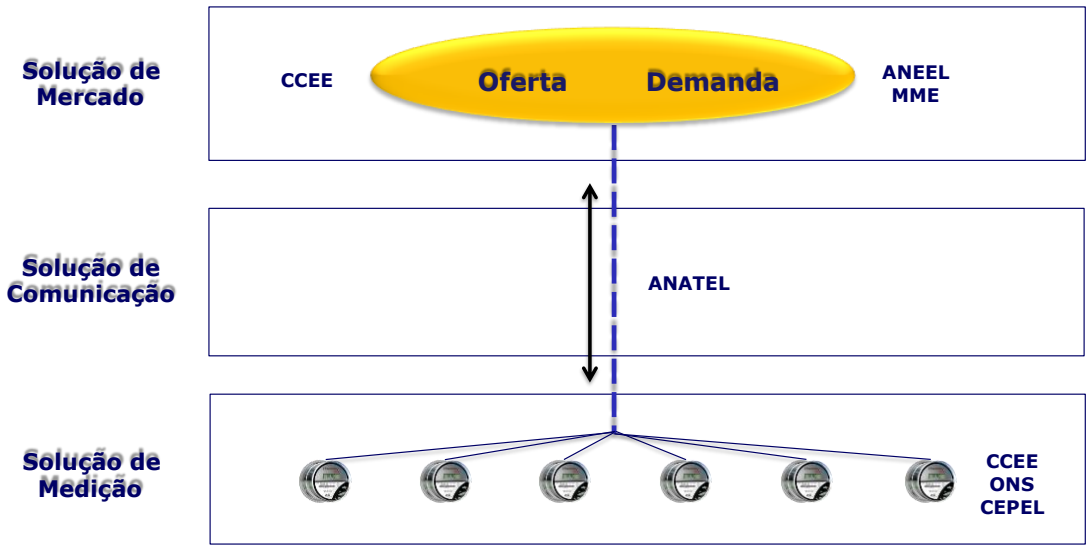


Figura 6.1: Divisão dos trabalhos do subgrupo Medição para microgeração.

As considerações desses temas serão detalhadas nos próximos itens deste documento, o qual está estruturado da seguinte forma: o item 6.3 analisa alternativas de flexibilização de requisitos e funcionalidades de medidores e comunicação de dados para agentes de pequeno porte; o item 6.4 apresenta uma proposta de um modelo comercial adequado para pequenos agentes; o item 6.5 introduz uma sugestão para uso do excedente de produção da geração distribuída de pequeno porte (microgeração); o item 6.6 resume as principais conclusões e recomendações.

Ressalte-se que as avaliações ainda são preliminares e carecem de maior aprofundamento, conforme destacado no item 6.6. Encaminhamentos futuros deverão ter como premissas garantir transparência, qualidade e integridade das informações a serem utilizadas para contabilização do mercado, devendo procurar determinação de padrões adequados a determinados tipos de agentes, adequação da legislação vigentes, das Regras e Procedimentos de Comercialização, Procedimentos de Rede e alteração da Convenção de Comercialização.

6.3 SOLUÇÃO DE MEDIÇÃO

O Módulo 12 dos Procedimentos de Rede define os requisitos técnicos para implantação do SMF, visando à contabilização dos dados de medição pela CCEE e apuração das demandas pelo ONS. Também define as responsabilidades, prazos e as atividades a serem desenvolvidas pelos Agentes de Medição quando da manutenção e

operação dos sistemas, inclusive sobre a disponibilização dos dados de medição para a CCEE.

Atualmente, devem ter SMF os agentes que atuam no mercado livre de energia elétrica e fazem parte da CCEE. Todos os pontos de medição desses agentes são dotados de medidor principal e retaguarda, com exceção dos pontos de medição de geração bruta, pontos em que se instala apenas um medidor. Todos os medidores devem ser providos de sistema de comunicação para acesso direto pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE –, cuja operação é de responsabilidade da CCEE.

O SCDE foi desenvolvido com o objetivo de permitir a coleta dos dados de medição automaticamente, garantindo assim a integridade dos dados, pois mediante acesso direto aos medidores é possível se obter os dados de medição diretamente da memória de massa dos equipamentos.

Atualmente, os Agentes podem optar por dois tipos de coleta diária, a direta e por UCM[3]:

- Coleta por UCM: a CCEE disponibiliza o aplicativo *client* SCDE[4] ao Agente que o instala em sua UCM, que coleta os dados armazenados nos medidores, e converte-os em formatos de arquivos XML, para que os dados sejam transmitidos ao SCDE.
- Coleta Direta: o Agente configura um canal de comunicação com a CCEE para que os dados da memória de massa dos medidores sejam coletados automaticamente pelo SCDE.

A coleta de inspeção lógica é realizada como forma de auditoria dos dados coletados por coleta passiva e ativa. No caso de coleta passiva o Agente configura um canal de comunicação (VPN – *Virtual Private Network* – ou *Frame-relay*) entre sua rede interna e a rede da CCEE, permitindo que o SCDE realize a coleta dos dados diretamente da memória de massa dos medidores. Para os medidores configurados como coleta ativa, o mesmo canal de comunicação utilizado para a coleta diária é utilizado na coleta de inspeção lógica. Quando há alguma divergência identificada entre

---

[3] UCM: A Unidade Central de Medição é o equipamento em que o Agente de Medição instala o aplicativo *cliente SCDE* e disponibiliza comunicação com o SCDE.

[4] *Client* SCDE: aplicativo desenvolvido em Java pelo TI da CCEE e fornecido aos Agentes de Medição para a coleta dos arquivos XML que contém os dados de energia e engenharia dos medidores. O Agente insere os arquivos no aplicativo que verifica se a sua estrutura é válida e se os medidores em referência estão cadastrados no SCDE.

os dados coletados, o SCDE, mediante processo automático, considera os dados oriundos da coleta ativa, ou seja, os dados obtidos diretamente dos medidores.
Os Agentes têm à sua disposição relatórios diários que podem ser solicitados no SCDE, que possibilita identificar possíveis inconsistências do processo de coleta de dados. Por sua vez, os Agentes devem avaliar e eventualmente proceder com as correções necessárias.

Em novembro de 2010, registrou-se cadastramento de 5.800 pontos de medição, o que corresponde a 10.930 medidores, sendo 1.926 medidores com coleta ativa (direta) e 9.004 medidores com coleta passiva (UCM).

6.3.1 Flexibilização da medição para pequenos pontos (pontos de consumidores especiais e geração de pequeno porte)

O Procedimento de Distribuição – PRODIST –, Módulo 5, seção 5.2, estabelece que o sistema de medição aplicável a usinas com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, com fonte de energia renovável, pode ser igual ao dos consumidores do Grupo A. Caso o agente de geração opte por vender energia no mercado livre, há necessidade de instalar o SMF, conforme especificações do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e Regras de Comercialização.

Os Agentes alegam dificuldades técnicas e custo elevado para a implantação e manutenção do SMF, além dos custos para adequação de infraestrutura ao Ambiente de Contratação Livre – ACL – e complexidade das regras e procedimentos de comercialização.

Levando-se em consideração os estudos para regulamentação de medidores inteligentes para a baixa tensão, e que há um padrão de sistema de medição para os agentes atuais de mercado, o subgrupo mostrou preocupação com relação ao segmento "*Middle Market*", composto pelos consumidores potencialmente especiais, geração distribuída, pequenas centrais geradoras e permissionárias, conforme pode ser visto no bloco intermediário da Figura 6.2.

No entendimento do subgrupo, haveria necessidade de se avaliar uma solução/adequação de adesão dos pequenos agentes com relação aos sistemas de medição, comunicação e regras de mercado e procedimentos vigentes.

Figura 6.2: Requisitos de medição para categorias de agentes.

Com relação à eventual flexibilização da medição para agentes de pequeno porte, estão descritos a seguir: a) avaliação de alternativa de comunicação para disponibilização dos dados de medição à CCEE e b) avaliação de requisitos técnicos e funcionalidades de medidores para MT/BT.

6.3.1.1 Comunicação para disponibilização dos dados de medição à CCEE

Uma alternativa de flexibilizar a comunicação seria considerar a coleta de forma automática pelo SCDE por meio da coleta passiva (disponibilização de arquivos tipo "XML" pelos Agentes) e dispensa de inspeção lógica para pontos de medição de pequenos agentes de consumo e geração (Consumidor Livre, Consumidor Especial, Geração Distribuída e Microgeração). O impacto imediato seria redução de custos de implantação e manutenção do sistema de comunicação, conforme ilustrado na Figura 6.3.

O acesso do agente aos medidores para aquisição dos dados na UCM poderia ser feito da maneira que o agente decidir. A UCM enviaria os dados de medição coletados em arquivos XML pela internet, através do *Client* SCDE. Essa sistemática seria diária. Cabe ressaltar que o Módulo de Coleta de Dados do SCDE não está preparado para recepcionar arquivos que não sejam em periodicidade diária e com integração diferente de 5 minutos (300 s). Caso se adote outra sistemática, deverá ser realizada a avaliação dos impactos e necessidade de adaptações na forma como o SCDE trabalha atualmente.

COLETA PASSIVA - UCM

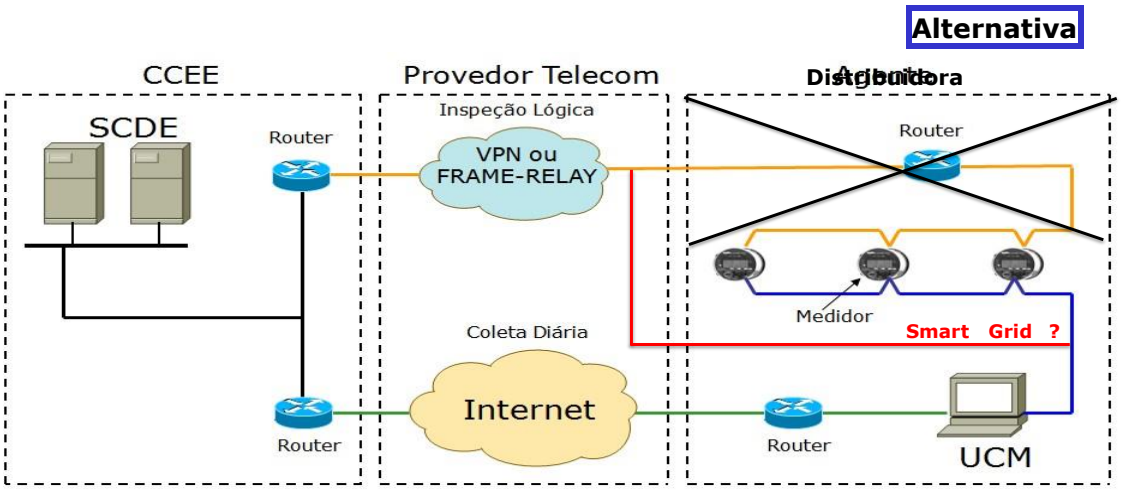


Figura 6.3: Alternativa de flexibilização de comunicação dos dados de medição à CCEE.

No caso de extinção da inspeção lógica, deve-se avaliar o risco de tal decisão, observando a premissa de integridade dos dados de medição. Pela solução aqui discutida, a redução do custo de implantação e operação do SMF teria como contrapartida a diminuição da possibilidade de detecção de eventuais inconsistências nas leituras que, se demasiadas, podem representar risco ao pleno funcionamento do mercado de energia.

Para a flexibilização, faz-se necessário definir a capacidade de geração/consumo do agente. Somente no mês de outubro de 2010 ocorreu o acréscimo de 8 pontos (totalizando 63) de natureza geração com capacidade igual ou inferior a 1 MW, os quais já se encontram adequados aos requisitos técnicos previstos no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede. Desses 63 pontos, 41 pontos foram cadastrados na CCEE em 2009. A Figura 6.4 mostra a evolução dos pontos de medição de geração com capacidade ≤ 1MW.

Alternativas adicionais ao que foi apresentado sobre possibilidade de flexibilização da comunicação (exemplo: extinção da inspeção lógica) seriam: 1) alterar o SCDE para receber os dados diretamente do medidor considerando eventual recepção de arquivos de dados criptografados (cabe ressaltar que o custo desta funcionalidade ainda não foi avaliado, e pode não ser atrativo); 2) barateamento dos custos de comunicação da inspeção lógica e 3) indicação da possibilidade futura de utilizar a infraestrutura de *Smart Grid* a ser implantada para acesso aos medidores, uma vez que a CCEE já possui VPN estabelecida até a central das distribuidoras.

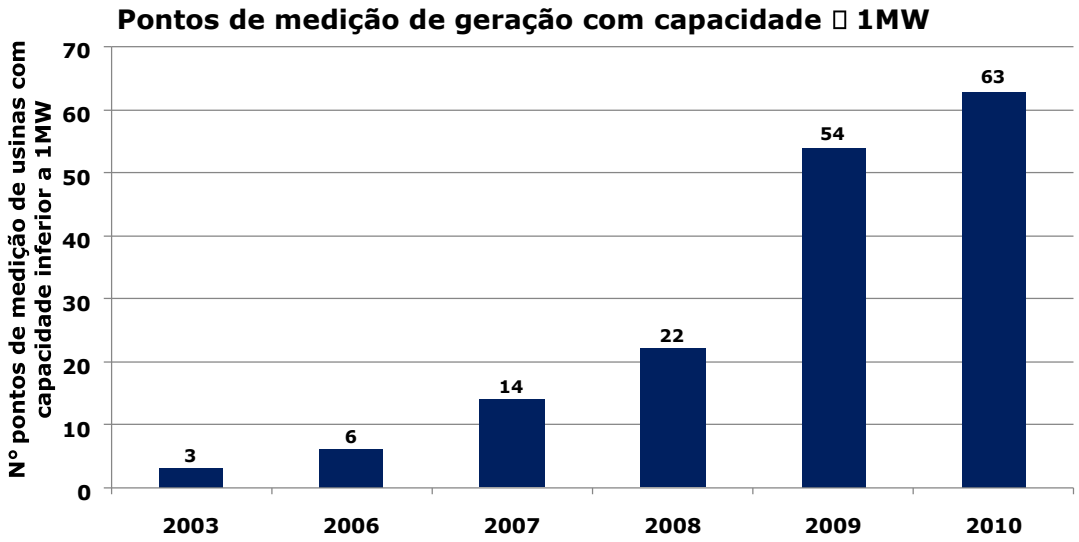


Figura 6.4: Evolução de pontos de medição com capacidade inferior ou igual a 1MW.

6.3.1.2 Avaliação de requisitos técnicos e funcionalidades de medidores para MT/BT

A Tabela 6.1 mostra uma proposta de requisitos e funcionalidades de medidores para agentes de pequeno porte para MT e BT. A comparação é feita com relação aos padrões técnicos atuais de medição previstos no Anexo I do Submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede. Para tais proposições, procurou-se atender às exigências esperadas para dentro do conceito de *Smart Grid*.

Tabela 6.1: Comparação de requisitos técnicos e funcionalidades de medidores para MT/BT.

REQUISITOS TÉCNICOS - MEDIDORES				
REQUISITOS e FUNCIONALIDADES	Anexo I SubMódulo 12.2	MT (PROPOSIÇÃO)	BT (PROPOSIÇÃO CCEE)	BT (PROPOSIÇÃO ANEEL NA AP nº 043/2010)
1) EXATIDÃO	0,2 / 0,5 (CL ≤ 44 KV)	1% OU MELHOR	1% OU MELHOR	2% OU MELHOR
2) MEDIDOR RETAGUARDA	SIM	SIM (MIGRAÇÃO ACL)	NÃO	NÃO
3) CERTIFICAÇÃO	Inmetro	Inmetro	Inmetro	Inmetro
4) GRANDEZAS A MEDIR	Wh, Varh, I, V, W, VA, fp, f	Wh, Varh, I, V, W, VA, fp, f, UFER, DMCR	Wh, Varh, I, V, W, VA, fp, f, UFER, DMCR	V, kWh, kVArh
5) MEMÓRIA DE MASSA	SIM	SIM	SIM	NÃO
6) MEDIÇÃO EM	4 QUADRANTES	4 QUADRANTES	4 QUADRANTES	2 QUADRANTES
7) GRANDEZAS A MEDIR QUALIDADE DE ENERGIA	V rms, VTCD	V rms, VTCD	V rms, VTCD, DIC, FIC	DRP, DRC, DIC, FIC, DMIC e Curta Duração
8) RELÓGIO/CALENDÁRIO INTERNO	SIM	SIM	SIM	SIM
9) INTERFACE DE COMUNICAÇÃO	SIM	SIM	SIM	SIM
10) PORTAS DE COMUNICAÇÃO	SIM	SIM	SIM	SIM
11) LEITURA REMOTA	SIM	SIM	SIM	SIM
12) CORTE/RELIGA	NÃO SE APLICA	SIM	SIM	SIM
13) MULTITARIFAÇÃO	NÃO SE APLICA	SIM	SIM	SIM
14) PROGRAMAÇÃO HORÁRIO VERÃO	SIM	SIM	SIM	NÃO
15) PARAMETRIZAÇÃO CÓDIGO 14 DÍGITOS (CCEE)	SIM	SIM	SIM	NÃO
16) PARAMETRIZAÇÃO INTERVALOS INTEGRAÇÃO (5 A 60 MIN)	SIM	SIM	SIM	NÃO
17) ALARME ANTI-FRAUDE	NÃO SE APLICA	SIM	SIM	NÃO

As justificativas para as proposições dos requisitos técnicos e funcionalidades de medidores MT e BT da Tabela 6.1 estão descritas a seguir.

Justificativas para Medidores MT / BT:

- Para os medidores MT, propõe-se exatidão de 1% ou melhor, pois a referida classe já é utilizada atualmente e os montantes de energia em geral são reduzidos se comparados com AT. Inclusive, já está previsto no PRODIST que para os Subgrupos A3a e A4 devam ser utilizados medidores classe B (1%);
- Quanto aos medidores BT, a ANEEL entende que o montante de energia transacionado não justifica o custo dos medidores classe B, sendo suficiente continuar utilizando medidores classe A (2%) nesse nível de tensão, embora seja tendência mundial a utilização de classe 1% ou melhor;
- O medidor de retaguarda para MT/BT não seria necessário na eventual possibilidade desse tipo de unidade migrar para o ACL. Como vantagem da medição de retaguarda, cabe lembrar que poderiam ser minimizados os aspetos de dados faltantes de medição a serem utilizados no faturamento ou contabilização do mercado. Como desvantagem está sendo imputado custo adicional com aquisição de medidores;
- Certificação pelo INMETRO é obrigatória, visando à aprovação dos aspectos metrológicos dos equipamentos baseados em tecnologia eletrônica;
- Grandezas mínimas: Wh, Varh, I, V, W, VA, fp, f, *Sag Swell*, UFER, DMCR. No caso de UFER/DMCR, poderá ser verificada eventual ultrapassagem por baixo fator de potência. Permitem também avaliação da qualidade da energia e dos serviços prestados, exigência cada vez maior dos consumidores e do órgão regulador. Permitem uma série de avaliações e estudos sem a necessidade de instalação de equipamentos adicionais para realização de campanhas de medidas. Potencializam a utilização de novos serviços com o advento de redes inteligentes;
- Memória de massa obrigatória, pois são necessários a medição e o registro dos dados em intervalos programáveis de 5 a 60 minutos durante o período mínimo de faturamento (ex: 32 dias). Para BT, no que

diz respeito à memória de massa, a ANEEL não previu essa funcionalidade na proposta submetida à AP nº 043/2010, mas destacou que desejaria receber maiores contribuições sobre o assunto antes de proferir uma decisão final. Deve-se avaliar como introduzir tarifas diferentes que promovam a eficiência;

- Medição em 4 quadrantes com possibilidade de medição de energia em fluxo direto e reverso, com possibilidade de incremento de utilização de fontes de energia distribuída/renováveis, estando o medidor apto para ser utilizado para a medição deste tipo de unidade;
- Para unidades BT, a ANEEL previamente entende que a medição em 4 quadrantes deve ser aplicada somente aos agentes que pretendem exportar energia, com vistas a diminuir o custo final do medidor inteligente. Entretanto, a Agência também solicitou maiores informações sobre a funcionalidade;
- Qualidade de energia, sendo fundamental para as distribuidoras monitorar qualidade de energia sem necessidade de instalar qualímetros ou equipamentos de medição de rede temporários para a realização de campanha de medidas e garantia dos índices de qualidade estabelecidos;
- O relógio é importante para sincronismo de medidores com a rede;
- Interface Comunicação/Portas Acesso/Leitura Remota para acesso às distribuidoras e para a CCEE (avaliar a viabilidade). É fundamental para as distribuidoras o recebimento de mensagens de fraude, alarmes e eventos, como também mensagens de interrupção e retorno de tensão;
- A função corte e religa é primordial, estando em consonância com *Smart Grid*, pois atende às necessidades operacionais das distribuidoras visando à redução das perdas e dispêndio com deslocamento de equipes, promovendo a eficiência operacional.
- Multitarifa: podendo aplicar tarifas diferenciadas, mantendo assim a opção de escolha do consumidor;
- Programação para Horário de Verão: requisito importante para prever acerto de relógio, embora não seja primordial para consumidores BT;

- Parametrização de código de 14 dígitos, pois já está preparado para eventual migração da unidade para o ACL. Para os medidores BT, esta funcionalidade pode ser dispensada;
- Parametrização de intervalos de 5 a 60 minutos, pois atualmente a CCEE utiliza integralização de 5 minutos e as distribuidoras de 15 minutos. Cabe ressaltar que os dados de medição coletados pela CCEE são transferidos ao ONS mediante mensagens de integração entre os sistemas das entidades. Para os medidores BT, deve ser estudada outra forma de funcionamento do mercado, de modo a viabilizar a implantação de equipamentos inteligentes.

Posto isso, uma opção de encaminhamento para adequação do sistema de medição para agentes de pequeno porte seria a manutenção do medidor principal padrão atual da CCEE, flexibilização do medidor de retaguarda, manutenção do TP/TC e a comunicação de dados de medição enviados pela distribuidora via UCM. Para essa opção, devem ser avaliados os impactos da possibilidade de não realização da inspeção lógica.

Com a possível flexibilização dos requisitos dos sistemas de medição para a permissão de adesão simplificada de pequenos agentes, é importante mencionar os aspectos operacionais que serão impactados.

Com a adesão simplificada dos Agentes, e considerando-se que o medidor a ser instalado pode não atender os requisitos técnicos do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede, podem ocorrer impactos, sendo:

<u>Procedimentos de Rede:</u>

- Necessidade de manter a emissão de Parecer de Localização pela CCEE (definição da localização e código/descritivo do ponto) para agentes em MT;
- Avaliar junto ao ONS as questões sobre aprovação do projeto de medição e Relatório de Comissionamento;
- Avaliar se os requisitos técnicos definidos na Especificação Técnica dos Sistemas de Medição, ou seja, classe de exatidão dos enrolamentos de medição dos TPs e TCs, enrolamentos secundários de medição exclusivos para faturamento, cabos secundários dos TPs e TCs até os medidores com blindagem, características técnicas dos medidores, a

necessidade do medidor de retaguarda, sistema de comunicação, deverão ser redefinidos para atender a esses consumidores ou não.

Módulo Mapeamento do SCDE:

- Não será possível considerar o Agente Representante no Mapeamento, apenas o Agente Conectante (Consumidor Livre ou Especial). Embora não ocorra adesão, o Agente Conectante deverá ser criado no Cadastrado de Informações Corporativas – CICORP –, a exemplo do que ocorre no processo atual para criação do Agente de Medição (não Agente de Mercado);
- Deverão ser fornecidas informações mínimas para cadastro;
- Avaliação da possível dispensa de aprovação de projeto de medição e relatório de comissionamento pelo ONS como premissa para aceite da modelagem. Esse processo é de responsabilidade do ONS, portanto estaria sendo impactada entidade externa à CCEE;
- Caso aprovado, deverá ser criado "*flag*" específico para indicar este tipo de ponto de medição.

Módulo Cadastro do SCDE:

- Não existe atualmente possibilidade de cadastrar medidores além dos tipos/modelos que atendem aos requisitos do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede, cuja relação encontra-se cadastrada na base do SCDE e disponível no site da CCEE;
- Atualmente está previsto também o cadastro de medidor retaguarda;
- É previsto o cadastro do sistema de comunicação para acesso aos medidores;
- O acesso aos medidores (principal e retaguarda) com sucesso é requisito para a aprovação do cadastramento do ponto de medição;
- Todos os atributos de cadastro devem ser preenchidos para aceite por parte da CCEE;
- As mensagens de integração com o ONS poderão sofrer impactos, pois atualmente toda alteração cadastral faz parte das mensagens diárias encaminhada ao FATQEE, sistema operado e administrado pelo ONS.

Cabe ressaltar que as mensagens estão definidas no Acordo Operacional assinado pelas entidades;

- Os dados cadastrais e os dados de medidas desses pontos de medição (com possível flexibilização) deverão ser enviados ao ONS.

Módulo Coleta:

- Disponibilização pelo Agente de arquivo tipo XML considerando integração horária e não em 5 minutos (300s), pois é possível que a coleta ocorra apenas uma vez por mês e sejam disponibilizados os arquivos em uma única vez, embora atualmente os Agentes disponibilizem um arquivo de dados/dia;
- Isenção de instalação de sistema de comunicação para acesso ao medidor;
- Isenção de instalação de medidor retaguarda;
- Necessidade de o Agente inserir código do medidor na UCM uma vez que o medidor não possua esta funcionalidade;
- Será necessário realizar significativa adaptação do Módulo de Coleta para aceite eventual de arquivos com dados mensais de medição e integração horária;

Módulo Notificações:

- Não deverão ser registradas notificações de manutenção do SMF, contrariando o processo atual e disciplinado no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede.

Módulo Penalidades de Medição:

- Aprofundar estudos com relação à apuração ou não de penalidades de medição para os pontos de medição considerados neste critério.

Módulo Ajuste SCDE:

- O Módulo foi concebido prevendo o registro de notificação de manutenção para solicitação de ajuste de dados, inclusive prevendo o envio dos ajustes ao longo do mês, sendo que o impacto neste módulo será bem significativo.

Módulo Relatórios:

- A solicitação de relatórios de dados de medição em todas as versões será impactada se não forem disponibilizados os dados de medição diariamente.

Face ao exposto, é importante frisar que é possível se alterar a atual sistemática, embora seja evidente que o impacto será considerável com relação às necessidades de uma adaptação nas funcionalidades do SCDE e nas rotinas operacionais para atender a eventual flexibilização.

Esta avaliação é preliminar, sendo importante efetuar detalhamento de todos os impactos e recursos para adaptação, caso seja permitido realizar a adesão simplificada, inclusive no que diz respeito à flexibilização dos requisitos técnicos e operacionais de medição.

6.4 SOLUÇÃO DE MERCADO - TRATAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DE PEQUENOS AGENTES NO ACL

A expansão de agentes de mercado vem ocorrendo em ritmo bastante acelerado com as adesões na CCEE, fato este decorrente principalmente da migração de consumidores para o mercado livre. As Figuras 6.5 e 6.6 mostram, respectivamente, a evolução do número e da carga dos consumidores livres (CLs) e especiais (CEs).

Destaca-se que os CEs apresentaram crescimento expressivo de 104% nos últimos dozes meses, período de dezembro de 2009 (219 CEs) a novembro de 2010 (447 CEs). Em termos de consumo, os CEs representaram aproximadamente 2% da carga do SIN – Sistema Interligado Nacional – em novembro de 2010, ou 990 MW médios.

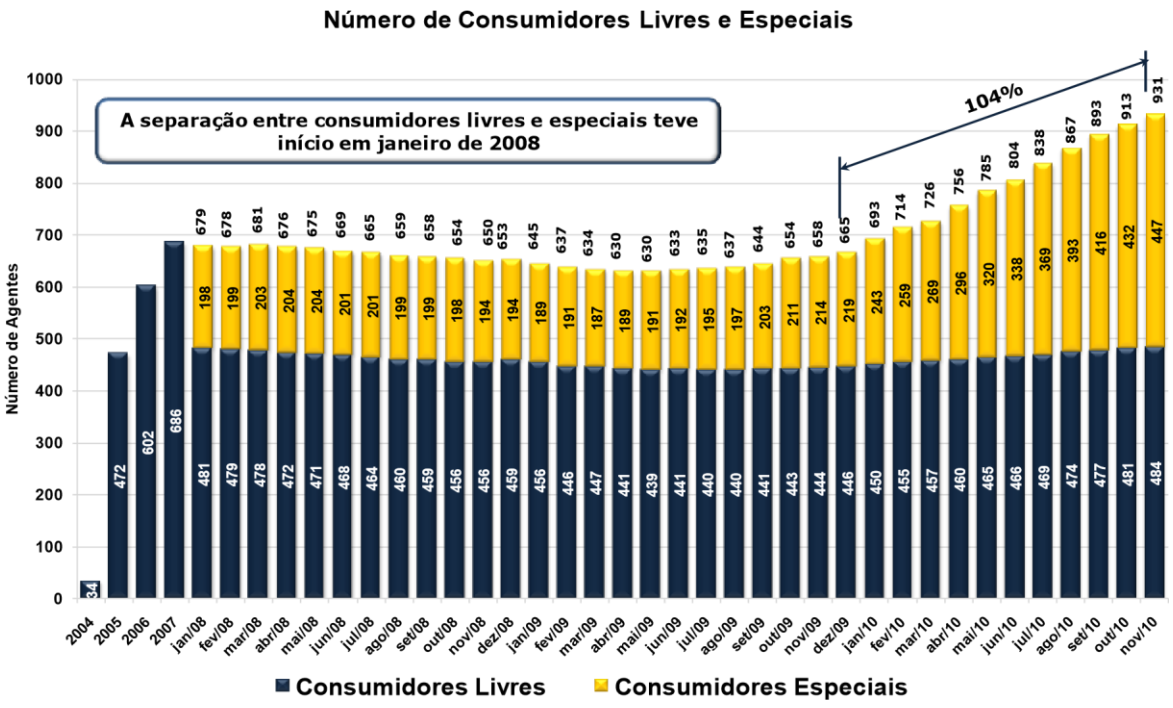


Figura 6.5: Evolução de número de consumidores livres e especiais.

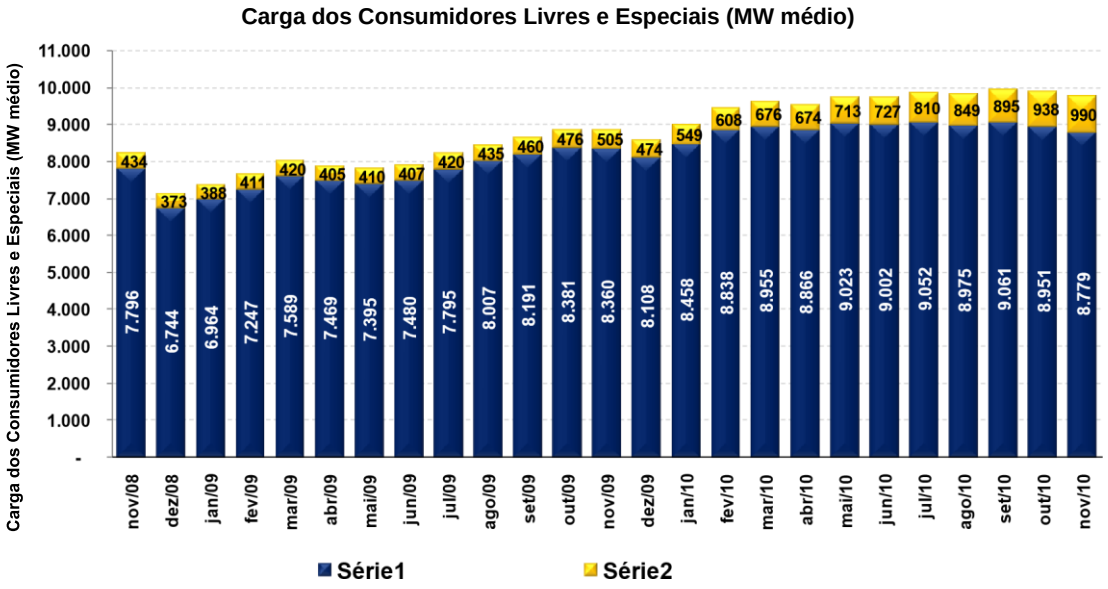
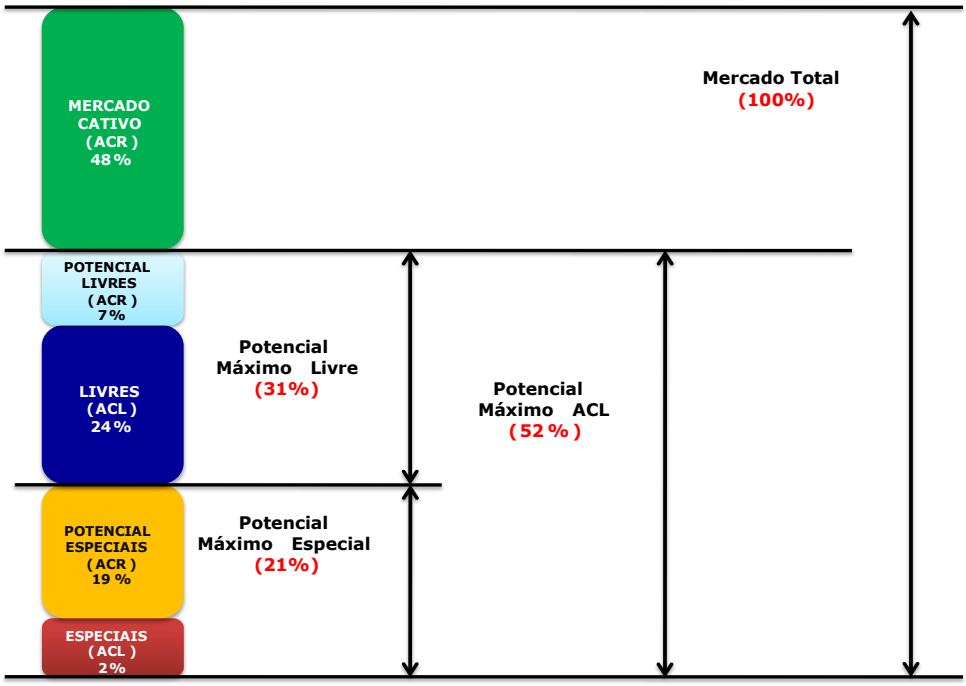


Figura 6.6: Evolução da carga de consumidores livres e especiais.

De acordo com estudo da Andrade & CANEELAS[5], há um espaço significativo para o crescimento dos consumidores especiais, cujo potencial de mercado é de 21% da carga do SIN, conforme ilustrado na Figura 6.7.

[5] Apresentação A&C no II SINREM Julho/2010 - Liquidez para o Mercado de Energia Brasileiro: visão geral e desafios.



Adaptado - Estudo Andrade & Canellas – 2010

Figura 6.7: Potencial de mercado para consumidores livres e especiais.

A abertura dos mercados de energia elétrica, de forma abrangente a todos os consumidores, já é uma realidade em vários países. Por outro lado, no contexto brasileiro, para viabilizar a ampliação do mercado e dar os primeiros passos para uma abertura do mercado, há ainda diversos aspectos que necessitam de aprimoramento.

Importante ressaltar que existe um parecer do Projeto de Lei (PLS 402/2009) que trata da venda de excedentes - em tramitação no Senado – que considera a ampliação da elegibilidade de consumidores potencialmente livres com redução da demanda contratada de 3 MW para 1 MW.

Atualmente, os pequenos agentes alegam elevados custos para adequação de infraestrutura ao ACL, não somente no que se refere à medição (principalmente no caso dos pequenos geradores), mas também à complexidade dos processos de adesão, de modelagem e das regras e procedimentos de comercialização.

O Decreto 5.163/04, em seu artigo 50, prevê que todos os CL e CE sejam agentes da CCEE, podendo ser representados para efeitos de contabilização e liquidação, por outros agentes na CCEE. Agentes de geração com capacidade instalada abaixo de 50MW (agentes facultativos) podem optar pela representação por uma comercializadora, para fins de contabilização e liquidação, mantendo, contudo, a obrigação de envio à CCEE de sua medição de acordo com as Regras e Procedimentos de Comercialização existentes.

Para que um CE ou gerador de pequeno porte se torne agente da CCEE é necessário que atenda às regras e procedimentos de comercialização. Devem-se observar os procedimentos de comprovação dos quesitos legais para participação no mercado livre, de adequação do SMF, regularidade fiscal e jurídica (atas, certidões e registros), abertura de conta bancária no agente custodiante, formalização dos contratos de adesão à CCEE, à Câmara de Arbitragem e de acesso e utilização do SCL/SCDE, validação da adesão e modelagem do consumidor pela Distribuidora.

Resumidamente, as principais dificuldades apontadas por pequenos agentes para migração ao ACL são:

- Processos de Adesão / Processos de Modelagem – adequação da medição;
- Complexidade das Regras e Procedimentos de Comercialização;
- Pequeno agente tendo que atender as mesmas regras de um grande consumidor;
- Infraestrutura insuficiente para gestão dos contratos e operacionalização junto à CCEE.

Posto isso, foi apresentado ao Grupo de Trabalho uma proposta de aprimoramento da adesão e representação de pequenos agentes (consumidores especiais e geradores de pequeno porte) visando à simplificação/agilidade dos processos e à expansão do mercado tanto no lado da oferta quanto na demanda.

Essa proposta permite que um agente de pequeno porte tenha a opção de ser considerado e contabilizado na CCEE, com uma adesão simplificada, sob a responsabilidade de uma nova categoria de agente – “Comercializador Varejista”, conforme ilustrado na Figura 6.8. Dessa forma, o Comercializador Varejista representaria o ativo do consumidor na contabilização, ficando responsável por toda operação, desde a representação dos ativos de medição, processos de adesão, contabilização, liquidação, pagamento de penalidade e aporte de garantia financeira. A relação contratual entre consumidor e comercializador varejista pressupõe o atendimento de todo o consumo verificado na CCEE para atender à exigência de 100% de cobertura contratual do consumo.

A proposta da criação do “Comercializador Varejista” está sendo avaliada pela CCEE, ANEEL, Associações e Agentes do Setor.

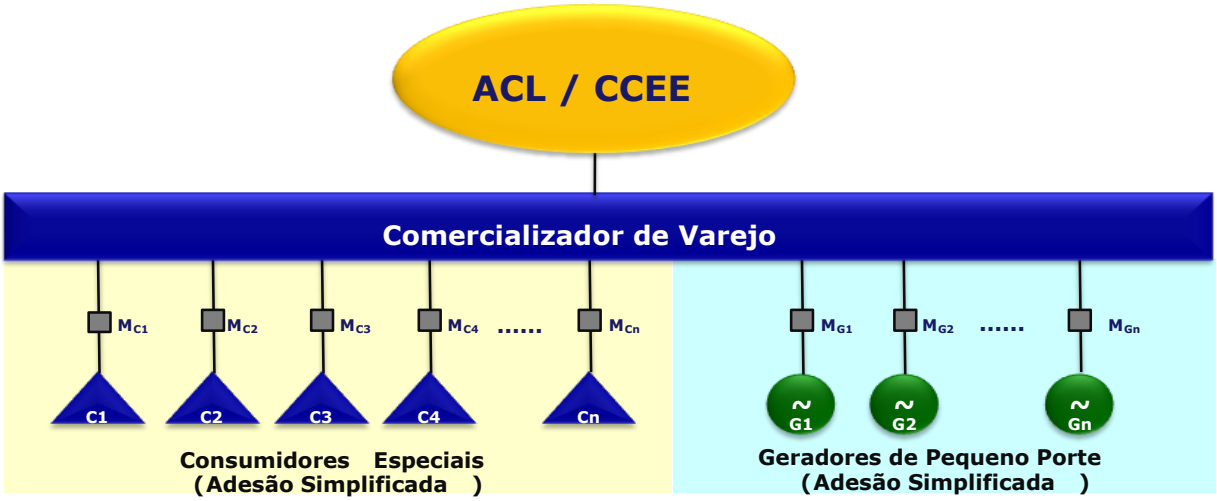


Figura 6.8: Proposta para representação de pequenos agentes pelo Comercializador Varejista.

Com a adoção dessa proposta, as responsabilidades e obrigações atuais de um pequeno agente seriam minimizadas e absorvidas pelo Comercializador Varejista, conforme pode ser visto na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Comparação das responsabilidades e obrigações atuais de um pequeno agente com proposta do Comercializador Varejista.

Processos CCEE	Situação Atual	Situação Proposta	
	Consumidor Especial	Consumidor Especial	Comercializador de Varejo
Adesão	X	X	
Modelagem, alterações e descadastramento da carga no SOMA	X		X
Registro, validação e ajustes de Contratos de Compra	X		X
Declaração SEFAZ	X		X
Acesso às informações de cadastro Sinercom	X		X
Relatórios Sinercom	X		X
Apuração de Penalidades Técnicas	X		X
Contestação de Penalidades Técnicas	X		X
Pagamento de Penalidades Técnicas	X		X
Apuração de Garantias Financeiras	X		X
Contestação de Garantias Financeiras	X		X

Aporte de Garantias Financeiras	X		X
Desligamento por solicitação	X	X	X
Desligamento por descumprimento	X		X
Pagamento de contribuição	X		X
Participação em Assembleias	X		X
Participação em Treinamentos	X	X	X
Visitas de Conectividade	X		X
Participação na Inadimplência	X		X
Pagamento de Encargos	X		X

De uma forma resumida e preliminar, seguem alguns impactos levantados até o momento pelo grupo nos processos de adesão, modelagem, regras, legislação e tratamento da inadimplência para a proposta do Comercializador Varejista:

Adesão Simplificada:

- Documentos Mantidos:
  - ✓ Documentos societários, Termo de Adesão à Convenção Arbitral, CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – ou 3 últimas faturas, Certidão Negativa de Falências e Recuperação Judicial.
- Novos documentos:
  - ✓ Termo de Adesão à CCEE como agente representado (consumidor transfere responsabilidades para comercializador varejista);
  - ✓ Termo de representação de unidade consumidora (comercializador varejista atesta que atende todo o consumo da unidade e responsabiliza-se por todos os resultados na CCEE)
- Documentos dispensados:
  - ✓ Requisito de Adesão à CCEE, Termo de Compromisso, Termo de Adesão, Contrato SCL.
- Consumidor representado não precisa abrir conta corrente no agente custodiante.

Adequação do Sistema de Medição:

- As avaliações da flexibilização da comunicação, dos requisitos e funcionalidades dos medidores e impactos operacionais estão descritas no item 6.4 deste documento.

Impactos nas Regras de Comercialização:

- Criação de um agente vinculado ao Comercializador Varejista, da classe Consumidor Especial, para modelagem das Cargas;
- Considerando condição anterior, os cálculos das regras não teriam que ser alterados para contemplar o comercializador varejista;
- Em relação aos textos e descrições, será necessária a inclusão da classe "Comercializador Varejista" ao longo das regras, onde existe a referência aos consumidores especiais.

Impactos nos Procedimentos de Comercialização:

- AG.01 / AG.02 / AG.03 (Adesão / Manutenção / Desligamento de Agentes)
- AM.04 (Administrar Votos e Contribuição Associativa) – destinação dos votos
- AM.12 (Representação Contábil de Agentes)
- ME.01 / ME.02 / ME.04 / ME.05 / ME.06 / ME.07 (Registro / Manutenção Cadastro de Ativo / Mapeamento SCDE / Manutenção Cadastro SCDE / Coleta SCDE / Penalidade de Medição).

Impactos na Legislação:

- Resolução ANEEL n° 109, de 26.10.2004, que institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica
    - ✓ Incluir capítulo específico que trate das condições gerais de representação de outros agentes pelo comercializador varejista bem como que trate da adesão simplificada dos representados;
    - ✓ Inserir no art. 12, III, a classe do "comercializador varejista";
    - ✓ Inserir no art. 15, que trata do desligamento de agentes, o tratamento diferenciado que será conferido aos representados pelo comercializador varejista quando este for desligado da CCEE;

- ✓ Inserir no art. 26, que trata da distribuição de votos, o tratamento diferenciado que será conferido ao comercializador varejista;
- ✓ Inserir no art. 36, que trata do rateio das contribuições associativas, o tratamento diferenciado que será conferido ao comercializador varejista;

- Resolução ANEEL n° 265, de 13.08.1998, que estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica;
  - ✓ Inserir capítulo específico para tratar do comercializador varejista, incluindo (i) direitos e deveres do representante; (ii) direitos e deveres do representado; (iii) aporte de garantias financeiras para acesso do comercializador varejista; (iv) condições diferenciadas no rateio de votos e contribuição associativa.
- Resolução ANEEL nº 67, de 08.06.2004, e Resolução ANEEL n° 248, de 23.01.2007, que tratam, dentre outros assuntos, da adequação do sistema de medição para faturamento:
  - ✓ Caso as condições atuais de instalação e adequação do sistema de medição para faturamento sejam flexibilizadas.
- Estatuto Social da CCEE
  - ✓ Incluir no art. 5º, § 3º, a classe do “comercializador varejista”;
  - ✓ Inserir no art. 19, § 1º, que trata da distribuição de votos, o tratamento diferenciado que será conferido ao comercializador varejista.

<u>Risco de Inadimplência do Varejista:</u>

- Para mitigar o risco de eventual inadimplência do Comercializador Varejista, foi proposto que este agente tenha uma obrigação de apresentar contratos de longo prazo para cobertura do consumo de suas cargas.
  - ✓ XX% do consumo coberto por contratos com período de fornecimento remanescente maior que XX meses;

- Ponto de Atenção
    - ✓ Contratos devem ser registrados e não podem ser finalizados ou “zerados”

<u>Desligamento - Fornecedor de última instância</u>

- Adicionalmente, existe a preocupação com relação à manutenção do fornecimento de contratos para os consumidores representados por um Comercializador Varejista que venha a ser desligado;
- Foi proposta a figura do Fornecedor de Última Instância, que assumiria o suprimento de contratos dos consumidores representados no caso de desligamento do Comercializador Varejista;
    - ✓ Modelo 1: Comercializador varejista negocia bilateralmente contratos de Fornecimento de Última Instância com qualquer outro agente:
        - ▪ Contratos padronizados
        - ▪ Por carga representada
        - ▪ Preço ao consumidor permaneceria o mesmo do contrato original
    - ✓ Modelo 2: Distribuidora local é o Fornecedor de Última Instância:
        - ▪ Não existe celebração de contrato
        - ▪ Durante o prazo de atendimento como fornecedor de última instância, o consumidor pagaria o valor do PLD + margem para cobertura de custos operacionais
            - ❖ Valor mínimo para que atendimento não seja mais interessante do que procurar outro varejista ✓ Modelo 3: Chamada para Fornecimento de Última Instância:
        - ▪ A CCEE divulga as informações do varejista em desligamento e de seus consumidores

- Abre-se prazo para outros varejistas manifestarem interesse de assumir consumidores
    - Definição de critérios para aceitação
    - Preço pré-definido ou manutenção dos preços

✓ Na ausência de ofertas, aplica-se o modelo 2.

A proposta tem como objetivo dar mais segurança aos agentes de pequeno porte, ao optar pela migração para o mercado livre, pois o modelo tornaria facultativa sua participação direta na complexa operação no ACL. Outros benefícios esperados são o desenvolvimento de mecanismos que promovam a expansão da geração de energia limpa e maior competitividade no mercado livre.

É importante ressaltar que esta avaliação é preliminar e há necessidade de aprofundar os estudos na avaliação de impactos em sistemas, medição, questões de caráter legal, fiscal e regulatório, regras e procedimentos de comercialização.

6.5 SOLUÇÃO DE MERCADO - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENO PORTE A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A geração de energia a partir de fontes alternativas é uma tendência e necessidade em diversos países no mundo, em especial nos Estados Unidos, nos países membros da União Europeia, na Austrália, na China e no Japão.

Dentre as fontes incentivadas nesses países, destacam-se as fontes eólica, solar fotovoltaica e biomassa com a maior quantidade de potência instalada conectada na rede de distribuição. Como forma de viabilizar a expansão de tais fontes, são utilizados diversos mecanismos legais e regulatórios, dentre os quais, os mais empregados são: Tarifa *Feed-in*, Quotas, *Net Metering*, Certificados de Energia, Investimento Público e Leilões de Energia.

No Brasil, há vários incentivos para as Pequenas Centrais Hidrelétricas, Centrais Eólicas e a base de Biomassa que injetam até 30 MW de potência nas redes de distribuição e transmissão. Além disso, o Proinfa (Lei nº 10.438/2002) instituiu uma quota de energia para cada uma das fontes acima citadas e os leilões de energia exclusivos para energia alternativa também podem ser considerados destaques na política de incentivo adotada para geração distribuída de médio porte.

No entanto, a geração distribuída de pequeno porte conectada na rede de distribuição (inclusive em baixa tensão) enfrenta barreiras técnicas, regulatórias e legais

para conexão, comercialização da energia, assim como dificuldades para viabilizar economicamente os projetos.

6.5.1 Caracterização

Pode-se conceituar geração distribuída, de maneira genérica, como aquela localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou do lado do consumidor, de pequeno porte e não despachada pelo ONS. No entanto, não há consenso no meio acadêmico sobre o tamanho dessa geração e, a princípio, também não se podem excluir os pequenos geradores que utilizam combustíveis fósseis desse conceito mais amplo.

Há vários tipos de geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia, dentre os quais podem ser citados:

- Pequena Central Hidrelétrica – PCH;
- Central Geradora Hidrelétrica – CGH;
- Biomassa;
- Eólica;
- Solar Fotovoltaico;
- Resíduos Urbanos.

De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas proporciona diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam:

- A postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;
- O baixo impacto ambiental se consideradas fontes de energia alternativa;
- O menor tempo de implantação;
- A redução no carregamento das redes;
- A redução de perdas;
- A melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada;
- O provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa;
- O aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição;
- Diversificação da matriz energética.

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia;
- Necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;
- Aumento da complexidade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve;
- Alteração dos níveis de curto-circuito das redes, gerando a necessidade de revisitar esquemas de proteção;
- Possível aumento da distorção harmônica na rede;
- Necessidade de acomodar a possível intermitência da geração, inerente a algumas fontes de energia alternativa, tais como radiação solar e vento;
- Possíveis custos elevados de implantação implicando tempos de retorno elevados para o investimento.

Segundo o Decreto nº 5.163, de 2004, enquadra-se no conceito de geração distribuída aquela proveniente de fontes renováveis de energia e com potência instalada inferior a 30 MW. Além da potência reduzida, a geração distribuída de pequeno porte geralmente está conectada na rede de baixa tensão.

6.5.2 Panorama no Mundo

Dentre os mecanismos adotados por diversos países para incentivar a geração de energia a partir de fontes renováveis, destacam-se:

6.5.2.1 Tarifa Feed-in

O sistema *Feed-in* consiste no pagamento de uma tarifa vantajosa para as centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia. O valor pago pela energia elétrica injetada na rede é bem superior ao da energia consumida, cujo atendimento foi gerado a partir de fontes convencionais, com objetivo de viabilizar a implantação de tais empreendimentos, que possuem custos mais elevados de produção.

Esse incentivo foi implantado pelos governos em vários países da Europa, sobretudo na Alemanha e agora em pauta nos Estados Unidos, como política pública voltada para a diversificação da matriz energética com o uso de fontes renováveis. Tais

tarifas (com preço fixo ou com prêmio acima do valor do preço *spot*) normalmente são garantidas com contratos de compra de longo prazo por um período determinado, 10 a 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com consequente redução de custos. No Brasil, um paralelo desse mecanismo seria o Programa de Incentivo às Fontes
Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA,

6.5.2.2 Quotas

Política de cotas que exige que os distribuidores de energia comprem certa quantidade ou porcentagem da energia vendida aos consumidores proveniente de fontes renováveis. Os países que utilizam esse sistema em sua maioria possuem compromissos com redução de emissão. Nos Estados Unidos esse sistema, conhecido como *Renewable Portfolio Standard* – RPS –, é utilizado em 29 estados. A maioria dos RPS exige uma cota da ordem de 10 a 25%.

6.5.2.3 Net Metering

Consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais (quatro quadrantes). Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura (tipicamente ao valor da tarifa do cativo). Na Califórnia, entretanto, as distribuidoras não são obrigadas a comprar o excesso de energia que um consumidor produz e tal prerrogativa é respaldada por lei. Caso a geração seja menor do que a carga, o consumidor paga apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada. Nos Estados Unidos, 44 estados adotam essa política.

6.5.2.4 Certificados de Energia Renovável

As pequenas centrais geradoras recebem certificados que atestam a expectativa de energia renovável a ser produzida, não tendo qualquer relação com os contratos de compra e venda de energia assinados pelo proprietário. Dessa forma, representam uma receita adicional ao investidor, pois se trata de reconhecimento do benefício ambiental proporcionado pela usina, que pode ser comercializado em um mercado especificamente criado para tais certificados, cujos interessados são grandes empresas que buscam atender as metas ambientais de cada país, tais como redução da emissão de gases do efeito estufa. Existem dois mercados de certificados: o

compulsório e o voluntário. No mercado compulsório, os certificados podem ser usados para atendimento às quotas (conforme item b). Já no mercado voluntário, há um crescimento cada vez maior de compra de certificados pelos grandes consumidores/consumidores varejistas (500 maiores empresas, Governo Federal e Estadual, Instituições, Universidades).

A Tabela 6.3 ilustra a aplicação dos principais mecanismos de incentivo utilizados em diversos países.

Tabela 6.3: Incentivos para a geração distribuída - Fonte: Renewables 2010 - Global Status Report.

País	*Feed-in tariff*	Quota	*Net metering*	Certificados Energia renovável	Investimento público/ financiamentos	Leilões públicos de energia
Alemanha	X		X		X	
Austrália	X	X		X	X	
Brasil					X	X
Canada	**	**	X		X	X
China	X	X			X	X
Dinamarca	X		X	X	X	X
Espanha	X			X	X	
Estado Unidos	**	**	**	**	**	**
Itália	X	X	X	X	X	
Japão	X	X	X	X	X	
Portugal	X				X	X
Reino Unido	X	X		X	X	

Obs: Os campos assinalados com ** significam que alguns estados/províncias desse país adotaram esse sistema, outros não.

Nos Estados Unidos, o *Net Metering* é adotado em 44 estados, sendo que 19 oferecem financiamento público, 30 têm programas estruturados para fontes renováveis e 27 oferecem reduções em impostos.

6.5.3 Principais resultados alcançados

A Figura 6.9 apresenta a capacidade instalada existente em 2009 das fontes eólica, biomassa, solar e hídrica de pequeno porte (< 10 MW) em alguns países, assim como o total estimado no mundo.

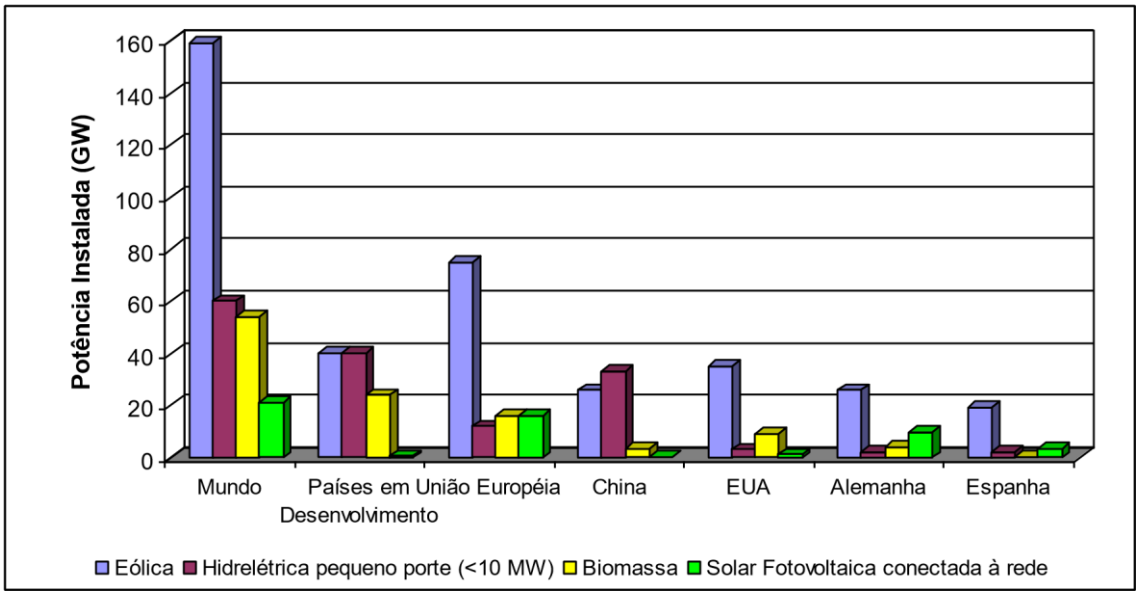


Figura 6.9: Geração Distribuída em 2009

(Fonte: Renewables 2010 - Global Status Report).

A Figura 6.10 ilustra a evolução da adição de potência instalada da fonte solar fotovoltaica conectada à rede entre 2005 e 2009.

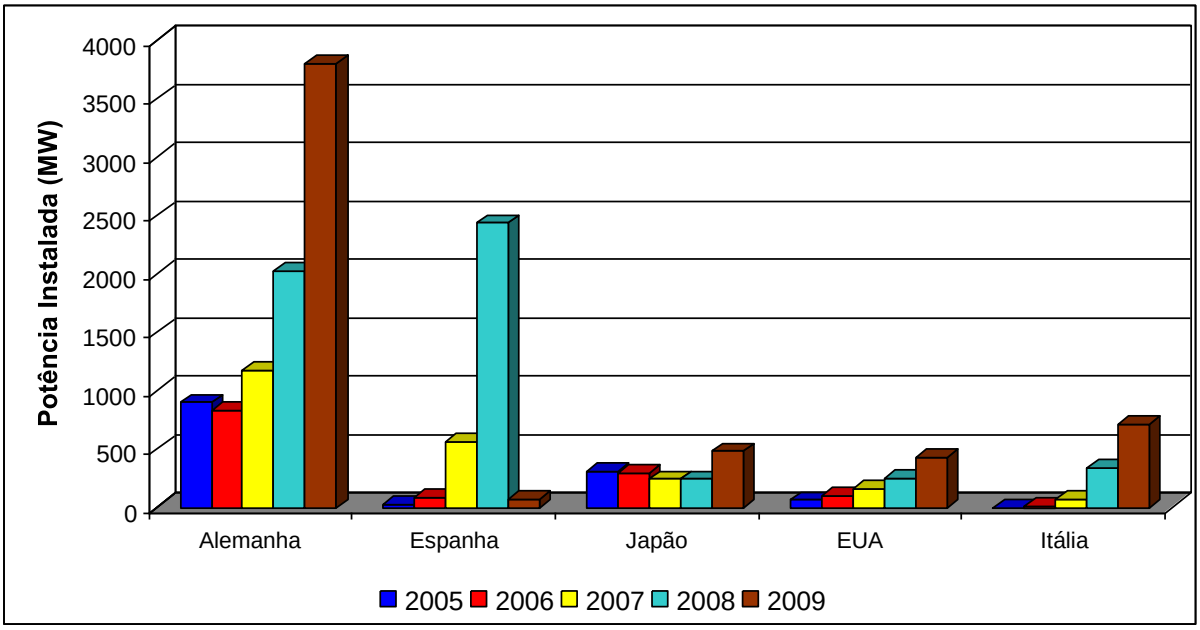


Figura 6.10: Adição Anual de Geração Solar Fotovoltaica (Fonte: Renewables 2010 - Global Status Report).

6.5.4 Modelo de Negócio Proposto

Dentro do contexto de Redes Elétricas Inteligentes, entende-se que é desejável a disseminação da geração distribuída de pequeno porte, tendo em vista os benefícios acima relacionados. Entretanto, faz-se necessário criar um modelo de negócio que incentive a implantação desse tipo de fonte, adaptando o arcabouço legal e regulatório vigente.

Atualmente, há dificuldades tanto para a conexão dessas fontes, quanto para a comercialização da energia gerada, uma vez que as regras estão voltadas para os grandes blocos de energia.

O modelo de negócio aqui proposto contempla os pequenos geradores, com potência instalada até 1 MW, conectados à rede de distribuição, que utilizam como insumo energético fontes hidráulica, solar, biomassa ou biogás. Essa geração poderia estar conectada em instalações de qualquer consumidor, inclusive naqueles em baixa tensão residencial, comercial ou industrial.

A seguir, apresentam-se duas opções para venda da energia exportada:

1. Participação nas Chamadas Públicas promovidos pelas Distribuidoras, quando houver necessidade de contratação de energia para atender o seu mercado. Essa alternativa deve abranger o conceito mais amplo de geração distribuída, não apenas os microgeradores. O preço da energia não pode ser superior ao Valor de Referência. Assim, mantém-se esse ponto da legislação vigente na Lei nº 10.848/04 e no Decreto nº 5.163/04; e

2. Obtenção de créditos de energia produzidos pelo consumidor com geração até 1 MW (potência instalada) junto à distribuidora (*Net Metering*). Nesse sistema, a energia gerada pelo consumidor e injetada na rede de distribuição seria transformada em créditos (em kWh), que poderiam ser utilizados pelo consumidor nos meses seguintes, abatendo o seu consumo. Assim, não haveria a troca de unidades monetárias entre o consumidor e a distribuidora, apenas uma permuta/troca entre a geração e o consumo da mesma instalação, ou outra cujo titular seja o mesmo (CNPJ/CPF) e dentro da mesma área de concessão ou permissão.

Apesar de a opção 1 já existir atualmente, a alternativa mostra-se insuficiente para a disseminação da geração distribuída. Nota-se que há um baixo número de

Chamadas Públicas realizadas pelas distribuidoras e, portanto, poucas oportunidades para o empreendedor de pequena geração vender energia. Fica recomendada a realização de estudos para o aperfeiçoamento desta forma de comercialização de energia de pequenos geradores. Observação: Os recentes resultados do 2º Leilão de Fontes Alternativas e do 3º Leilão de Reserva (Eólicas) mostraram preços de mercado bastante competitivos para as fontes hidráulica, eólica e biomassa, abrindo oportunidades tanto no mercado livre quanto maior participação das GDs nas Chamadas Públicas das Distribuidoras, tendo em vista o valor de repasse ao VR - VR2010: 145,41 R$/MWh – superior aos preços dos referidos leilões.

A opção 2 mostra-se uma alternativa interessante para uso do excedente de energia. O modelo é simples e pode ser facilmente compreendido por pequenos consumidores. Para os usuários do segmento comercial ou industrial, há a possibilidade de uma unidade gerar excedente de energia para ser consumida por outra unidade do mesmo grupo, na mesma área de concessão. Nesse sentido, os usuários deixariam de comprar energia pelo preço final da distribuidora (até R$ 580/MWh) e o consumo seria atendido por seus pequenos geradores. Entretanto, devem ser realizados estudos mais aprofundados acerca da manutenção da modicidade tarifária.

Assim, para a comercialização da energia, a alternativa proposta seria o mecanismo *Net Metering*, através do qual é registrado apenas o valor líquido do excedente gerado, ou seja, o valor líquido do consumo e geração.

Tal alternativa enquadra-se perfeitamente com a fonte solar fotovoltaica, que pode ser instalada nos telhados e fachadas residenciais e comerciais, mas que ainda apresenta um custo de produção de energia mais elevado que as outras fontes renováveis já citadas. No entanto, como os custos vêm caindo acentuadamente, o *Net Metering* já se apresenta como uma opção viável em alguns estados, como Minas Gerais, em função na tarifa residencial suportada pelo consumidor, após a inclusão de todos os encargos e impostos (federais e estaduais).

Em ambas as opções acima, o sistema de medição a ser utilizado seria simplificado, com as mesmas características do consumidor cativo do grupo A, adicionando-se a funcionalidade de medição em quatro quadrantes, permitindo a leitura dos dois fluxos de energia (geração e carga), conforme estabelecido no Módulo 5 do PRODIST e no item 3 deste trabalho. O custo adicional desse medidor, em relação ao custo do medidor do consumidor comum, deveria ser arcado pelo agente que se tornar consumidor-gerador (para não impactar a tarifa dos demais usuários).

Outra vantagem seria a possibilidade de comercialização de energia sem a necessidade de adesão à CCEE, ou uma adesão simplificada, conforme proposta do Comercializador Varejista. As regras atuais dessa Câmara foram elaboradas para grandes blocos de geração, com exigências muito grandes de precisão da medição, leitura *on-line* dos dados, além da exigência de garantias financeiras e aplicação de penalidades severas, incompatíveis com o porte e a natureza desse pequeno gerador.

Para a manutenção da modicidade tarifária, poderia ser estabelecido um limite anual para a concessão de créditos em kWh pela distribuidora. Recomendam-se estudos para determinação desse limite, ficando a sugestão de 1% do mercado verificado no ano anterior.

Entretanto, a instalação de pequenos geradores distribuídos com fonte renovável (solar, eólica, etc.) exige altos investimentos iniciais, cujos pequenos consumidores (potenciais empreendedores) podem não estar dispostos a gastar. Para eliminar tal barreira, poderia ser criada uma linha específica de financiamento nos bancos oficiais de fomento.

Como forma de redução do risco da distribuidora ao adquirir energia de fontes intermitentes por meio da concessão de créditos (permuta) ou por chamada pública, os quais deverão ser considerados como abatimento de carga da distribuidora junto ao ONS e à CCEE, deve ser concedido um redutor ("desconto") no cálculo do atendimento do mercado, para não deixar a distribuidora exposta involuntariamente por sobrecontratação em função da característica e confiabilidade dos microgeradores, desde que devidamente justificado.

O consumidor com geração deveria ser registrado junto à ANEEL, e caso deseje comercializar energia no mercado livre deverá se adequar às regras e procedimentos de comercialização, inclusive a medição.

Embora as políticas adotadas em outros países possuam motivações específicas de seus mercados, todas as alternativas devem ser avaliadas, ou seja: Tarifa *Feed-in*, Quotas, *Net Metering*, Certificados de Energia, Investimento Público e/ou Leilões de Energia. Em sua maioria, os países adotaram sistemas com base em metas para aumentar participação de fontes renováveis na matriz, juntamente com o comprometimento de redução de emissão de gases. Recomenda-se, portanto, aprofundar estudos de modelos de negócios adotados em outros países.

Por fim, deve-se destacar que a ANEEL disponibilizou para Consulta Pública (CP nº 15/2010), de 10 de setembro a 09 de novembro de 2010, a Nota Técnica n°

43/2010-SRD/ANEEL, com o objetivo de receber contribuições para questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes para a conexão de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, na rede de distribuição.

Foram recebidas contribuições de 39 agentes, provenientes de distribuidoras, geradoras, consumidores, associações, pesquisadores, profissionais de engenharia e demais interessados no tema. Após a análise das contribuições e a realização de estudos complementares, a Agência deve realizar uma Audiência Pública em 2011 apresentando uma minuta de resolução com propostas de novas regras e/ou alteração das já existentes.

Ainda, do ponto de vista das Distribuidoras, deve-se aprofundar os estudos dos impactos da implantação das políticas tratadas acima, no custeio e operação das redes, incluindo possibilidade de financiamento e impactos tarifários.

6.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao longo do funcionamento do Subgrupo, os participantes puderam estabelecer um canal permanente de troca de experiências e estudos relacionados aos temas abordados. Como a implantação de Redes Elétricas Inteligentes é um assunto abrangente e complexo, esse canal torna-se muito importante.

O Subgrupo foi válido também por envolver o setor de telecomunicações (em especial a Anatel) nas discussões acerca das Redes Elétricas Inteligentes. Tal setor tem extrema relevância para a disseminação da tecnologia, e também será impactado. O valor global que deve ser destinado para a área de telecomunicações gira em torno de 10%. A maior parte do investimento concentra-se na instalação dos equipamentos de *Smart Grid*, em torno de 70% e o restante, 20% representam outros gastos como *software* e despesas administrativas. A solução de telecomunicações predominantemente mais utilizada para aplicações de *Smart Metering* para atender as demandas de AMI foi o RF *Mesh*.

Conforme apresentado no relatório, estudo da empresa *Silver Spring* revela que os benefícios financeiros superem em 50% os custos dos investimentos em *Smart Grid*. Entretanto, destaca-se que os benefícios financeiros relacionados exclusivamente à implantação da infraestrutura de medição não sejam suficientes para cobrir os custos incorridos. Os benefícios só são ampliados decorrentes de outras funcionalidades

como, por exemplo, a participação da resposta da demanda, eficiência energética de automação da distribuição.

Como recomendações, ficam:

- Soluções de mercado aqui expostas tanto do lado da oferta e como da demanda por meio da criação de um novo agente de mercado - “Comercializador Varejista” - para adesão de agentes de pequeno porte e, com a adoção do mecanismo *Net Metering* para viabilizar a entrada da microgeração;
- Expandir os estudos sobre a flexibilização das regras de Comercialização no caso de adesão de pequenos agentes, avaliando os impactos em sistemas, medição, aspectos regulatórios, legais e fiscais;
- Aperfeiçoar a forma de comercialização da energia excedente de pequenos geradores distribuídos, em especial: formas de não afetar as tarifas dos demais usuários, necessidade de se estabelecer um limite de compra dessa energia pelas distribuidoras e criação de linhas específicas de financiamento para aquisição de pequenos geradores distribuídos;
- Avaliar o impacto para implementação de sistemas de medição para microgeração sobre sistemas de telecomunicações existentes considerando aspectos de criticidade, confiabilidade e resiliência;
- Elaborar programa de metas para delinear o modelo brasileiro baseado nos aspectos citados identificando aplicação dos recursos de infraestrutura de telecomunicações necessários para implementação de sistemas de medição para microgeração. O cronograma desse programa deve adequar os propósitos com recursos de infraestrutura de telecomunicações disponíveis ou que devam ser disponibilizados para a implementação do programa;
- Acompanhar as discussões e estudos em andamento em diversos países, viabilizando decisões sobre destinação de faixas do espectro alinhadas com as metas do programa brasileiro e com os propósitos das indústrias do setor de *Smart Grid* com relação à economia de escala;
- Avaliar aspectos fundamentais na política de implementação do conceito de *Smart Grid*: certificação INMETRO e ANATEL; padronização e interoperabilidade; durabilidade (vida útil) das tecnologias/produtos.

7 – ESTUDOS ECONÔMICOS

7.1 REFERÊNCIAS DE QUANTIFICAÇÕES EM ESTUDOS REALIZADOS EM OUTROS PAÍSES

Estudos do Grupo de Reguladores Europeus de Eletricidade e Gás *(European Regulators Group for Electricity and Gas* – ERGEG) apontaram soluções e eventuais dificuldades que os diferentes Estados-Membros da União Europeia deverão enfrentar antes da deliberação regulatória pela implantação em massa de medidores eletrônicos. Ainda em 2007, o Grupo elaborou documento ilustrando a então situação dos medidores eletrônicos instalados até 2006 e projetou as expectativas de implantação desses medidores em diversos países da Europa, conforme Figura 7.1 abaixo.

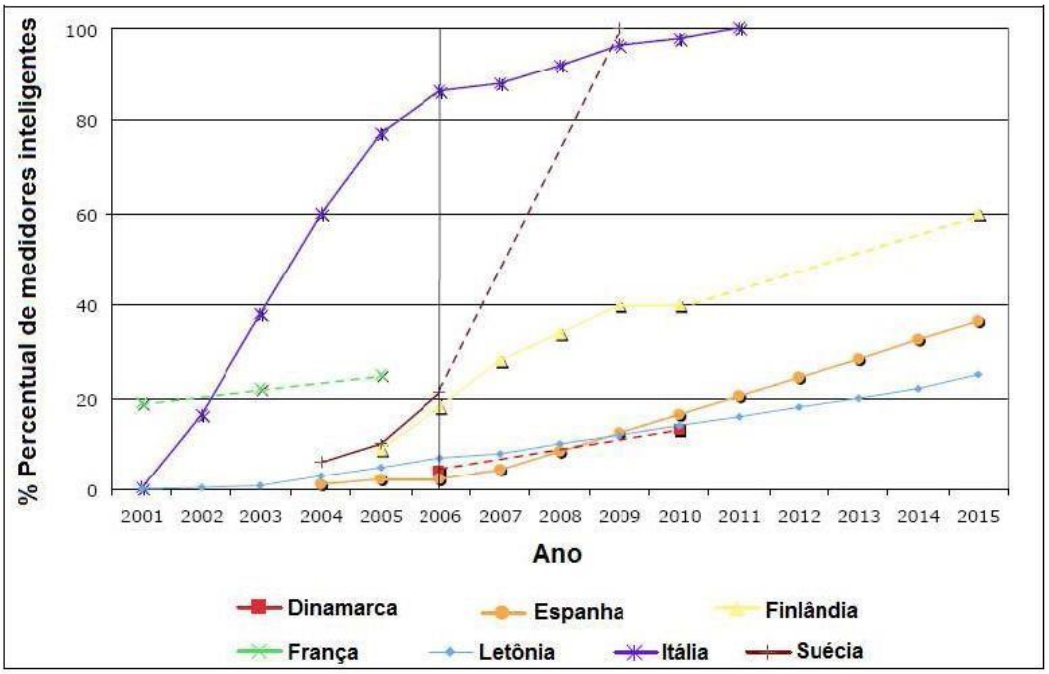


Figura 7.1: Evolução esperada no parque de medição em países da Europa (ERGEG, 2007).

7.1.1 Alemanha

Na Alemanha, em um projeto de cooperação com a *Microsoft*, a *Yello Strom*, um fornecedor de gás e energia elétrica com cerca de 1,4 milhões de consumidores, apresentou um programa para implantar medidores inteligentes em todo seu mercado no ano de 2008.

A empresa RWE iniciou um projeto piloto com a implantação de medidores inteligentes para 100.000 unidades consumidoras residenciais, com o objetivo de

desenvolver um medidor com "padrão aberto", que pode funcionar com todos os programas comuns de faturamento e também integrar medidores de água e gás.

A empresa EnBW anunciou um projeto piloto com 1.000 unidades consumidoras para testar medidores inteligentes e interfaces com os consumidores. O objetivo do projeto é instalar medidores externamente e disponibilizar um *display* com representações gráficas de consumo, incluindo a comparação com domicílios de referência. O sistema ainda pode ser ligado ao computador pessoal da residência, disponibilizando interfaces com mais informações e funcionalidades ao consumidor.

7.1.2 Finlândia

Na Finlândia, a partir de iniciativas voluntárias, um conjunto de empresas (Vattenfal, Fortum, E.O!, Vantaa Energia) iniciou a instalação em massa de novos medidores. O parque de medição em 2008 possuía 35% de medidores eletrônicos. Um relatório do Centro de Pesquisa Técnica da Finlândia (*Technical Research Centre of Finland*), parcialmente baseado em um questionário enviado às empresas de distribuição, indicava que até o ano de 2010 cerca de 50% dos medidores na Finlândia seriam lidos automaticamente.

7.1.3 Holanda

A implantação do novo sistema de medição deverá ser concluída até 2015, quando todos os consumidores (cerca de 13 milhões de unidades consumidoras) terão medidores inteligentes.

7.1.4 Irlanda do Norte

Tem-se verificado um expressivo aumento no número de medidores pré-pagos instalados. Foram verificadas taxas muito reduzidas de falhas em medidores. Houve uma redução de 8% nas chamadas para *call-centers*, com quase zero queixas relatadas. Significativas vantagens para os negócios têm sido relatadas em gestão de dívidas e na redução dos custos de faturamento. Como resultado, tarifas mais baratas estão sendo oferecidas (2,5% de desconto).

7.1.5 Portugal

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE – aprovou, em dezembro de 2007, um documento com as funcionalidades mínimas e o plano de

substituição dos medidores de energia elétrica, constituindo-se em uma proposta apresentada ao governo de Portugal. Pelo documento aprovado, a ERSE propõe que, após a realização de algumas etapas prévias, a instalação em massa do novo sistema de medição seja efetuada admitindo um período de 6 anos para a implantação (entre 2010 e 2015).

Sobre o reflexo nas tarifas, admitindo-se um período de 6 anos para o decurso do plano de substituição, com início em 2010, o impacto estimado nos anos mais significativos implicará, em média, um acréscimo aproximado de cerca de 3 % no total da tarifa.

7.1.6 Estados Unidos

Em 2006, a Pacific Gas & Electric Company – PG&E – começou a modernização dos medidores de gás e energia elétrica. Pelos planos da distribuidora, até 2011 o sistema de medição inteligente estará disponível para todos os consumidores de gás e energia elétrica atendidos pela empresa. Conforme definido, durante a implantação do projeto, o medidor pode continuar a ser lido manualmente, porém a telemetria e outros benefícios estarão disponíveis durante a finalização da implantação do sistema.

A implantação pela *San Diego Gas & Electric* – SDG&E começou em meados de 2008 e vai até o fim de 2010, quando se estima que terão sido instalados cerca de 1,4 milhões de novos medidores para consumidores de energia elétrica (além de quase 1 milhão para unidades consumidoras de gás).

A empresa Southern California Edison Company – SCE – estabeleceu que, entre 2009 e 2015, serão adotados novos medidores de energia elétrica no sul da Califórnia e, com isso, 5,3 milhões de medidores eletrônicos serão instalados.

7.1.7 Austrália

No estado de Nova Gales do Sul (*New South Wales*) foi anunciado que, a partir de 2008, todas as unidades consumidoras, cerca de 2,2 milhões, iriam receber medidores inteligentes com displays eletrônicos. O projeto, que prevê 10 anos para implantação, possibilitará o controle de demanda e energia por meio de tarifas binômias com diferenciação horária. Cerca de 160 mil equipamentos já tinham sido instalados em 2008 pela distribuidora *Energy Australia*, o que demonstrou que 83% dos

consumidores utilizaram menos energia elétrica. O experimento utilizou uma grande variedade de tecnologias de comunicação: GPRS, PLC e até mesmo WiMAX.

7.2 PREMISSAS E METODOLOGIA SUGERIDA

7.2.1 Premissas

7.2.1.1 Redução do pico

Os estudos existentes sobre a redução da carga em função das redes inteligentes não são parecidos. O documento do Grupo de Reguladores Europeus (ERGEG, 2007) relata que essa redução provavelmente seria derivada de melhores informações nas faturas e, portanto, poderia ser obtida com um simples medidor AMR (unidirecional) que permita faturas baseadas em leituras precisas ou que seria necessária uma melhor disponibilização de informações ao consumidor, ilustrando dados sobre o uso real e custo relacionado e, portanto, exigindo um medidor AMM (bidirecional) mais caro.

A apreciação realizada pelo regulador inglês (OFGEM, 2006) relata que, a partir do potencial de consumidores economizarem energia, pode ser feita economia entre 5-10% com aplicação de tarifas horárias, mas também afirma que existem imprecisões nessa estimativa e os elementos de prova para essa constatação não são fortes.

Um estudo sobre o impacto na eficiência energética realizado na Irlanda do Norte indicou uma redução média no consumo de energia em 3%. Uma análise mais recente sobre tarifas horárias, em que 3 diferentes preços são utilizados ao longo de 4 períodos, indicou um consumo anual de 3,5% abaixo da média residencial nacional, com prova de que o pico da noite poderia ser reduzido em até 10% dependendo do sinal de preço. Um nível elevado de satisfação do consumidor foi relatado no julgamento, com economia monetária calculada desde 1,5% para a média, até 15% para alguns consumidores (OFGEM, 2006).

Com relação à valorização dos benefícios associados à aplicação de tarifas horárias, a análise custo-benefício efetuada pelo regulador português (ERSE, 2007c) estimou dois resultados: benefícios associados à eficiência energética (redução de consumo) e benefícios associados à alteração dos hábitos de consumo (deslocamento de consumo).

Um projeto demonstrativo do DOE colocou em prática um sistema sofisticado que responde a simples instruções fixadas por um consumidor. Com isso, a energia foi

administrada em nome do consumidor para economizar dinheiro e reduzir o impacto sobre a rede. Consumidores economizaram cerca de 10% em suas faturas. Mais significativamente, o pico foi reduzido em 15%, permitindo que a rede, que antes estava saturada, atenda por mais um período de 3 a 5 anos de crescimento da carga de pico e permitindo a instalação de tecnologias mais limpas e mais eficientes para o fornecimento de energia (DOE).

Em um piloto de US $ 20 milhões que envolveu cerca de 2.500 consumidores residenciais e pequenas empresas comerciais e industriais ao longo de um período de três anos, três *utilites* na Califórnia testaram uma variedade de modelos de tarifas diferenciadas. O processo experimental envolveu um grupo de trabalho que foi facilitado pelas duas agências reguladoras estaduais e envolveu dezenas de partes interessadas, algumas com oposição a tarifas diferenciadas e algumas a favor. O experimento na Califórnia implantou tarifas diferenciadas e medidores inteligentes para todos os participantes do piloto. Além disso, alguns dos participantes também receberam tecnologias tais como termostatos inteligentes e sistemas *gateway* (as tecnologias respondiam automaticamente e permitiam uma resposta otimizada que considerava os valores das tarifas aplicadas) (Brattle Group, 2007).

O experimento mostrou que o consumidor californiano médio reduziu demanda durante o pico em 13% em resposta a sinais de tarifas dinâmicos cinco vezes superior à sua tarifa padrão. A queda de 13% ocorreu durante os seis meses da temporada de verão (de maio a setembro). Respostas durante meses intermediários no verão (junho a agosto) foram um ponto percentual superior. Assim, o estudo afirma que o valor de 14% poderia ser mais aplicável em condições críticas de pico (Brattle Group, 2007).

Os consumidores que tinham um termostato inteligente reduziram sua carga em 27%. Já aqueles que tiveram o sistema de gateway reduziram sua carga de 43% (Brattle Group, 2007).

O experimento mostrou também que os consumidores não responderam igualmente aos sinais de preço, mas o que importa, em termos de benefícios para o sistema, é a resposta de todos os consumidores de forma agregada, e não a resposta de cada cliente.

O estudo defende que se tarifas diferenciadas forem adotadas, os consumidores responderão de forma diferente e ainda podem existir questões sobre adoção voluntária e a profundidade do engajamento do consumidor para mudanças de hábitos de consumo. Nessa análise, o estudo reconheceu tal incerteza e utilizou

técnicas de simulação probabilística (Método de Monte Carlo) para concluir em um resultado consolidado. Com isso, o estudo gerou uma estimativa de que os programas baseados em tarifas diferenciadas podem reduzir a demanda máxima em 5 %. A partir dessa estimativa, vários benefícios foram mensurados (Brattle Group, 2007).

Com vistas a quantificar os potenciais para redução de consumo e redução de pico, a seguir são apresentados alguns exemplos de pilotos brasileiros.

7.2.1.1.1 Copel

A distribuidora iniciou os estudos sobre a Tarifa Amarela em 1994 e no segundo semestre de 1996 foi iniciada a fase experimental. No projeto, utilizou-se amostra de 229 consumidores residenciais de três diferentes faixas de consumo: de 161 a 300 kWh; de 301 a 500 kWh; e consumo maior do que 500 kWh (Copel, 1998).

Esses 229 consumidores foram separados em dois segmentos de mercado. Um segmento com os consumidores que obtiveram redução na fatura (com desconto) e outro com consumidores que deveriam ter tido aumento (com acréscimo) com a aplicação da nova tarifa.

A Tabela 7.1 mostra os valores de tarifa adotados nos pilotos.

Tabela 7.1: Valores adotados no projeto piloto de Tarifa Amarela (Copel, 1998).

Modalidade Tarifária	Preço na Ponta (R$/MWh)	Preço Fora da ponta (R$/MWh)
Normal (antes)	**131,53**	**131,53**
Amarela	**425,82**	**70,96**
Diferença	**223,70%**	**-46,10%**

Comparando-se os dados da semana anterior e da primeira semana de aplicação da Tarifa Amarela, entre os 229 consumidores, constatou-se que 152 (66%) obtiveram desconto, enquanto 77 (34%) apresentaram acréscimo. Após 9 meses, o universo com desconto era de 45% e, assim, percebe-se que o percentual de consumidores que obtiveram desconto com a Tarifa Amarela reduziu-se. O relatório da Copel atribui essa redução à diminuição do impacto da mensagem nesse período, além de que os consumidores foram informados que sempre pagariam a menor fatura entre a Tarifa Amarela e a tarifa convencional, o que pode ter influenciado a não continuidade dos esforços iniciais por parte dos consumidores.

As Figuras 7.2 e 7.3 mostram a influência da Tarifa Amarela. Percebe-se que no segmento “com desconto” houve alteração considerável nas curvas de carga de todos os dias da semana. Na Figura 7.2 estão as médias das curvas de segunda a sábado no segmento “com desconto”. Na Figura 7.3 estão as curvas dos consumidores “com acréscimo”.

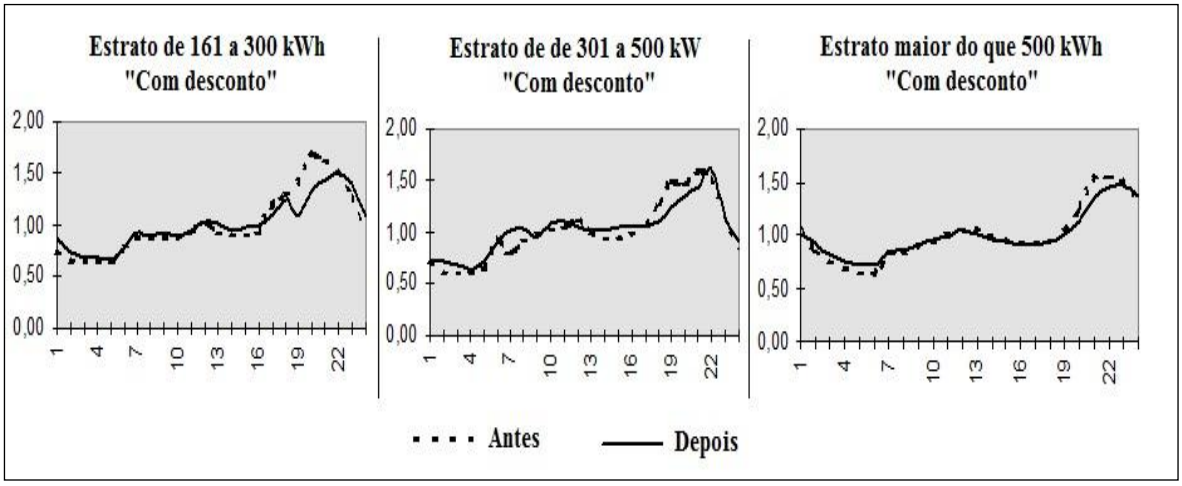


Figura 7.2: Médias das curvas de carga de segunda a sábado - “com desconto” (Copel, 1998).

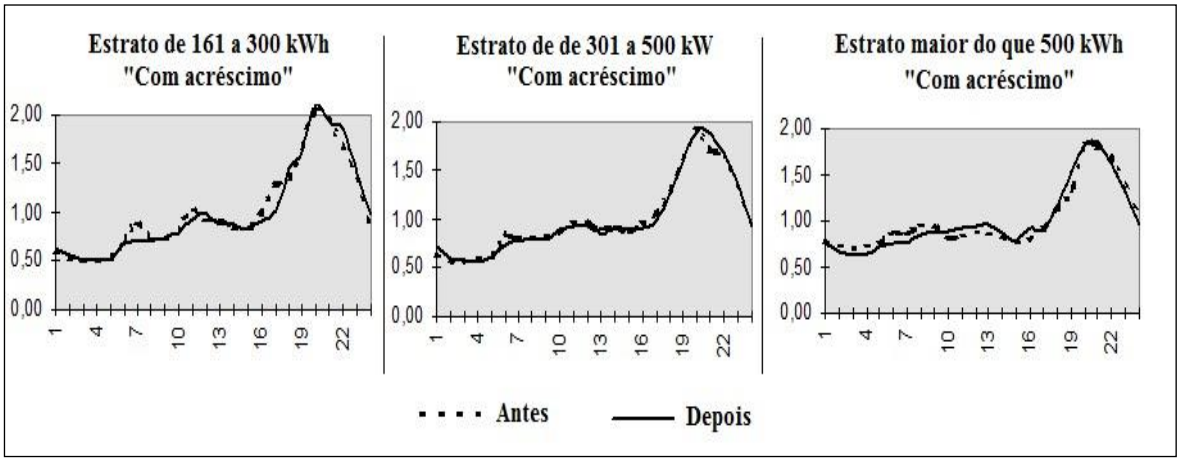


Figura 7.3: Médias das curvas de carga de segunda a sábado - “com acréscimo” (Copel, 1998).

A Tabela 7.2 mostra as variações ocorridas nas demandas máximas de ponta da semana anterior e da primeira semana de vigência da Tarifa Amarela. Constata-se que, a Tarifa Amarela fez reduzir a demanda máxima horária, principalmente no segmento “com desconto”. Já no segmento “com acréscimo”, verifica-se variação

pequena na demanda horária, apesar de terem apresentado redução significativa na demanda de 15 minutos.

A Tabela 7.3 mostra a relação entre o consumo de ponta e o consumo total antes e depois da aplicação da Tarifa Amarela. Também é mostrada a variação do consumo total. Verificou-se que houve redução do consumo de ponta para os consumidores que obtiveram desconto. Constatou-se ainda que o consumo total teve variação, que chegou a ser positiva no estrato acima de 500 kWh, no segmento "com desconto". O documento (Copel, 1998) constatou que, para alguns segmentos, a Tarifa Amarela pode aumentar o consumo total, em razão de os consumidores aumentarem o uso de equipamentos elétricos, aproveitando o custo mais baixo fora da ponta.

Tabela 7.2: Variação da demanda de ponta (Copel, 1998).

	"Com desconto"		**"Com acréscimo"**	
Faixa de consumo	**Variação demanda horária**	**Variação demanda 15 minutos**	**Variação demanda horária**	**Variação demanda 15 minutos**
161 - 300 kWh	-10,80%	-13,50%	2,20%	-10,20%
301 - 500 kWh	-13,90%	-12,50%	-0,30%	-4,00%
Acima de 500 kWh	-4,60%	-0,60%	1,40%	-3,40%

Tabela 7.3: Relação entre o consumo de ponta e o consumo total antes e depois da tarifa amarela e variação do consumo total (Copel, 1998).

	"Com desconto"			**"com acréscimo"**		
	Consumo: Ponta/Total		**Consumo Total**	**Consumo: Ponta/Total**		**Consumo Total**
Faixa de consumo	**Antes**	**Depois**		**Antes**	**Depois**	
161 - 300 kWh	16,80%	13,70%	-0,80%	20,00%	20,10%	0,10%
301 - 500 kWh	15,50%	13,30%	-3,30%	18,60%	19,60%	-4,00%
Acima de 500 kWh	15,50%	14,00%	2,00%	17,70%	18,90%	-1,00%

O piloto mostrou que 70% dos consumidores realizaram mudanças benéficas de hábitos devido ao sinal preço.

7.2.1.1.2 Bandeirante

Na distribuidora Bandeirante, para a realização do projeto piloto, 2.354 consumidores foram faturados com a Tarifa Amarela. O projeto foi desenvolvido em 1998 com consumidores residenciais com consumo igual ou superior a 250 kWh/mês,

supridos por uma mesma subestação, no município de Guarulhos – SP (Bandeirante, 1999).

Esse projeto utilizou um sistema de comunicação bidirecional denominado *Two Way Automatic Communication System* – TWACS –, o qual permite além da aplicação de tarifas diferenciadas, a telemedição e outras aplicações no sistema de distribuição.

Alguns dos resultados apontados pela pesquisa realizada junto aos consumidores que aderiram ao projeto na Bandeirante podem ser observados na Figura 7.4.

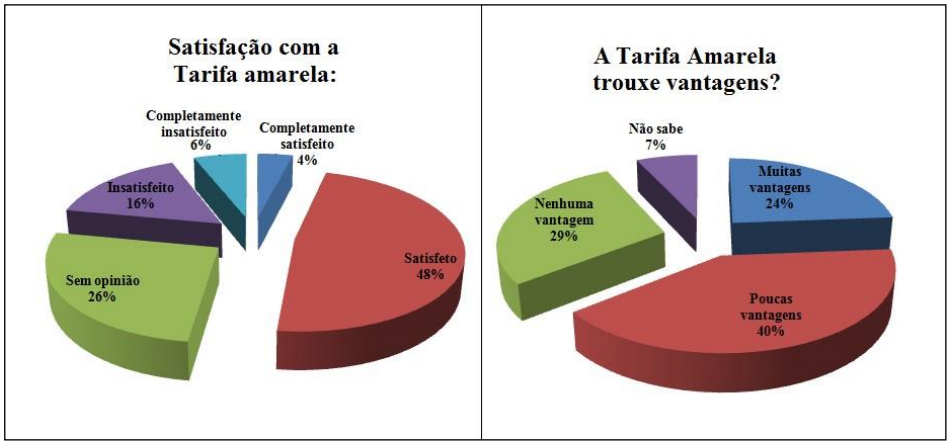


Figura 7.4: Pesquisa realizada com os consumidores do projeto (Bandeirante, 1999).

O principal resultado extraído do projeto piloto realizado pela distribuidora Bandeirante refere-se à modulação de carga na ponta. Considerando os 2.354 consumidores que foram faturados com a Tarifa Amarela, verificou-se uma demanda evitada de 1177,0 kW na ponta. Ou seja, a modulação de carga na ponta de foi 500 W/cliente (Bandeirante, 1999).

7.2.1.1.3 Conclusões

O tempo dos pilotos não alcança algumas medidas como, por exemplo, a compra de equipamentos elétricos mais eficientes. Além disso, em projetos pilotos, não é possível atingir ganhos de escala que provoquem redução de custos de aquisição e de instalação de equipamentos. Ou seja, com aplicação em regime permanente, esperam-se resultados melhores do que aqueles encontrados nos pilotos.

Para a grande maioria das distribuidoras, os consumidores residenciais são a maior parte do mercado atendido em baixa tensão, são os maiores responsáveis pela ponta de carga e, por isso, se constituem no foco potencial da Tarifa Amarela.

Por fim, constata-se que as experiências demonstram que consumidores foram motivados para a mudança de hábitos pelo sinal de preço diferenciado, comprovando que os valores das tarifas são eficientes no alcance do principal objetivo: estimular a redução/transferência do consumo de energia elétrica.

Diante dos estudos e dos dados ilustrados anteriormente, é possível constatar que os resultados variam, dependendo do tipo e modalidade de tarifa que é aplicada. Outra condição determinante é o perfil do consumidor, que é diferente entre os países e até entre regiões de um mesmo país. Assim, a presente análise deve adotar valores que sejam factíveis e que possuam fundamento em resultados e estudo já alcançados, considerando riscos e imprecisões envolvidos. Nessa linha, para a presente análise e realização dos estudos do Grupo de Trabalho, adotou-se postura conservadora com redução de pico de 5% e redução de 1% no consumo total em baixa tensão. A quantificação desses valores em termos de energia e investimento será realizada ao longo deste trabalho.

7.2.1.2 Redução das perdas não-técnicas

Neste trabalho, adota-se a premissa de que a implantação das redes inteligentes é uma ferramenta para a redução das perdas não-técnicas. É sabido que as redes inteligentes facilitam a gestão da rede, e, por conseguinte, os desvios indevidos de energia e as fraudes no sistema de medição podem ser detectados com maior facilidade.

Comparado ao medidor eletromecânico, os eletrônicos facilitam a detecção de fraudes, seja por meio de alarmes, ou de indicadores. Os equipamentos eletrônicos ainda apresentam maior dificuldade para realização das fraudes temporárias que não deixam sinais de adulteração. Ressalta-se ainda que a simples mudança do medidor eletromecânico para o eletrônico já traz algumas vantagens contra fraudes.

Assim, os medidores eletrônicos possuem funcionalidades como sensores que detectam a abertura da tampa principal e ainda registram a fraude quando o medidor está desligado. Também é possível registrar e disponibilizar no *display* o tempo em que algumas de suas fases estiveram com energia reversa. As funcionalidades ainda incluem registro unidirecional por fase e a existência de fonte com retificação de onda completa garante que o medidor permanecerá conectado, registrando energia em campo, mesmo com ausência no neutro. Ademais, os medidores eletrônicos são

imunes à falta de registro de energia devido à queima ou desligamento das bobinas de potencial por intervenção externa.

Ademais, uma opção possível com a medição eletrônica refere-se aos sistemas de medição centralizada, com medidores exteriorizados, localizados no alto dos postes, instalados na ponta da cruzeta e interligados a uma prumada de comunicação que concentra as leituras das diversas unidades consumidoras. A partir dessa aplicação, é possível obter resultados para o combate às perdas não-técnicas.

Assim, embora não se implantem as redes inteligentes com o foco exclusivo no combate ao furto de energia, a distribuidora disporá de uma poderosa ferramenta para redução das perdas não-técnicas, o que potencializa o usufruto dos benefícios a todos os usuários de energia elétrica. Nesta seção, procura-se estimar o quanto em energia esse benefício representa.

No Brasil, já há casos de sucesso de implantação de redes inteligentes para combater as fraudes. Dentre esses, destaca-se o exemplo da Ampla, que implantou sistemas inteligentes de medição e gerenciamento da rede em regiões com altíssimos índices de perdas. Os relatos da própria distribuidora indicam que houve uma redução de 4,73% no índice das perdas não-técnicas em quatro anos de uso dos equipamentos, além da redução de custos operacionais e do tempo para religação após a quitação do débito do consumidor.

Ressalta-se que as ações adotadas pela distribuidora não se restringiram apenas à adoção de sistemas de medição diferenciados, abrangendo também concentração da medição, blindagem das redes elétricas e elevação dos cabos de baixa tensão.

A perda não-técnica refere-se à energia consumida e não faturada, seja por erros ou fraudes no sistema de medição, dentre outros. Tomando como base dados provenientes do segundo ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição, o índice de perdas não-técnicas no Brasil é 6,70%. Esse alto índice deve-se, em grande parte, ao furto de energia elétrica.

Para estimar em quanto esse valor seria reduzido adotou-se um procedimento que analisou as perdas não-técnicas em cada uma das distribuidoras do país, considerando o nível atual de perdas, as ações de combate já adotadas e a realidade social de cada área de concessão.

Com base nesses fatores, estimou-se um índice de perdas desejável para cada distribuidora, factível em um cenário de implantação de redes inteligentes e ações de combate minimamente esperadas de uma distribuidora que opere de modo eficiente.

Assim, foi deduzido um nível de perdas não-técnicas futuro com base nos índices atuais, conforme a Tabela 7.4.

Tabela 7.4: Previsão de redução das perdas não-técnicas.

Perdas Técnicas Atual	Perdas Técnicas após Redes Inteligentes	Quantidade de Distribuidoras
Até 3,5%	Mantém-se igual	33
Entre 3,5% e 5%	3,5%	03
Entre 5% e 6%	4,5%	04
Entre 6% e 8%	5,5%	08
Entre 8% e 10%:	7%	03
Entre 10% e 15%:	9%	02
Maior que 15%	10%	07

Os percentuais da Tabela 7.4 representam a relação entre a energia perdida e a energia injetada na distribuidora. Para efeitos deste estudo, foi considerado que toda a perda não-técnica está na baixa tensão.

A exceção da aplicação da regra da Tabela 7.4 foram as distribuidoras cuja redução proposta seria inferior ao valor já determinado pela ANEEL. Nesses casos, estimou-se uma redução de 20% a mais do que a trajetória já definida pelo regulador.

Assim, de acordo com as considerações tomadas neste estudo, o país apresentaria um índice de perdas não-técnicas de 4,30%. Entretanto, esta redução não se daria exclusivamente em função das redes inteligentes, uma vez que já há previsão de melhoria em função da trajetória de perdas definida pela ANEEL quando das revisões tarifárias das distribuidoras. Por outro lado, para atingir as metas definidas pela Agência, as distribuidoras já poderiam valer-se dos recursos das redes inteligentes.

Segundo as Notas Técnicas da ANEEL referentes às últimas revisões tarifárias, a meta imposta às distribuidoras já exige uma redução de 4.297 GWh/ano de perdas não-técnicas, levando o índice de perdas a 5,59%.

Os dados apresentados na Tabela 7.4 possibilitam estimar um nível de perdas não-técnicas de 4,30%. Considerando que o montante total de energia proveniente de perdas não-técnicas reconhecido no segundo ciclo de revisões tarifárias foi da ordem

de 26 TWh/ano a meta de redução das perdas não-técnicas de 6,7% para o nível de 4,3% permitiria faturar, em termos de energia, 9.300 GWh/ano.

Todavia, desse valor, considera-se apenas que a redução de 5,59% para 4,3% seria proveniente da implantação de redes inteligentes, ou seja, o faturamento de aproximadamente 5.000 GWh/ano. Ao se analisar iniciativas de combate às perdas não-técnicas em massa realizadas por distribuidoras, é possível verificar que, ao se regularizar a situação do consumidor, seu nível de consumo tende a diminuir em relação ao que vinha sendo previamente praticado. Ou seja, nem toda a energia que vinha sendo consumida passa a ser faturada após a regularização devido à racionalização do uso da energia por parte do consumidor.

Em um Painel Setorial realizado em maio de 2009 pelo INMETRO, cujo tema foi medição inteligente de energia elétrica no país, foram relatados dois casos de redução do consumo médio após regularização do faturamento de consumidores por ações de combate a perdas não-técnicas. Na ocasião, um grupo nacional do setor elétrico indicou redução média do consumo de cerca de 12%, enquanto que uma experiência argentina sinalizava uma redução da ordem de 35%.

Considerando um cenário conservador para a realidade nacional, pode-se estimar que as ações de combate às perdas não-técnicas resultariam em um consumo de energia evitado de 15% do nível de consumo anterior. Numericamente, dos 5.000 GWh/ano que passariam a ser faturados, 750GWh/ano não seriam convertidos em energia faturada, pois deixariam efetivamente de ser consumidos. Em termos de demanda média, 85 MWmédios.

7.2.1.3 Redução das perdas técnicas

A perda técnica consiste na quantidade de energia elétrica dissipada na prestação dos serviços de eletricidade entre a geração de energia e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras. Essa perda é decorrente das leis da Física e pode ser de origem térmica, dielétrica ou magnética. Ainda de acordo com dados provenientes do segundo ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição, as perdas técnicas na distribuição representam 28 TWh/ano, ou 7,3% de toda a energia injetada nos sistemas das distribuidoras no Brasil.

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 um estímulo econômico para consumir menos no horário de pico, com consequente atenuação da carga do sistema nesse horário. Adicionalmente, o ato de mudar os hábitos em função do preço horário da energia, pode provocar uma pequena redução do consumo total da unidade consumidora, conforme detalhado no item 7.2.1.4 deste trabalho.

Essa redução da demanda máxima dos circuitos de baixa tensão e do consumo total resulta em uma diminuição das perdas técnicas, uma vez que o carregamento das redes e dos transformadores é aliviado.

Além desse efeito físico, as redes inteligentes propiciam um maior controle da distribuidora sobre sua rede, dando a oportunidade para sua operação e planejamento de modo a otimizar as perdas técnicas.

Por outro lado, as redes inteligentes introduzirão uma maior quantidade de equipamentos (sensores, medidores, concentradores, comunicadores, etc.), se comparadas às redes convencionais. Obviamente, tais equipamentos adicionais consomem energia, que deve ser contabilizada como perda técnica. Ou seja, ao mesmo tempo em que se reduzem as perdas técnicas com o alívio do sistema no horário de pico e a redução do consumo, aumentam-se as mesmas com o acréscimo de novos equipamentos na rede de distribuição.

Nesta seção, procura-se estimar se o valor líquido da variação das perdas técnicas com a implantação das redes inteligentes. Logo, deseja-se saber, sob o aspecto de perdas técnicas, se haverá um benefício ou um ônus com a instalação das redes inteligentes no Brasil.

As redes inteligentes provocam três efeitos sobre as perdas técnicas: redução devido à menor demanda máxima do sistema; aumento devido ao consumo dos equipamentos adicionais; e redução devido à operação e planejamento otimizados da rede. Sabendo-se o tamanho de cada um desses efeitos, será possível estimar o impacto da implantação das redes inteligentes com relação às perdas técnicas.

Para calcular as perdas técnicas da distribuidora quando das revisões tarifárias, a ANEEL utiliza a metodologia regulamentada no Módulo 7 do PRODIST. O método consiste em calcular as perdas de potência considerando o nível de carregamento dos transformadores, dado um fator de carga informado pela distribuidora. Com base na perda de potência, é calculada a perda de energia com a aplicação do fator de perdas. Complementarmente, o processo estima também a perda de energia nas bobinas dos medidores de energia elétrica e ramais de ligação.

Neste relatório, estimou-se no item 7.2.1.1 que as redes inteligentes podem propiciar uma redução de 5% (cinco por cento) da demanda de pico e de 1% (um por cento) do consumo total. Com base nos dados publicados pela ANEEL na 2ª revisão tarifária ordinária das distribuidoras UHENPAL, CHESP e Energia Borborema (Notas Técnicas nº 40/2009-SRD/ANEEL, nº 169/2008-SRD/ANEEL, e nº 225/2008SRD/ANEEL, respectivamente), recalcularam-se as perdas dessas distribuidoras se o carregamento médio dos transformadores e o consumo total fossem reduzidos segundo as premissas mencionadas. Como resultado, identificou-se um potencial de redução média de 9,6% das perdas técnicas na baixa tensão.

Esse valor é próximo ao encontrado pelo estudo "*The Power of Five Percent - How Dynamic Pricing Can Save $35 Billion in Electricity Costs*. " (*Brattle Group*, 2007), que concluiu que uma redução de 5% da demanda reduziria as perdas em 8%. Para efeitos deste relatório, considerar-se-á que a redução de 5% da demanda de pico e de 1% do consumo provoca uma redução de 9,0% das perdas técnicas do sistema de baixa tensão. Considerando que as perdas técnicas nesse nível de tensão representam aproximadamente 8,0% das perdas técnicas totais, conclui-se que a implantação das redes inteligentes provocaria uma redução de 9% em 8% das perdas técnicas totais.

Adicionalmente, a alteração do perfil de carga e a redução do consumo na baixa tensão provocam reflexos nos níveis tensão superiores (A2, A3, A3a e A4), uma vez que a energia fornecida à baixa tensão flui por esses níveis. De acordo com os dados de consumo de 2009, o consumo de energia elétrica na baixa tensão representou 57,52% do total do país. Se for considerado que toda essa energia fluiu através da média tensão (ou seja, não há injeção de energia em baixa tensão), é possível fazer uma aproximação e considerar que 60% da demanda da média tensão ocorrem em função da carga na baixa tensão. Nesse sentido, uma redução de 5% da demanda da baixa tensão (que equivale a 60% da carga da média tensa) aliviaria cerca de 3% a demanda máxima na média tensão.

Para avaliar o impacto na redução de perdas no segmento de média tensão, considerou-se a formulação contida no Módulo 7 do PRODIST. Admitiu-se que o fluxo de energia permaneceria constante (considerando que os consumidores responderiam a uma sinalização tarifária no horário de pico e deslocariam o consumo desse período para fora do horário de pico), alterando-se o fator de carga como consequência da redução do pico. A nova demanda máxima, inferior à anterior, leva a perdas de potência e energia inferiores àquelas observadas anteriormente. Os cálculos mostram que 3,0%

de redução no pico de demanda para redes de média tensão proporcionam uma redução de perdas da ordem de 1,2% nesse nível. Como as perdas nas redes de média tensão equivalem a 20% das perdas totais, o número representa 0,24% das perdas técnicas totais.

Por fim, foram realizadas simulações nas mesmas três distribuidoras supracitadas com o intuito de estimar a redução das perdas no cobre dos transformadores, devidas ao alívio do pico. Os resultados mostram que o alívio de 5% do fator de carregamento representa uma diminuição média de 1,45% das perdas no cobre, o que equivale a uma redução de 0,26% das perdas nos transformadores. Assim, o valor de redução das perdas cobre nos transformadores é desprezível.

Em suma, a alteração do perfil de consumo dos consumidores submetidos às redes inteligentes reduziria em 9% as perdas técnicas na baixa tensão (que representam 8% das perdas técnicas totais) e em 1,2% das perdas em média tensão (que são 20% das totais). No total, a melhoria do fator de carga e a redução do consumo reduziriam as perdas técnicas de 7,27% para 7,20%, ou 271 GWh/ano.

Quanto ao aumento nas perdas técnicas decorrente do consumo dos equipamentos da rede, deve-se comparar o consumo do medidor convencional, atualmente instalado, com o consumo dos equipamentos que compõem a rede inteligente, fazendo a média por consumidor.

A metodologia adotada pela ANEEL considera que cada bobina de medidor provoca perda de potência de 1 watt. Considerando que, em média, 70% dos consumidores na baixa tensão são monofásicos (1 bobina), 20% bifásicos (2 bobinas) e 10% trifásicos (3 bobinas), cada unidade consumidora de baixa tensão provoca uma perda média de 1,3 watt.

Com a implantação das redes inteligentes, serão adotados medidores sem bobinas, cujo consumo interno pouco depende da quantidade de fases do consumidor. Um medidor eletrônico que mede apenas energia ativa (não dotado de funcionalidades adicionais) consome entre 0,3 e 0,5 watt, muito inferior ao 1,3 watt médio atual.

Acredita-se que os equipamentos adicionais anularão a redução das perdas técnicas ocorrida pelo uso de medidores eletrônicos. Ou seja, os equipamentos eletrônicos de medição consomem menos que os convencionais, e esse ganho será anulado pelo consumo de outros equipamentos que serão instalados quando da implantação das redes inteligentes. Dessa forma, não haveria impacto nas perdas técnicas decorrente desses equipamentos adicionais.

Por fim, as redes inteligentes propiciam a redução das perdas técnicas também em função do melhor planejamento e operação otimizada, obtenível das maiores informações acerca do serviço prestado e do perfil de consumo.

Um melhor planejamento resulta no correto dimensionamento de transformadores, apontado pela literatura especializada com um fator que pode contribuir ao alto índice de perdas técnicas e das redes.

A maior certidão do planejamento também ajuda na manutenção do equilíbrio da carga entre as fases. O desequilíbrio provoca significativo aumento das perdas técnicas. Na metodologia estabelecida no Módulo 7, item 2.3, Seção 7.1, é considerado um aumento de 15% sobre o montante de perdas na baixa tensão devido ao desequilíbrio e posicionamento assimétrico do transformador em relação às tipologias de rede.

As redes inteligentes também ajudam ao operador na reconfiguração das redes de modo a diminuir as perdas técnicas. Os métodos são aplicáveis em redes radiais com possibilidade de chaveamento, encontradas principalmente na média tensão em áreas de grande densidade de carga. Para maiores informações, vide as referências desta seção.

Entretanto, esses resultados de trabalhos relacionados ao assunto limitam-se ao campo teórico, com poucos resultados na prática. Como as distribuidoras não têm estímulo para operar as redes com foco na diminuição das perdas técnicas, e sim visando a confiabilidade do fornecimento, não se espera uma mudança no nível de perdas técnicas em função da facilidade de reconfiguração das redes.

Tendo em vista que não é objetivo deste trabalho a realização de uma estimativa com altíssima precisão, e que a variação das perdas técnicas não tem influência significativa no resultado final deste trabalho, de modo a justificar a realização de longos estudos, infere-se que não haveria aumento nem redução expressiva das perdas técnicas por esse terceiro efeito. No entanto, fica recomendada a realização de estudos sobre possível redução das perdas técnicas pela melhoria do equilíbrio de carga entre as fases, decorrente das redes inteligentes.

Em suma, para efeitos deste trabalho, será adotara a premissa de que as redes inteligentes reduzem a perda técnica em 271 GWh/ano (30,9 MWmed).

7.2.1.4 Redução do consumo total

Conforme discorrido nos itens anteriores, a implantação de rede inteligente tem potencial para alterar os hábitos de consumo e reduzir as perdas não-técnicas. Como consequência, espera-se uma diminuição no consumo final de energia elétrica. O cálculo da estimativa de quanto seria essa redução total é feito com base nos valores já encontrados nas premissas deste trabalho.

Conforme explicitado no item 7.2.1.1, estima-se que a mudança de hábito dos consumidores em função da aplicação de tarifas horossazonais resultará em uma redução de 1% do consumo final. Ou seja, aqueles consumidores que tiverem seus medidores substituídos por equipamentos inteligentes estarão aptos a responder a incentivos tarifários, alterando a forma como consomem energia elétrica.

Em outubro de 2010 a ANEEL pôs em Audiência Pública (nº 043/2010) uma proposta de uso de medidores inteligentes em consumidores das classes B1 (Residencial) não enquadrados como Baixa Renda e B3 (Comercial e Industrial). Considerando que esta proposta se realize, o documento disponibilizado na Audiência Pública nº 043/2010 afirma que os consumidores da classe B3 eram cerca de 5,7 milhões em 2009, e consumiram, em média 595 kWh/mês. Já os consumidores B1 não Baixa Renda apresentavam, na mesma data, um consumo médio de 183 kWh/mês, totalizando quase 35,7 milhões de unidades consumidoras. Desses números, conclui-se que os consumidores alvo da proposta da ANEEL consumiram 119.109 GWh/ano. Como se espera a redução de 1% do consumo dessas unidades, a geração seria reduzida em 1.191 GWh/ano, ou 136 MW médios.

Outro efeito esperado com a implantação das redes inteligentes é a redução de consumo das unidades regularizadas. É natural que um consumidor irregular, que não pagava pela energia consumida, passe a adotar hábitos mais racionais de consumo, reduzindo-o consideravelmente. Conforme exposto no item 7.2.1.2 deste relatório, estima-se que essa redução totalize, pelo menos, 750 GWh/ano, o equivalente a 85 MW médios.

Como não se espera alteração significativa no nível das perdas técnicas, conforme demonstrado no item 7.2.1.3, a redução na geração em função da implantação de redes inteligentes, com base em estimativas bastante conservadoras, seria de 1.941 GWh/ano, ou 221 MW médios.

7.2.1.5 Resultados do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL

Os principais resultados energéticos das ações do PROCEL em 2009 são mostrados na Tabela 7.5.

Tabela 7.5: Resultados do PROCEL em 2009.

Resultado	Total
Energia economizada (milhões de kWh)	5.473
Redução de demanda na ponta (MW)	2.098
Usina equivalente (MW)	1.312
Emissão de CO2 Equivalente Evitada (mil tCO2e)	135

Fonte: Sumário Executivo / Resultados do Procel 2009

A energia economizada equivale ao consumo de energia anual de 3 milhões de residências.

Para o ano de 2009, os principais investimentos da Eletrobras no PROCEL são mostrados na Tabela 7.6.

Tabela 7.6: Investimentos da Eletrobras no PROCEL – 2009.

Investimento	Valor (milhões de R$)
Eletrobras	9,02
RGR	55,95
Custeio de Infraestrutura	22,20

Fonte: Sumário Executivo / Resultados do Procel 2009

Os resultados acumulados das ações no período de 1986 a 2009, a partir de investimentos de cerca de R$ 1,12 bilhão, totalizaram 38,4 bilhões de kWh economizados, equivalente à energia fornecida em um ano por uma hidrelétrica de aproximadamente 9.200 MW de capacidade.

A partir do ano de 1994, o PROCEL passou a incluir o *marketing* como uma de suas diretrizes. O trabalho para a divulgação dos princípios de conservação e uso eficiente vem sendo conduzido pelas seguintes ações: o Prêmio Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, o atendimento ao cliente, a veiculação de ações de eficiência energética na mídia, entre outras. No ano de 2009, a exposição do PROCEL na mídia compreendeu 253 notícias veiculadas, com uma média de 4,8 menções por semana.

Os resultados energéticos globais alcançados em 2009 referentes às ações do Selo PROCEL foram responsáveis por aproximadamente 99% dos resultados obtidos no ano de 2009. Esse resultado indica o destaque que tem sido dado pelo PROCEL ao consumidor final, por meio do estímulo à aquisição de equipamentos mais eficientes.

Além dos programas de *marketing* foi constituído o PROCEL Info para cuidar de forma sistemática da disseminação da informação do uso eficiente da energia elétrica. Nesse centro são reunidas, organizadas, geradas, armazenadas, e divulgadas informações de interesse produzidas no país e no exterior.

7.2.2 Metodologia do EPRI para estimativa de custo/benefício

No relatório "Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of *Smart Grid* Demonstration Projects", o EPRI desenvolveu uma metodologia de estimativa de custo/benefício com o objetivo de orientar a apresentação e análise de projetos de *Smart Grid* com vistas à solicitação de recursos nos EUA.

A metodologia busca enfatizar a importância da identificação dos benefícios oriundos da implantação dos projetos e se inicia destacando a conceituação de benefício; benefícios são resultados do projeto que possuem valor para a empresa, para os consumidores ou para a sociedade em geral, como por exemplo:

- Redução dos custos de eletricidade para o consumidor;
- Valoração de menores perdas em redes de transmissão e distribuição;
- Redução dos custos de manutenção e operação;
- Redução dos custos de interrupção de fornecimento;
- Melhoria na qualidade do fornecimento;
- Redução dos impactos relacionados à emissão de gases de efeito estufa;
- Extensão da vida útil de equipamentos de geração, transmissão e distribuição.

O documento elaborado ressalta que os benefícios identificados devem ser resultados finais do projeto que sejam quantificados e não devem ser considerados resultados intermediários ou simplesmente de desempenho. A participação do consumidor é uma consequência do projeto, porém não é um benefício por si só; o benefício é a redução da conta de eletricidade do consumidor. A redução de pico, por exemplo, é um impacto, mas o benefício econômico são os custos evitados ou postergados de geração e transporte de energia.

De modo a sistematizar a identificação dos benefícios, a metodologia propõe a classificação dos benefícios e dos beneficiários em categorias.

7.2.2.1 Benefícios

- Econômicos – redução de custos ou aumento de produção com o mesmo custo, que resulta aumento da eficiência do sistema ou da utilização dos ativos;
- Confiabilidade e qualidade do fornecimento – redução de interrupções e eventos que afetam a qualidade do fornecimento;
- Ambientais – redução dos impactos de mudanças climáticas e efeitos sobre a saúde humana e ecossistemas;
- Segurança (ativos/fornecimento e humana) – aumento na segurança do suprimento e resistência a ataques cibernéticos, redução de acidentes, perdas de vida ou danos em propriedades.

7.2.2.2 Beneficiários

- Concessionárias de energia elétrica – os benefícios são oriundos da redução de custos de operação e manutenção e postergação dos investimentos, entre outros. Muitos dos benefícios (e dos custos) das concessionárias são repassados aos consumidores, embora o percentual não possa ser exatamente definido;
- Consumidores – beneficiam-se através de mudanças nas tarifas e melhoria dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica;
- Sociedade em geral – percebe os efeitos das externalidades provocadas pelas redes inteligentes (positivas e negativas). De forma geral, os benefícios se encontram na redução das externalidades negativas e são de difícil quantificação.

7.2.2.3 Níveis de incerteza e categorias de benefícios

Uma vez que a metodologia visa à avaliação da viabilidade de projetos de *Smart Grid*, ela propõe ainda a introdução de uma terceira dimensão para análise, a precisão das estimativas consideradas na proposta de projeto, qualificando o nível de incertezas das mesmas:

- Nível de incerteza médio;
- Nível de incerteza significante;

- Nível de incerteza elevado; □ Não quantificável.

Então, na proposição de um projeto *Smart Grid* espera-se que sejam identificados os benefícios, os beneficiários e a precisão das estimativas.

A Tabela 7.7 apresenta um resumo, que não é necessariamente exaustivo, de benefícios, beneficiados, e as fontes dos benefícios que são aplicados na elaboração de projetos de *Smart Grid*.

Tabela 7.7: Categorias de benefícios – EPRI.

Categoria do Benefício	Benefício	Origem dos benefícios	Exemplos de Parâmetros para mensuração
Econômico	Redução nos custos de eletricidade	• Melhoria no fator de carga (redução de pico de demanda) • Tarifas diferenciadas, dinâmicas e redução de preços da eletricidade • Redução de consumo de energia	• Perfil de demanda horária • Custo mensal da eletricidade • Descrição da estrutura tarifária • Informações que impactam a demanda (densidade demográfica, temperatura, área do imóvel, etc.) • Dispositivos elétricos em uso (relacionar possíveis aparelhos inteligentes)
	Redução dos custos de geração em função da melhoria na utilização dos ativos	• Melhoria no fator de carga (redução de pico de demanda) • Tarifas diferenciadas, dinâmicas e redução de preços da eletricidade • Redução de consumo de energia	• Custos de geração • Investimentos postergados em geração • Redução de custos com serviços ancilares.
	Redução no custo de capital da transmissão e distribuição	• Postergação de investimentos para aumento de capacidade da transmissão e distribuição • Redução de falhas nos equipamentos	• Investimentos postergados em transmissão e distribuição
	Redução nos custos de	• Redução nos custos de operação e manutenção	• Custos de O&M

	operação e manutenção da transmissão e distribuição	• Redução nos custos de leitura de medição	• Incidência de falhas em equipamentos
	Redução nos custos de restrição na transmissão	• Incremento na capacidade de transferência na transmissão sem necessidade de adicionar novas linhas de transmissão	• Capacidade das linhas de transmissão
	Redução de perdas técnicas na transmissão e na distribuição	• Otimização da eficiência das redes de transmissão e de distribuição • Geração próxima a carga	• Perdas nos sistemas de transmissão e distribuição • Percentual de energia (em MWh) servidos pela geração distribuída.
	Redução das perdas não-técnicas	• Redução de irregularidades	• Estimativa das perdas não-técnicas em sistemas de distribuição.
Ambiental	Redução da emissão de gases de efeito estufa	• Menor consumo de eletricidade a partir de equipamentos inteligentes • Redução de perdas através da operação otimizada da transmissão e distribuição e da proximidade da geração à carga (geração distribuída) • Menor emissão na geração a partir da introdução de renováveis, geração mais eficiente, postergação de geração adicional, geração combinada de calor e potência.	• Redução da emissão de CO_2 e de SOx, NOx • Consumo horário por tipo de combustível • Percentual de energia atendido por geração distribuída • Perdas na transmissão e distribuição • Percentual de geração através de fontes renováveis.
Segurança energética	Maior segurança energética por redução do consumo de óleo	• Eletricidade substituindo o uso de combustíveis através da difusão dos veículos elétricos.	• MWh da eletricidade consumida por veículos elétricos
	Redução dos impactos causados por falta de energia	• Redução de faltas de energia de larga escala	• Número de faltas de energia de larga escala

	de larga escala.		
Confiabilidade e Qualidade do fornecimento	Redução nos custos de interrupção de energia	• Redução do número de falhas • Redução da duração de falhas • Redução de falhas extensas	• DIC, FIC, DEC, FEC
	Redução de custos através de melhor qualidade do fornecimento	• Redução de falhas curtas • Redução de afundamentos e sobre-elevação de tensão • Redução de distorção harmônica	• Valores limites de falhas de energia (MAIFI)

7.3 CUSTOS E BENEFÍCIOS IDENTIFICADOS NO BRASIL

Considerando-se as premissas apresentadas na seção anterior, buscar-se-á elencar e, quando possível, quantificar custos e benefícios relacionados à implementação dessas premissas.

7.3.1 Custos

7.3.1.1 Implantação de medidores inteligentes

Desde 2008, a ANEEL vem estudando a regulamentação de uso de medição eletrônica em unidades consumidoras em baixa tensão. O regulamento consistiria em exigir novas funcionalidades dos sistemas de medição, que seriam capazes de integrar-se a sistemas de telecomunicações e informática para compor uma rede inteligente.

Essa decisão, tomada de forma independente pelo regulador, pode ser complementada por futuras ações governamentais em um eventual Plano Brasileiro de Redes Inteligentes, objeto de estudo deste Grupo de Trabalho. Ou seja, a decisão da Agência já pode fazer parte dessa implantação.

No entanto, o uso de medição inteligente implica substituição dos atuais medidores, e isso tem um custo associado. Nesta seção, faz-se uma estimativa desse valor.

As informações prestadas pelos fabricantes, através da ABINEE, podem embasar a estimativa do custo do medidor com as funcionalidades a serem requeridas pela ANEEL, de acordo com as especificações submetidas à Audiência Pública nº 043/2010. Para efeitos deste trabalho, será considerando que, em média, 70% dos

consumidores na baixa tensão são monofásicos, 20% bifásicos e 10% trifásicos, e que o valor de cada medidor é de R$ 250,00.

A este valor, deve-se somar o custo de instalação, que é composto pela mão-de-obra da instalação e componentes menores. Atualmente, a ANEEL considera 12% do custo do medidor eletromecânico como mão-de-obra e 45% como componentes menores. Considerando que um medidor eletromecânico custa R$ 50,00, tem-se que a mão-de-obra para instalar o equipamento é de R$ 6,00, enquanto que os componentes menores somam R$ 22,50. Logo, os custos de instalação de cada medidor somam R$ 28,50. Assim, o custo de um medidor inteligente instalado é de R$ 278,50. Considerando a substituição de 45 milhões de medidores (valor referente a consumidores de baixa tensão residencial não baixa renda, comercial e industrial), o custo total dessa instalação é de aproximadamente R$ 12,5 bilhões.

Todavia, existem outras referências para o custo dos medidores, de acordo com suas especificações. Por meio de informações adicionais repassadas pela ABINEE, obteve-se uma estimativa de custos para dois modelos de medidor. O primeiro admite como funcionalidades presentes o estabelecido no documento
“Resolução Medição AP 43/2010”, presente no pacote de arquivos distribuídos pela ANEEL quando da publicação da Audiência Pública 43/2010. O segundo modelo de medidor é o que se imagina que pode ser o desdobramento da demanda de funcionalidades para o medidor inteligente, levando-se em consideração o documento “NT 44/2010”, também integrante do pacote de documentos da mesma audiência. As características dos dois modelos são descritas abaixo.

7.3.1.1.1 Modelo de Medidor 01, funcionalidades contempladas:

- Classe de precisão „B";
- Medição de energia ativa;
- Medição de energia reativa indutiva;
- Tensão instantânea;
- 4 postos horários, relógio interno;
- Monitoramento de tensões precária e crítica (DRP, DRC);
- DIF, FIC, DMIC;
- Módulo de comunicação bidirecional e interno ao medidor;
- Protocolo Público;
- Dispositivo para corte/religa.

7.3.1.1.2 Modelo de Medidor 02, funcionalidades complementares ao Modelo 01:

- Medição em 4 (quatro) quadrantes;
- Demanda Ativa programável;
- Demanda Reativa programável;
- Perfil de carga;
- Fator de potência (monofásico ou trifásico), média de um período; Alarmes de eventos.

Ainda segundo a ABINEE, os custos estimados para os medidores seriam os seguintes:

Tabela 7.8: Custo dos medidores inteligentes.

	Modelo 01		Modelo 02	
	Monofásico	Trifásico	Monofásico	Trifásico
Preço sem impostos	R$ 310,00	R$ 530,00	R$ 370,00	R$ 620,00

Obs.: Custos acima dizem respeito ao Medidor Inteligente com comunicação remota e não contemplam custos para uma solução completa de Rede Inteligente.

7.3.1.2 Custo para automatização da rede

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.

Por isso, o custo de implantação das redes inteligentes não se resume a despesa de instalação de medidores, envolvendo uma ação ainda mais abrangente. Para entender quais equipamentos fariam parte dessa realidade, deve-se delinear cuidadosamente o conceito de rede inteligente.

Inicialmente, tal rede deve ser dotada de inteligência, ou seja, ser capaz de (i) coletar dados; (ii) identificar e extrair as informações mais importantes; (iii) prover os usuários e operadores dessas informações; (iv) processar informações e (v) atuar, de forma automática ou sob comando específico.

O passo (i) pode ser feito por medidores nas unidades consumidoras, dotados de comunicação, e outros sensores espalhados na rede. Para a prestação do serviço adequado, exigido pela Lei nº 8.987/1995 em seu art. 6º, as distribuidoras vêm instalando sistemas de medição e sensoriamento de alimentadores e subestações, de

modo que a implantação das redes inteligentes representaria uma expansão e aprimoramento dos recursos atualmente existentes.

O mesmo não ocorre para implantação de uma infraestrutura de comunicação. Atualmente, algumas distribuidoras já detêm um sistema de comunicação avançado, de sua propriedade ou contratado com empresas especializadas. Entretanto, de forma geral, esta 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, seja de sistemas de propriedade da distribuidora, seja daqueles utilizados para o público em geral. Logo, as redes inteligentes provocarão investimentos em telecomunicações.

A identificação, extração e processamento de informações, além do provimento dessas aos usuários e operadores (itens ii, iii e iv) podem ser realizados através de um centro de informações montado pelas distribuidoras. Essa solução vem sendo utilizada no mundo e o centro já foi instalado por algumas distribuidoras no Brasil.

Nesse centro, as informações coletadas possibilitam ao operador da rede diversos benefícios atribuíveis às redes inteligentes, tais como a leitura, corte e religação remotos, identificação e resolução de contingências de forma mais ágil, rapidez e efetividade na busca por desvios indevidos de energia, dentre outros. Para isso, além da instalação de equipamentos (*hardware*), é preciso investir também na convergência dos sistemas de informática, ou seja, faz-se necessário uma adaptação dos *softwares* atualmente utilizados.

Acredita-se que quando da implantação de redes inteligentes, as distribuidoras utilizarão a infraestrutura dos centros de dados já instalados. No entanto, será preciso modernizá-los e prepará-los para receber uma maior quantidade de informações.

Por fim, a atuação na rede, de forma automática ou remotamente, pode ser alcançada através da instalação de dispositivos ao longo das redes e nas subestações. Acredita-se que também será aproveitada boa parte da infraestrutura atual para a implantação das redes inteligentes. A automação das redes não decorrerá unicamente por causa das redes inteligentes, haja vista os casos de implantação existentes. Entretanto, em função da implantação das redes inteligentes, podem decorrer custos para uma maior integração dos equipamentos.

Em suma, o custo associado à tecnologia da informação resume-se, principalmente, em telecomunicações, modernização dos centros de dados, adaptação dos sistemas de informática e integração dos dispositivos de automação.

A ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), regulador português, estimou, em outubro 2007, que os investimentos em sistemas de informação e comunicação representariam cerca de 50% do valor investido em medidores. Posteriormente, após analisar as contribuições da Consulta Pública, a entidade reduziu esta estimativa, propondo que esses custos equivalem a 30% do valor a ser investido na compra de medidores, e deve ser acrescido em 1% pelo O&M dos serviços de telecomunicação.

Já um Grupo de Trabalho do Conselho Ministerial para *Smart Grid* na Austrália estimou que os medidores (compra e instalação) representam entre 71% e 80% do investimento necessário à implantação de redes inteligentes. O restante, de 20% a 29%, relaciona-se à adaptação dos sistemas de informática das distribuidoras, comunicação (PLC, telefonia fixa e GPRS) e equipamentos de controle de demanda.

No Brasil, a CEMIG pretende implantar na cidade de Sete Lagoas, em Minas Gerais, o Projeto Cidade do Futuro. A iniciativa consiste em implantar uma rede inteligente em todo o município, que passaria a servir de campo de teste de novas tecnologias e centro de treinamento especializado da distribuidora. A implantação envolve a instalação de 95.000 medidores inteligentes (em todos os consumidores da cidade), adequação de 3 subestações, instalação e substituição de equipamentos de medição nos 24 alimentadores que compõem a rede de média tensão da cidade, ampliação e adequação de telecomunicações operacionais e sistemas computacionais, além da implantação de soluções que permitem o monitoramento da geração distribuída.

Em fevereiro de 2010, a empresa fez a previsão de que os sistemas de medição custariam R$ 69,8 milhões, enquanto que a parte de “Automação de Subestações e Redes” equivaleria a 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.

Tendo em vista que a infraestrutura dos países que já fizeram esta estimativa é mais robusta do que a brasileira e, considerando o valor previsto pela Cemig,

considerar-se-á, para efeitos deste trabalho, que os custos com a inteligência da rede representam 50% do custo dos medidores, ou seja, R$ 6,25 bilhões.

7.3.1.3 Campanha de comunicação / marketing.

Conforme Instrução Normativa nº 2 da Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República – SECOM (www.secom.gov.br), a publicidade de Utilidade Pública enquadra-se na definição a seguir:

> *"I - Publicidade de Utilidade Pública: a que se destina a divulgar direitos, produtos e serviços colocados à disposição dos cidadãos, com o objetivo de informar, educar, orientar, mobilizar, prevenir ou alertar a população para adotar comportamentos que lhe tragam benefícios individuais ou coletivos e que melhorem a sua qualidade de vida; "*

Não existe legislação a respeito da veiculação gratuita de campanhas de utilidade pública, apenas um acordo antigo do Governo com os veículos de comunicação dos meios de TV e Rádio. Assim, a *priori*, existirão alguns custos inerentes à veiculação das campanhas informativas nos meios de comunicação.

Além destes, haverá os custos associados à elaboração de conteúdo e produção da campanha informativa. Esses custos ainda não são conhecidos, porém, estima-se que não sejam expressivos.

Depois de produzidas as peças publicitárias, estas deverão ser encaminhadas à SECOM, sendo solicitada a veiculação gratuita, para que as peças possam ser encaminhadas aos veículos de comunicação. A TV Brasil, por exemplo, cobra R$ 2 mil reais para geração do filme. Não há custos para a distribuição do *spot*. Ressalta-se que deverão ser observadas as exigências da SECOM quanto ao conteúdo das peças e do plano de mídia, caso seja feita a opção pela contratação da mídia paga.

Para o Programa Luz para Todos, por exemplo, a campanha de divulgação teve as seguintes características:

- Período: 11 dias;
- Veículos: TV (principais emissoras – horário nobre), rádios (principais programas das maiores rádios), jornais (de maior circulação nas capitais brasileiras) e internet;
- Custo aproximado: R$ 6 milhões, já incluídas as peças (baseado em valores do ano de 2006).

Enfim, com relação ao custo de uma campanha, o valor global depende do período de veiculação, das praças, dos meios e veículos a serem utilizados para atingir-se o público-alvo.

7.3.2 Benefícios

7.3.2.1 Por Beneficiário

Seguindo a metodologia proposta pelo EPRI, pode-se tentar resumir os benefícios por categoria de beneficiário. Destaca-se que foi acrescentada à lista de beneficiários sugerida pelo EPRI a categoria "Governo". A Tabela 7.9 apresenta alguns dos benefícios por beneficiário identificados neste estudo:

Tabela 7.9: Principais benefícios x beneficiários.

	Categorias de Beneficiários			
Benefícios	**Consumidor**	**Sociedade**	**Concessionárias**	**Governo**
Postergação de investimentos na expansão das redes	X	X	X	
Postergação de investimentos em expansão da geração	X	X	X	
Redução de perdas técnicas na transmissão e na distribuição	X		X	
Redução das perdas não-técnicas	X		X	
Geração de empregos		X		
Formação de conhecimento nacional		X		
Aumento da arrecadação de impostos				X
Redução nas emissões de gases de efeito estufa		X		
Melhoria na qualidade	X			X
dos serviços prestados				
Criação de novos mercados		X		

7.3.2.2 Para o Setor Elétrico

Conforme explicitado abaixo, a inserção do conceito de *Smart Grid* no SIN deve promover a postergação de investimentos entre 7,55 e 34,85 bilhões de reais, dos quais 4,9 bilhões de reais se referem à rede de distribuição, 2,05 bilhões de reais às redes de transmissão, e de 0,6 a 27,9 bilhões de reais para a geração, dependendo da tecnologia de geração selecionada.

7.3.2.2.1 Postergação de investimentos em expansão de:

7.3.2.2.1.1 Redes de distribuição

A Rede Inteligente deve trazer benefícios à distribuição associados à redução da demanda de pico de 5% na BT. Como o crescimento esperado no PDE 2019 – Plano Decenal de Energia – para a carga de energia elétrica no SIN segue a taxa de 5,3 % ao ano, pode-se esperar que as distribuidoras, na média, apresentarão um crescimento equivalente em sua carga de baixa tensão. Como os investimentos médios das distribuidoras na ampliação e reforço das redes são de R$ 5,4 bilhões ao ano (valores de 2009, estimados a partir de dados encaminhados pelas distribuidoras à ANEEL), estima-se que serão postergados investimentos da ordem de R$ 4,9 bilhões.

7.3.2.2.1.2 Redes de transmissão

De acordo com o PDE 2019, estima-se o crescimento de 5,1% ao ano na carga de energia elétrica do SIN para os próximos 10 anos, o que exigirá um incremento de 37,8% (3,26% aa) nas linhas de transmissão e 36,9% (3,19% aa) nas subestações. Essa ampliação no sistema de transmissão demandará investimentos da ordem de 39 bilhões de reais.

Anteriormente foi mostrado que a redução da carga de pico deve fazer com que a carga do sistema seja reduzida em cerca de 1,0%, o que deve induzir que as redes de transmissão tenham seu fator de utilização reduzido em cerca de 1,85%. Assim, os investimentos em transmissão a serem postergados são da ordem de 2,05 bilhões de reais.

7.3.2.2.1.3 Geração

Com a implantação de redes inteligentes, espera-se uma redução na carga do SIN da ordem de 252 MWmed (2,212 TWh/ano), advinda de redução no consumo total (1,191 TWh/ano), redução de perdas técnicas (0,271 TWh/ano) e de rebatimentos da redução de perdas não-técnicas (0,75 TWh/ano). Isso representa a postergação de

investimentos de 0,6 a 27,9 bilhões de reais, dependendo da tecnologia adotada (ver Tabela 7.10).

Tabela 7.10: Investimentos necessários para gerar 252 MWmed a partir de diversas tecnologias.

Tecnologia	Fator de Capacidade	Capacidade Instalada (MW)	Investimento (R$/kW instalado)	Investimento Total (milhões R$)
Hidro (Belo Monte)	40,7%	619,3	1.700	1.052,84
PCH	55,0%	458,2	6.000	2.749,09
Eólica	30,0%	840,0	4.500	3.780,00
Biomassa	48,0%	525,0	2.745	1.441,13
Solar	16,5%	1.527,3	18.300	27.949,09
Gás Natural	70,0%	360,0	1.647	592,92
Nuclear	90,0%	280,0	6.400	1.792,00

7.3.2.3 Para o setor de telecomunicações

A implementação de Redes Inteligentes parte do pressuposto que diversas tecnologias e serviços de telecomunicações precisarão ser utilizados, de modo que seja possível explorar todo o potencial de racionalização do uso e de produção de energia elétrica propiciado pelas redes inteligentes. Sendo assim, espera-se que um Programa Nacional de Redes Inteligentes tenha também o efeito de estimular o desenvolvimento de tecnologias e serviços de telecomunicações, o que também pode acarretar não só desenvolvimento da atividade industrial e de pesquisa, mas também melhorias das atividades dos próprios serviços de telecomunicações.

7.3.2.4 Para a atividade econômica

A implantação de redes elétricas inteligentes no Brasil pode requerer uma adaptação da capacidade produtiva da indústria que fornece equipamentos e presta serviços às empresas de energia elétrica.

Considerando-se que os equipamentos integrados a essa moderna infraestrutura terão muitos componentes eletrônicos, tornar-se-á imprescindível a realização de investimentos, tanto em pesquisa e desenvolvimento para a criação de novos produtos quanto em capacitação da mão-de-obra.

O presente estudo parte do pressuposto de que os investimentos na indústria ocorrerão de forma autônoma, na medida em que as empresas verificarem que será

criado um mercado com demanda perene por seus produtos e possibilitará a recuperação desses investimentos. De qualquer modo, estima-se que um programa de redes inteligentes no Brasil não só beneficiará a indústria pela criação de novo mercado para bens e serviços no país, como também possibilitará que se capacitem para atender à demanda nacional e possam atuar regionalmente, tornando-se plataformas de exportação de tecnologias, produtos e serviços, especialmente para a América Latina. Para o Brasil, isso significa a formação de conhecimento no país com um grande potencial de exportação, na medida em que a implantação de redes inteligentes se tornar uma tendência também nos países vizinhos.

Outro benefício provável do Programa Brasileiro de Redes Inteligentes seria a geração de empregos, tanto nas indústrias que fornecem equipamentos de automação e de telecomunicação como nas fábricas de medidores eletrônicos, mesmo que se considere o aproveitamento da mão-de-obra atualmente empregada nessas indústrias.

Identifica-se também no Programa Brasileiro de Redes Inteligentes um potencial aumento da arrecadação de impostos (com a fabricação de novos equipamentos e com o aumento do nível de empregos), ou seja, a criação de recursos a serem distribuídos por toda a sociedade.

Por fim, recomenda-se o aprofundamento dos estudos dos benefícios aqui elencados, principalmente sua quantificação com auxílio de instituições como o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA – e o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE –, que detêm ferramentas de modelagem macroeconômica.

7.3.2.4.1 Formação de conhecimento nacional

Tendo em vista o potencial de desenvolvimento da indústria nacional associado também à formatação de novos produtos que atendam às especificações técnicas a serem definidas paras as redes inteligentes no Brasil, espera-se, com isso, que o Brasil forme também conhecimento e mão-de-obra especializados, a exemplo do que ocorreu com a televisão digital.

7.3.2.4.2 Possibilidade de exportar tecnologia e produtos

Existe a possibilidade de que as tecnologias e os produtos desenvolvidos sejam exportados para outros países, principalmente da América Latina. Contudo, em médio prazo (3 a 5 anos), não é esperado o fornecimento em escala para outros países da América do Sul, haja vista que estes mercados compram medidores de poucas

funcionalidades, baixo valor agregado, e estão em estágio muito prematuro com relação à discussão de regulamentação da adoção do conceito de *Smart Grid*.

A experiência de sucesso do mercado brasileiro poderá estimular as discussões e ações quanto ao tema *Smart Grid* nos demais países da América do Sul.

7.3.2.4.3 Formação de mão-de-obra especializada

Um dos desafios do desenvolvimento da indústria que fornecerá os equipamentos e tecnologias para as redes inteligentes no Brasil será, certamente, poder contar com profissionais capacitados para desenvolver, montar e prover assistência técnica a produtos mais complexos e de maior valor agregado. Nesse sentido, a formação de mão-de-obra mais especializada será uma necessidade e eventualmente um gargalo para a indústria, mas também uma oportunidade para a qualificação dos profissionais brasileiros.

7.3.2.4.4 Geração de empregos

É esperada a geração de empregos, tanto diretos como indiretos, em virtude da disponibilização de novos modelos de equipamentos para o mercado nacional. Estima-se a criação de 750 empregos diretos. Os empregos indiretos variam significativamente se forem considerados os empregos diretos dos subfornecedores dos fabricantes de medidores ou os fornecedores de serviços que serão demandados pelas distribuidoras para a troca do parque. No primeiro caso, estima-se a criação de cerca de 2000 empregos e, no segundo caso, cerca de 15000 empregos ao longo de um período estimado de 10 anos.

7.3.2.4.5 Aumento da arrecadação de impostos

Em virtude de os produtos possuírem mais funcionalidades e maior valor agregado, em comparação aos oferecidos massivamente no mercado neste momento, consequentemente com custo maior e, considerando o aumento do volume do mercado em função da troca (adicional de cerca de 3 milhões de medidores), é esperado um crescimento significativo da arrecadação, da ordem de R$ 200 milhões de reais.

7.3.2.5 Ambientais

É corrente o entendimento de que a implantação de *Smart Grid* proporciona benefícios ambientais, incluindo reduções nas emissões de Gases de Efeito Estufa – GEE. A maior parte das reduções de emissão pode ser alcançada por meio de melhorias na utilização final da energia, com medidas de eficiência energética, reduzindo a necessidade de novos projetos de geração e transmissão, bem como a integração de projetos de energia renovável na rede.

A implantação da tecnologia em *Smart Grid* pode trazer reduções nas emissões de Gases de Efeito Estufa em razão da postergação de investimentos marginais para o atendimento da demanda de ponta. Além disto, a redução de carga decorrente da eficiência energética também contribui para as reduções. Ressalta-se, porém, que as reduções de emissões são fortemente influenciadas pelas características da matriz elétrica nacional que possui uma componente significativa de fontes renováveis, acarretando assim reduzidos índices de emissões.

7.3.2.5.1 Menores impactos ambientais com menor expansão do setor elétrico

A análise da influência do conceito de *Smart Grid* no sistema elétrico deve levar em consideração dois aspectos relevantes. O primeiro refere-se à operação do sistema, ou melhor, as características do despacho das usinas. O segundo aspecto a ser considerado refere-se à oferta de energia elétrica evitada que seria adicionada ao sistema.

Essa abordagem se justifica, pois se por um lado a tecnologia *Smart Grid* pode alterar a operação do sistema pelo despacho, modulando a carga de modo a abater as pontas da curva de carga e evitando a operação de termelétricas, por esse mesmo motivo pode-se supor também a postergação de investimentos em novos empreendimentos.

Ao abordarmos o aspecto da operação do sistema, o cálculo da emissão de CO2eq passa necessariamente pela ordem de despacho econômico das usinas, bem como por aspectos da geração como o montante de energia gerada e o combustível utilizado. Tudo isso é utilizado para a definição do Fator de Emissão do Sistema.

A metodologia proposta para o cálculo da redução das emissões toma como base as ferramentas previstas pelo Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL –, instituída no âmbito do Protocolo de Kyoto. É prevista

a combinação da parcela relacionada à operação do sistema (Margem de Operação) e da parcela referente à expansão do sistema (Margem de Construção).

A Margem de Operação – MO – é calculada tendo como base o ordenamento por mérito do despacho de uma hora, selecionando como amostra as usinas que perfazem o somatório de 10% de toda a energia gerada no período. Com os dados de quantidade e tipo de combustível utilizado pelas usinas dessa amostra e os Fatores de Emissão específicos para cada combustível, é possível obter um Fator de Emissão do Sistema parcial, integrando o resultado dos cálculos hora a hora em um ano.

Esse Fator de Emissão do Sistema é dito parcial, porque a ele deve ser ponderada a parcela referente à postergação da construção de novas usinas. Nesse contexto, deve-se fazer uma abordagem histórica considerando o conjunto de usinas construídas nos últimos anos. É selecionada uma amostra na qual o conjunto de usinas perfazem 20% da geração total do sistema em um determinado período.

De modo semelhante ao cálculo da Margem de Operação, os dados de energia gerada em um ano nas usinas da amostra são confrontados com os respectivos Fatores de Emissão dos combustíveis para assim obter o volume de emissões de CO2eq por MWh gerado, agora devido à postergação dos empreendimentos, o que se denomina de Margem de Construção – MC.

A partir das Margens de Construção e Operação, deve-se analisar um Fator de Emissão único que contemple percentualmente cada uma das parcelas de acordo com seu peso relativo. Desse modo, o Fator de Emissão do Sistema pode ser calculado como:

$$FErede = 0{,}50*MO + 0{,}50*MC \qquad (tCO2/MWh)$$

Utilizando-se dessa mesma metodologia, atualmente, o Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT – divulga o Fator de Emissão do sistema elétrico brasileiro a partir dos cálculos realizados pelo ONS para a sua utilização nas metodologias para o cálculo das Reduções Certificadas de Emissão – RCE –, em atividades de projeto MDL.

7.3.2.5.2 Sustentabilidade ambiental

Caso as potencialidades se confirmem, podemos inferir que haverá benefícios para a sustentabilidade ambiental no tocante às reduções de emissões antrópicas relacionadas à implantação da tecnologia *Smart Grid*. Essas reduções estão relacionadas diretamente com a eficiência energética que se obterá no sistema.

Como exercício, pode-se estimar para o ano de 2009 o potencial de reduções de emissões de gases de efeito estufa devido à implementação da tecnologia *Smart Grid*. Entre as premissas para o cálculo, considera-se a redução de consumo de 1% dos consumidores submetidos à substituição (Grupo B1, excluído a Baixa Renda e o Grupo B3), perfazendo a economia de 1.310 GWh/ano. Soma-se a este valor a economia de 750 GWh, advinda da maior eficiência no uso da energia elétrica por parte dos consumidores incorporados ao atendimento legal provenientes da redução das perdas não-técnicas. Esses dados perfazem um total de economia de energia elétrica de 2.060 GWh no ano.

No ano de 2009, o Fator de Emissão do Sistema foi de 0,163 tCO2/MWh e considerando a eficiência energética estimada, pode-se inferir que a redução de emissões de CO2 seria, grosso modo, em torno de 336.000 tCO2.

Os valores obtidos de redução de emissões são fortemente influenciados pelas características do sistema elétrico brasileiro, que possui uma parcela muito pequena de geração a partir de combustíveis fósseis. Esse fato induz a um índice de emissões por MWh muito baixo e, por consequência, a reduções pouco significativas.

Se for comparado esse resultado obtido com outras atividades de projeto de MDL, por exemplo, com um projeto de reduções de emissões de um aterro sanitário de uma cidade do porte de Manaus, em que a estimativa de reduções de emissões está em torno de 1.000.000 tCO2 por ano, verificaremos que as reduções estimadas para o uso de *Smart Grid* são pouco significativas.

Em termos de uma expectativa otimista da receita advinda do MDL, considerando o preço atual de uma RCE em torno de R$ 29,00 e as reduções de emissões calculadas para o ano de 2009, a receita obtida seria cerca de R$ 9,7 milhões no ano. Como o período máximo de obtenção dos créditos é de 10 anos, as receitas poderiam atingir a casa de R$ 97 milhões considerando todo o horizonte estimado.

7.3.2.6 Benefícios intangíveis

A implantação de redes inteligentes resulta em diversos benefícios para o setor elétrico e sociedade em geral. Este trabalho tem o objetivo de mensurar, quando possível, em termos monetários, tais benefícios e compará-los aos ônus dessa implantação. Entretanto, não se podem mensurar alguns dos ganhos advindos das redes inteligentes, ou fazê-lo exigiria um alto grau de complexidade.

Assim, considerando que a valoração ou estimativa monetária de alguns benefícios não é factível, mesmo que possa haver algum ganho monetário, esta seção fará uma exposição desses ganhos sem fazer estimativas.

7.3.2.6.1 Melhoria da qualidade do serviço

A qualidade percebida pelo consumidor deve ser avaliada a partir de três grandes aspectos: a qualidade do atendimento ao consumidor (ou qualidade comercial), a qualidade do "produto" energia elétrica (relacionada à conformidade da tensão em regime permanente e à ausência de perturbações na forma de onda) e a qualidade do serviço (relacionada à continuidade na prestação do serviço). Atualmente, a qualidade do serviço prestado pela distribuidora é medida através dos indicadores de continuidade (individuais – DIC, FIC e DMIC ou coletivos – DEC e FEC), enquanto que a qualidade do produto é avaliada pela tensão em regime permanente (indicadores DRP e DRC).

Para manter os indicadores de continuidade (referente às interrupções de longa duração – aquelas com duração superior a três minutos) em níveis adequados, as distribuidoras devem ter a capacidade de: localizar a falha em sua rede, deslocar uma equipe de atendimento emergencial, identificar as causas da interrupção e atuar na rede de forma a corrigir o problema. As redes inteligentes propiciarão uma melhor gestão do sistema de distribuição. Ajudarão na localização da ocorrência das falhas e na identificação das suas causas. Além disso, será possível uma melhor coordenação dos equipamentos de proteção, que podem isolar a falha, minimizando a quantidade de consumidores afetados pelo desligamento. Assim, as redes inteligentes poderão propiciar uma melhoria da continuidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final.

Em Washington - DC (EUA), a distribuidora *Pepco* informou que as redes inteligentes estão sendo implantadas para diminuir as interrupções de curta duração. Segundo pesquisa realizada pela empresa, os indicadores de continuidade estão em níveis adequados, mas as falhas de curta duração ainda ocorrem com frequência e incomodam os consumidores. Diante deste problema, a *utility* espera implantar até 2020 uma rede inteligente capaz de identificar as falhas e isolá-las automaticamente, reduzindo entre 60% e 80% a quantidade de consumidores afetados em faltas de curta duração.

No Brasil, é difícil estimar quanto a continuidade melhoraria em função da implantação das redes inteligentes. A ANEEL estabeleceu que, em 2013, o DEC

equivalente do Brasil deve estar abaixo de13 horas anuais. Ou seja, se as distribuidoras não violarem seus limites, o consumidor brasileiro terá, em média, cerca de cinco horas a mais de fornecimento de energia por ano em relação a hoje. Com as redes inteligentes implantadas, espera-se que pelo menos esse padrão seja atingido, com alguma melhoria adicional.

Não menos complicado é estimar monetariamente o quanto significaria para o Brasil cada hora de fornecimento a mais por ano. Em 2009, o PIB – Produto Interno Bruto – brasileiro foi de R$ 3,143 trilhões, elevando-se cerca de R$ 359 milhões a cada hora. Entretanto, fazer uma relação entre hora adicional de fornecimento e aumento do PIB é arriscado.

Segundo um estudo do governo dos EUA, apesar de a rede ser 99,97% confiável naquele país, as interrupções ainda causam perdas de US$ 150 bilhões a cada ano, representando US$ 500 para cada habitante. O mesmo relatório afirma que uma hora de interrupção causaria prejuízos de US$ 6,5 milhões às corretoras que atuam nas bolsas de valores, US$ 2,6 milhões às operadoras de cartão de crédito e US$ 2 milhões aos fabricantes de semicondutores.

No que diz respeito à qualidade do produto entregue pela distribuidora (forma de onda da tensão), as redes inteligentes viabilizarão mecanismos de controle mais eficientes. Assim, as distribuidoras poderão atuar de forma a manter o nível de tensão dentro dos limites considerados adequados.

Espera-se ainda que as redes inteligentes propiciem melhorias na avaliação de outros distúrbios relacionados à qualidade do produto entregue pela distribuidora. O processamento dos dados coletados da rede permitirá ao operador da rede identificar situações de falha em equipamentos, variações de tensão, desequilíbrios e distorções harmônicas, viabilizando a reparação de situações adversas. Embora o consumidor residencial também seja beneficiado com a melhoria na qualidade em relação a esses parâmetros, já que a vida útil dos eletrodomésticos seria estendida, o setor produtivo é o maior beneficiado. Alguns processos fabris são extremamente sensíveis a flutuações de tensão, de modo que a retomada da produção após a ocorrência de qualquer distúrbio, mesmo que transitório, pode levar algumas horas. Detecção e isolamento de contingências também seriam realizados de forma mais rápida.

7.3.2.6.2 Benefícios para o consumidor

A telemedição possibilitará um maior controle dos fluxos de energia e o acompanhamento da carga de maneira otimizada. Além disso, o uso de sensores e alarmes contra fraudes do medidor reduziria o nível de perdas comerciais. Conforme já relatado neste estudo, as perdas comerciais representam 6,7% do total de energia elétrica gerada no país, sendo a região Sudeste responsável por mais da metade dessa perda.

A adoção das redes inteligentes eliminaria a necessidade de leitura *in loco* de medidores, o que viria a contribuir para a redução do dispêndio com leitura, repassando aos consumidores esse benefício na tarifa. Além disso, a adoção da medição eletrônica ocasionaria redução das despesas com corte e religação, haja vista a possibilidade de essas operações serem realizadas remotamente e com maior precisão.

Além dos benefícios já citados, a utilização de medidores inteligentes trará novas possibilidades, dentre elas:

- O monitoramento da qualidade da energia (controle de interrupções e nível de tensão), o que permitirá ao regulador e ao consumidor verificar de forma mais eficiente o atendimento aos requisitos de qualidade;
- A adoção de novas modalidades de tarifação (tarifas diferenciadas ao longo do dia, fornecimento de energia na modalidade de pré-pagamento, etc.);
- A utilização de telemetria e atuação remota – por exemplo, para corte e religação;
- A detecção de falhas e o restabelecimento do abastecimento de maneira mais eficiente;
- A prestação de novos serviços pelas distribuidoras, dadas as novas funcionalidades dos medidores (o que dependeria de mudanças na legislação, considerando-se as restrições hoje existentes para que as distribuidoras prestem serviços estranhos à concessão);
- O acesso a informações mais precisas e confiáveis por parte dos consumidores e das concessionárias, o que propiciará um maior equilíbrio entre os agentes e redução da assimetria de informações.

Essas novas funcionalidades disponibilizarão mais informações, possibilitando uma melhoria do conhecimento sobre o consumo e valores das tarifas praticadas, o que

poderá promover a alteração do comportamento dos consumidores e contribuir para o aumento de eficiência energética, bem como a redução do risco de falhas na rede.

Em alguns casos, as redes inteligentes proporcionarão o acompanhamento em tempo real do consumo de energia, influenciando o comportamento do consumidor no uso de determinados eletrodomésticos e equipamentos eletrônicos. Isso será possível mediante a adoção de tarifas diferenciadas (horossazonais) aos consumidores de baixa tensão, a exemplo do que hoje já é adotado para média e alta tensões. Com isso, haveria um aumento da participação dos consumidores na gestão do setor de energia como um todo.

Uma utilização mais racional da energia, aliada a ações que incentivem a eficiência energética (a título de exemplo, cita-se o PROCEL), levaria a uma redução da demanda *per capita* de energia. Assim, poderiam ser postergados alguns investimentos em grandes empreendimentos de geração, o que implicaria economia de recursos. Também haveria redução dos investimentos em expansão das redes de transmissão e distribuição para atendimento da demanda de ponta do sistema, o que significa uma melhoria em termos de racionalidade de operação e expansão do sistema elétrico, resultando em um menor ônus às tarifas de energia elétrica.

Além da adoção de novos parâmetros técnicos, salienta-se que o marco regulatório deverá ser aperfeiçoado não só para a implementação de um eventual plano de substituição de medidores, como para a mudança das redes de distribuição no que tange a sua automação e aos requisitos de telecomunicação necessários à constituição de uma rede elétrica inteligente. Com relação à troca de medidores, a título de exemplo, no âmbito da União Europeia, a Diretiva EU-2006/32/CE, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos, dispõe em seu artigo 13 que os Estados - Membros da UE – União Europeia – devem assegurar que sejam fornecidos aos consumidores finais de energia elétrica "... medidores individuais a preços competitivos que reflitam com exatidão o consumo real de energia do consumidor final e que deem informações sobre o respectivo período real de utilização".

7.3.2.6.3 Melhoria do processo regulatório (fiscalização e atos regulamentares)

A regulação é o instrumento através do qual o Estado intervém em alguns setores da atividade econômica para corrigir falhas de mercado. No setor de distribuição de energia elétrica, a presença de monopólios naturais é essencial para manter a

demanda em escala grande o suficiente para viabilizar a atividade. Diante desses monopólios, a presença de regulação técnica e econômica faz-se necessária para garantir a alocação eficiente de recursos, proteger o consumidor e garantir o retorno ao investidor, de modo a manter o serviço em pleno funcionamento.

Entretanto, como o regulador não dispõe de todas as informações dos entes regulados, esse processo de intervenção pode ser imperfeito. Essa limitação de acesso às informações é denominada pela literatura especializada de “assimetria de informações”.

A ANEEL tem a função assegurar que as empresas do setor elétrico prestem um serviço adequado, definido legalmente como aquele que, dentre outros, atende aos padrões de continuidade e modicidade tarifária. Para estabelecer as referências desses requisitos para cada uma das 63 concessionárias de distribuição, a Agência vale-se de dados sobre a área de atuação, características do sistema elétrico e comparação do desempenho das empresas. Entretanto, as informações que servem de base às decisões da ANEEL nem sempre estão plenamente disponíveis.

Os dados coletados pelas redes inteligentes, quando disponíveis ao regulador, reduzirão significativamente o fenômeno da assimetria de informações, permitindo a melhoria das atividades desempenhadas pela ANEEL.

O benefício mais imediato seria no processo de fiscalização. Os indicadores de continuidade seriam mensurados com maior precisão, uma vez que haveria registro de início e fim de cada interrupção. Além disso, a tensão em regime permanente também seria medida por cada medidor continuamente, eliminando a necessidade das campanhas de medição. Assim, o regulador teria conhecimento da exata percepção do consumidor em relação ao serviço prestado pela distribuidora.

Para o estabelecimento das tarifas de uso do sistema de distribuição, a ANEEL utiliza as curvas de carga típicas de cada classe de consumidor. Essas curvas são obtidas em campanhas de medição específicas para tal fim. Com as redes inteligentes, as curvas de carga dos consumidores são obtidas de forma mais direta, havendo ainda a possibilidade de que sejam conhecidas as curvas de carga de alimentadores e subestações.

Além disso, os investimentos das distribuidoras serão mais bem analisados no que diz respeito à prudência dos investimentos. As redes inteligentes, aliadas aos sistemas georeferenciados, permitirão identificar investimentos ineficientes e acompanhar a vida útil dos ativos.

Todas essas novas informações advindas com as redes inteligentes promoverão um avanço dos processos para edição dos regulamentos. Tanto as regras técnicas (conexão, segurança, etc.), quanto as comerciais (prazos, estrutura de atendimento) poderão ser aperfeiçoadas.

Esses aperfeiçoamentos dos processos regulatórios resultam na melhoria dos serviços de energia elétrica, cujos efeitos se refletem em toda a sociedade.

7.4 OUTRAS POLÍTICAS TRANSVERSAIS

7.4.1 Geração distribuída

7.4.1.1 Desafio regulatório e técnico

A existência de um sistema *Smart Grid* é uma condição facilitadora à implantação da Geração Distribuída em caráter universal e extensivo, já que possibilita que qualquer consumidor se torne um produtor e forneça energia ao Sistema Elétrico.

No entanto, existem barreiras à implantação de um Sistema de Geração Distribuída, tanto do ponto de vista regulatório quanto do ponto de vista técnico.

Tecnicamente, é possível elencar os seguintes obstáculos:

I. Custo relativamente elevado dos pequenos e dos microgeradores elétricos – As limitações de eficiência devido ao tamanho (geradores a combustão) ou ao pequeno fator de carga correspondente a Fontes Intermitentes (Solar fotovoltaica e Eólica) implicam um custo por MW instalado geralmente superior ao observado em grandes centrais;

II. Garantia das condições de estabilidade do Sistema Elétrico e do correto funcionamento dos sistemas de proteção, devido ao elevado número de componentes instalados na rede. Dificulta-se a análise de estabilidade e o projeto dos sistemas de proteção – ocorre um aumento na probabilidade de ocorrência de eventos em cascata;

III. Planejamento do Setor Elétrico: ferramentas de simulação e planejamento da expansão do Setor Elétrico deverão ser aperfeiçoadas de modo a integrar em seus estudos o impacto de um elevadíssimo número de pequenos geradores próximos aos centros de carga.

Na esfera regulatória brasileira, observa-se a insuficiência ou inexistência de regulação nos seguintes tópicos:

I. Fornecimento de excedentes de energia elétrica à rede de distribuição em baixa tensão. Também não está regulamentado o papel das distribuidoras nesta situação;

II. Remuneração desse excedente de eletricidade;

III. Padrões e normas técnicas para os inversores conectados à rede, regulamentando as características elétricas e físicas desses equipamentos;

IV. Padrões e normas técnicas para evitar a energização indevida das linhas de distribuição quando forem desativadas, bem como procedimentos de manutenção adequados a um ambiente com Geração Distribuída;

V. Definição de como serão partilhados os custos de operação e manutenção dos sistemas de Geração Distribuída;

VI. Definição de como pequenos geradores e concessionárias partilharão a responsabilidade por danos ao sistema de distribuição e a equipamentos de terceiros.

Tendo em vista as lacunas apontadas e com o objetivo de apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte conectada na rede de distribuição a partir de fontes renováveis de energia e iniciar discussões sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes, a ANEEL realizou, entre setembro e novembro de 2010, a Consulta Pública nº 015/2010, a qual se encontra em fase de análise das contribuições encaminhadas.

7.4.1.2 Impacto sobre a matriz elétrica: outros benefícios

A inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico modifica a curva de carga atendida pelas grandes centrais de geração, bem como favorece a adoção de fontes renováveis, em especial a fotovoltaica.

Podem ser citados os seguintes impactos sobre a matriz elétrica:

I. O custo de instalação de fontes renováveis é competitivo com o custo de pequenos geradores a combustíveis fósseis. A logística de operação, mais simples por não necessitar de insumos (combustível), também

favorece a adoção de fontes renováveis, em especial a solar fotovoltaica;

II. No caso da fonte fotovoltaica, existe uma correspondência entre a produção de energia e a sazonalidade da curva de carga: a geração fotovoltaica é maior nos dias quentes e ensolarados, quando a demanda por refrigeração e condicionamento de ar também é maior;

III. Ao atender as cargas no próprio ponto de consumo, a Geração Distribuída modifica a curva de carga a ser atendida pelas grandes centrais, reduzindo a demanda média atendida por essas unidades. Em larga escala, essa característica permite um melhor manejo dos reservatórios das hidrelétricas, o que possibilita reduzir a participação das fontes termelétricas.

Observa-se que a Geração Distribuída tem potencial para aumentar a participação das fontes renováveis na matriz elétrica, tanto ao produzir mais energia deste tipo quanto ao reduzir a demanda por fontes não renováveis devido ao melhor manejo dos reservatórios.

Além do impacto na matriz elétrica, a Geração Distribuída, em larga escala, contribui com mais alguns benefícios ao sistema elétrico:

I. Possibilidade de redução das perdas técnicas, pois a Geração Distribuída tende a reduzir o carregamento das Linhas de Transmissão e Distribuição em alguns casos - a necessidade de investimentos na ampliação destes sistemas, consequentemente, tende a diminuir;

II. Postergação de investimento em Centrais Elétricas Convencionais, visto que parte da demanda tende a ser atendida pela Geração Distribuída;

III. A inserção de novas fontes na matriz energética aumenta a segurança energética do sistema e diminui o risco de racionamento.

7.4.1.3 Funcionalidades adicionais: medição de energia reversa

A medição de energia reversa é essencial à implantação de um Sistema de Geração Distribuída, visto que possibilita ao micro e pequeno produtor comercializar o excedente de sua produção. Sem a comercialização desse excedente, o produtor fica limitado a produzir somente para o próprio consumo, o que aumenta o tempo de retorno

para o seu investimento na geração própria. Do ponto de vista coletivo, implica uma redução artificial do fator de capacidade da tecnologia, o que não é interessante para o Sistema Elétrico.

A medição de energia reversa abre também o mercado para a integração com sistemas de armazenamento de energia. Embora hoje a tecnologia de armazenamento ainda não esteja suficientemente desenvolvida, observa-se grande evolução nesse setor, que abrange baterias, supercapacitores e armazenamento de energia em volantes rotativos (*Flywheel Energy Storage*).

Para aplicações de pequeno porte, o armazenamento em baterias é o que aparenta estar mais próximo da viabilidade técnica, pois as novas tecnologias aumentam tanto a capacidade quanto a vida útil desses dispositivos. No chamado sistema B2G (*Battery to Grid*), o usuário armazena energia em horários de baixa demanda, e a devolve ao sistema nos horários de ponta.

Outro conceito similar ao B2G, envolvendo carros elétricos ou híbridos, é o V2G (Vehicle to Grid). Nesse conceito, sempre que possível o veículo carrega suas baterias em horários de baixa demanda, e devolve parte dessa energia nos horários de ponta. Caso seja um veículo híbrido, pode inclusive utilizar seu motor de combustão para gerar e injetar energia na rede elétrica.

Tanto o B2G quanto o V2G apresentam um enorme potencial para amortecer os picos e suavizar a curva de carga, aproximando-a de uma curva de carga constante, a qual possibilita menores investimentos em transmissão e distribuição.

7.4.1.4 Impacto na redução de perda técnica

No caso em que reduz o carregamento das Linhas de Transmissão e Distribuição, a Geração Distribuída é também capaz de reduzir as perdas técnicas do Sistema Elétrico.

Em conclusão, a Geração Distribuída pode se beneficiar da implantação das redes inteligentes. Entretanto, não se deve usá-la como justificativa principal para a implantação do sistema de rede inteligente, uma vez que não parece compatível com as previsões de crescimento desse tipo de geração, que enfrenta suas próprias dificuldades. Outros tipos de vantagem devem ser elencados como elementos de decisão para a implantação do conceito de Smart Grid. Uma vez implantado, aí sim, pode-se usar sua existência como um fator de diminuição dos custos oriundos da Geração Distribuída em larga escala.

7.4.2 Criação de novos mercados

7.4.2.1 Novas indústrias: equipamentos para geração solar e outras fontes

A regulamentação da geração distribuída tem o potencial de abrir novos mercados para as empresas que atuam ou produzem equipamentos para esse tipo de aplicação. Em especial, citam-se os seguintes setores:

I. Indústria fotovoltaica: nos países onde a geração distribuída está regulamentada (Espanha e Alemanha, especialmente), os painéis solares mostram-se como a principal alternativa para o pequeno produtor urbano residencial ou comercial. Espera-se que esse setor apresente um grande crescimento para toda sua cadeia, o que pode viabilizar a instalação de grandes companhias no país. A cadeia completa engloba extração e produção de silício grau metálico, purificação para silício grau solar, produção das células fotovoltaicas, montagem dos painéis solares e serviços de instalação dos painéis. Detentor de grandes reservas de silício e com uma matriz elétrica predominantemente renovável, o Brasil apresenta vantagens competitivas interessantes para a produção das células fotovoltaicas;

II. Inversores de Frequência: A correta conexão de geradores à rede elétrica demanda que amplitude e frequência da eletricidade gerada estejam compatíveis com os valores nominais da rede, e deve também existir a sincronia entre as fases. Um inversor de frequência conectado à rede (*Grid-tie Inverter*) é necessário para a conexão de fontes fotovoltaicas (corrente contínua) e eólicas (geralmente de frequência variável). Atualmente existem fabricantes de equipamentos nacionais similares que possuem conhecimento para produzir tais inversores, porém não os produzem devido à pequena demanda interna;

III. Motogeradores: Geradores conectados a motores de combustão interna respondem atualmente pela maioria das aplicações de autogeração urbana, normalmente empregados como sistemas de emergência. A regulamentação da geração distribuída tende a aumentar o mercado dessa solução mais convencional;

IV. Indústria Eólica: O mercado de pequenos geradores eólicos, normalmente limitado a sistemas rurais isolados, também será beneficiado pela regulamentação da geração distribuída. A fonte eólica mostra-se mais vantajosa do que a solar em locais com ventos constantes, visto que apresenta maior fator de carga e investimentos ligeiramente menores;

V. Acumuladores Estáticos: a proteção contra interrupções do fornecimento de energia é um recurso bastante interessante para parcela importante dos consumidores. Carregadas pelas fontes alternativas ou pela própria rede, as baterias podem manter circuitos críticos (iluminação, refrigeração, etc.) em funcionamento por determinados períodos após a interrupção do fornecimento da rede elétrica. A geração distribuída favorece esse mercado, pois, uma vez instalado o inversor conectado à rede, pode-se facilmente conectar um banco de baterias ao seu barramento DC – *Direct Current* – para atingir esse propósito.

7.4.2.2 Veículos elétricos

Os veículos a combustão interna apresentam limitações intrínsecas de eficiência energética, em sua maioria, oriundas de duas características empregadas no atual paradigma de mobilidade:

I. Motor de Combustão Interna: tipicamente, os motores de ciclo Otto e Diesel apresentam entre 25 e 38% de eficiência térmica máxima, em condições ideais. Perdas mecânicas (fricção, bombeamento, refrigeração, etc.) reduzem este valor para o intervalo entre 20 a 30%. Devido à dinâmica do trânsito, os motores são solicitados em diferentes regimes (RPM e Torque), não necessariamente ótimos, o que implica uma eficiência média do conjunto mecânico ainda menor, a qual não ultrapassa 18 %. Pouco mais de 1/6 da energia térmica oriunda do combustível é entregue aos pneus;

II. Freios Dissipativos: os automóveis utilizam freios que por meio de fricção, transformam a energia cinética acumulada pelo carro em calor, dissipado no ambiente. Estima-se que cerca de metade da

energia entregue aos pneus seja dissipada nos freios, durante os percursos urbanos.

Embora os valores e proporções exatas variem de modelo para modelo, observa-se que quase toda a energia contida no combustível é desperdiçada, mesmo nas melhores situações. Consequentemente, a maior parte das emissões de poluentes e de CO2 oriundas de veículos automotores não tem como contrapartida o transporte das pessoas e seus pertences.

A indústria automobilística, a partir da premência das questões ambientais, vive um momento decisivo em direção a mudanças significativas e estruturais relacionadas ao automóvel. Muitos apontam o veículo elétrico como sendo a melhor opção no setor de transporte para combater esses efeitos.

O veículo elétrico apresenta duas características que mitigam consideravelmente as duas características anteriormente citadas:

I. Motores Elétricos: motores de indução ou magneto permanente apresentam, tipicamente, eficiência superior a 85%, podendo superar 95%. Embora essa eficiência também diminua quando submetidos a regimes diversos de carregamento, observa-se que esse efeito é mais reduzido se comparado a motores de combustão interna, especialmente quando empregados avançados acionamentos eletrônicos;

II. Freios Regenerativos: motores elétricos podem operar como geradores quando corretamente excitados pelo seu acionamento. Embora não substituam o freio dissipativo por não apresentarem sua potência e segurança, são capazes de recuperar de 20 a 40% da energia cinética do veículo.

Essas características permitem que um carro elétrico apresente uma eficiência energética bastante superior à dos automóveis atuais. No entanto, existem grandes obstáculos à popularização do carro elétrico, entre eles:

I. Alto custo dos componentes: tratando-se de uma tecnologia ainda muito nova, os motores, acionamentos, baterias e outros componentes dos veículos elétricos possuem um custo bastante elevado. Atualmente, veículos elétricos são substancialmente mais caros que veículos convencionais equivalentes;

II. Armazenamento de energia: as tecnologias atuais de bateria possuem densidades de energia e de potência várias ordens de grandeza inferiores às obtidas com combustíveis líquidos. Alternativas a essa tecnologia, como as células de combustível, ainda se encontram em fase experimental. Hoje, os bancos de baterias são muito mais pesados e volumosos do que um tanque de combustível de igual conteúdo energético. O custo dessas baterias é extremamente elevado, podendo chegar a 50% do valor do veículo; e mesmo assim as autonomias não se comparam à de um automóvel convencional – a baixa autonomia é o maior problema de um carro elétrico. Outra questão delicada é a durabilidade, visto que as baterias suportam um número bastante limitado de ciclos diários de carregamento e descarregamento. Por último, os processos de fabricação, manejo e descarte possuem impactos ambientais consideráveis, devido ao emprego de substâncias tóxicas.

Especialmente no caso brasileiro, a utilização de biocombustíveis em veículos *flex-fuel* já contribui significativamente para a redução das emissões de GEE. De acordo com as informações da indústria automobilística, o custo adicional da conversão de uma plataforma convencional movida à gasolina para uma plataforma flexível é da ordem de 100 a 200 dólares por veículo. Hoje, trata-se da forma mais competitiva e sustentável para se promover a redução das emissões no setor de transporte.

Uma alternativa promissora, capaz de aumentar a eficiência dos veículos e ao mesmo tempo evitar o principal obstáculo enfrentado pelo carro elétrico é a plataforma de transição conhecida como veículo híbrido.

O veículo híbrido combina motores elétricos e a combustão interna, de modo a unir a autonomia do convencional à eficiência do carro elétrico. Estudos do DoE demonstram que um veículo híbrido consegue ser 40% a 60% mais eficiente do que um convencional, percentual que aumenta para até 200%, quando for um híbrido Plug-In (conectável à rede). Esse veículo, assim como o Elétrico, permite que as baterias sejam carregadas na rede, porém, ao contrário do último, não necessita que toda sua autonomia seja suprida pelas baterias, visto que o combustível no tanque corresponde à maior parte da energia armazenada. As baterias são utilizadas para pequenos

percursos urbanos, podendo ser substancialmente menores do que as necessárias em um veículo totalmente elétrico.

Como forma de aproveitar a energia dos gases de escape e melhorar a eficiência térmica, os motores empregados em híbridos, geralmente fazem uso de altas taxas de compressão e de turbocompressores. Motores com essas características requerem combustíveis com alta octanagem, com alta resistência à detonação precoce (durante o estágio de compressão). O etanol possui reconhecidas propriedades antidetonantes, o que favorece a utilização desses recursos.

Sendo um dos maiores produtores de biocombustíveis, o Brasil pode contribuir para o desenvolvimento de um veículo híbrido a biocombustível, energeticamente eficiente e absolutamente favorável no balanço de emissões de GEE.

Em síntese, o veículo elétrico ainda requer um longo caminho de desenvolvimento para se tornar viável, em particular no Brasil, onde existem alternativas de combustível renovável bastante maduras, como é o caso do etanol. Portanto, acredita-se que não se deve utilizar o veículo elétrico como uma das principais justificativas para implantação das redes inteligentes.

7.5 FONTES DE FINANCIAMENTO DO PLANO BRASILEIRO DE REDE INTELIGENTE

7.5.1 Do setor elétrico

7.5.1.1 Tarifa

As tarifas de energia elétrica são compostas por itens de custo gerenciáveis (investimentos, custos operacionais e depreciação) e não-gerenciáveis (encargos setoriais, energia comprada e encargos de transporte) pelas concessionárias de distribuição.

Dentre os itens de custo não-gerenciáveis encontram-se diversos encargos setoriais que se prestam ao financiamento de programas e políticas do próprio setor elétrico brasileiro, detalhados no item 7.5.1.2.

Vislumbram-se duas formas possíveis de as tarifas financiarem um eventual Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente: a primeira lançaria mão dos encargos setoriais (dos que atualmente existem ou da criação de um encargo específico para esta finalidade); a segunda incorporaria os custos do Programa aos custos gerenciáveis das distribuidoras (investimentos, custos operacionais e depreciação).

Apesar de ser possível, em uma avaliação prévia, pode não ser recomendável repassar os custos de implantação das redes inteligentes integralmente às tarifas, pois se sabe que a capacidade de pagamento do consumidor brasileiro é limitada e as tarifas se encontram em patamares elevados, dadas as características do mercado e do sistema elétrico brasileiro.

7.5.1.2 Fundos setoriais

7.5.1.2.1 Reserva Global de Reversão – RGR

A RGR foi instituída nos termos do art. 33 do Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, 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.

A RGR é fixada em 2,5% do ativo imobilizado em serviço, com os ajustes previstos em Lei, observado o limite de 3% da receita anual, a ser paga em 12 quotas anuais, recolhidas no dia 15 do mês seguinte ao de competência.

A Lei nº 5.655, de 20/05/1971, com alterações posteriores das Leis nº 8.631, de 04/03/1993, nº 10.438, de 26/04/2002 e nº 10.848, de 15/03/2004, estabeleceu o cômputo dessas quotas anuais no custo do serviço das empresas concessionárias, reiterando a finalidade de prover recursos para encampação, expansão e melhoria, admitindo, todavia, a possibilidade de novas aplicações.

Nesse sentido, o §4º do art. 4º da Lei n° 5.655/1971, com redação dada pela Lei n° 10.438/2002, permite que a Eletrobras, condicionada à autorização de seu Conselho de Administração, e observado o disposto no art. 13 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996, destine os recursos da RGR à concessão de financiamento dos seguintes projetos:

- Expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica explorados pelas concessionárias, permissionárias e cooperativas de eletrificação rural, especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda e para o programa de combate ao desperdício de energia elétrica;
- Custeio de instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, bem como termelétrica associada a pequenas centrais hidrelétricas e conclusão de obras já iniciadas de geração termonuclear, limitado, neste último caso, a 10% dos recursos disponíveis;

- Estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos, mediante projetos específicos de investimento;
- Implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- Desenvolvimento e 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 PROCEL.
- Outras aplicações da RGR são estabelecidas na Lei nº 5.655/1971, na Lei nº 9.427/1996 e no Decreto 4.873, de 11/11/2003:
- Custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, de inventário e de viabilidade de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos mediante destinação de 3% dos recursos ao Ministério de Minas e Energia – MME;
- Fomento para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias;
- Aplicação de no mínimo 50% do total dos recursos arrecadados a partir da vigência da Lei nº 9.427/1996 para investimentos no Setor Elétrico das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, dos quais metade refere-se a programas de eletrificação rural, conservação e uso racional de energia e atendimento de comunidades de baixa renda; e
- Para o custeio do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS".

Outras aplicações da RGR são estabelecidas na Lei nº 5.655/1971, na Lei nº 9.427/1996 e no Decreto 4.873, de 11/11/2003:

- Custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, de inventário e de viabilidade de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos mediante destinação de 3% dos recursos ao MME;
- Fomento para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias;

- Aplicação de no mínimo 50% do total dos recursos arrecadados a partir da vigência da Lei nº 9.427/1996 para investimentos no Setor Elétrico das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, dos quais metade refere-se a programas de eletrificação rural, conservação e uso racional de energia e atendimento de comunidades de baixa renda; e
- Para o custeio do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS".

Em 2009, foram arrecadados mais de R$ 700 milhões a título de RGR nas tarifas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Assim, a natureza da RGR permite a utilização dos recursos desse encargo no financiamento de um Plano Brasileiro de Rede Inteligente.

7.5.1.2.2 Conta de Consumo de Combustíveis – CCC

A CCC foi criada pela Lei nº 5.899, de 05/07/1973, com o objetivo de ratear os ônus e as vantagens do consumo de combustíveis fósseis voltado à otimização da operação dos sistemas elétricos interligados. A CCC dos sistemas interligados (CCCS/SE/CO e CCCN/ NE) era recolhida por todos os concessionários que atendessem a consumidores finais cujos sistemas elétricos fossem conectados, em parte ou no todo, ao sistema interligado.

Posteriormente, o rateio de combustíveis passou a abranger, também, os sistemas elétricos isolados, nos termos do art. 8º da Lei nº 8.631/1993, que previu a incidência da CCC-Isolado sobre todos os concessionários distribuidores, que atuam tanto no sistema isolado como no interligado.

A Lei nº 9.648, de 27/05/1998, alterada pela Lei nº 10.438/2002, extinguiu a CCC-Interligado em 2006, por intermédio da aplicação de uma taxa de redução de 25% ao ano, iniciada em 2003.

Já a CCC dos sistemas isolados é recolhida por todos os concessionários do país que atendam a consumidores finais (inclusive aqueles concessionários localizados em regiões isoladas). A CCC-Isolado também incide sobre a parcela de energia comercializada por produtor independente com consumidores finais. A mesma Lei que extinguiu a CCC dos sistemas interligados prorrogou a vigência da CCC-Isolado por 20 anos, de modo que o seu encerramento estava previsto para maio de 2018.

Porém, a Lei nº 12.111, de 09/12/2009, revogou o inciso que tratava do encerramento da conta, de forma que a referida conta 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.

As quotas da CCC dos sistemas isolados são fixadas anualmente e recolhidas mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRAS, que é a entidade responsável pela movimentação dos recursos arrecadados.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 986, de 01/06/2010, fixou em R$ 4.757.573.422,78 os valores das quotas anuais das concessionárias de distribuição referentes aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, relativos ao período de janeiro a dezembro de 2010.

Identifica-se uma potencial redução do volume de energia elétrica gerada a partir da introdução de redes inteligentes nos sistemas de distribuição, que poderá contribuir, em tese, para a redução da CCC-Isolado.

A Lei nº 9.648, de 27/05/1998, dispõe, no inciso II do parágrafo 4º do artigo 11, sobre a sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC, em favor de titulares de concessão ou autorização de empreendimentos que substituam derivados de petróleo ou que permitam a redução do dispêndio atual ou futuro da CCC nos sistemas elétricos isolados, pelo prazo e forma a serem regulamentados pela ANEEL.

Dessa forma, identifica-se como possível o uso da sub-rogação da CCC-ISOL no financiamento de investimentos associados a um Plano Brasileiro de Rede Inteligente, desde que seja comprovada a utilização efetiva para a redução dos dispêndios da CCC.

7.5.1.2.3 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

A CFURH foi instituída pela Lei nº 7.990, de 28/12/1989, e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: estados, municípios e órgãos da administração direta da União.

Conforme estabelece a Lei nº 8.001, de 13/03/1990, com modificações posteriores, são destinados 45% dos recursos aos municípios atingidos pelos reservatórios das UHE, enquanto aos estados são destinados outros 45%. A União recebe os 10% remanescentes. Geradoras caracterizadas como PCH são dispensadas do pagamento da Compensação Financeira.

Os agentes de geração pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira. O total a ser pago é calculado segundo uma fórmula padrão: CF = 6,75% x energia gerada no mês x Tarifa Atualizada de Referência - TAR. Para o ano de 2009, a TAR foi definida em R$ 62,33/MWh.

O percentual de 10% da CFURH que cabe à União é dividido entre o Ministério de Meio Ambiente, Recursos Hídricos e Amazônia Legal (3%); o Ministério de Minas e Energia (3%) e para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (4%), administrado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia. O percentual de 0,75% é repassado ao MMA – Ministério do Meio Ambiente – para a aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Em 2009, foram arrecadados R$ 1.338.535.545,87 a título de CFURH.

Identifica-se uma potencial redução do volume de energia elétrica gerada a partir da introdução de redes inteligentes nos sistemas de distribuição, que poderá contribuir, em tese, para a redução da CFURH.

Dadas a natureza e a atual destinação legal destes recursos, não se recomenda o uso da CFURH para o financiamento de um Plano Brasileiro de Rede Inteligente.

7.5.1.2.4 Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

A TFSEE foi criada pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O Decreto nº 2.410, de 28/11/1997, dispõe sobre o cálculo, cobrança e recolhimento da TFSEE. De acordo com esse Decreto, o valor anual da TFSEE a ser pago por cada agente deve ser equivalente a 0,5 % do valor do benefício econômico anual auferido com a prestação do serviço. Dessa forma, a TFSEE é um encargo setorial diferenciado em função da modalidade do serviço prestado e proporcional à receita líquida do agente.

Em 2009, foram arrecadados mais de R$ 160 milhões a título de TFSEE nas tarifas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Dadas a natureza e a atual destinação legal destes recursos, não se recomenda o uso da TFSEE para o financiamento de um Plano Brasileiro de Rede Inteligente.

7.5.1.2.5 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D

O P&D foi criado pela Lei nº 9.991, de 24/07/2000, e homologado pela Resolução ANEEL nº 185, de 21/05/2001, com o objetivo de incentivar a busca por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico.

As empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição são obrigadas a destinar, anualmente, um percentual mínimo de 1% de suas receitas líquidas operacionais a ser dividido entre:

(i) projetos de pesquisa e desenvolvimento;

(ii) projetos de eficiência energética;

(iii) Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia;

(iv) Ministério de Minas e Energia.

O artigo 6º da Lei nº 12.111, de 09/12/2009, alterou a Lei nº 9.991/2000, aumentando o percentual de recolhimento das concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica para 1,30% sobre a receita operacional líquida.

Tal alteração teve por objetivo prover recursos para o ressarcimento aos estados e municípios dos sistemas isolados pela perda na arrecadação de ICMS incidente sobre o custo dos combustíveis fósseis, em função da interligação destes sistemas. Este ressarcimento será efetuado durante os vinte e quatro meses seguintes à interligação.

As empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada estão isentas da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

A Tabela 7.11 ilustra a distribuição dos percentuais de que trata a Lei nº 9.991/2000, com as alterações decorrentes da Lei nº 12.212, de 20/01/2010, entre os segmentos de Geração (G), Transmissão (T) e Distribuição (D) de energia elétrica.

Os recursos distribuídos ao MME destinam-se a custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Em 2009, foram arrecadados aproximadamente R$ 770 milhões a título de P&D nas tarifas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Identifica-se a possibilidade de uso dos recursos do P&D para financiar etapas de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, testes de conceito e projetos demonstrativos para testes de tecnologias associadas ao conceito de *Smart Grid*.

Tabela 7.11: Distribuição dos percentuais da Lei 9.991/2000, alterada pela Lei 12.212/2010.

Segmento	**Lei 12.212/2010 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)**							
	Vigência: 21/01/2010 a 31/12/2015				**A partir de 1º/01/2016**			
	P&D	**PEE**	**FNDCT**	**MME**	**P&D**	**PEE**	**FNDCT**	**MME**
D	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
G	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
T	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Fonte: **http://www.aneel.gov.br** – Educação / Pesquisa e Desenvolvimento

7.5.1.2.6 Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Lei nº 10.438, de 26/04/2002, instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Os valores anuais recolhidos à CDE são homologados pela ANEEL e têm a finalidade de prover recursos para:

(i) desenvolvimento energético dos Estados;

(ii) competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados;

(iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; e

(iv) garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A CDE, cuja duração será de 25 anos, é fixada anualmente e recolhida mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRAS, que é a entidade responsável pela movimentação dos recursos arrecadados para este fim. Os recursos referentes a este encargo setorial são provenientes:

(i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP;

(ii) das multas aplicadas pela ANEEL; e

(iii) dos pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final. Nesse caso, foram incluídas pela regulação as concessionárias e permissionárias de distribuição e as concessionárias de transmissão.

Os recursos recolhidos a partir do pagamento de UBPs e de multas aplicadas pela ANEEL são destinados, prioritariamente, aos programas de universalização da energia. Já os eventuais saldos de recursos decorrentes dos pagamentos das quotas anuais que não forem aplicados nos programas de universalização poderão ser utilizados nas seguintes atividades, conforme regulamentado pelo Decreto nº 4.541, de 23/12/2002:

(i) cobertura dos custos de combustíveis primário e secundário de empreendimentos termelétricos que utilizem apenas carvão mineral nacional, em operação até 6 de fevereiro de 1998;

(ii) cobertura dos custos de combustíveis primário e secundário de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998;

(iii) cobertura da diferença entre os custos anuais decorrentes das instalações de transporte de gás natural para estados onde, até o final de 2002, não exista o fornecimento de gás natural canalizado e as parcelas que decorrerem da cobrança de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica;

(iv) pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o sistema através da tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva, ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólica, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais

hidrelétricas, cujos empreendimentos entrem em operação a partir de 29 de abril de 2002, e que a compra e venda se fizer com consumidor final;

(v) pagamento do crédito complementar calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor pago pela ELETROBRÁS, quando da implantação da segunda etapa do PROINFA; e

(vi) pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o sistema por geração termelétrica a carvão mineral nacional que utilize tecnologia limpa, de instalações que entrarem em operação a partir de 2003, e o valor econômico correspondente à energia competitiva.

As quotas da CDE foram definidas originalmente com base na CCC dos Sistemas Interligados de 2001. A partir de 2002, os valores foram reajustados na proporção do crescimento de mercado de cada agente. A partir de 2004, passaram a ser atualizados, também, em função da variação do IPCA, conforme estabelecido na Lei nº 10.438/2002.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 921, de 15/12/2009, definiu como previsão para o ano de 2010 o valor de R$ 3.234.235.439,78 a ser arrecadado para a composição da CDE.

As atuais destinações legais da CDE comprometem a totalidade deste encargo setorial arrecadado, não existindo, no momento, disponibilidade de recursos para o financiamento de um Plano Brasileiro de Rede Inteligente.

Em 2009, foram desembolsados, aproximadamente, R$ 2 bilhões para a subvenção à tarifa social de energia elétrica (subclasse baixa renda), R$ 700 milhões para a rubrica carvão mineral nacional e R$ 1 bilhão para o Programa Luz para Todos.

7.5.1.2.7 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

O PROINFA, criado pela Lei nº 10.438/2002, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. De modo geral, o Programa visa aumentar a participação, no Sistema Interligado Nacional, da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes eólica, PCH e biomassa.

O custo total previsto pela Eletrobras e aprovado pela ANEEL no Plano Anual do PROINFA 2010 é de R$ 1.816.008.892,54. Esses recursos destinam-se ao pagamento dos contratos de energia elétrica firmados no âmbito do Programa.

Dadas a natureza e a atual destinação legal destes recursos, não se recomenda o uso do PROINFA para o financiamento de um Plano Brasileiro de Rede Inteligente.

7.5.1.2.8 Encargo de Serviços do Sistema – ESS

O ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga. Tal custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria de consumo (distribuição, autoprodutores e comercialização) aos agentes de geração que prestam serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD –, regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Operação, Encargo de Serviços Ancilares, Encargo por despacho por ordem do CMSE e Encargo de Energia de Reserva.

Os valores previstos para o ESS no ano de 2010, de R$ 1.690.031.502,85, correspondem à soma das previsões realizadas com valores estimados pelo ONS (ESS-Restrição de Operação e Serviços Ancilares), pela SRG/ANEEL (ESS-CMSE) e pela CCEE (ESS-EER).

Dadas a natureza e a atual destinação legal destes recursos, não se recomenda o uso do ESS para o financiamento de um Plano Brasileiro de Rede Inteligente.

7.5.1.2.9 Encargo de Energia de Reserva – EER

Em janeiro de 2008 foi publicado o Decreto nº 6.353, de 16/01/2008, em que foi determinada a contratação de energia de reserva por meio de leilões a serem promovidos direta ou indiretamente pela ANEEL. A finalidade da contratação é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica.

Conforme as diretrizes estabelecidas pelo Governo, a energia de reserva será contratada pela CCEE em nome de todos os agentes de consumo, contudo, estes agentes não poderão registrar essa energia sob a forma de contratos para atender o consumo. Desse modo, a energia de reserva se configura como um recurso adicional no sistema, mas sem compromisso de entrega em contratos. Espera-se que esse recurso adicional contribua para melhorar o cenário de oferta, reduzindo o PLD e também o ESS por segurança energética.

A energia produzida pelas usinas contratadas por meio dos leilões de reserva será liquidada no mercado de curto prazo, gerando assim uma receita que corresponderá ao valor do PLD para cada MWh produzido. Com essa receita, a CCEE irá ressarcir os produtores da energia de reserva, entretanto o PLD pode não ser suficiente para custear o valor mensal do contrato. Para suprir este déficit foi criado um novo Encargo Setorial, o EER, cuja arrecadação será realizada por todos os consumidores livres e cativos.

Os valores relativos à previsão do EER no ano de 2010, R$ 245.454.862,85, estão adicionados aos Encargos de Serviço de Sistema, anteriormente descritos.

Dadas a natureza e a atual destinação legal destes recursos, não se recomenda o uso do EER para o financiamento de um Plano Brasileiro de Rede Inteligente.

7.5.2 BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

O BNDES é um dos cinco maiores bancos de desenvolvimento do mundo, com ativos superiores a R$ 386 bilhões (2009). É também o principal agente financiador de empreendimentos de infraestrutura no Brasil, sendo o setor elétrico um dos setores mais beneficiados por essa política. De 2003 ao primeiro semestre de 2010, foram aprovadas operações de financiamento da ordem de R$ 62,5 bilhões para 304 projetos no setor, implicando investimentos da ordem de R$ 113 bilhões para o País. Destaca-se, todavia, que boa parte desses financiamentos foi concedida para o segmento de geração de energia elétrica. Para o segmento de distribuição, foram direcionados 14% dos R$ 62,5 bilhões.

Considerando-se que uma Política Nacional de Redes Inteligentes será, em grande parte, implementada pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia, deve-se considerar que essas sejam as prováveis tomadoras dos financiamentos relacionados à implementação das redes inteligentes no Brasil.

Isso posto, com base na apresentação realizada por representante do BNDES ao Grupo de Trabalho de *Smart Grid* no Ministério de Minas e Energia em 15 de julho de 2010, é possível identificar algumas linhas de financiamento em que essa política se enquadraria, bem como tecer alguns comentários sobre as condições de financiamento.

Considerando-se as políticas operacionais atuais do BNDES para Energia Elétrica, têm-se as seguintes condições para o segmento de Distribuição:

- Prazo de amortização de até 6 anos – muito inferior aos prazos concedidos para geração – de 20 a 14 anos, e para transmissão – de 14 anos;
- Participação do BNDES de 60% a 80% - a participação acima de 60% implica remunerações diferenciadas (a taxas TJLP + 1% ou Cesta de Moeda e *spread* básico de 2,5%). É a menor participação do BNDES nas operações para o setor e suas condições só se equiparam aos financiamentos concedidos para geração térmica a carvão e a óleo;
- Moedas contratuais: se a participação do BNDES for mantida em até 60%, à operação pode-se aplicar 50% TJLP e 50% TJ-462 (que equivale a TJLP + 1%). É a mesma composição de moedas contratuais aplicadas à geração térmica a carvão e a óleo;
- *Spread* básico de 1,3% a.a. – também superior àquele aplicado para os segmentos de geração (exceto para térmicas a carvão e a óleo), de transmissão e de eficiência energética (de 0,9% a.a.).

Destaca-se, ainda, que financiamentos para *Smart Grid*, a depender do projeto específico de investimento, podem ser enquadrados no segmento de Eficiência Energética, para o qual as condições são sensivelmente melhores àquelas do segmento de distribuição:

- Prazo de amortização de até 6 anos (o prazo total do financiamento é de até 6 anos com carência de até 2 anos).
- Participação do BNDES de 80% a 100% - variando conforme o nível de renda e localização.
- Moeda contratual: 100% TJLP.
- *Spread* básico de 0,9% a.a.

Os financiamentos para Eficiência Energética abarcam iniciativas de economia de energia, de eficiência do sistema e de substituição de combustíveis fósseis. A taxa de risco de crédito pode variar de 0,46% e 3,57% a.a., e, no caso das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCOs) é aplicada ainda uma Taxa de Assunção de Risco de 4% a.a.

Da apresentação pode-se depreender que, a exemplo da evolução das políticas operacionais para os segmentos de transmissão e de geração, que melhoraram muito as condições de financiamento para esses segmentos entre 2003 e 2010, é possível

construir no Governo um consenso sobre a prioridade de uma política de financiamento específica para *Smart Grid* (ou para o segmento de distribuição para os investimentos em *Smart Grid*) de modo a se melhorarem as condições de financiamento para esses investimentos.

Por fim, cabe mencionar que o BNDES também tem linhas de financiamento específicas para a indústria que se aplicam aos fornecedores de insumos para a implantação das redes inteligentes.

7.5.3 Iniciativas do Ministério da Fazenda

Para a viabilização de uma Política de *Smart Grid*, dependendo da definição de quão amplo será seu escopo, de modo a se potencializarem seus resultados, o Governo Federal pode optar por estruturar políticas de incentivo de cunho tributário, a exemplo dos Regimes Especiais de tributação que beneficiam setores específicos da economia, como o Regime Especial de Incentivo ao Desenvolvimento à Infraestrutura – REIDI – ou programas de apoio como o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS –, que já beneficiam segmentos da indústria que fornecem bens e serviços às distribuidoras.

7.5.3.1 REIDI

Cumpre destacar que as distribuidoras poderão se habilitar ao REIDI, criado pela Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007.

O art. 2º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, que regulamenta a lei anterior, dispõe sobre a suspensão das contribuições tributárias:

> *"Art. 2º O REIDI suspende a exigência da:*
>
> *I - Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS – incidentes sobre a receita decorrente da:*
>
> *a) venda de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, quando adquiridos por pessoa jurídica habilitada ao regime, para incorporação em obras de infraestrutura destinadas ao seu ativo imobilizado;*
>
> *b) venda de materiais de construção, quando adquiridos por pessoa jurídica habilitada ao regime, para utilização ou incorporação em obras de infraestrutura destinadas ao seu ativo imobilizado; e*

c) prestação de serviços, por pessoa jurídica estabelecida no País, à pessoa jurídica habilitada ao regime, quando aplicados em obras de infraestrutura destinadas ao ativo imobilizado;

II - Contribuição para o PIS/PASEP-Importação e da COFINS Importação incidentes sobre:

a) máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, quando importados diretamente por pessoa jurídica habilitada ao regime para incorporação em obras de infraestrutura destinadas ao seu ativo imobilizado;

b) materiais de construção, quando importados diretamente por pessoa jurídica habilitada ao regime para incorporação ou utilização em obras de infraestrutura destinadas ao seu ativo imobilizado; e c) o pagamento de serviços importados diretamente por pessoa jurídica habilitada ao regime, quando aplicados em obras de infraestrutura destinadas ao ativo imobilizado. "

O art. 3º do mesmo decreto define o período de desfruto da suspensão destas contribuições:

"Art. 3º A suspensão de que trata o art. 2º pode ser usufruída nas aquisições e importações de bens e serviços vinculadas ao projeto aprovado, realizadas no período de cinco anos contados da data da aprovação do projeto de infraestrutura, nos termos do § 3º do art. 6º."

Foi o Decreto nº 6.416, de 28 de março de 2008, contudo, que explicitou os setores de infraestrutura elegíveis aos benefícios do REIDI, entre os quais foi incluída a distribuição de energia elétrica.

A Portaria MME nº 319, de 26 de setembro de 2008, por sua vez, estabeleceu o procedimento de aprovação dos projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica ao REIDI. A portaria é muito clara quando diz, no inciso I do § 1º de seu art. 1º, que a obra de infraestrutura precisa ser imobilizada em seu ativo, que comporá sua base de remuneração para fins de cálculos tarifários (§ 4º do art. 3º).

Sendo assim, a aquisição de medidores eletrônicos, com sua consequente imobilização no ativo das distribuidoras, torna-as enquadráveis ao REIDI. Isso posto, a

precificação do medidor pode ocorrer considerando a suspensão de PIS/PASEP e COFINS em sua aquisição.

Conforme já apresentado, toda a aquisição de bens e serviços que forem imobilizados pelas distribuidoras em seu ativo faz jus à suspensão 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 imobilizado é menor, o que reduz também a necessidade de aporte de recursos próprios ou de captação de recursos de terceiros.

7.5.3.2 Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS[6]

A Lei Nº 11.484 de maio de 2007, criou dois programas: O PADIS e o PATVD – Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e para a TV Digital. Especificamente sobre o PADIS, o governo assegura uma série de incentivos fiscais às empresas que invistam em pesquisa e desenvolvimento e produzam os seguintes componentes:

I – eletrônicos semicondutores classificados nas posições 85.41 e 85.42 da Nomenclatura Comum do Mercosul – NCM –, as atividades de:

a) concepção, desenvolvimento e projeto (*design*);

b) difusão ou processamento físico-químico; ou

c) encapsulamento e teste;

II – mostradores de informação (*displays*) de que trata o § 2o deste artigo, as atividades de:

a) concepção, desenvolvimento e projeto (*design*);

b) fabricação dos elementos fotossensíveis, foto ou eletroluminescentes e emissores de luz; ou

c) montagem final do mostrador e testes elétricos e ópticos.

A medida alcança os mostradores de informações (*displays*) com tecnologia baseada em componentes de Cristal Líquido (LCD – *Liquid Crystal Display*), fotoluminescentes (Painel Mostrador de Plasma – PDP), eletroluminescentes (Diodos

[6] Fonte: http://convergenciadigital.uol.com.br/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=13968&sid=7

Emissores de Luz – LED –, Diodos Emissores de Luz Orgânicos – OLED – ou *Displays* Eletroluminescentes a Filme Fino – TFEL) ou similares com microestruturas de emissão de campo elétrico, destinados à utilização como insumo em equipamentos eletrônicos.

7.5.3.2.1 Impostos

O artigo terceiro da Lei Nº 11.484/2007 reduziu para zero as alíquotas dos seguintes impostos e contribuições sociais incidentes na venda no mercado interno ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos para incorporação ao ativo imobilizado da pessoa jurídica adquirente no mercado interno ou importadora:

I – Da Contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre a receita da pessoa jurídica vendedora quando a aquisição for efetuada por pessoa jurídica beneficiária do PADIS;

II – Da Contribuição para o PIS/Pasep-Importação e da COFINS-Importação quando a importação for efetuada por pessoa jurídica beneficiária do PADIS; e

III – Do Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI –, incidente na importação ou na saída do estabelecimento industrial ou equiparado quando a importação ou a aquisição no mercado interno for efetuada por pessoa jurídica beneficiária do PADIS.

Os incentivos descritos também serão estendidos aos *softwares* e aos insumos destinados às atividades, quando importados ou adquiridos no mercado interno por empresa beneficiária do PADIS.

7.5.3.2.2 Outros incentivos

O governo também reduziu para zero a alíquota da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE –, destinada a financiar o Programa de Estímulo à Interação Universidade-Empresa para o Apoio à Inovação, previsto no artigo segundo dessa lei e nas remessas destinadas ao exterior para pagamento de contratos relativos à exploração de patentes ou de uso de marcas e os de fornecimento de tecnologia e prestação de assistência técnica.

Poderá também ser reduzida para zero a alíquota do Imposto de Importação – II - incidente sobre máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos,

relacionados em ato do Poder Executivo e nas condições e pelo prazo nele fixados, importados pelas empresas beneficiárias do PADIS para incorporação ao seu ativo imobilizado e destinados às atividades de produção e P&D.

7.5.3.2.3 Vendas

Nas vendas dos dispositivos referidos nos incisos I (componentes eletrônicos semicondutores) e II (mostradores de informação ou *displays*) também foram reduzidas as alíquotas dos seguintes impostos e contribuições sociais:

I – A zero, as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da COFINS incidentes sobre as receitas auferidas;

II – A zero, as alíquotas do IPI incidentes sobre a saída do estabelecimento industrial; e

III – Em 100%; as alíquotas do imposto de Renda e adicional incidentes sobre o lucro da exploração.

As reduções de alíquotas aplicam-se, também, às receitas decorrentes da venda de projeto (*design*) quando efetuada por uma empresa enquadrada no PADIS.

Já as reduções de alíquotas (a zero) nos incisos I e II se aplicam às vendas aos dispositivos do art. 2º, mas somente quando as atividades referidas nas alíneas a ou b do inciso II do *caput* do art. 2o desta Lei tenham sido realizadas no País.

O governo determinou que o valor do imposto que deixar de ser pago em virtude dos incentivos que está concedendo não poderá ser distribuído aos sócios e "constituirá reserva de capital da pessoa jurídica que somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento do capital social".

7.5.3.2.4 Pesquisa

O governo, tal como fez com a Lei de Informática, em contrapartida, exigiu das empresas beneficiadas pelos incentivos o aporte mínimo de 5% do seu faturamento bruto no mercado interno, deduzidos os impostos incidentes na comercialização ou sobre o valor das aquisições de produtos incentivados.

"Serão admitidos apenas investimentos em atividades de pesquisa e desenvolvimento nas áreas de microeletrônica, dos dispositivos optoeletrônicos, de ferramentas computacionais (*softwares*), de suporte a tais projetos e de metodologias

de projeto e de processo de fabricação dos componentes", exige o governo, que estabeleceu quantitativos e condicionantes relacionados aos investimentos em pesquisa:

- No mínimo 1% do faturamento bruto, deduzidos os impostos incidentes na comercialização, deverá ser aplicado mediante convênio com centros ou institutos de pesquisa ou entidades brasileiras de ensino, oficiais ou reconhecidas, credenciados pelo Comitê da Área de Tecnologia da Informação – CATI, ou pelo Comitê das Atividades de Pesquisa e Desenvolvimento na Amazônia – CAPDA;

- A propriedade intelectual resultante da pesquisa e desenvolvimento realizados mediante os projetos aprovados deve ter a proteção requerida no território nacional ao órgão competente, conforme o caso, pela pessoa jurídica brasileira beneficiária do PADIS.

No artigo sétimo da Lei 11.484/2007 o governo também exige que as empresas do PADIS encaminhem ao Ministério da Ciência e Tecnologia, até 31 de julho de cada ano civil, os relatórios demonstrativos do cumprimento, no ano anterior, das obrigações e condições estabelecidas para P&D. Esse princípio já é aplicado com a indústria beneficiária da Lei de Informática em todo o País.

7.5.4 MDL

As possibilidades de submissão das redes inteligentes como uma atividade de projeto MDL são pouco atraentes, tendo em vista os atuais procedimentos previstos no Conselho Executivo. Existem incertezas para a demonstração de todas as etapas da adicionalidade do projeto, bem como, complexidades para a análise de barreiras. Soma-se a isso o fato de que a inexistência de uma metodologia de cálculo específica acarretará atrasos na aprovação e registro do projeto. Por fim, as receitas em termos de reduções certificadas de emissões seriam pouco significativas, frente aos custos totais da implantação do projeto de *Smart Grid*.

Para se analisar a possibilidade de submeter uma atividade de projeto MDL de *Smart Grid*, faz-se necessário recuperar os resultados que foram obtidos de estudos-piloto realizados no país e a premissa que poderia ser factível para a ampla introdução da tecnologia no futuro.

Conforme foi constatado neste Relatório, as experiências indicam que consumidores foram motivados para a mudança de hábitos pelo sinal preço

diferenciado, comprovando que os valores das tarifas são eficientes no alcance do principal objetivo: estimular a redução/transferência do consumo de energia elétrica. Foi possível constatar que os resultados variaram, dependendo do tipo e modalidade de tarifa que foi aplicada, e outra condição determinante foi o perfil diferenciado do consumidor. Assim, grosso modo, poderia ser adotada como premissa de resultados da adoção do programa de *Smart Grid* a redução de pico de 5%, em média, e redução de 1% no consumo total em baixa tensão.

Para o MDL, é importante ressaltar as seguintes constatações:

1) Com a mudança de hábitos do consumidor (medida educativa), é possível reduzir o consumo de energia, ou seja, medidas de eficiência energética seriam empregadas, e, com isso, indiretamente, haveria abatimento das emissões de GEE;

2) Com a redução do consumo de energia no horário de pico (medida de mudança de despacho), quando mais geradoras de energia a combustíveis fósseis estão sendo despachadas pelo ONS, também haveria redução de emissões de GEE; e

3) Com a necessidade diminuída de usinas de geração em espera de despacho (medida de mudança de planejamento), indiretamente poderia haver reduções nas emissões de GEE em razão da postergação de investimentos marginais para o atendimento da demanda de ponta.

Assim, embora possa haver redução de emissões de gases de efeito estufa no Sistema Interligado Brasileiro, a submissão de uma atividade de projeto de MDL baseada em *Smart Grid* seria muito complexa e tenderia a trazer poucos resultados.

A possível dificuldade estaria na comprovação da adicionalidade do projeto. Esse conceito é expresso da seguinte forma: “uma atividade de projeto MDL é adicional se as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas a níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada”.

Resumidamente, isso quer dizer que um projeto proposto só é considerado adicional se sua implantação estiver vinculada necessariamente ao registro como uma atividade de MDL, ou seja, ao fato de que a atividade de projeto não seria executada sem a expectativa dos seus “créditos de carbono” (recursos financeiros extras). Ou seja,

a finalidade do MDL não é ser agente de financiamento, mas impulsionador de ações voluntárias que reduzam emissões de GEE e induzam ao desenvolvimento sustentável.

Quanto às possíveis ações de redução de emissões, a medida educativa não seria elegível ao MDL, pois vai contra o princípio de “proporcionar benefícios mensuráveis, reais e de longo prazo relacionados com a mitigação dos efeitos negativos da mudança global do clima”. Isto ocorre porque além de difícil mensuração, dadas as características muito diferenciadas do comportamento dos consumidores, não seria possível estabelecer um horizonte de reduções fixas durante um período de créditos de MDL.

A medida de mudança de planejamento também seria de difícil comprovação da adicionalidade, pois só indiretamente haveria redução de emissões.

Já a medida de mudança de despacho poderia ser considerada elegível ao MDL, uma vez que poderia ser mensurada a energia de origem fóssil que seria subtraída do sistema, desde que avaliadas as opções da ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. Nessa abordagem, os passos incluem: identificação das alternativas à atividade de projeto; análise de investimento para determinar se a atividade de projeto proposta não é a mais econômica ou financeiramente atrativa ou, simplesmente, que não é Economica ou financeiramente viável; análise de barreiras; e análise da prática comum.

Outra dificuldade estaria na análise de barreiras ao projeto. Essa análise deveria indicar que existem uma ou mais barreiras que dificultam a implementação da atividade de projeto MDL. É necessário apresentar evidências documentadas e transparentes de forma conservadora. As barreiras mais comuns são a barreira de investimentos, as barreiras tecnológicas, as barreiras em razão de prática dominante; entre outras.

7.5.5 Bancos e Agências de Desenvolvimento Internacionais

Considerando-se que:

- O tema *Smart Grid* hoje é reconhecido como uma tendência mundial no desenvolvimento das infraestruturas de distribuição e transmissão de energia elétrica e de telecomunicações, havendo diversos projetos pilotos em fase de implementação em diversos países de todos os continentes; e

- As redes inteligentes têm o potencial de aumentar a racionalização e a eficiência do uso da energia elétrica, reduzindo, assim, o desperdício de recursos naturais para sua geração bem como a resultante emissão de gases causadores de efeito estufa.

Torna-se interessante verificar se há interesse dos bancos internacionais e das agências de cooperação para o desenvolvimento em financiarem iniciativas de *Smart Grid* em países em desenvolvimento ou emergentes, como o Brasil, considerando que esse tipo de investimento poderia evitar que esses países passem pela mesma trajetória de desenvolvimento de outros países, por vezes marcada pelo desperdício de recursos naturais.

Isso posto, para subsidiar este estudo, foram enviados, em 18 de agosto de 2010, Ofícios a algumas dessas entidades, selecionadas pelo critério de livre associação, considerando o contato recente que mantiveram com o MME e a ANEEL, solicitando informações sobre eventuais linhas ou condições de financiamento para projetos de *Smart Grid*, bem como sobre eventual existência de recursos a fundo perdido:

- Ofício nº 279/2010/SEE-MME ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID.
- Ofício nº 280/2010/SEE-MME à Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD);
- Ofício nº 281/2010/SEE-MME ao KfW *Bankengruppe* (KfW);
- Ofício nº 282/2010/SEE-MME ao Banco Mundial (BM);
- Ofício nº 283/2010/SEE-MME à Agência Internacional de Cooperação do Japão (JICA – *Japan International Cooperation Agency*).

Foram recebidas respostas da AFD, do KfW e da JICA, cujo teor é resumido a seguir.

7.5.5.1 Agência Francesa de Desenvolvimento

Em 13 de setembro de 2010, a AFD enviou a correspondência Nº 2010/GL/132 em que confirmou seu interesse em apoiar a implementação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente, podendo “acompanhar os Estados ou as companhias de eletricidade em seus esforços para implantar soluções inovadoras de distribuição de eletricidade”, informando que constituiu grupo de trabalho na França envolvendo diversos atores do setor para estudar a questão. Informou, ainda, que já

está em contato com a CEMIG sobre o projeto piloto de redes inteligentes em Sete Lagoas.

Com relação às condições de financiamento, a AFD informou que pode contribuir com:

- Empréstimos soberanos – concedidos à União, ou com garantia da União;
- Prazo total: 15 anos;
- Prazo de carência: 3 a 5 anos;
- Taxa de juros variáveis – a taxa variável pode ser transformada em taxa fixa no final do período de desembolso:
  - Euribor (de 6 meses) + 0,8 % a.a. Em 8/09/2010, a taxa variável de Euribor de 6 meses + 0,8% equivalia a 1,93%. A taxa fixa equivalente para uma duração de 15 anos, dos quais quatro anos de carência de pagamento de capital, seria de 3,31%; o Para empréstimos em dólares: taxa variável de Libor USD de 6 meses mais um *spread* que inclui o custo de *swap* de euros em dólares. Em 8/09/2010, a Libor USD de 6 meses era de 0,4895%. A taxa fixa equivalente para uma duração de 15 anos, dos quais quatro anos de carência de pagamento de capital, seria de 2,52%.

AFD informou ainda que pode conceder a empresas públicas ou bancos empréstimos não soberanos, sem garantia da União, com uma taxa de juros que varia em função da qualidade da contrapartida e da avaliação de risco feita pela AFD; e que os valores dos empréstimos poderiam ser da ordem de €100 a 200 milhões para uma primeira operação com uma distribuidora.

Por fim, a AFD informou que “pode contribuir para o financiamento de apoios técnicos, sob a forma de subsídios de valor reduzido, a título da preparação ou do acompanhamento dos seus financiamentos dos programas sob a forma de empréstimos”.

Verifica-se, pois, que as condições são diferentes das apresentadas pelo BNDES (prazo e *spread*), havendo também necessidade de garantias da União, além do risco de moeda (haja vista que os financiamentos não são concedidos em reais). Talvez uma alternativa fosse o BNDES contratar esses recursos para compor um funding de uma linha específica para financiamento de Redes Inteligentes em reais.

7.5.5.2 KfW Bankengruppe

O KfW atua no Brasil dentro do marco da Cooperação Bilateral Alemanha-Brasil. Nesse contexto, o Ministério Federal para a Cooperação Econômica e do Desenvolvimento da Alemanha (BMZ) e o Ministério Federal do Meio Ambiente, Proteção à Natureza e Segurança Nuclear (BMU) definem as diretrizes e os conceitos da Cooperação. A realização das iniciativas é de responsabilidade das agências executoras, como o KfW e a GTZ.

Em 22 de setembro de 2010, o KfW enviou *e-mail*, em resposta ao Ofício nº 281/2010/SEE-MME. Em 11 de outubro, essa mesma instituição encaminhou uma correspondência ao MME contendo mais informações sobre a possibilidade de financiamento para um programa de *Smart Grid* no Brasil.

Energias renováveis e eficiência energética são algumas das áreas prioritárias da Cooperação Brasil-Alemanha. O atual programa de cooperação para o fomento de energias renováveis e de eficiência energética engloba o apoio à implementação de políticas públicas e a transferência de tecnologias através da Cooperação Técnica (GTZ), bem como a ampliação das possibilidades de financiamento através da Cooperação Financeira (KfW) para energias renováveis e projetos relacionados à eficiência energética.

Nesse contexto, um projeto de *Smart Grid* poderia, em princípio, ser contemplado no âmbito do Programa da Cooperação Bilateral Alemanha-Brasil. No caso de um entendimento formal entre os dois governos de incluir um projeto de *Smart Grid* no âmbito da Cooperação, o KfW poderia, em princípio, avaliar um financiamento.

Com relação às condições de financiamento, o KfW informou que pode contribuir com:

- Empréstimos com juros subsidiados com prazos de até 15 anos, em EUR ou USD para instituições públicas, incluindo companhias energéticas e Cooperação Técnica;
- Garantias: o financiamento requer uma garantia da União; Montantes financiáveis: a definir.

As informações do KfW apontam para dois programas de cooperação internacional do governo alemão que poderiam contribuir para o financiamento de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente: a Iniciativa Internacional do Clima (*International Climate Initiative*) e a Iniciativa para a Proteção do Clima e do Meio

Ambiente (*Initiative for Climate and Environment Protection*). Informou, contudo, que um posicionamento mais formal por parte do banco dependeria de informações mais concretas sobre o programa.

7.5.5.2.1 Iniciativa para a Proteção do Clima e do Meio Ambiente

De acordo com as informações contidas no sítio eletrônico http://www.bmz.de/en/what_we_do/issues/klimaschutz/finanzierung/bilateral/index.html, o governo alemão apoia o financiamento, a transferência de tecnologias, conhecimento e experiência para mitigação e adaptação de mudanças climáticas em diversos setores, o que inclui:

- O financiamento de investimentos, por exemplo, para a construção de instalações e equipamentos para a redução de gases causadores do efeito estufa ou para promover a adaptação às mudanças climáticas;
- Capacitação institucional e humana;
- Promoção de projetos piloto ou modelo como meio de introduzir novas tecnologias.

O governo alemão também apoia política internacional do clima por meio de diversas iniciativas intersetoriais. Como exemplo, menciona-se a Iniciativa para a Proteção do Clima e do Meio Ambiente, que fornecerá pelo menos € 2,4 bilhões por meio de empréstimos a taxas subsidiadas e de subsídios para investimentos relevantes para o clima e para o meio ambiente em países em desenvolvimento durante o período 2008 – 2011.

7.5.5.2.2 Iniciativa Internacional do Clima

Considerando a meta da redução de suas emissões até 2020 em 40%, comparadas aos níveis de 1990, o governo alemão se propôs a vender € 460 milhões em permissões de emissão no país. Dos recursos arrecadados, € 120 milhões têm como destino o financiamento de projetos internacionais em programas que apoiem a proteção do clima ou que tenham grande potencial de redução de emissão de gases causadores do efeito estufa.

7.5.5.3 Agência Internacional de Cooperação do Japão

Por meio da correspondência JICA/166.10, de 24 de agosto de 2010, a JICA apresentou ao MME suas condições de financiamento e de apoio para projetos de redes elétricas inteligentes:

- Moeda: ienes japoneses;
- Necessidade de garantia da União;
- Mutuários: governos federal, estaduais, municipais e estatais; Não há limite de valor para o financiamento.

As condições apresentadas são concebidas para países de média renda. O governo japonês estaria estudando a revisão dessas condições para o Brasil, dado seu desempenho econômico favorável no último ano.

Tabela 7.12: Condições de Financiamento – Agência Internacional de Cooperação do Japão.

Categoria	PIB per Capita	Condições	Padrão/Opções	Juros (%)	Amortização (Carência) em anos
Nações de Média Renda	US$ 3.856 ~ 6.752	Condições Gerais	Padrão	1,7	25 (7)
			Opção 1	1,6	20 (6)
			Opção 2	1,5	15 (5)
		Condições Preferenciais	Padrão	1,2	25 (7)
			Opção 1	1	20 (6)
			Opção 2	0,6	15 (5)
		Condições para Combate às Mudanças Climáticas	Padrão	0,6	40 (10)
			Opção 1	0,5	30 (10)
			Opção 2	0,4	20 (6)
			Opção 3	0,3	15 (5)
Serviços de Consultoria	0,01%: As taxas de juros para os serviços de consultoria são de 0,01% sendo que o período de amortização, o período de carência e as condições de aquisição de bens e serviços do Japão são iguais às do projeto principal.				

Por fim, a JICA reforçou que o governo japonês identifica no tema *Smart Grid* um potencial muito grande para futuras cooperações entre Brasil e Japão.

7.5.6 Acordos internacionais com transferência de recursos

Ainda levando em consideração o possível interesse de países desenvolvidos em formarem parcerias com o governo brasileiro na implementação de soluções tecnológicas no Brasil ou em fomentarem um desenvolvimento mais limpo e sustentável

no país, torna-se relevante verificar a eventual existência de acordos internacionais firmados pelo Brasil que prevejam a transferência de recursos e em que um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente se enquadraria. Com esse intuito, foi feito uma consulta à Assessoria Internacional do MME solicitando o levantamento de eventuais acordos internacionais com essas características.

Nesse contexto, foi identificado apenas um acordo: “Acordo entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República Federal da Alemanha sobre Cooperação Financeira para o Projeto “Programa de Crédito Energias Renováveis”.

Pela temática do Acordo, verifica-se que, no âmbito do presente estudo, essa cooperação financeira só aplicar-se-ia às iniciativas de geração distribuída viabilizadas pelas redes inteligentes.

Em todo caso, é importante apontar para as principais condições:

Artigo 1º

1. O Governo da República Federal da Alemanha possibilitará ao Governo da República Federativa do Brasil ou a um outro beneficiário, a ser escolhido conjuntamente por ambos os Governos, obter para o projeto "Programa de Crédito Energias Renováveis" um empréstimo do *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (doravante denominado "KfW") a taxas de juro reduzidas, concedido no âmbito da cooperação oficial para o desenvolvimento, no montante de até 52.000.000 EUR (cinquenta e dois milhões de euros), se: esse projeto, depois de examinado por ambas as partes, for considerado apto para promoção em termos de política de desenvolvimento e o Governo da República Federativa do Brasil conceder uma garantia do Estado, a não ser que ele próprio seja o beneficiário. O projeto não poderá ser substituído por outros projetos.

2. O presente Acordo será aplicado, igualmente, se o Governo da República Federal da Alemanha posteriormente possibilitar ao Governo da República Federativa do Brasil obter do KfW novos empréstimos ou contribuições financeiras não reembolsáveis para a preparação do projeto especificado no parágrafo 1º ou novas contribuições financeiras não reembolsáveis para medidas complementares necessárias à execução e ao acompanhamento do projeto especificado no parágrafo 1.

7.6. OUTROS DESAFIOS

7.6.1 Desenvolvimento da Infraestrutura Industrial

7.6.1.1 Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento para o desenvolvimento de novos produtos

Para Pesquisa e Desenvolvimento, os investimentos totais referem-se, de forma simplificada, aos seguintes custos:

- Custo homem-hora de P&D para os projetos de medidor inteligente;
- Custo de prototipagem (ferramentas protótipos ou protótipos propriamente ditos);
- Investimentos em equipamentos de laboratório para ensaios nos produtos;
- Investimento nos testes em laboratórios internos e externos;
- Investimento na certificação dos produtos desenvolvidos (ex.: INMETRO, ANATEL).

Segundo a ABINEE, estimam-se investimentos em P&D da ordem de R$ 32,1 milhões (trinta e dois milhões e cem mil reais) para as diferentes linhas de produtos (medidores monofásicos, polifásicos e SMC).

7.6.1.2 Investimentos em expansão da capacidade fabril

Para a estimativa do montante de investimentos necessários à expansão da capacidade fabril, são adotadas algumas premissas:

- Substituição do parque de medidores dos clientes alvo da Audiência Pública 43/2010 em 10 anos;
- Volume anual = 4,5 milhões de medidores;
- Volume acima já considera o crescimento vegetativo;
- *Market-share* igual para cada fabricante de medidor – neste exercício, considera-se um total de 10 fabricantes.

Os investimentos totais para a expansão da capacidade fabril referem-se a:

- Ferramentais para fabricação de peças plásticas e metálicas;
- Dispositivos de montagem;
- Equipamentos de testes de partes e peças (ICT, FCT);
- Estêncil;

- Painel para PCBA - *Printed Circuit Board Assembly*;
- Equipamentos de teste funcional do produto acabado;
- Equipamentos de ajuste e calibração da linha de montagem;
- Equipamento para tensão aplicada;
- Equipamento para solidarização;
- Equipamento de calibração para inspeção final;
- INMETRO – Auto Verificação;
- Infraestrutura de linha (sala, rede elétrica, bancadas, etc.).

Nesse caso, estima-se um investimento da ordem de R$ 29,2 milhões (vinte e nove milhões e duzentos mil reais) para a implantação de processos produtivos (fabricantes e fornecedores) dos medidores que atenderão aos requisitos mínimos da ANEEL, nas suas diferentes linhas de produtos (medidores monofásicos, polifásicos e SMC).

7.6.2 Capacitação da mão-de-obra

A estimativa de investimentos em capacitação de mão-de-obra está relacionada ao montante de investimento necessário, em reais, para o treinamento de pessoas a fim de que os projetos de pesquisa e desenvolvimento do Medidor Inteligente possam ser realizados, bem como capacitação de pessoal de fábrica e de Tecnologia da Informação.

A indústria estima um investimento em capacitação de colaboradores num valor de R$ 2.800.000,00. Esse valor inclui custo do treinamento propriamente dito, viagens, estadias e alimentação.

7.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo pode ser considerado como uma tentativa de apresentar a implementabilidade de redes inteligentes no Brasil, no que diz respeito a seus custos e benefícios, à luz das informações disponíveis para os quadros técnicos de instituições federais do setor elétrico (MME, ANEEL, EPE), por meio de dados próprios, de estudos realizados no setor (nacional e internacionalmente) e de informações prestadas pela indústria[7] e por alguns organismos de desenvolvimento nacionais e internacionais.

[7] Neste estudo, foram consideradas as informações enviadas pela ABINEE ao Ministério. Outras instituições como Federação da Indústria do Estado de São Paulo (FIESP), Confederação Nacional da Indústria (CNI), entre outras, foram também consultadas, tendo informado que estão iniciando seus estudos sobre o impacto da implementação de *Smart Grid* na indústria.

Tem-se, assim, como resultado, uma coletânea das informações disponíveis bem como uma inferência de resultados, em termos de custos e benefícios. Destaca-se que esses resultados constituem, pois, apenas uma estimativa de impacto, dada a necessidade de maior aprofundamento dos estudos. Para robustecer essas informações e dados, a primeira recomendação deste relatório é que sejam envolvidas outras áreas do governo federal considerando as identificadas transversalidades das ações que envolvem a implementação de redes inteligentes. Da confecção deste relatório foi identificada, em especial, a necessidade de maior envolvimento do setor de telecomunicações (Ministério das Comunicações, ANATEL e outros órgãos/empresas relacionados), mas também do Ministério da Ciência e Tecnologia, do Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, do Ministério da Fazenda, do IPEA, do IBGE, entre outros.

Em segundo lugar, mesmo tendo-se identificado possibilidades de fontes de recursos que poderiam, em alguns casos, com base em alteração da legislação vigente, financiar a implementação das redes inteligentes no Brasil, seria interessante buscar identificar também intersetorialmente outras fontes de recurso, considerando-se a implantação de Redes Inteligentes como uma política de governo e não apenas do setor elétrico. Ainda no que tange à financiabilidade do programa, outra análise que poderia ser demandada em nível de governo é que se estimasse um possível impacto tarifário dessa política se seus custos de implantação fossem, mesmo que parcialmente, transferidos ao consumidor de energia elétrica.

Outra ponderação relevante diz respeito à estratégia de implantação de um Programa de Redes Inteligentes. Os impactos estimados neste estudo consideram apenas uma situação anterior à das Redes Inteligentes e outra posterior, e não consideram sua implantação gradualmente ao longo do tempo. Torna-se, necessário, pois, estudar e definir no governo não só o escopo do que se pretende implementar em termos de modernização de redes, que requeiram novos investimentos, mas também o prazo e a abrangência dessa implementação.

Adicionalmente, pode se constituir também como estratégia governamental, em termos de custos e benefícios dessa implantação, a avaliação de projetos pilotos que vêm sendo desenvolvidos a respeito do tema. Tal estratégia tem a vantagem não só de fornecer dados mais precisos para a estimação de custos e benefícios de uma política de Redes Inteligentes como também de ter uma financiabilidade mais fácil, inclusive por organismos internacionais. Por outro lado, enfrenta as barreiras de não estimular a

produção em escala de modo que o cálculo dos benefícios para a atividade econômica e a estimativa dos reais custos dos equipamentos possa ficar prejudicado.

Por fim, recomenda-se que, numa versão mais consolidada e detalhada deste estudo, seja aplicada uma metodologia similar à do EPRI para a discussão dos custos e benefícios da implementação de um Programa Nacional de Redes Inteligentes no Brasil.

8 – TELECOMUNICAÇÕES

Esta seção aborda aspectos técnicos e regulatórios de telecomunicações aplicados a sistemas *Smart Grid* implantados nos Estados Unidos e discute os requerimentos necessários que o setor de telecomunicações deve considerar para implementação desses sistemas no Brasil.

8.1 INTRODUÇÃO

A Anatel, a convite da *U.S. Trade and Developement Agency,* participou de delegação brasileira formada por representantes das agências reguladoras de telecomunicações e energia, do instituto de metrologia e de segmentos do setor privado de energia elétrica e de associações ligadas ao setor de energia elétrica, durante o período de 19 a 28 de outubro de 2010, nas cidades de Washington e San Francisco. A delegação foi recebida por diversas entidades e organizações para apresentações e debates de assuntos relacionados ao conceito *Smart Grid*.

US Trade and Developing Agency é uma agência americana independente, custeada pelo congresso norte-americano, criada com o objetivo de estimular investimentos em países em desenvolvimento através de projetos com potencial econômico para investimento de empresas norte-americanas.

A missão da delegação, denominada *Smart Grid Brazil - Reverse Trade Mission* –, teve o objetivo de proporcionar uma sequência de reuniões para desenvolver uma base de conhecimento mútuo entre Brasil e Estados Unidos, considerando os interesses dos segmentos de governo e do setor privado relacionados com projetos, desenvolvimento e regulamentação de redes de energia operadas com as funcionalidades de uma rede inteligente.

A Anatel atuou nos encontros avaliando, analisando e questionando aspectos relacionados ao setor de telecomunicações aplicáveis ao conceito de *Smart Grid*. O intercâmbio de informações permitiu a compreensão e consolidação de conceitos relacionados aos serviços de telecomunicações imprescindíveis para o planejamento estratégico da implantação das redes inteligentes no Brasil, como tipos de tecnologias empregadas, regulamentação e atuação da FCC, infraestrutura de telecomunicações necessária, segurança de rede, taxa de transmissão, recurso de espectro, interoperabilidade e aspectos econômicos.

Este relatório apresenta pontos relevantes sobre a aplicação de sistemas de telecomunicações em *Smart Grid*. Para o contexto das telecomunicações foram considerados aspectos técnicos, políticos e econômicos. Este relatório é um instrumento importante para o processo de amadurecimento das necessidades inerentes ao setor de telecomunicações para a implementação de redes *Smart Grid*.

8.2 VISÃO NO SETOR PRIVADO DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

Nesta seção, serão abordados aspectos técnicos de telecomunicações aplicados em redes *Smart Grid*. O critério de escolha das empresas foi o material disponibilizado e as informações transmitidas pelos seus representantes técnicos. Nesse sentido, não se pode inferir a partir do documento que há uma indicação ou recomendação dessas empresas em detrimentos das demais que foram visitadas em missão da ANATEL.

8.2.1 General Electric

Para aplicações de *Smart Metering* foi informado que predominantemente é utilizado RF *Mesh* para atender as demandas de AMI. Assim como outras empresas, a GE – *General Electric* – utiliza essa topologia baseada em transmissão digital na faixa de 900MHz, tratada nos Estados Unidos como *Unlicensed Frequency*. O uso dessa faixa de frequência para este tipo de topologia foi determinado pelas características de propagação, que são menos vulneráveis que as faixas de 2,4 GHz e 5,8 GHz a desvanecimento por obstruções causadas por edificações e vegetação.

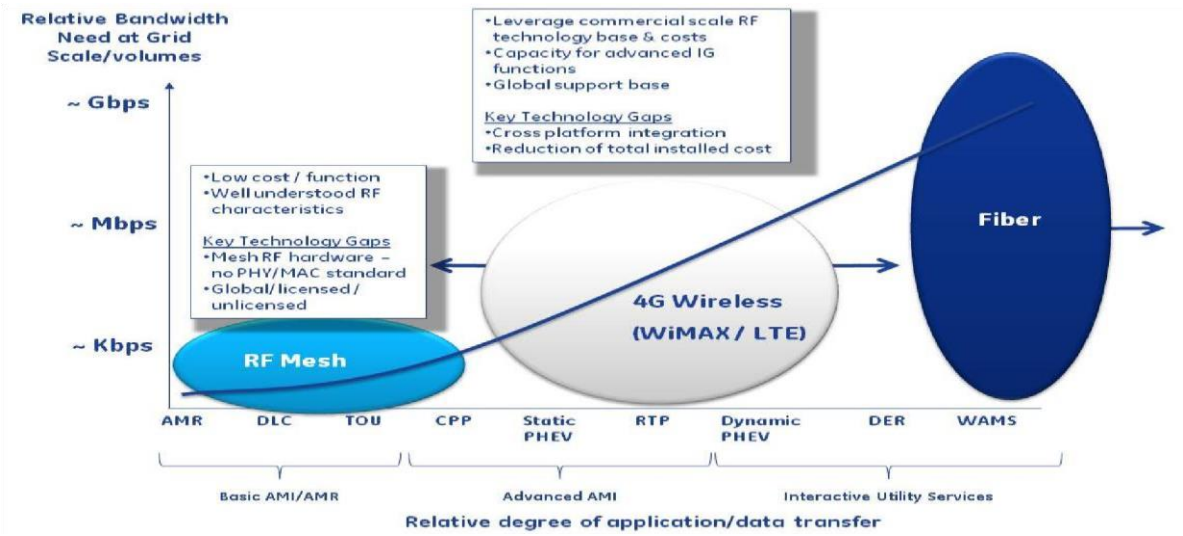


Figura 8.1: Estimativa da taxa de dados em função da aplicação.

Quanto ao tipo de aplicação, a GE utiliza sistemas de telecomunicações já consagrados. A GE possui uma estimativa da quantidade de tráfego necessária para atender determinado tipo de aplicação.

Nota-se que a taxa de dados cresce em função do tipo de aplicação e que as aplicações voltadas para gerenciamento, automação e medição em tempo real demandam mais tráfego, como apresentado na Figura 8.1. É importante observar que existem aplicações que não estariam cobertas por tecnologias de transmissão sem fio.

Segundo a GE, para os fornecedores, um dos requisitos mais importantes é a área de cobertura, e que atualmente não existe uma solução única de rede de telecomunicações que satisfaça completamente esse requisito. Possivelmente, em áreas remotas as soluções que poderiam satisfazer esse requisito seriam as redes de operadoras de celular 2G e 3G ou linha cabeada, que tem suas próprias limitações físicas.

A respeito de aplicações dos tipos de redes atualmente disponíveis, a GE informou que para aplicações de *Smart Grid*, atualmente são utilizadas diferentes tecnologias públicas e privadas. Para aplicações com alta latência e sistemas não críticos, as tecnologias de celulares e *WiMAX* são frequentemente empregadas. Redes privadas são tipicamente utilizadas para baixa latência e soluções para sistemas críticos. As faixas não licenciadas, que para o Brasil significam faixas da radiação restrita, utilizadas para *RF Mesh*, bem como *WiMAX* são empregadas para AMI ou para aplicações de última milha. Para o *backhaul*, as redes comumente empregadas são as redes ponto-a-ponto licenciadas e não licenciadas e redes privadas operando com *WiMAX* 3,65 GHz.

Outro ponto levantado foi a utilização da telefonia móvel para aplicações em redes *Smart Grid*. Foi colocado que o sistema de telefonia móvel foi concebido essencialmente para atender demandas de voz e dados baseadas em tráfego dimensionado a partir de parâmetros técnicos relacionados ao perfil dos assinantes. Assim, as operadoras teriam que garantir uma quantidade de tráfego disponível para as distribuidoras em detrimentos dos assinantes. Em situação de desastre ou falha do sistema de distribuição de energia, ocorre congestionamento do sistema de telefonia móvel, e são nesses casos que as aplicações das redes *Smart Grid* com maior grau de criticidade são necessárias.

A utilização dos sistemas de telefonia móvel existentes pode requerer o emprego de recursos adicionais ou impactar no desempenho do sistema.

Adicionalmente, a implantação de novos sítios implicaria significante financiamento de recursos. Considerando estes aspectos, a GE acredita que o emprego de tecnologias 4G pode ser uma oportunidade para distribuidoras de energia e operadoras de telecomunicações desenvolverem um plano cooperativo, com finalidade de alocar recursos para a implantação de sistemas *Smart Grid*. Contudo, a GE reconhece que essa solução não é capaz de abranger todas as áreas e aplicações.

Quanto à confiabilidade, para as aplicações e funcionalidades das redes *Smart Grid*, os sistemas existentes teriam que implementar níveis de tráfego com prioridade sobre os assinantes para assegurar níveis críticos de tráfego para situações de emergência.

A respeito de confiabilidade e do uso das redes das próprias distribuidoras, foi informado que se utiliza fibra ótica na maioria dos casos para operações acima de 66 kV. Para áreas rurais não atendidas por fibra, devido aos altos custos, as distribuidoras podem utilizar *links* de micro-ondas. Outras soluções aplicadas são satélite e banda larga, onde os custos de fibra e micro-ondas são proibitivos.

Sobre o uso do espectro radioelétrico, normalmente as distribuidoras utilizam redes proprietárias com espectro licenciado para aplicações com frequências abaixo de 1 GHz. Esses canais operam com largura de faixa entre 5 kHz e 25 kHz, com taxas de até 32 kbps. Apesar de esses sistemas operarem em longas distâncias, eles são deficientes em disponibilidade de faixa para diversas aplicações. O Canadá recentemente aprovou autorização para o uso da faixa 1800 – 1830 MHz (BW = 30 MHz), que poderá ser utilizada para aplicações em missões críticas. Na Austrália, as distribuidoras consideraram o emprego de tecnologia 4G para aplicações em *Smart Grid*.

O espectro não licenciado (radiação restrita) é mais utilizado em aplicações de medição, controle supervisionado e aquisição de dados. Há diversas aplicações desses tipos de tecnologias que são implantadas conforme a taxa de dados requerida. Para sistemas de medição, por exemplo, são utilizados sistemas que provem baixa taxa de dados. Para aplicações mais críticas em larga escala, o uso de sistemas faixa larga, que operam em 2,4 GHz, 3,65 GHz e 5,8 GHz podem ser comprometidos por interferências mútuas entre os demais usuários. Para mitigar esse tipo de problema, além do emprego de novas tecnologias, a regulação dessas faixas deve assegurar acesso confiável para sistemas *Smart Grid* através de regras de compartilhamento.

Para mitigar os problemas de interferência, diversas tecnologias estão sendo utilizadas. A estratégia depende de fatores como latência, largura de faixa disponível e taxa de dados. Métodos de mitigação, como modulação, digital podem ser combinados com *software*, *smart* antenas e codificação robusta, reduzindo os efeitos de interferência. Os dispositivos sem fio podem trabalhar em um ambiente com interferência. Desde que sejam criadas regras para seu funcionamento aleatório, permitindo que métodos numéricos possam estatisticamente criar uma rede de alta confiabilidade.

As faixas disponíveis para as distribuidoras americanas não são suficientes para todas as aplicações de *Smart Grid* se fossem utilizadas em uma só rede. Nesse caso, é provável que a implementação da rede requeira uma alocação de faixa exclusiva como no Canadá. Entretanto, a combinação do uso de aplicações que exigem baixa taxa de dados funcionando sobre radiação restrita combinada com outras aplicações que exigem alta taxa de dados funcionando sobre outras tecnologias, pode ser uma boa aproximação para o caso de faixa exclusiva.

Para as soluções *wireless* atuais, são considerados inadequados os seguintes pontos:

- Cobertura: fora da área urbana, a cobertura é pontual ou inexistente;
- Throughput: competição por tráfego com assinantes principalmente em momentos críticos como desastres naturais;
- Latência: para monitoramento e controle de situações críticas, a latência exigida é medida em milésimos de segundos para distâncias superiores a milhares de quilômetros, enquanto que para redes comerciais, normalmente a latência é projetada para ordem de segundos;
- Segurança: a segurança das redes comerciais não atende aos requisitos estabelecidos pelo NERC para CIP – *Critical Infrastruture Protection*;
- Coordenação: a coordenação com o Canadá permitiria um uso mais efetivo do espectro e promoveria a economia de escala;
- Alocação de espectro: existem vários canais faixa estreita de 12,5 kHz a 50 kHz e nenhum de faixa larga. Há uma real necessidade para faixa larga dedicada, similar à faixa alocada no Canadá.

Alocação de faixa seria mais utilizada para situações críticas, como controle e monitoramento em tempo real. O uso da faixa de radiação restrita depende do grau de

confiabilidade em que o sistema funciona. A combinação de faixa dedicada mais equipamentos de radiação restrita padronizados para *Smart Grid* poderia ser uma solução consistente de longa duração.

O acesso à medição de consumo ou tarifação em tempo real pelos consumidores nos Estados Unidos é menos de 1%, e o acesso aos dados pelo consumidor geralmente é realizado via internet, e sobre o dia anterior. E considera-se que, se a informação de caráter granular for demorada, isso não representará um atrativo para o consumidor, que tem a expectativa de saber poucos segundos depois que desligou um aparelho quanto estará economizando financeiramente.

Para *Home Area Networks* são utilizadas tecnologias consagradas como *ZibBee*, *HomePlug AV* (*draft* IEEE 1901) e PLC. No futuro, poderá ocorrer a adição de outras tecnologias como *HomePlug Green* e *WiFi*.

8.2.2 *Silver Spring*

A empresa *Silver Spring* é um grande provedor de serviços e equipamentos para *Smart Metering*. Ela adotou a tecnologia de *RF Mesh* na faixa de 900 MHz, conforme apresentado na Figura 8.2. Há um elemento concentrador utilizado para um grande número de medidores. De acordo com fonte técnica da empresa, podem-se conectar mais de 3000 medidores a um concentrador ou *gateway*. A partir do *gateway* a comunicação usualmente é realizada com protocolo.

O uso da faixa de 902-928 MHz não é integral e ainda assim o sistema da *Silver Spring* utiliza somente 10% da capacidade de tráfego para essa faixa.

A partir do concentrador começa o *backhaul* e então são empregadas diversas soluções de telecomunicações já consagradas como *WiMAX*, 3G, 4G e *WiFi*. Em especial a tecnologia *WiMAX* com faixa dedicada é uma solução usual para esse tipo de rede, pois, oferece um alto grau de confiabilidade.

Para a *Silver Spring*, tratando-se somente de medição, não há necessidade de faixa dedicada. Como a leitura pelos consumidores não é em tempo real, ou seja, baixa criticidade, a alocação de faixa seria desnecessária.

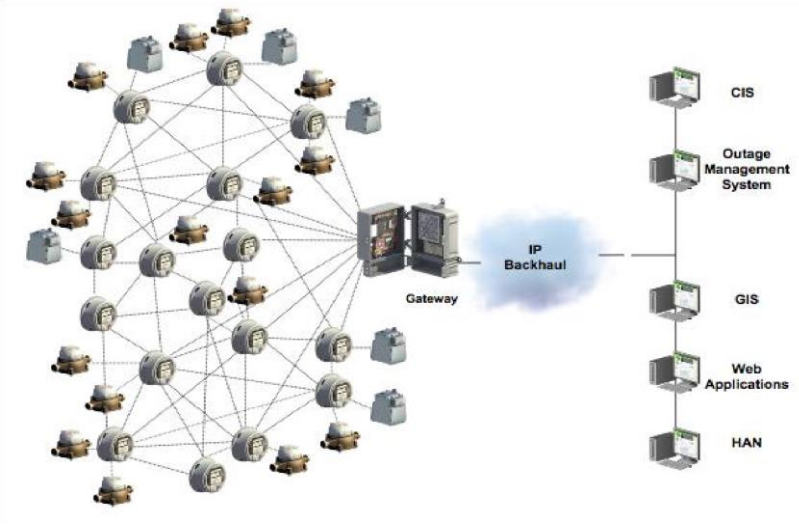


Figura 8.2: Exemplo de Rede RF Mesh

Outra colocação foi quanto à latência. Para essas redes não críticas não é exigida baixa latência, assim as soluções atuais de redes *wireless* para essa aplicação atendem aos objetivos esperados.

A empresa ainda apresentou um *software* com diversas ferramentas, entre as quais se destaca uma que estima a quantidade de CO_2 não emitida em função da energia economizada.

A Figura 8.3 representa a relação entre custo e benefício esperados após a implantação do sistema de medição avançada.

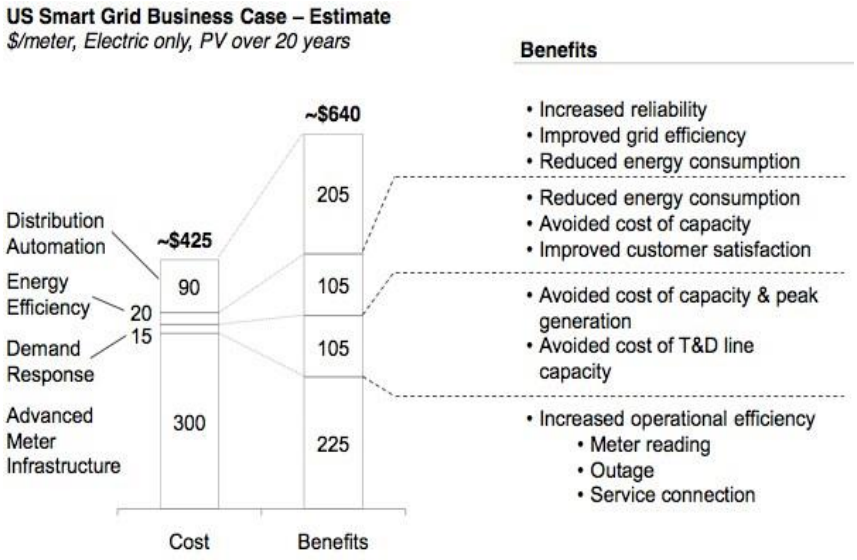


Figura 8.3: Relação Custo / Benefício.

Estimativa realizada pela *Silver Spring* revela que os benefícios financeiros superem em 50% os custos dos investimentos em *Smart Grid*. Entretanto, destaca-se que os benefícios financeiros relacionados exclusivamente à implantação da

infraestrutura de medição não sejam suficientes para cobrir os custos incorridos. Os benefícios só são ampliados decorrentes de outras funcionalidades como, por exemplo, a participação da resposta da demanda, eficiência energética de automação da distribuição.

8.2.3 Aclara

A integração de múltiplas soluções de tecnologia é o foco de muitas empresas que atuam nos segmentos de infraestrutura. O conceito de *Smart Grid*, que é um conjunto de sistemas, oferece uma oportunidade para a construção de uma infraestrutura composta por diversos tipos de tecnologia. Soluções como PLC estão sendo largamente empregadas para aplicações AMI.

A Aclara apresentou equipamentos que operam em faixas de frequência abaixo de 9 kHz para fornecimento de informações sobre medições de consumo de energia, água e gás de hora em hora, conforme ilustrado na Figura 8.4. Essa tecnologia está sendo empregada também em locais onde a degradação do sinal de rádio eleva o custo de implementação de sistemas *WiFi* para patamares proibitivos.

Além de AMI, nota-se que há também aplicação para controle de carga. A conexão com outro sistema é realizada com a *Master Station*, responsável pela de interoperabilidade com outros sistemas.

A integração de diversos sistemas deve observar os requisitos de desempenho do sistema como um todo. A implementação de uma nova aplicação pode ser afetada por motivo de restrição do sistema já implantado.

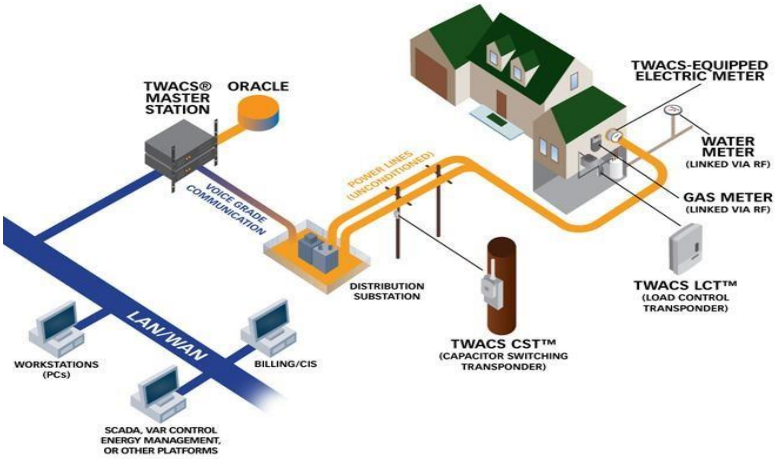


Figura 8.4: Exemplo de aplicação de PLC

8.2.4 Outras empresas

As demais empresas visitadas pela ANATEL foram muito importantes para consolidação das informações técnicas e também para reafirmar a importante questão sobre o custo global necessário para implantação de sistemas de telecomunicações como suporte para redes *Smart Grid*. Entre as empresas visitadas, há quase que um consenso que o valor global que deve ser destinado para a área de telecomunicações é em torno e 10%. A maior parte do investimento concentra-se na instalação dos equipamentos de *Smart Grid*, em torno de 70% e o restante, 20%, representam outros gastos como *software* e despesas administrativas.

8.3 VISÃO DAS ENTIDADES GOVERNAMENTAIS NOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

8.3.1 *Federal Communication Commission* – FCC

A FCC apresentou uma visão sobre os aspectos de telecomunicações que envolvem a implementação de redes *Smart Grid* considerando o *National Broadband Plan*, que é o plano nacional de banda larga dos Estados Unidos.

Após uma explanação sobre o plano e diversas colocações sobre infraestrutura necessária e impactos econômicos e ambientais para implementação do plano de banda larga, foram listadas as seguintes recomendações:

a) Integração das redes inteligentes dentro do plano de banda larga:
   i) Redes Comerciais:
      - Investigar confiabilidade e resiliência de redes comerciais;
      - Reduzir impedimentos e falta de incentivos financeiros;
   ii) Redes Públicas:
      - Viabilizar a participação de empresas do setor energético da rede segura de banda larga;
   iii) Redes Privadas:
      - Considerar os requisitos de *Smart Grid* na identificação de novos usos para o espectro.
b) Expandir o acesso dos consumidores a informações sobre consumo e tarifação:

i) Assegurar que os consumidores tenham acesso e privacidade sobre suas informações;
   - Informação em tempo real para *Smart Meters*;
   - Consumo histórico, preços e tarifação disponíveis na internet.

ii) Viabilizar inovação para casas e edifícios inteligentes:
   - Com técnicas robustas de garantia de privacidade e segurança cibernética, terceiros autorizados poderão ter acesso às informações do consumidor.

c) Tecnologias de comunicação:
   i) Foco no uso eficiente de energia e impacto da indústria de telecomunicações sobre o meio ambiente;
   ii) Fixar os objetivos de energia eficiente para o governo federal.

d) Transição para um setor de transporte mais seguro, limpo e eficiente:
   i) Trabalhar com a indústria na próxima geração de veículos com comunicação interna;
   ii) Viabilizar banda larga para veículos;
   iii) Implementar o uso de comunicação veículo-a-veículo para ajudar na prevenção de acidentes;

e) O *North American Electric Reliability Corporation* – NERC – deve esclarecer melhor os requisitos de segurança para Proteção de Infraestrutura Crítica (CIP).

f) O Congresso deveria considerar uma emenda no *Communications Act* para viabilizar operadoras de distribuição de energia usarem a faixa de 700 MHz.

g) A *National Telecommunications and Information Administration* e a FCC devem continuar trabalhando juntas para identificar novos usuários de espectro considerando os requisitos para *Smart Grid*.

h) O *Department of Energy*, em colaboração com a FCC, deve estudar os requerimentos para empresas do setor energético com a finalidade de consolidar a política nacional para *Smart Grid*.

i) A *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC – deve estabelecer os padrões de acessibilidade e controle para os estados.

j) As operadoras de energia para áreas rurais devem priorizar projetos de *Smart Grid* para os estados com fortes políticas de acessibilidade.

k) O DOE deve considerar as políticas de acessibilidade dentro do orçamento para *Smart Grid*, reportar o progresso nos estados e desenvolver um guia para melhores práticas.

l) A FCC deve iniciar um procedimento para melhorar o uso eficiente de energia e os impactos causados no meio ambiente pelas indústrias de comunicações.

Adicionalmente, a FCC sugere o uso de faixas de radiação restrita e faixas comerciais para aplicações em *Smart Grid*. A Tabela 8.1 abaixo apresenta as frequências sugeridas, bem como discrimina o tipo de autorização.

Tabela 8.1: Frequências sugeridas pela FCC.

Não licenciada	*Parcialmente Licenciada*	***Licenciada***
900 MHz	3,65 MHz	1,9 GHz
2,4 GHz		2,3 GHz
5,8 GHz		2,5 GHz
TV *White Space*		1,4 GHz
		700 MHz
		1,8 GHz
		Etc.

Para a FCC, a destinação de uma faixa específica para aplicações *Smart Grid* depende de estudos mais elaborados que esclareçam a real necessidade para tal destinação. E que a falta de esclarecimento sobre missões-críticas para redes banda-larga em grandes áreas podem atrasar a implementação das redes inteligentes.

Por fim a FCC sugere que os Estados Unidos sigam em três caminhos paralelos:

1. Que as redes comerciais de telefonia móvel devam garantir suporte para missões críticas;
2. Que as operadoras de energia possam compartilhar a rede de segurança pública para uso em missões críticas;
3. Que as operadoras de energia sejam fortalecidas para operarem redes de banda larga privadas para missões críticas.

8.3.2 *Federal Energy Regulatory Commission* - FERC

Para o FERC, a questão de padronização de interoperabilidade entre os sistemas deve ser considerada como um fator prioritário na política de implantação das

redes inteligentes. A interface entre os sistemas, mesmo com pequenas diferenças, permite uma efetiva comunicação e coordenação, que são vitais para o funcionamento de sistemas com diversas aplicações, como é o conceito de *Smart Grid*.

Foi informado que algumas associações e entidades privadas sugeriram que a padronização seja gradual, evitando serviços redundantes devidos a resultados inconsistentes.

No documento *Docket* No. PL09-4-000 sobre política de *Smart Grid*, foi reconhecido que o desenvolvimento de uma semântica comum para interfaces entre sistemas é crítico para suporte de todos os objetivos do conceito de *Smart Grid*; que os padrões desenvolvidos não podem desmantelar prematuramente os sistemas existentes; que o padrão IP será considerado no processo de desenvolvimento dos padrões de interoperabilidade entre os diversos sistemas que compõem o conceito de *Smart Grid*.

8.3.3 *National Association of Regulatory Utility Commissioners* – NARUC

As mudanças tecnológicas depreciam diversos elementos de sistemas elétricos e de comunicações conforme a velocidade de atualização das tecnologias para cada setor. Para a NARUC, existem três pontos chave para tomada de decisões sobre *Smart Grid*:

- Atualização de *firmware*;
- Latência;
- Largura de faixa.

Desses itens, ressalta-se o primeiro que representa uma estratégia para evitar que um sistema se torne obsoleto em um curto período de tempo. Para isso é importante que se tenha um planejamento dos objetivos pretendidos para implementação do sistema. Esses objetivos podem ser traduzidos como aplicações. Essa estratégia pode também favorecer o sistema conferindo maior grau de segurança, devido a atualizações periódicas que dificultam ataques maléficos ao sistema.

A participação dos órgãos reguladores é muito importante na fase de implementação de padrões e protocolos. Para a NARUC existem três áreas que necessitam atenção especial:

- Camada física dos sistemas de comunicações;
- Redes;
- Aplicações e dispositivos.

Padrões abertos e planos para longo prazo para incorporarem aspectos de interoperabilidade entre os sistemas, promovem maior duração para os sistemas de comunicação e segurança.

8.3.4 *National Institute of Standars and Technology* - NIST

A Figura 8.5 apresenta uma visão do NIST sobre *Smart Grid*. Nesse conceito nota-se que os sistemas de comunicações representam uma malha que permite a interoperabilidade entre os fornecedores e os consumidores.

Para o NIST o processo para desenvolvimento de padrões de interoperabilidade é vital para implementação de sistemas *Smart Grid*.

Em consideração ao processo de padronização, os assuntos sobre *cybersecurity* são prioridades para o desenvolvimento dos padrões de interoperabilidade.

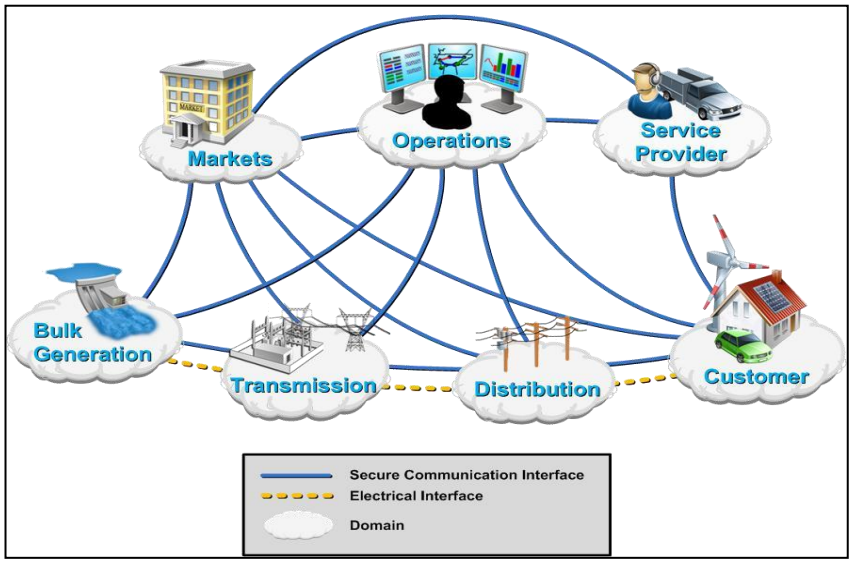


Figura 8.5: Conceito de Smart Grid pelo NIST.

8.4 AÇÕES DE GOVERNANÇA

Em consideração à Consulta Pública nº 24/2009, em dezembro de 2010, foi publicada a Resolução n° 558/2010 com objetivo de estabelecer a canalização e as condições de uso da faixa de radiofrequências de 450 MHz a 470 MHz, por sistemas digitais em aplicações dos serviços fixo e móvel, conforme definido no Regulamento de Radiocomunicações da UIT (1.20 e 1.24, respectivamente).

Por intermédio dessa consulta, foi estabelecida no Art. 5º da Resolução a destinação da subfaixa de radiofrequências de 460 MHz a 461 MHz ao Serviço Auxiliar de Radiodifusão e Correlatos (SARC), nas modalidades Reportagem Externa, Ordens Internas, Ligação para Transmissão de Programas, Telecomando e Telemedição, em caráter primário, ou seja, com proteção contra interferência de outros sistemas. Adicionalmente, no Art. 18 do Anexo a essa Resolução ficou estabelecido que os canais 81 a 84 têm, desde então, o uso autorizado preferencialmente para serviços de telemedição destinados às empresas que atuam no provimento de serviços de interesse público, nas áreas de energia elétrica, gás, saneamento e esgoto.

A inclusão desses dispositivos na regulamentação em atenção à solicitação do setor de telecomunicações é uma demonstração da percepção da Anatel sobre a relevância da implantação de redes inteligentes que permitam o uso racional e eficiente dos recursos empregados na geração, transmissão e distribuição de energia.

8.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação das apresentações e dos documentos disponibilizados trouxe informações significativas sobre o cenário de desenvolvimento de sistemas *Smart Grid* considerando aspectos relacionados aos sistemas de telecomunicações.

Dos assuntos abordados neste documento pode-se inferir que existe um grande movimento do governo americano para implementação de sistemas *Smart Grid*. Até o momento, o que existe é predominantemente medição inteligente voltada para leitura pela operadora do sistema de distribuição. Menos de 1% dos consumidores possuem a disponibilidade em tempo real da informação sobre consumo e tarifação.

Atualmente são utilizadas soluções consagradas de telecomunicações, como as descritas nas seções anteriores, para implementação de redes Smart Metering, e os serviços de telecomunicações são realizados tanto por terceiros quanto pelas próprias operadoras do setor de energia.

Nos Estados Unidos, o processo para determinação de novos padrões e alocação de recursos para missões críticas depende de avaliação criteriosa dos estudos sobre dimensionamento do grau de criticidade dos diversos aspectos do sistema como interoperabilidade, confiabilidade, resiliência, latência, atualização, segurança de dados, padronização, escalabilidade, largura de faixa e recursos de redes disponíveis.

Nota-se que a conclusão desses estudos direcionará sistematicamente a implantação do programa *Smart Grid* dos Estados Unidos. Esses estudos estão sendo desenvolvidos por uma força tarefa que conta com a participação de diversos segmentos do setor privado e do Estado. Essa integração é fundamental para produção de um resultado consistente com as necessidades do país.

Para o Brasil, é fundamental acompanhar esses estudos e contribuir de forma consistente para que os produtos desenvolvidos possam atender também ao mercado interno brasileiro.

Para os sistemas de telecomunicações, os aspectos regulatórios devem contribuir para construção de uma base legal que estimule e viabilize a implementação dos programas para o setor energético. Nesse sentido, a Anatel considera estratégico acompanhar as discussões e estudos em andamento em diversos países, viabilizando decisões sobre destinação de faixas do espectro alinhadas com as metas do programa brasileiro e com os propósitos das indústrias do setor de *Smart Grid* com relação à economia de escala.

A destinação de faixa depende dos fatores acima mencionados. Entretanto, sem um horizonte bem definido, esse processo fica prejudicado, podendo comprometer o planejamento e a execução de programas voltados para redes inteligentes, tanto por obsolescência quanto por carência de recursos.

Assim, inicialmente, sugere-se que seja clarificado o grau de criticidade que deve ser atendido pelo sistema proposto em momentos críticos e qual deve ser o desempenho das redes de telecomunicações para atendimento às aplicações que demandam operações em tempo real, como medição para microgeração, controle e gerenciamento de carga e demanda e detecção e gerenciamento de falhas.

Em atenção aos de sistemas de microgeração com conceito de energia limpa, é importante agregar ao processo de implementação estudos sobre a infraestrutura de telecomunicações necessária para garantir a confiabilidade da medição bidirecional.

Avaliar os projetos pilotos, que já estão acontecendo em alguns estados brasileiros, com o objetivo de minimizar o grau de incerteza da resposta de sistemas de telecomunicações, baseando-se no desempenho frente a situações críticas e a aplicações em tempo real.

Finalmente, colocamos que os aspectos regulatórios para o programa *Smart*

Grid não se encerram na destinação de recurso de espectro, continuam no aspecto de certificação de produtos fabricados para atenderem aos requisitos previamente estabelecidos pela política do governo para o setor energético.

9 – VISITA TÉCNICA AOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

9.1 INTRODUÇÃO

O objetivo dessa visita técnica foi verificar o estado da arte da implantação dos projetos de *Smart Grid* nos Estados Unidos da América.

Para tal, foi elaborado roteiro de viagem contemplando reuniões e participação de discussões que possibilitaram coletar subsídios para as proposições que podem direcionar a implantação dos projetos no Brasil.

Aqui estão sintetizados os principais pontos observados pela comitiva. A divisão dos temas está relacionada com o evento ou localidade visitada e não por ordem cronológica, apesar de ela poder ser observadas em algumas passagens.

Podemos destacar que o roteiro foi cumprido em sua totalidade e que muitas informações foram coletadas. Outro ponto fundamental foram as visitas aos laboratórios, que mostraram na prática toda a teoria demonstrada nas palestras.

9.2 PROGRAMAÇÃO

Com relação à programação de viagem, pode-se identificar mediante o quadro da Tabela 9.1 a programação preparada e devidamente cumprida pelo grupo constituído dos seguintes participantes:

- Marcos Franco Moreira – Diretor de Gestão do Setor Elétrico – MME;
- Adrimar V. Nascimento – Analista de Infraestrutura – MME;
- Davi Rabelo Viana Leite - Especialista em Regulação – ANEEL;
- Luiz Carlos Grillo de Brito – Pesquisador – CEPEL;
- Fabio Cavaliere de Souza - Pesquisador – CEPEL;
- Daniel A. M. Villela – Pesquisador – CEPEL;
- Dalmir Capetta – Coordenador Medição – CCEE;
- Helder Bufarah – Gerente – CPFL;
- Gadner Vieira – IBM Brasil.

Tabela 9.1: Planejamento para visita do GT Smart Grid aos EUA.

DATA	ATIVIDADE
Dia 20/09/2010 (segunda)	Chegada aos EUA - Washington - DC

Dia 21/09/2010 e 22/09/2010 **(terça e quarta)**	Participação no Fórum *Global GridWise Alliance* 2010 *Department of Energy* - DoE - Washington - DC Encontro com os executivos responsáveis por *Smart Grid* e pacote de estimulo econômico para desenvolvimento dos projetos *National Institute of Standards and Technology* - NIST - Washington - DC Encontro com os executivos responsáveis pelo desenvolvimento e definição dos padrões para *Smart Grid* *Gridwise Alliance - Washington* - DC Encontro com os executivos responsáveis por Alianças Globais para desenvolvimento do tema *Smart Grid* e compartilhamento sobre informações das iniciativas similares na Europa, Ásia e Oceania
Dia 23/09/2010 (quinta)	Deslocamento de Washington - DC para Dallas, TX
Dia 24/09/2010 (sexta)	Oncor - Dallas, TX Projeto de AMI com mais de 800.000 medidores instalados, com funções avançadas (HAN, leitura 15 min., portal) e combinação de tecnologias de comunicação
Dia 25/09/2010 e 26/09/2010 **(sábado e domingo)**	Livre e deslocamento de Dallas para Austin, TX
Dia 27/09/2010 e 28/09/2010 **(segunda e terça)**	*Public Utility Commission Texas (Regulator)* - PUCT - Austin, TX Reunião com os executivos responsáveis pela regulação no estado do Texas e com os projetos de *Smart Grid*. IBM - Laboratório e centro de demonstração de tecnologia e soluções para Energia e *Utilities* - Austin, TX Projeto da *Austin Energy* com soluções de AMI, Automação Força de Campo, Gestão de Ativos e Integração com Sistemas Técnicos e novas tecnologias de vanguarda.
Dia 29/09/2010 (quarta)	Deslocamento de Austin para Houston, TX
Dia 30/09/2010 (quinta)	Centerpoint - Houston, TX Projeto de AMI e Automação da Distribuição e visita ao Centro Tecnológico de *Smart Grid*. O projeto de AMI conta com mais de 600.000 medidores instalados, com funções de HAN e diversidade de tecnologias de comunicação e integração com serviços de Gás. Na área de Automação, projeto de instalação de sensores na rede de distribuição e integração com as diversas áreas (manutenção, força de campo, etc.). Pilotos de Geração Distribuída e novas aplicações (veículo elétrico).
Dia 01/10/2010 (sexta)	Retorno ao Brasil

9.3 GRID WISE GLOBAL FORUM

Considerando que o tema *Smart Grid* está sendo amplamente discutido em vários países, como meio de implementar políticas para um desenvolvimento sustentável e fortalecimento de suas economias, esse fórum foi proposto de modo a possibilitar a troca de experiências e informações, em nível internacional, para um melhor entendimento dos desafios, oportunidades e potencial de aplicações que o conceito de *Smart Grid* pode oferecer.

Inicialmente destacou-se que uma infraestrutura elétrica mais inteligente é uma necessidade imperativa das sociedades modernas e determinante para otimização dos sistemas elétricos complexos dos quais depende de forma crítica a sociedade global.

Os principais pontos chaves destacados para serem considerados por aqueles que pretendem implantar programas de *Smart Grid* são:

- Conclusão dos trabalhos envolvendo padronização e protocolos abertos;
- O projeto dos sistemas deve agregar inteligência em todos os níveis de integração;
- Intensa colaboração entre os agentes envolvidos: indústria, governo, concessionárias, consumidores;
- Incluir aspectos éticos e sociais como segurança e privacidade da informação.

Os benefícios a serem alcançados variam de acordo com as necessidades de cada país. Na Dinamarca, por exemplo, pretende-se gerenciar um aumento na participação da energia eólica, enquanto que em economias como a Índia, interrupção de energia, maior confiabilidade e ampliar o acesso da população também são desafios a serem vencidos.

Por outro lado, membros do Conselho de Meio Ambiente da Casa Branca disseram que é necessária cautela, uma vez que, de forma geral, os projetos pilotos em andamento irão testar uma faixa de diferentes tecnologias e modelos, de modo a informar a direção de futuros investimentos.

Ainda existem algumas dificuldades para se quantificar os benefícios dos projetos, sendo que cada região e cada concessionária podem produzir diferentes e únicos casos de investimentos e retornos.

Algumas iniciativas do governo americano caminham no sentido de criar um padrão de energia renovável para determinar de forma obrigatória certos níveis de geração limpa e eficiência energética, direcionando para investimentos em *Smart Grid*.

Outro ponto importante considerado é a necessidade de engajar totalmente os consumidores no entendimento e benefícios a serem alcançados.

De acordo com a FERC, consumidores possuem muitas formas de reduzir o custo total da energia:

- Reduzir a demanda máxima;
- Melhorar o fator de potência;
- Reduzir o consumo de energia elétrica;
- Deslocar a demanda de pico;
- Utilizar programas de resposta da demanda; e Substituir cargas menos eficientes, etc.

Mediante o controle de cargas, resposta da demanda e com fluxo de energia e comunicação bidirecionais, essas estratégias podem ser implementadas em larga escala. Ainda de acordo com essa instituição reguladora americana, uma completa compensação aos consumidores pela adoção de um programa de resposta da demanda é o maior obstáculo para uma ampla participação, sendo fundamental a implementação dessas ferramentas de comunicação e troca de dados para demonstração clara de seus benefícios.

Foi acentuada a necessidade de engajamento do consumidor nos projetos de *Smart Grid*, e que devem ser deixados, de forma clara, os benefícios aos consumidores, que podem assim, alterar comportamentos de consumo, para alcançar esses benefícios, sendo um ponto crítico em qualquer projeto de *Smart Grid*. Nos EUA e no Canadá existe também uma preocupação com os direitos de privacidade da informação do consumidor.

O desafio regulatório pode ser resumido em criar os incentivos corretos para que tanto as concessionárias como os consumidores sejam direcionados para tomar as decisões corretas e adequadas.

Um comentário importante foi o de que a separação das atividades de transmissão, distribuição e comercialização, que são função do modelo de negócios implantado em cada país, pode promover inovações de forma mais rápida. Ou seja, existe forte correlação entre os modelos regulatórios existentes e a forma de aplicação de projetos de *Smart Grid*.

Adicionalmente, grandes esforços têm sido realizados na definição de padrões, sendo um grande desafio, uma vez que existem muitos projetos em curso, sendo consenso que deve ser alcançado um tipo de padrão que deva ser adaptável às novas aplicações que sem dúvida ainda serão desenvolvidas.

Como ponto importante da interoperabilidade, e foi citado o desafio de trocar mensagens entre os múltiplos sistemas através de uma variedade de redes contemplando redução de custos de instalação e operação.

Finalmente, concluiu-se que havia a necessidade de realizar treinamento e reter os trabalhadores atuais, bem como avaliar como será o currículo educacional das novas gerações de engenheiros de sistemas de potência e gerentes de projeto, para lidar com as novas aplicações da indústria elétrica.

9.4 PHI – PEPCO HOLDING INCORPORATION

A comitiva foi recepcionada na PEPCO por Mr. Robert S. Stewart (*Chief Technologist*) e Basil B. Allison (*Chief Engineer*) que abordaram sobre o programa de *Smart Grid* na empresa.

A Pepco é uma empresa de transmissão e distribuição que fornece energia a três estados e também à região de Washington, capital do país. Ao todo, a empresa conta com 1,82 milhão de consumidores de energia elétrica e com 123 mil consumidores de gás. No total, o consumo chega a 48.702 GWh ao ano.

A estratégia para a implantação das redes inteligentes, na visão da Pepco, começa pela modernização da rede, utilizando os equipamentos já existentes, como transformadores, cabos e subestações. Outro ponto abordado é permitir o uso de fontes de energia renováveis. Para tudo isso, é necessária a utilização de medidores avançados, sensores, comunicação e tecnologia da informação.

Toda essa nova tecnologia permitirá ao consumidor ter informação sobre seu consumo de energia e preços praticados, além de dar possibilidade de um melhor desempenho aos operadores da rede.

Outros ganhos poderão ser auferidos, como oferecer serviços avançados aos consumidores, detecção de faltas, restauração e redução de contas com valor estimado.

O consumidor é a peça chave para o desenvolvimento desse novo conceito de rede. Estarão nas mãos dele algumas informações que lhe permitirão optar por

consumir em horários com preços mais baratos, melhor uso da energia, além da possibilidade de evitar desperdícios. Os benefícios serão alcançados com o uso adequado dessas informações por parte da concessionária, uma vez que automaticamente poderão ser isoladas as faltas de energia, bem como sua restauração, através de uma reorganização do fluxo de energia pela rede. Haverá uma melhora no equilíbrio da tensão e uma mudança no perfil de carga. Tudo isso somado trará uma menor intervenção de força de trabalho, com melhora da manutenção e notificações automatizadas para ações corretivas. Entretanto, atualmente, os consumidores de baixa tensão ainda não possuem uma tarifa horossazonal definida e o fator de potência não é cobrado.

Para se chegar a esses objetivos, a PHI elaborou um plano de ação. No início de 2009, foram selecionadas as tecnologias a ser usadas, e elaborado o projeto de *Smart Grid*. Durante todo o ano, foram desenvolvidos trabalhos para aprovação dos planos de medição eletrônica e automação da rede. No fim de 2009, começou a instalação de medidores para o funcionamento do sistema de AMI. Na capital, esse mesmo processo terá início no final de 2010. O preço de cada medidor foi estimado em cerca de U$ 230,00.

A empresa recebeu uma verba a fundo perdido do governo federal de cerca de 168 milhões de dólares para a implantação das redes inteligentes e um adicional de 4,4 milhões de dólares para treinamento de pessoal. A divisão dos investimentos está distribuída da seguinte forma: aproximadamente 70% para AMI e 30% para Automação da Distribuição.

Evidentemente, essa implantação é muito complexa. Vários desafios estão envolvidos no processo. Uma integração de várias tecnologias ainda não existentes no setor elétrico deverá levar vários anos para estar concretizada. A necessidade de se adotar técnicas para que se garantam a interoperabilidade e a segurança na rede constitui um desafio imenso. Evitar ataques de pessoas mal-intencionadas ao sistema elétrico é uma missão que se tornará mais gigantesca devido à incorporação da comunicação para execução de comandos para os equipamentos. A concessionária participa ativamente de vários grupos do NIST envolvendo o assunto interoperabilidade, a fim de garantir a aplicação das melhores práticas da indústria nesse assunto.

Outros dois fatores que contribuem para essa complexidade são a necessidade de treinamento da força de trabalho e a educação e engajamento dos consumidores. O uso de novas tecnologias sempre traz uma expectativa muito grande aos trabalhadores

das empresas, e apenas uma mão-de-obra especializada será capaz de tirar o máximo proveito de todas as facilidades que poderão advir da mudança de paradigma no setor elétrico. Mas nada disso surtirá o efeito desejado se o consumidor não estiver pronto para mudar seus hábitos, proporcionando um uso mais eficiente da energia.

A PHI dividiu em cinco passos seu plano de *Smart Grid*. No primeiro, estão compreendidos os medidores inteligentes, equipamentos de automação de rede, para resposta de demanda e controladores de subestação.

O segundo traz a infraestrutura de comunicação. Um sistema capaz de transmitir dados com eficácia e em alta velocidade com integração com rede *Mesh* e fibra ótica, conforme Figura 9.1 abaixo:

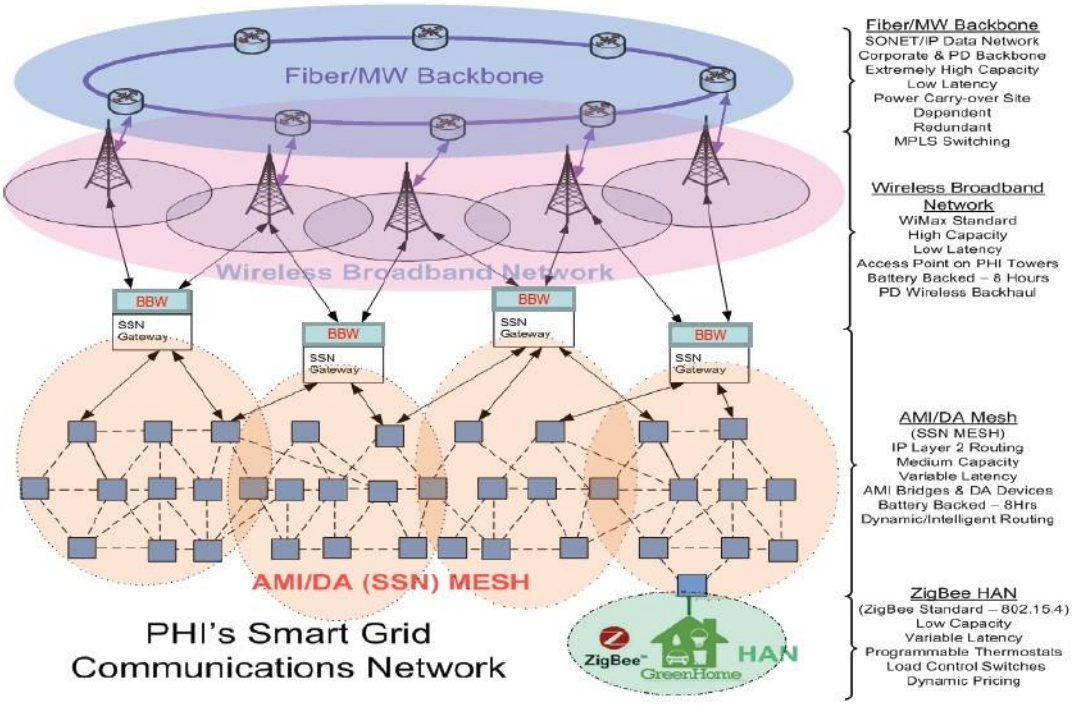


Figura 9.1: Infraestrutura de Comunicação.
(Fonte: Apresentação da PEPCO ao GT)

Foram escolhidas as seguintes tecnologias:

- *ZibBee*: padrão 802.15.4 para aplicativos residenciais, baixa capacidade, latência variável, termostatos programáveis e chaveadores para controle de carga;
- Rede *Mesh*: para comunicação entre os medidores e os concentradores;
- WiMax: comunicação entre os concentradores e o *backbone* de fibra ótica;

- Fibra Ótica: interface final.

A integração será a terceira fase desse empreendimento. Sistemas de TI – Tecnologia da Informação – integrados para acesso rápido aos dados e arquitetura com protocolos abertos para facilitar a troca de informações.

Esses três primeiros passos estão sendo acelerados graças ao fundo de investimento proporcionado pelo DoE.

Os passos quatro e cinco ficarão por conta da infraestrutura analítica e a otimização. Desenvolvimento de técnicas de análise de dados e aumento dos números disponíveis para aqueles que precisam tomar decisões. Essas decisões poderão ser tomadas em tempo real, não apenas no histórico, aumentando o desempenho da rede de distribuição.

Algumas experiências com automação nas redes de distribuição significaram grandes ganhos de desempenho com redução do número de consumidores com falta de energia, conforme Figura 9.2.

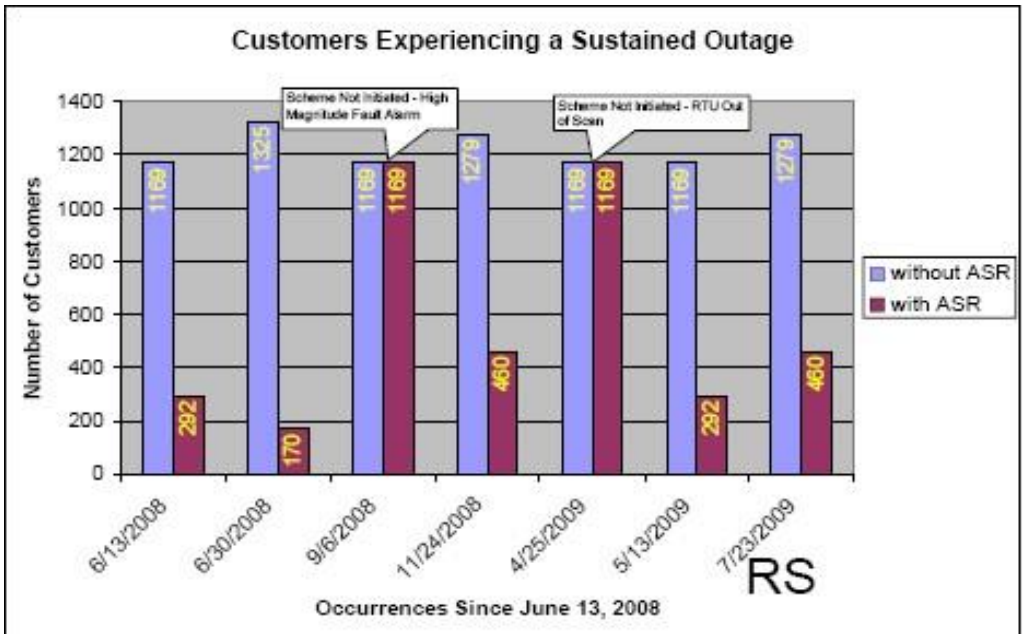


Figura 9.2: Ganhos de desempenho em experiências com automação na distribuição.

(Fonte: Apresentação da PEPCO ao GT)

Também os riscos foram avaliados. Entre eles destacam-se os econômicos, como aumento de tarifa para cobrir os gastos com o projeto e quantia significante para compra de equipamentos. O risco do não engajamento do consumidor, uma vez que eles podem não entender os reais benefícios do projeto e a falta de informação

suficiente para a compreensão do que está sendo ofertado. Riscos tecnológicos com aquisição de tecnologia que pode se tornar obsoleta em pouco tempo, desenvolvimento de padrões ou taxa de mortalidade da tecnologia ser mais alta do que o esperado. Completam a lista o risco de segurança, devido a ataques externos e riscos contratuais.

Os medidores eletrônicos são da ITRON - modelo Centron tipo *socket connect*, que é o padrão utilizado nos EUA e têm as seguintes características:

- Comunicação bidirecional;
- Protocolos de comunicação *ZibBee* para equipamentos residenciais;
- Relatórios de qualidade de energia;
- Leitura a cada quinze minutos;
- Alarme de diagnósticos e contadores de falta e desligamentos;
- Relatórios de faltas e restaurações;
- Programação e atualização de *firmware*;
- Capacidade de armazenamento;
- Capacidade para medir energia em duas direções; Conexão e desconexão remotas.

Figura 9.3: Medidor Eletrônico.

Com relação ao custo do medidor, tema este de interesse para o Grupo, os representantes da Pepco informaram que é da ordem de US$ 230, já com instalação. Com ralação aos custos de equipes de campo, a empresa possui o que chamam de ATP (preço de atividade padrão) e que para realizar o corte e religamento em campo o custo varia de US$ 60 a US$ 80, sendo que se considerarmos o retorno com as duas operações, o custo total é de US$ 120 a US$ 160.

Cabe destacar que em algumas áreas de concessão da Pepco não é possível efetuar o corte e religamento à distância, pois não é permitido por regulação.

Outros tópicos de interesse:

- Custo de depreciação dos medidores: eletromecânico 20 anos e eletrônico 15 anos;
- Consumo médio da área de concessão 600 kWh/mês.

Os próximos passos no plano da PHI são a execução do projeto, a educação e a participação do consumidor no processo, liderar e dar apoio à busca de padrões junto à indústria e ao governo e dar suporte para a inovação do mercado visando à inclusão de fontes alternativas de geração e veículos elétricos.

9.5 DOE – DEPARTAMENT OF ENERGY

Para o Departamento de Energia existem alguns desafios para a implantação do conceito de *Smart Grid*. Em relatório divulgado em 2009, foram identificados quatro blocos principais: custos e sua recuperação, padrões para interoperabilidade, barreiras técnicas, mudanças de tecnologias e políticas.

Para superar esses obstáculos, algumas medidas foram tomadas, como por exemplo, o *American Recovery and Reinvestiments Act*, que aportou uma quantia significante de dólares para financiar projetos na área. Cerca de 4,5 bilhões de dólares foram disponibilizados para algumas áreas:

- Programa de Investimentos em *Smart Grid* – U$ 3,4 bilhões;
- Projetos pilotos – U$ 615 milhões;
- Desenvolvimento da força de trabalho – U$ 100 milhões.

No Programa de Investimentos em *Smart Grid* podemos destacar os seguintes equipamentos:

Tabela 9.2: Equipamentos para implementação.

Equipamentos e Sistemas de *Smart Grid*	**Unidades**	**Melhorias**
PMU	877	• *Próxima da cobertura nacional* • *Aumento de 700% dos PMUs*
Transformadores Inteligentes	205.983	• *Permite manutenção preventiva*

Subestações automatizadas	671	• *5% das 12,466 subestações de transmissão e distribuição dos EUA..*
Equipamentos de controle de carga	176.814	*Permite redução do pico de demanda.*
Termostatos inteligentes	170.218	*Permite redução do pico de demanda.*
Medidores inteligentes	18.179.912	• *13% dos 142 milhões de consumidores dos EUA.*
Mostradores para residências	1.183.265	• *Proporcionam maior controle por parte do consumidor*
Veículos Elétricos/Estações de recarga	12/100	• *Acelerar a entrada no Mercado.*

Outra área que está ganhando bastante fomento do governo federal é de pesquisa e desenvolvimento. Foram aportados 30 milhões de dólares, com definição de três subdivisões:

- Automação da distribuição;
- Sensoriamento avançado e tecnologias de controle para um melhor uso dos ativos e recuperação da rede.
- Regulação de tensão e proteção contra sobretensão para maior introdução de fontes renováveis.

O Departamento também anunciou a criação de uma cooperação internacional para o desenvolvimento e implantação das redes inteligentes. Sob a sigla de ISGAN – *International Smart Grid Action Network* –, procura-se uma maior expansão de colaborações bilaterais entre países, abrir espaço para os interesses de todos os países e complementar o processo de instituições internacionais, como *Global Smart Grid Federation*.

Cerca de quinze países junto com a Comunidade Europeia fazem parte dessa iniciativa. Trata-se de um mecanismo para chamar a atenção dos governos e medidas para acelerar o desenvolvimento das redes inteligentes ao redor do mundo.

Cinco áreas foram definidas: Política, regulação e financiamento; padronização; participação do consumidor; desenvolvimento de tecnologia; e habilidades e conhecimento.

O Brasil foi convidado a integrar o grupo e cooperar para que esse novo conceito seja implantado mais rapidamente.

9.6 ONCOR

A empresa de transmissão e distribuição do norte do Texas conta com 21,6 mil quilômetros de linhas de transmissão e 864 subestações. No segmento de distribuição, possui mais de 160 mil quilômetros de linhas e cerca de 900 mil transformadores.

O plano de implantação do AMS da empresa foi estimado entre os anos de 2008 e 2012, atualmente, já foram instalados cerca de 1,2 milhão de medidores inteligentes de um total de 3,4 milhões.

O projeto de AMS prevê novas funcionalidades e mudanças no tratamento com o cliente, como por exemplo:

- Leitura a cada quinze minutos do consumo;
- Interface com o sistema de operação da distribuição;
- Interação direta entre usuário e seus dados de consumo;
- Utilização de equipamentos de controle inteligentes, como termostatos, controle de iluminação e de eletrodomésticos.

No mercado de energia do Texas, os consumidores compram energia diretamente dos comercializadores. Existe uma empresa que controla esses contratos, chamada ERCOT – *Electric Reliability Council of Texas*. A distribuidora fica encarregada de transportar essa energia comprada até os consumidores.

Além disso, foi criado um portal onde todos os consumidores podem consultar os dados dos seus respectivos medidores e também escolher de qual comercializador deseja comprar a energia.

Por tudo isso, o projeto de medição inteligente avançada da Oncor prevê a troca de informações entre todos os participantes desse mercado, conforme abaixo:

- Sistema de IT da Oncor envia os dados de medição feita a cada quinze minutos para a ERCOT, para o Portal e diretamente para os consumidores.

- Os comercializadores recebem essa informação através da ERCOT. Os comercializadores trocam informações diretamente com o Portal.
- Os consumidores acessam as informações através do Portal.
- Existe um caminho opcional que pode conectar os comercializadores diretamente aos consumidores.

A tecnologia escolhida para a comunicação entre medidores e os equipamentos dentro das residências foi a *ZibBee*. Para que o projeto tenha sucesso, também deverá haver um aumento na força de trabalho de telecomunicações, expansão da capacidade de análise de dados, expansão e modificação do sistema de medição, incluindo um centro de operações de rede. Outras medidas que estão sendo implementadas são o treinamento de funcionários e a educação do consumidor.

Para conseguir uma mudança nos hábitos dos consumidores e mostrar a eles essa nova tecnologia, a empresa construiu um laboratório para exemplificar todas as novas funcionalidades do sistema. Ele foi montado em um caminhão que viaja por toda a área de concessão da empresa, visitando feiras e eventos.

Outro ponto apresentado pela Oncor foi a estrutura montada no estádio do Dallas Cowboys. Existe um sistema de reabilitação automático que permite que a energia seja restaurada durante uma falha em algum equipamento das subestações.

9.7 PUCT – PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS

A comitiva foi recebida pelo Mr. Barry T. Smitherman (*Chairman*) da PUC, com o qual foi percebida a óptica do regulador, uma vez que, diferentemente, do que ocorre no Brasil, em que a ANEEL é o órgão regulador para o país, nos EUA, a regulação é estadual, sendo que, no Texas, a PUC é que desempenha esse papel.

Mr. Barry discorreu sobre as principais razões para implantação de *Smart Grid* no Texas, sendo:

- Implantar um mercado totalmente livre;
- Restaurar rapidamente a operação da rede em função da ocorrência de tornados e furacões;
- Tarifa baseada na remuneração de ativos;
- Possibilidade de separar custo do medidor para apresentar na conta do consumidor final;
- Medidores eletromecânicos antigos – necessidade de substituição.

Acrescentou também que a concessão é vitalícia, embora o detentor da concessão periodicamente tenha que comprovar para a PUC sua capacidade de cumprir com suas funções e obrigações.

As empresas são responsáveis também pelos serviços de medição, incluindo:

- Instalação dos sistemas de medição;
- Leitura;
- Manutenção dos medidores;
- Implantação de sistemas de gerenciamento dos dados de medição.

Algo bem interessante é que o consumidor residencial irá pagar em sua conta por um período de 11 anos um valor de US$ 2,19/mês para custear a implantação do projeto.

Comentou que a matriz energética do Texas (Figura 8.4) é composta da seguinte forma:

- Gás Natural 40%
- Carvão 35%
- Nuclear 15%
- Eólica 10%

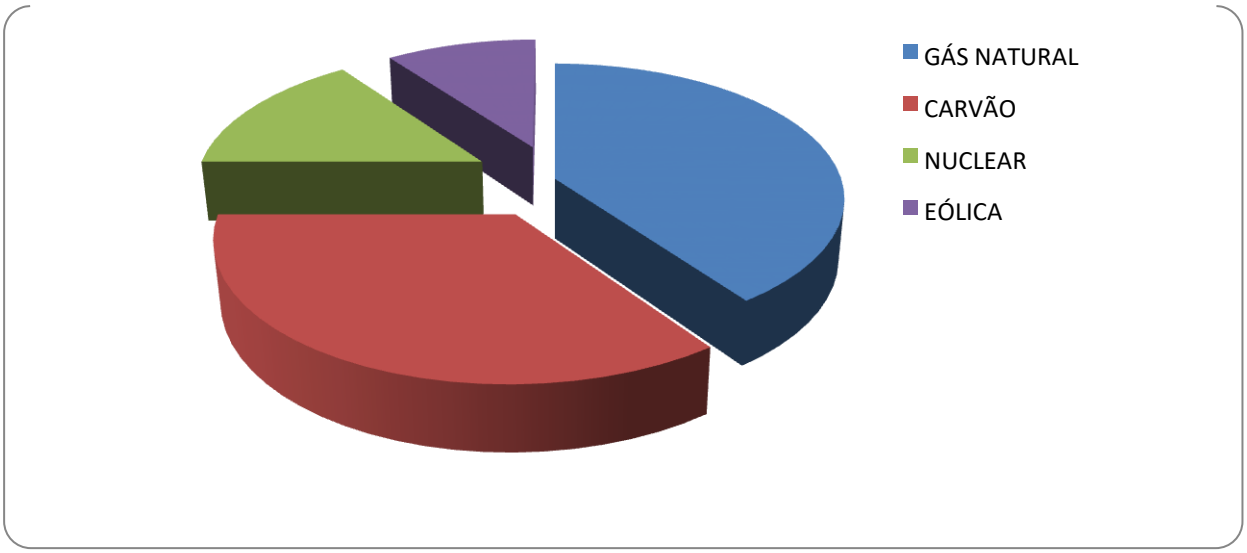


Figura 9.4: Matriz Energética do Texas.

Até 2013 pretendem alterar a matriz energética chegando a um patamar de eólica da ordem de 20 a 25%, com potencial da ordem de 18.000 MW.

O sistema de transmissão não é federal, e toda a rede é restrita ao estado do Texas, não tendo conexão com outros estados, ao contrário do que é no Brasil em que temos o sistema interligado. Portanto, o estado do Texas não tem interligação elétrica com outros estados norte-americanos.

Existe um programa denominado *Competitive Renewable Energy Zones* – CREZ – que prevê, até o ano de 2013, realizar investimentos da ordem de US$ 500 milhões para a construção de linhas de transmissão para interligar a região dos parques eólicos aos grandes centros de carga do estado do Texas. Os parques estão localizados na região norte e os centros de carga estão localizados nas regiões leste e centro-sul.

Cabe ressaltar que os serviços de transmissão são competitivos.

Outro aspecto importante analisado foi a intenção de fomentar a instalação de painéis fotovoltaicos.

O serviço regulado de “fio” no Texas permite às distribuidoras apenas executar as atividades de implantação, manutenção e operação das redes, inclusive os serviços de medição. Portanto as empresas são desverticalizadas, exceto a Austin Energy, que é uma empresa municipal e verticalizada.

Com relação às características técnicas dos medidores, a PUC teve participação fundamental, inclusive definindo o sistema de comunicação *ZibBee* para a HAN.

Para se tornar comercializador no estado do Texas, é necessário comprovar para o órgão regulador aporte financeiro e capacidade de executar as atividades. Nesse estado, todos os consumidores são livres e sua relação é direta com os comercializadores, sendo que normalmente os contratos são de curto prazo, ou seja, em média de 6 a 12 meses.

Atualmente existem em torno de 100 comercializadores atuando no estado. Outro dado importante é que o valor da conta mensal é em torno de US$ 120/mês.

A Figura 9.5 ilustra a relação entre o órgão regulador e os atores do setor de energia.

A exceção é a Austin Energy. Por ser empresa municipalizada, a PUC não tem jurisdição sobre a ela, cabendo à Prefeitura de Austin responder ao consumidor pelos serviços prestados.

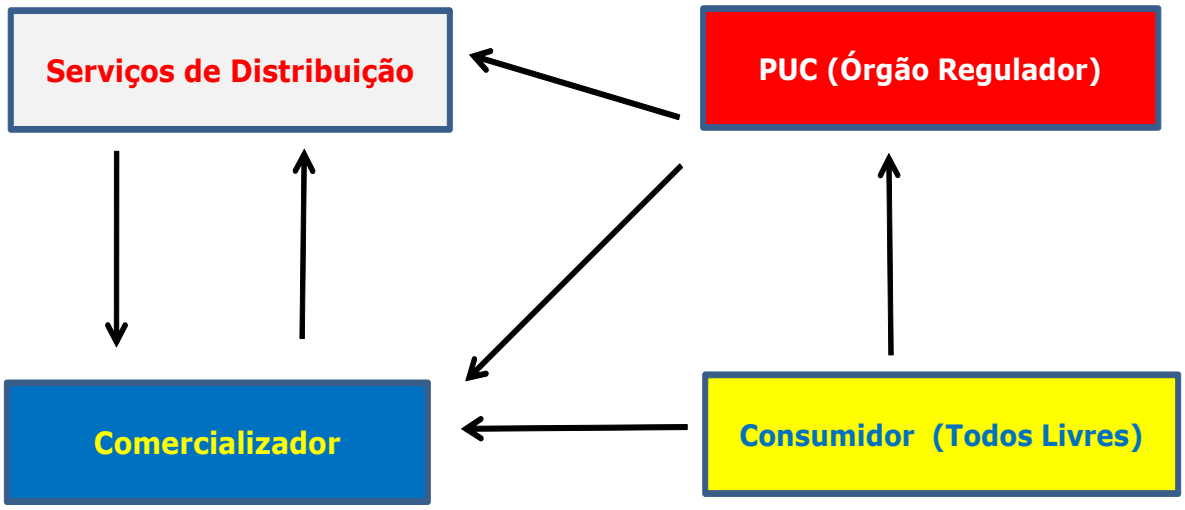


Figura 9.5: Relação entre o órgão regulador e os atores do setor de energia.

9.8 IBM– AUSTIN TEXAS

A comitiva participou de reunião com representantes da IBM em Austin, onde foram abordados temas voltados a sistemas de gestão de medição, ou seja, *Meter Data Management System* – MDMS.

A IBM está investindo no segmento de energia há algum tempo, tendo como exemplo projetos implantados na Australian Energy, Austin Energy, Center Point Energy e Dong Energy (Dinamarca).

Citaram também que existem algumas “forças de mercado” que impulsionam tais projetos, como por exemplo:

- Obsolescência tecnológica;
- Mudanças climáticas;
- Energias renováveis;
- Eficiência operacional;
- Gerenciamento de energia na ótica dos consumidores.

Foram mencionados também alguns parceiros da IBM na implantação dos seus projetos, sendo:

- Areva;
- ABB;

- GE;
- ITRON;
- POWERSENSE;
- OSISoft.

É muito importante citar as possíveis justificativas para implantação de projetos de *Smart Grid*:

- O consumidor necessita ter controle da sua conta de energia de forma mais efetiva (por exemplo: mediante mensagens recebidas pelo celular);
- Possibilidade de efetuar cobrança semanal, quinzenal e mensal da conta de energia motivada pela agilidade da coleta dos dados de medição (integração dos dados em 15 min.);
- Necessidade de melhorar o controle de operação das redes de distribuição além do controle atual que é realizado até o nível das subestações;
- Com *Smart Grid,* todo o gerenciamento será integrado;
- Aperfeiçoar a operação e manutenção das redes de distribuição;
- Com o crescimento da conexão de Geração Distribuída – GD – nas redes de distribuição, é importante se ter maior visibilidade da operação;
- Possibilidade de realizar análise de "*logs*" para detecção de fraudes;
- Padronização de funcionalidades e requisitos técnicos dos medidores;
- O consumidor poderá pagar para ter mais informações ou serviços a partir dos dados oriundos dos medidores;
- Como fase inicial, pode-se utilizar a infraestrutura de telecomunicações existentes, podendo posteriormente optar-se por implantação de rede própria ou aguardar definição de padrões;

O ponto alto da visita foi a apresentação das tecnologias em laboratório. Foram demonstradas algumas funcionalidades de um programa de rede inteligente, como o desligamento remoto do medidor; controle e despacho de fontes alternativas de geração; acesso a dados de medição a cada quinze minutos com perfil de carga de cada medidor; despacho de equipe para verificação de faltas; e rastreador de medidores, para casos de furto de energia ou substituição não programada.

9.9 CENTER POINT

A empresa possui um centro de demonstração das funcionalidades de uma rede inteligente, desde o controle da geração até o controle de demanda na casa de cada consumidor.

O centro possui um *showroom* dos equipamentos conhecidos como HAN, que são usados nas residências e que possibilitam uma maior interação entre o consumidor e seus gastos de energia. Também podem auxiliar no controle de demanda, atuando em termostatos e eletrodomésticos ligados à rede.

Outras demonstrações foram feitas em relação ao acesso dos consumidores aos dados da medição. Vários modelos de portais, onde podem ser vistos quais equipamentos estão consumindo mais energia e em quanto está a fatura de energia até o momento e uma perspectiva do gasto no fim do mês.

O controle de demanda também teve espaço. Foi exibida uma alteração no termostato de um suposto cliente da empresa através do centro de operações. Antes da efetiva mudança, houve uma comunicação ao cliente de que o termostato iria ser alterado, dando ainda a opção de o consumidor não a aprovar.

Destaque ficou para a apresentação da estrutura de comunicação montada para a construção da rede inteligente. Foi escolhida a rede *Mesh* para a conexão entre os medidores e os concentradores. A partir desse ponto, a rede *Wimax* fica encarregada de transmissão dos dados até o *backbone*, composto por fibras óticas.

Para o interior das residências foi escolhida a tecnologia *ZibBee*, responsável pela comunicação entre o medidor e os equipamentos conhecidos como HAN *Devices*.

Como benefícios do projeto *Smart Grid,* foram citados os seguintes itens:

- Redução de custos;
- Incremento de novos negócios;
- Aperfeiçoamento da vida útil dos ativos;
- Melhoria na detecção de falhas, prevenção e diagnósticos de interrupção nas redes de distribuição;
- Implantação de monitoramento e controle remoto de rede e subestações;

Implantaram automação em 579 chaves, 220 circuitos de distribuição e 29 subestações e instalaram 130 torres de transmissão para comunicação de dados. O

investimento é da ordem de US$ 850 milhões, embora em *Smart Grid* especificamente foram investidos cerca de US$ 110 milhões.

Os medidores utilizados são de fabricação da ITRON do modelo Centron, classe 0,5%. A Figura 9.6 ilustra a instalação dos medidores nas unidades consumidoras residenciais.

Figura 9.6: Instalação de medidores em unidades consumidoras residenciais.

Para definição do fornecedor, participaram do processo cinco empresas. A decisão da Center Point focou os seguintes aspectos:

- Preço;
- Fornecimento de serviços; Parceria.

Os dados de medição são coletados três vezes ao dia (com intervalos de integração de 15min), sendo realizada consolidação dos dados e até as 15h00 do dia seguinte os dados são encaminhados para a ERCOT (similar à CCEE). Não podem ocorrer dados faltantes, portanto na ausência de dados; são estimados. Para coleta de dados, utilizam rede *Mesh* ou rede de malha, que é uma alternativa de protocolo ao padrão 802.11 para diretrizes de tráfego de dados e voz além das redes a cabo ou infraestrutura *wireless*.

Uma rede de infraestrutura é composta de APs (*Access point* – Ponto de acesso) e clientes, os quais necessariamente devem utilizar aquele AP para trafegarem em uma rede. Uma rede *Mesh* é composta de vários nós/roteadores, que passam a se comportar como uma única e grande rede, possibilitando que o cliente se conecte em qualquer um destes nós. Os nós têm a função de repetidores e cada nó está conectado a um ou mais dos outros nós. Dessa maneira, é possível transmitir mensagens de um nó a outro por diferentes caminhos. Já existem redes com cerca de 500 nós e mais de 400.000 usuários operando. Redes do tipo *Mesh* possuem a vantagem de ter baixo

custo, fácil implantação e tolerância a falhas. Nessas redes, roteadores sem fio são geralmente instalados no topo de edifícios e se comunicam usando protocolos como o OLSR – *Optimized Link State Routing* – em modo *ad hoc* através de múltiplos saltos, de forma a encaminhar pacotes de dados aos seus destinos. Usuários nos edifícios podem se conectar à rede *Mesh* de forma cabeada, em geral via *Ethernet*, ou sem fio, através de redes 802.11. Quando estiverem 100% definidos os parâmetros para padronização do protocolo *Mesh* pelo IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers* –, ele será denominado padrão 802.11s.

A Figura 9.7 ilustra uma rede *Mesh*.

Existem concentradores (*Cell Relay*) instalados nos postes que suportam a coleta de dados de 400 medidores instalados nas proximidades. A Figura 8.8 ilustra um concentrador instalado em campo.

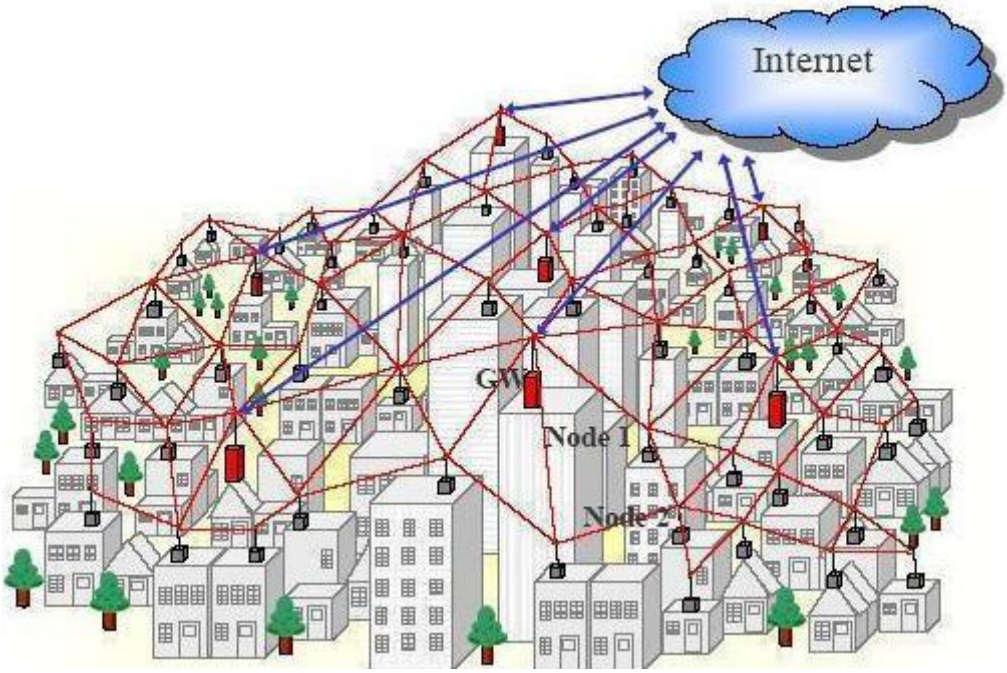


Figura 9.7: Rede Mesh

Figura 9.8: Concentrador instalado em campo.

Os dados de até 10.000 medidores são transferidos e armazenados nas Subestações mais próximas utilizando-se GPRS. A Figura 9.9 ilustra os equipamentos utilizados e instalados em uma subestação da Center Point Energy.

A partir das subestações, utiliza-se a infraestrutura da empresa AT&T e fibra óptica para transferência dos dados de medição para a central da empresa.

Figura 9.9: Equipamento de armazenamento.

9.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O aprendizado obtido será muito importante para a conclusão dos trabalhos do Grupo, foi possível observar na prática as teorias apresentadas nas diversas palestras trazidas nas reuniões do GT.

As concessionárias americanas estão aprimorando suas redes elétricas, tanto de transmissão quanto de distribuição, usando as tecnologias de comunicação e de automação existentes. Os recursos disponibilizados pelo governo daquele país é uma sinalização da importância do uso dessas tecnologias nas redes.

10 – CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Como pode ser observado ao longo deste relatório, existem inúmeros desafios a serem vencidos. Aprimoramento da rede, questões ambientais, segurança energética, garantia de suprimento, qualidade do produto e do serviço, fontes intermitentes de geração, dentre outros. O conceito de *Smart Grid* apresenta-se como uma importante ferramenta no enfrentamento desses desafios.

A implantação do conceito de *Smart Grid* tem avançado em outras partes do mundo. Muitos países têm se dedicado a estudos sobre essa tecnologia e alguns já iniciaram a instalação de suas redes inteligentes.

A visita aos EUA contribuiu para aprofundar essa visão. A participação no Fórum *Grid Wise* evidenciou o engajamento mundial na mudança das redes elétricas. A participação do consumidor, a adoção de protocolos abertos e a interoperabilidade, a integração entre governos e agentes, os aspectos de segurança estiveram entre os temas mais abordados e evidenciaram todo o esforço dos países para que essa mudança seja efetivada.

Várias concessionárias norte-americanas já elaboraram seus planos para a implantação das redes inteligentes. A grande maioria iniciou pela troca dos medidores, depois irão viabilizar as redes de comunicação e a mudança nos centros de controle.

No Texas, onde a implantação está em estágio mais avançado, a preocupação com a orientação ao consumidor tem sido umas das estratégias mais importantes. As duas concessionárias visitadas, Oncor e Center Point, possuem laboratórios de demonstrações com explicações sobre o funcionamento dos novos equipamentos e instrução sobre a nova forma de relacionamento com o cliente. Nesse sentido, podemos destacar a criação de um portal onde todos os consumidores podem acessar seus dados de medição, comprar energia e controlar seus gastos.

Ficou evidente a preocupação mundial com a questão ambiental, a procura por fontes limpas e intermitentes tem sido alavancada pelos países europeus, como Alemanha e Dinamarca. Além disso, no Texas, um grande parque gerador eólico está sendo construído, demonstrando o potencial de crescimento das fontes intermitentes.

O aperfeiçoamento das redes elétricas passa necessariamente pela adoção e integração das diferentes tecnologias disponíveis. Os benefícios alcançados são relevantes para a população e para o país, justificando a necessidade de implantação de um Plano Brasileiro de Redes Inteligentes.

Dada a complexidade do tema, o Grupo de Trabalho focou seus trabalhos no Estado da Arte da tecnologia *Smart Grid* no Brasil e no mundo.

Após inúmeras apresentações trazidas nas reuniões com os mais variados agentes, pode-se observar a amplitude do tema. A começar pela troca dos medidores eletromecânicos, que no Brasil poderá alcançar números da ordem de sessenta milhões de unidades. Esse é um desafio tanto para a indústria quanto para as concessionárias, além de necessitar de uma fonte de financiamento para que não se onere a tarifa de energia elétrica.

Além disso, existem as questões relacionadas aos sistemas de comunicações. Sem ele não serão atingidos os benefícios de uma rede inteligente. Aqui se colocam desafios como a escolha da tecnologia adequada, que poderá ser diferente em cada região; a utilização de redes públicas ou proprietárias; alocação de espectro de frequência, aspecto que exigirá esforço concentrado de todos os setores, principalmente do regulador; capacidade de processamento de dados dos centros de controle e adequação de *softwares* para melhorar a tomada de decisões.

A segurança da rede também é outro ponto de fundamental importância. Dados de consumo de toda a população estarão trafegando pelas redes de comunicação, e a proteção deles deverá ser assegurada pela concessionária. Outra preocupação é com a atuação de *hackers*, uma vez que o controle e operação das redes estarão mais automatizados e realizados remotamente, possibilitando ação mal-intencionada e causando problemas ao fornecimento.

Para fazer frente a todas essas mudanças, será necessária a alocação de recursos. Como se tem por princípio a modicidade tarifária, fontes de financiamento deverão ser estudadas. Como levantado neste relatório, possíveis soluções seriam os fundos setoriais existentes, programas de isenção de impostos, fontes de financiamento como BNDES e outros bancos, acordos internacionais, entre outros.

Ainda haverá impacto no mercado de energia. A entrada de novos acessantes, principalmente de pequenos geradores, deverá ser intensificada. Uma das alternativas apresentadas foi a criação de um novo grupo de agente, chamado de Comercializador Varejista. Além disso, mudanças nas regras de comercialização deverão ser trabalhadas para viabilizar a venda de possíveis excedentes de energia de consumidores que tenham alguma fonte de geração instalada em suas residências ou estabelecimento comerciais e industriais.

O veículo híbrido ou puramente elétrico deverá ser parte do cenário mundial em pouco tempo. É um novo tipo de carga a se conectar à rede elétrica, com características de mobilidade. Pontos de abastecimento e conexão com a rede serão necessários, elevando a demanda por energia, além de poder ser uma fonte de armazenamento de energia que poderá ser repassada à rede.

Como se pode observar, a realidade é desafiadora e a implantação de um plano nacional requer o aprofundamento de estudos e interação com diversos órgãos. Ainda existem muitos pontos a serem debatidos. Deve-se avançar no mapeamento da legislação e análises de mudanças para permitir o avanço do conceito de *Smart Grid* e dos novos negócios por ele gerados.

Deverão ser discutidas com maior profundidade as questões como a mobilidade da carga, introduzida pelo uso do veículo elétrico, e a utilização de fontes intermitentes de geração. Aspectos relacionados à infraestrutura de telecomunicações como, por exemplo, destinação de faixas do espectro, devem ser aprofundados. Nos EUA, a destinação de uma faixa específica para aplicações *Smart Grid* ainda está dependendo de estudos mais elaborados que esclareçam a real necessidade dessa aplicação.

Buscou-se avaliar a situação de outros países quanto à implantação de suas redes inteligentes. A viagem aos Estados Unidos da América permitiu a visita a alguns projetos de redes inteligentes e conhecer em que estágio se encontra a implantação do conceito de redes inteligentes nesse país. Entretanto, as informações obtidas não se mostraram suficientes para responder todas as questões, como, por exemplo, a geração distribuída, que não é o foco atual norte americano. O Japão tem percebido um forte incremento na quantidade de veículos elétricos e tem adotado soluções para gerir essa nova realidade. A União Europeia foca seu plano na redução da emissão de gases poluentes. A Itália tem buscado o combate às perdas. Novos estudos e visitas a outros países trariam conhecimentos complementares para que as melhores soluções fossem adotadas no plano brasileiro.

Outra preocupação é com o custo de uma implantação em larga escala. Dessa forma, sugere-se que as iniciativas de projetos-pilotos atualmente em desenvolvimento no país, como as desenvolvidas pela Cemig na cidade de Sete Lagoas – MG, e pela Eletrobras em Parintins – AM, sejam acompanhadas criteriosamente e que seus resultados sejam avaliados e possam ser tomados como referência.

Ressalta-se ainda a existência de benefícios intangíveis, que deverão ser ponderados por uma política pública de financiamentos ao setor. Com isso, poderão ser agregadas novas tecnologias à rede, mantendo-se a modicidade tarifária.

A análise das fontes de financiamento para um Plano Brasileiro de Rede Inteligente, especialmente a viabilidade da utilização de recursos dos fundos setoriais, requer um estudo mais aprofundado da legislação, uma vez que já existem destinações legais bem definidas para cada encargo.

O trabalho não se esgota neste relatório. Ele é visto como um primeiro passo rumo a uma modernização da rede. Pode-se destacar como um avanço em direção à implantação do conceito de redes inteligentes, o processo iniciado através da Audiência Pública nº 043/2010 instaurada pela ANEEL, que trata da definição dos requisitos mínimos associados à medição eletrônica de unidades consumidoras conectadas em baixa tensão. É necessário que políticas sejam viabilizadas para dar continuidade a esse avanço. Dessa forma, recomenda-se a manutenção deste GT, bem como a sua ampliação abrangendo novos órgãos, tais como Ministério de Ciência e Tecnologia, Ministério da Indústria e Comércio, Ministério das Telecomunicações, entre outros, com o objetivo de aprofundar os estudos e buscar propostas e sugestões que se encontram no âmbito de outras instituições.

11 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. *Toward a Smart Grid.* **Amin, S. Massoud e Wollenberg, Bruce F.** 2005, IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41.
2. **IBM.** *Plugging in the Consumer.* 2007.
3. **NIST - National Institute of Standards and Technology.** Smart Grid. [Online] http://www.nist.gov/smartgrid/.
4. **PUCT.** CREZ - Transmission Program Information Center. *Public Utility Commission of Texas.* [Online] http://www.texascrezprojects.com/overview.aspx.
5. **IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION.** *OPC - Unified Architecture Specification - Part 1: Overview and Concepts.* 2008. IEC 62541-1.
6. —. *Telecontro l equipment and systems - Part 6-505: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations - TASE.2 User guide.* 2006. IEC/TR 60870-6-505.
7. —. *Communication Networks and Systems in Substation, Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) amd tp OSP/IEC 8802-3.* 2004. IEC 61850-8-1.
8. —. *Power System Management and Associated Information Exchange - Data and Communications Security.* 2007. IEC 62351.
9. —. *Power System Management and Associated Information Exchange - Data and Communication Security - Part 3: Communication Network and Sustem Security - Profiles Including TCP/IP.* 2007. IEC 62351-3.
10. **Cleveland, F.** *IEC TC57 Security Standards for the Power System's Information Infrastructure Beyond Simple Encrypton.* 2005/2006. pp. 1079-1087.
11. *Perspective, Strategy and Application of IEC 61850 in Brazil.* **Ordacgi F., Jorge Miguel, et al., et al.** julho, s.l. : PAC World, 2009.
12. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.** Audiência Pública nº 043/2010 - Obter Subsídios e Informações Adicionais para Estabelecimento de Resolução Normativa Acerca dos Requisitos Mínimos para os Medidores Eletrônicos em Unidades Consumidoras de Baixa Tensão. *ANEEL.* [Online] 2010. http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaAudiencia.cfm?attAnoAud=2010&attAnoFasAu d=2011&id_area=13.
13. **Associação Brasileira da Indústria Eletrica e Eletrônica.** Projeto de Protocolo para Infraestrutura de Medição Avançada Versão 1.0. 2009.
14. **Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.** Apresentação PIMA - Protocolo para Infraestrutura de Medição Avançada - Projeto SiBMA. *Reunião Técnica*

ABINEE/C.E.S.A.R./MME/MCT/ANEEL. Brasília : s.n., 05 de Agosto de 2010.

15. **ANEEL.** *Relatório sobre Perdas Técnicas de Energia Elétrica na Distribuição.* Brasília : s.n., 2010.
15. **IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION**, "Energy Management System Application Program Interface – Part 301: Common Information Model", IEC 61970-301, 2007.
16. – , "System Interfaces for Distribution Management – Part 11: Distribution Information Model", **IEC** 61968-11, 2008.
17. **NIST - National Institute of Standards and Technology**, *Smart Grid* Cyber Security Strategy and Requirements, NIST IR 7628, fevereiro de 2010.

18. *OPC UA and CIM: Semantics for the Smart Grid*, **Rohjans, S., Uslar, M., e Appelrath, H.Juergen,** IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, abril de 2010.

19. **ERGEG – European Regulators Group for Electricity and Gas**; Status Review on Regulatory Aspects of Smart Metering (Electricity and Gas) as of May 2009; 19/10/2009.

20. **Brattle Group.** "*The Power of Five Percent - How Dynamic Pricing Can Save $35 Billion in Electricity Costs.*" Discussion Paper. May 16, 2007.

21. **Department of Energy - DOE.** *"The Smart Grid: an Introduction."* Prepared for the U.S. Department of Energy by Litos Strategic Communication under contract No. DE-AC26-04NT41817, Subtask 560.01.04.

22. **ERGEG – European Regulators' Group for Electricity and Gas.** "*Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation"*. Ref: E07-RMF-04-03 Bruxelas, Bélgica. 2007

23. **OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets**. *"Domestic Metering Innovation".* Consultation. Londres, Inglaterra. 2006

24. **ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos**. *"Funcionalidades mínimas e plano de substituição dos contadores de energia eléctrica".* Proposta da entidade reguladora ao governo português. Lisboa, Portugal. 2007.

25. **Copel - Companhia Paranaense de Energia**. *"Tarifa Amarela - estruturação e implantação".* Avaliação do Projeto Piloto - Relatório Final. Brasil. 1998.

26. **Bandeirante - Bandeirante Energia S.A.** *"Programa anual de combate ao desperdício de energia elétrica - Ciclo 1998/1999".* Relatório Final. Brasil. 1999.

27. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. -** *Módulo 7 e 8 PRODIST*.

28. *"Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica"*, **QUEIROZ, Leonardo M. Oliveira de.** Campinas. 2010.

29. *"Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Utilizando um Algoritmo Evolutivo"***FONTAN, Djane Maria Soares.** Campina Grande. Fevereiro, 2008.

30. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.** *Nota Técnica nº 0044/2010-SRD/ANEEL*, [ONLINE] http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_20 10_srd.pdf. Acesso realizado em 19/10/2010.

31. **ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.** *Consulta Pública Sobre O Plano De Substituição E Funcionalidades Mínimas Dos Contadores Para O Segmento Dos Clientes Domésticos E Pequenas Empresas .* Outubro de 2007.

32. *Funcionalidades Mínimas E Plano De Substituição Dos Contadores De Energia Eléctrica – Proposta A Apresentar Ao Governo Português No Âmbito Do Plano De Compatibilização Regulatória (Mibel)* Dezembro 2007.

33. *"Cost Benefit Analysis of Smart Metering and Direct Load Control"* – **Report for the Ministerial Council on Energy Smart Meter Working Group**. *29 de fevereiro de 2008.*

34. **CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais.** *"Cidades do Futuro".* Apresentação à ANEEL, 19/02/2010. – Diretoria de Distribuição e Comercialização.

35. *"Smart Grid e modicidade tarifária: tarifas flexíveis e redução de custos operacionais na distribuição",* **Vicchini, R. J.** Florianópolis – SC, Brasil, 2009.

36. *"Medição elétrica como ferramenta para a modernização do setor elétrico",* **Lamin, H.; Leite, D. R. V.** Rio de Janeiro – RJ, Brasil, 2009.

37. *"Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação",* **Lamin, H.,** Brasília – DF, Brasil, 2009.

38. *Sumário Executivo / Resultados do PROCEL 2009.*

40. **EPRI - Electric Power Research Institute,** *"Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects"* – Final Report, January 2010 – 1020342.

ANEXO 1 – PORTARIA Nº 440

PORTARIA Nº 440, DE 15 DE ABRIL DE 2010.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, resolve:

Art. 1º. Criar Grupo de Trabalho com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente - "*Smart Grid*", abordando, principalmente, os seguintes aspectos:

I - o estado da arte de programas do tipo "*Smart Grid*", no Brasil e em outros países;

II - proposta de adequação das regulamentações e das normas gerais dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica;

III - identificação de fontes de recursos para financiamento e incentivos à produção de equipamentos no País; e

IV - regulamentação de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado, o que inclui a possibilidade de usuários operarem tanto como geradores de energia (geração distribuída) quanto consumidores.

Art. 2º. O Grupo de Trabalho será composto por representantes do Ministério de Minas e Energia - MME, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

§ 1º O MME será representado por servidores da Secretaria de Energia Elétrica, da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético e da Assessoria Econômica.

§ 2º Os membros do Grupo de Trabalho serão indicados pelos Titulares dos Órgãos e Entidades participantes, cabendo à coordenação do referido Grupo ao representante da Secretaria de Energia Elétrica.

Art. 3º. Na condução das suas atividades, o Grupo de Trabalho poderá convidar representantes de outros Órgãos e Entidades que, por terem atuação em áreas afins, possam oferecer contribuições às questões inerentes às atividades a serem desenvolvidas.

Parágrafo único. Eventuais despesas com diárias e passagens dos membros efetivos do Grupo de Trabalho correrão à conta dos Órgãos e Entidades que representam.

Art. 4º. O Grupo de Trabalho terá o prazo de até cento e oitenta dias, a contar da publicação desta Portaria, para a conclusão das suas atividades e de até mais trinta dias para apresentação de relatório técnico contemplando os estudos, as análises e as propostas de medidas a serem adotadas.

Parágrafo único. O apoio administrativo necessário ao Grupo de Trabalho será de responsabilidade da Secretaria de Energia Elétrica.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação.

MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN