

AGOSTINHO CELSO PASCALICCHIO

**PERSPECTIVA ECONÔMICA E MODELO DE NEGÓCIO DA TECNOLOGIA DE
TELECOMUNICAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
NO BRASIL**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientação: Prof. Dr. Alexandre Piantini

São Paulo
2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Pascalichio, Agostinho Celso .

Perspectiva econômica e modelo de negócio da tecnologia de telecomunicação nas redes de distribuição de energia elétrica no Brasil / Agostinho Celso Pascalichio, orientador Alexandre Piantini.
– São Paulo, 2010

119 f.: il.; 30 cm.

Tese (Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Sistemas elétricos de potência 2. Redes inteligentes de distribuição de energia elétrica – aspectos econômicos 3. *Smart Grid* I. Título.

Ao meu filho Fernando, à minha esposa Ilana, à minha mãe Ana e, “in memoriam”, ao meu pai Vitantonio.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de fazer um agradecimento especial ao Prof. Alexandre Piantini pela sua orientação e auxílio ao longo do trabalho.

Ao meu filho Fernando que com sua presença me trouxe alegria e o entusiasmo necessário para superar esse desafio.

À Ilana, minha companheira, pela paciência e pela satisfação de poder repartir esse momento comigo.

À minha mãe Ana, pela constante presença em momentos em que necessitava de apoio para superar dificuldades que pareciam impossíveis.

Em memória ao meu pai Vitantonio, por tudo que significou na minha vida.

Aos meus irmãos José Carlos, Vito Atilio e Francisco e à família, pelos diversos momentos vividos e ainda compartilhados de maneira tão singulares.

Ao meu grande amigo, o engenheiro Paulo Roberto Pimentel, sempre companheiro.

Ao meu amigo Pedro Luiz de Oliveira Jatobá, para quem não existem coisas impossíveis.

Aos Professores Doutores Marcel Mendes e Roque Theophilo Junior da Universidade Presbiteriana Mackenzie pelo apoio e amizade incondicional.

À minha amiga Regina que além da calma em realizar a primeira leitura desse texto também dividiu a emoção de alguns segredos da vida.

À equipe do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo e em particular à Adriana, à Fátima e à Penha.

**“No profit grows where no pleasure
ta’en: In brief, sir, study what you
most affect.”**

**“O que não dá prazer não dá
proveito. Em resumo, senhor, estude
apenas o que lhe agradar.”**

**William Shakespeare
 (“ The Taming of the Shrew”;
 “A Megera Domada”;
 Tradução: Millôr Fernandes)**

RESUMO

PASCALICCHIO, A. C. **Perspectiva Econômica e Modelo de Negócio da Tecnologia de Telecomunicação nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**. 2011. 119 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo., São Paulo, 2011.

Este trabalho tem por objetivo avaliar a perspectiva econômica e modelo de negócio da tecnologia de telecomunicação nas redes de distribuição de energia elétrica. Essa integração entre a tecnologia de telecomunicação e a rede de distribuição constitui um sistema conhecido como rede inteligente ou “smart grid”. Neste estudo são analisados os modelos de rede inteligentes mais significativos do mundo, os quais ainda se encontram em fase inicial. Na análise da implantação da rede inteligente em diversos países, observa-se a existência de diferentes motivações. Por exemplo, no caso norte-americano, trata-se dos esforços do setor de energia em garantir a confiabilidade no abastecimento. Na Europa, há um grande comprometimento com a redução de carbono e gases causadores do efeito estufa. No Brasil, busca-se uma estratégia para melhorar aspectos técnicos da distribuição, diminuir as perdas técnicas, eliminar ou reduzir o roubo de energia e ajustar a oferta de energia com o crescimento urbano e industrial, aprimorando a regulamentação sobre o setor. Além da ausência de padrões de telecomunicação, que se constitui em restrição para todos os projetos de “smart grid”, o Brasil apresenta grandes entraves para a implantação da rede inteligente, como as tarifas elevadas para os consumidores, as dificuldades para um despacho ótimo das unidades geradoras, o elevado volume de perdas no sistema elétrico, o baixo consumo de eletricidade em termos per capita, o elevado número de medidores a serem substituídos e as diferentes características das concessionárias. Com o objetivo de eliminar ou reduzir esses entraves, propõe-se neste estudo um modelo de negócio que determina, como mais significativos, os investimentos em tecnologia da comunicação e em medidores bidirecionais. O modelo proposto avalia uma série de benefícios, dentre os quais destacam-se a redução das perdas comerciais e a redução das ligações informais. Adicionalmente, o modelo pode colaborar na modernização da rede de distribuição e para o crescimento do Produto Interno Bruto com menores investimentos em geração e transmissão e, portanto, com responsabilidade ambiental.

Palavras-chaves: modelo de negócio, rede de distribuição de energia, rede inteligente, “smart grid”, telecomunicação pela rede elétrica.

ABSTRACT

PASCALICCHIO, A. C. **Smart Grid Economic Perspective and Business Model in Brazil. 2011. 119 f. .** Doctorate Thesis. Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

This thesis aims at evaluating the economic perspective and business model of the telecommunications technology in the electric power distribution system. The integration between the telecommunications systems and the distribution electric grid constitutes a new system known as “intelligrid” or “smart grid”. The analysis of the most important smart grid models in the world, which are still in initial stage, shows that different countries have different motivations for the smart grid deployment. For example, the deployment motivations in USA are mostly related to efforts of the power sector to ensure reliability of the energy supply. In Europe there is a big commitment to reduce carbon and greenhouse gases. In Brazil a strategy is being sought to improve the electric power distribution grid, reduce technical losses, eliminate or reduce the theft of electricity, and match energy supply to urban and industrial growth, improving regulation of the power sector. In addition to the lack of telecommunications standards, which is a constraint for all smart grid projects, in Brazil there are high barriers to the smart grid deployment, such as high tariffs to consumers, difficulties for an optimal dispatch of generating units, a high volume of losses in the electrical system, a low per capita electricity consumption, a large number of meters to be replaced, and the different profiles of the electric power distribution companies. Aiming at eliminating or reducing such barriers, a business model framework is proposed, which determines investments in communications technology and in two-way meters as the most significant ones. The proposed model evaluates a number of benefits, among which the most important are the reduction of commercial losses and the reduction of informal connections to the mains. Additionally, the model can assist in upgrading the power distribution system and the growth of GDP with lower investments in generation and transmission, and, therefore, with environmental responsibility.

Keywords: business model, electric power distribution, intelligrid, smart grid, telecommunications over power line.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1:	A rede inteligente reúne a infraestrutura elétrica com os elementos da telecomunicação.....	7
Figura 2:	Injeção de sinal de internet em rede elétrica da CEMAR.....	9
Figura 3:	Sistema PLC provendo os serviços de internet em Barreirinhas no Maranhão.....	12
Figura 4:	Técnicas de modulação.....	13
Figura 5:	Rede de distribuição inteligente e alguns novos serviços para a rede elétrica.....	15
Figura 6:	Perfil de uma empresa do setor elétrico integrada com estrutura de telecomunicação.....	20
Figura 7:	Estrutura setorial incluindo novos serviços e previsão de redução de custos do medidor com as funcionalidades esperadas.....	25
Figura 8:	Retorno sobre o investimento da rede inteligente.....	27
Figura 9:	Rede de Transmissão de Energia Elétrica nos Estados Unidos.....	33
Figura 10:	Investimentos em rede inteligente nos Estados Unidos.....	34
Figura 11:	A Estratégia de Lisboa para o desenvolvimento sustentável da Europa tem os objetivos descritos sobre um triângulo e presume o aumento de confiabilidade, segurança e eficiência do sistema europeu de geração, transmissão e distribuição.....	38
Figura 12:	Rede de transmissão da Europa.....	40
Figura 13:	Evolução da instalação de medidores inteligentes em países da Comunidade Européia.....	41
Figura 14:	Cenário do “E-Energy” da Alemanha: a rede inteligente interligada com todas as fontes de geração, distribuição e consumo.....	43
Figura 15:	Projeto da estrutura de AMI no Canadá	45
Figura 16:	Projeto de rede de distribuição elétrica inteligente integrada com AMI, no Canadá	46
Figura 17:	Futuro: operação do sistema sendo dividida entre uma central de geração e geração distribuída. Pequenas redes de distribuição de energia, ou “micro redes” de energia, podem formar geradores “virtuais” para facilitar a integração tanto física quanto como “comercializadores” de energia.....	47

Figura 18:	Sistema de transmissão do Brasil com horizonte para 2012.....	49
Figura 19	Diagrama que mostra a instalação de medidores em locais com incidência de fraude nos equipamentos.....	50
Figura 20:	Aparelho que centraliza as medições inteligentes é instalado na área de concessão da Copel. A fotografia da direita mostra o detalhe da caixa e a colocação em local de difícil acesso para o consumidor de forma a evitar a possibilidade de fraude.....	52
Figura 21:	Rede inteligente no projeto integrado Light/Cemig.....	57
Figura 22:	Estrutura institucional do setor elétrico.....	68
Figura 23:	Integração eletroenergética com as linhas de transmissão da rede básica do SIN.....	70
Figura 24:	Sistema de fornecimento de energia. Gestão da oferta de energia aos consumidores.....	73
Figura 25:	Visão de um sistema de energia integrado. Gestão da demanda de energia dos consumidores.....	74
Figura 26:	Tela de 24 horas, medida a cada 15 minutos, do “Google PowerMeter” de uma residência. A integração com o medidor é feita através da tomada comum. Pode-se controlar o uso dos equipamentos domésticos e prepara o consumidor também para os “eletrodomésticos inteligentes”.....	82
Figura 27:	Taxonomia de Bloom.....	86
Figura 28:	Aplicação da taxonomia de Bloom ao sistema de rede inteligente. O nível de conhecimento inicia-se pela “Distribuição”, seguida pela “Transmissão” e “Geração”. Os “níveis superiores” virão a seguir.....	88
Figura 29:	Modelo de rede inteligente de energia trazendo benefícios na medição, subestações e na rede de distribuição.....	89
Figura 30:	Estrutura do investimento em planilha de cálculo, detalhando prazos de implantação do sistema.....	96
Figura 31:	Proposta de planilha para cálculo de redução das perdas comerciais com instalação de medidores inteligentes.....	97

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1:	Demanda mundial e regional de eletricidade.....	29
Tabela 2:	2007 – Perdas no sistema de distribuição de energia.....	30
Tabela 3:	Participação Regional na capacidade instalada do SIN. Potência instalada total (MW).....	60
Tabela 4:	Estimativa da evolução física do sistema de transmissão – linhas de transmissão (km).....	61
Tabela 5:	Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Comparação entre os anos de 2010 e 2019 (89) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE. Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico do Paraguai.....	61
Tabela 6:	Brasil e regiões, 2010-2019: projeção de domicílios (mil).....	63
Tabela 7:	Resumo da situação atual dos empreendimentos. Atualizado em 11 de janeiro de 2011.....	69
Tabela 8:	Hipóteses de cenário e de estratégia em ambiente regulado e com responsabilidade social determinando um modelo de negócio.....	81
Tabela 9:	Itens componentes da estratégia do cliente e da proposição de valor para o cliente em um modelo de negócio para um consumidor.....	83
Tabela 10:	Perspectiva financeira da empresa em ambiente regulado e com promoção da responsabilidade social com o objetivo de aumentar o valor e diversificar a receita.....	85
Tabela 11:	Relação dos investimentos necessários à implantação do modelo ilustrado na Figura 29.....	90
Tabela 12:	Receitas ou benefícios ao ano obtidos com a rede inteligente.....	97

LISTAS DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Comparação das tarifas internacionais de eletricidade. Tarifas médias de eletricidade em 2007 em dólares norte-americanos (US\$).....	32
Gráfico 2: Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita.....	62
Gráfico 3: Consumo e perdas totais do sistema. Valores em MW. A projeção inclui perdas técnicas e comerciais.....	63
Gráfico 4: Capacidade instalada por estado em GW. A capacidade total é de 113,24 MW em dez/2010.....	71
Gráfico 5: Tarifas residenciais- Grupo B1- de concessionárias selecionadas. Valor da tarifa do grupo B1 - Residencial (R\$/kWh). Valores das tarifas em dezembro de 2010.....	72

LISTA DE SIGLAS

AL- Estado de Alagoas

AM- Estado do Amazonas

AMI- Advanced Metering Infrastructure

ANA- Agência Nacional de Águas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ARRA- American Recovery and Reinvestment Act of 2009

APTEL- Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações

BNDES- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BPL- Broad Band over Power Line

C- Comercializadoras de Energia

CADE- Conselho Administrativo de Defesa Econômica (autarquia vinculada ao MJ)

CENELEC- European Committee for Electrotechnical Standardisation

CEMAR- Companhia Energética do Maranhão

Cemig- Companhia Energética de Minas Gerais

CMePC- Custo Médio Ponderado do Capital

COBEI- Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações

CONAMA- Conselho Nacional do Meio Ambiente

Copel- Companhia Paranaense de Energia

CRE - Comunicação pela Rede Elétrica

D- Concessionárias Distribuidoras de Energia

DEC- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DS2- Design of Systems on Silicon

DSM- Demand-Side Management

EISA- Energy Independence and Security Act of 2007

EPE- Empresa de Pesquisa Energética

EPRI - Electric Power Research Institute

ESS- Encargos de Serviço do Sistema

ETP- European Technology Platform

FEC- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FINEM- Financiamento a Empreendimentos do BNDES

FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos do Ministério da Ciência e Tecnologia

FRE- Fontes Renováveis de Energia

G- Unidades Geradoras de Energia

GD- Geração Distribuída

GLD- Gerenciamento pelo Lado da Demanda

IEA - International Energy Agency

IEC- International Electrotechnical Commission

MG- Estado de Minas Gerais

MJ- Ministério da Justiça

MMA- Ministério do Meio Ambiente

MME – Ministério de Minas e Energia do Brasil

NIST- National Institute of Standards and Technology

OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development

ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPLAT - Onda Portadora em Linhas de Alta Tensão

PR- Estado do Paraná

PC - Computadores Pessoais

PCH – Pequenas Centrais Hidroelétricas

PLC- Power Line Communication

PLT - Power Line Technology

PV- Painéis Solares Fotovoltaicos

RI- Rede Elétrica Inteligente

RJ- Estado do Rio de Janeiro

SCADA- Supervisory Control and Data Acquisition (automação de chaves)

SE- Subestação de Distribuição de Energia

SEAE- Secretaria de Acompanhamento Econômico

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SDE / MJ- Secretaria de Direito Econômico / Ministério da Justiça

SIN- Sistema Interligado Nacional

SNRH- Secretaria Nacional de Recursos Hídricos

SP- Estado de São Paulo

SSM- Supply-Side Management

T- Transmissão de Energia

TIR- Taxa Interna de Retorno

TJLP- Taxa de Juros de Longo Prazo

WACC- Weighted Average Cost of Capital

LISTA DE SÍMBOLOS

Bps- Bits por segundo

CO₂ - gás carbônico, ou dióxido de carbono ou anidrido carbônico

Gbs- Gigabits por segundo

m- Metro

Mbs- Megabits por segundo

NO₂- dióxido de azoto

NO_x- óxidos de azoto

OFDM – Orthogonal Frequency Division Multiplexing ou Multiplexação Ortogonal por Divisão de Frequência

SO₂ – dióxido de enxofre

SUMÁRIO

1- INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivo.....	5
1.2 Estrutura do Trabalho.....	5
2- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA REDE INTELIGENTE.....	7
2.1 Histórico.....	7
2.2 Aspectos Técnicos.....	16
2.3 Serviços Associados à Rede Inteligente.....	23
3- APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA.....	28
3.1 Experiência Internacional.....	28
3.2 Experiência Brasileira.....	48
3.3 Síntese.....	57
4- ENTRAVES PARA A IMPLANTAÇÃO DA REDE INTELIGENTE NO BRASIL.....	60
4.1 Caracterização da complexidade da oferta e da demanda de energia no Brasil na segunda década do século XXI.....	60
4.2 Integração energética no Brasil.....	67
4.3 Síntese.....	74
5- PLANO DE NEGÓCIOS.....	77
5.1 Aspectos do Modelo de Negócio.....	77
5.2 Desenvolvimento do Modelo de Negócio.....	85
5.3 Avaliação Econômico-Financeira.....	94
5.4 Síntese.....	98
6. CONCLUSÕES.....	100
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	104
ANEXOS.....	116
Anexo A- ANEEL – Portaria no. 440 de 15 de abril de 2010.....	116
Anexo B- ANEEL – Resolução Normativa no. 375 de 25 de agosto de 2009.....	117
Anexo C- Planilhas de Avaliação	120

1 INTRODUÇÃO

Uma rede de transmissão ou de distribuição de energia elétrica é constituída por grandes extensões de cabos elétricos e de equipamentos de forma a interligar as fontes de geração de energia ao consumo. A gestão adequada deste sistema, garantindo qualidade no fornecimento de energia, com segurança e continuidade do serviço, requer um eficiente sistema de comunicação com as centrais de controle, supervisão e de medição das empresas distribuidoras.

O desenvolvimento da tecnologia digital promoveu o surgimento da tecnologia “power line communication” (PLC ou BPL – “broadband over power line”) ou de “comunicação pela rede elétrica” (CRE). Esta tecnologia deu origem a uma nova alternativa de telecomunicação para as empresas do setor de energia que, além de atender às necessidades das empresas de distribuição de energia, agrega valor aos seus ativos e pode permitir prover a sociedade com uma infraestrutura de comunicações para os diversos e crescentes serviços associados à disponibilidade dos serviços de telecomunicação para a sociedade.

No mundo, as questões associadas ao aquecimento global e às medidas para a sua mitigação escalaram estas discussões e as suas ações para a prioridade número um de governos, políticos e empresários. A sociedade passou a administrar diversos novos riscos e a questão energética passou a ser um dos mais relevantes.

Nas grandes extensões de rede de energia, desconhecem-se adequadamente suas características e peculiaridades, fato que dificulta ou não permite a gestão adequada de todos os seus elementos e provoca perdas, apagões e ineficiência no transporte e distribuição da energia elétrica.

No Brasil existem, em adição, problemas de perdas comerciais, segurança patrimonial nas grandes cidades, com furtos de cabos elétricos de distribuição, e população de baixa renda vivendo em conglomerados urbanos de difícil acesso.

Diante deste cenário, surge a dificuldade de implementar uma tecnologia economicamente viável que forneça a gestão e controle da rede de distribuição de energia elétrica. A rede inteligente, ou “smart grid”, é uma concepção natural que interliga diversos dispositivos como

medidores, sensores, controladores e equipamentos micro processados instalados nos sistemas elétricos. Elementos de telecomunicação se somam à tradicional infraestrutura de rede elétrica com o objetivo de gerenciar, monitorar e supervisionar este sistema.

A proposta inicial surgiu com o nome de “Intelligrid”, dado pelo “Electric Power Research Institute (EPRI)” (1), em 2005, nos Estados Unidos. Seu conceito e desenvolvimento estão sendo estudados por diversas empresas do setor de energia elétrica do mundo, governos, instituições públicas e privadas, em parceria com órgãos planejadores e reguladores do setor e os próprios clientes. Esta solução parece ser a direção que o setor elétrico mundial deverá seguir (2).

A rede elétrica “inteligente” executará continuamente o seu próprio diagnóstico, poderá estabelecer condições adequadas de balanço de energia da rede, analisar, localizar e responder em tempo real às necessidades das condições de operação do sistema, adequando ou restabelecendo os componentes de rede ou das áreas afetadas por alguma condição incomum com um mínimo de intervenção humana. Agindo como um sistema imune, a rede auto recuperável ajudará a manter a confiabilidade, a segurança, a qualidade da energia e a eficiência da rede elétrica.

As empresas do setor estão acostumadas a um modelo de investimento de capital intensivo na construção de grandes empreendimentos em unidades de geração, transmissão, subestações e linhas, baseado em tecnologias maduras e consolidadas. Entretanto, incorporar conceitos já provados das áreas de telecomunicação, computação e internet para combiná-los com idéias associadas à energia é um processo relativamente novo para este setor. A integração (anexo A) entre estes recursos poderá permitir facilidades que seriam consideradas impossíveis ou inviáveis há alguns anos. (3)

Entretanto, os objetivos dos serviços de telecomunicações e de distribuição de energia elétrica definem novos processos e conseqüentemente novos modelos de negócios para as empresas. Determinam, também, diferentes posições para as agências reguladoras (anexo B), empresas (4), a sociedade e o meio ambiente.

Segundo Vasconcellos, V. (5), a filosofia de manutenção está migrando da manutenção preventiva para a preditiva. A adoção dos sistemas de monitoração “on-line” de

transformadores de potência foi considerada uma das principais ferramentas para conhecer o estado do equipamento e diagnosticar ou prognosticar eventuais problemas, sem colocar em risco a segurança e a confiabilidade da operação do sistema.

Quando ocorrem erros sobre a decisão de liberar investimentos ou recursos financeiros nos negócios de capital intensivo, estes podem causar prejuízos tanto para os consumidores quanto para os empresários do setor. Em consequência, as empresas e agentes reguladores enxergam com receio o que é novo, o que pode trazer custo adicional não previsto na estrutura remuneratória das empresas previstas pela tarifa de energia (6) e desconfiam ao trocar o tradicional seguro por um modelo novo que adicionalmente incorpora elementos tecnológicos em constante inovação e, portanto, incertos. As atuais visões do setor de energia (7), entretanto, apontam para a tendência de um questionamento sobre a posição tradicional e orientam as decisões de investimento para uma nova direção. Esta nova direção afetará totalmente os modelos de negócios das empresas do setor daqui para o futuro.(8)

Tradicionalmente, o desenvolvimento da rede elétrica leva em conta benefícios quantitativos e financeiros relacionados com melhorias do sistema e dos serviços. Não consideram benefícios sociais adicionais como os advindos dos efeitos dos controles permitidos pela telecomunicação. (6) Os órgãos governamentais brasileiros atuam com ceticismo (anexo A) diante da posição de relacionar as vantagens da telecomunicação para o setor de energia e estão, a partir de abril de 2010 (3), considerando uma estratégia ou orientação de longo prazo para esta questão.

Conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL –, benefícios sociais incluem possibilidades tais como a redução das perdas técnicas e comerciais, a redução do aquecimento global pelo aumento da eficiência no uso da energia, balanceamento da carga de energia da rede e inclusão digital de comunidades carentes juntamente com programas de provimento de energia. (9) Entretanto, o teor da resolução ao relacionar estes benefícios é geral e não lista as formas técnicas de atingir as metas.

Um benefício importante a ser auferido da implantação da solução “rede inteligente” e pouco considerado são os ganhos com a postergação nos investimentos em geração e linhas de distribuição através da modelagem do fator de carga das redes de distribuição e, também, com ganhos de eficiência da rede.

A rede elétrica inteligente do futuro, como pode ser conhecida, será capaz de distribuir, com eficiência e segurança, com a mesma capacidade instalada, mais energia para a sociedade, por administrar melhor a geração, transmissão e distribuição, sendo invulnerável a violações na segurança, ataques terroristas, desastres naturais e falhas humanas e mecânicas. (10)

Sem o desenvolvimento de uma visão do sistema de energia não será possível alcançar a universalização desejada para a rede de distribuição de energia e de sua estrutura, que inicia na geração e se completa no consumidor. (11)

Imaginados para ser um processo de revolução pela evolução, com a incorporação de elementos de telecomunicação cada vez mais comuns na sociedade, os elementos do conceito de rede inteligente começam a infiltrar-se, ainda que de maneira tímida e sem estabelecer um processo de planejamento intencional e massivo, no tradicional mercado de elementos eletromecânicos. Os progressos começam a ser visíveis no desenvolvimento de algumas aplicações e os padrões começam a ser discutidos em fóruns e seminários nacionais e principalmente internacionais.

É importante registrar que, em função da importância do assunto, uma grande quantidade de relatórios tem sido publicada, porém, se observa que um mesmo trabalho não reúne o conteúdo necessário para avaliar adequadamente o emprego do conceito e suas perspectivas. Esses trabalhos apresentam informações parciais, estão dispersos e muitos apresentam informações desarticuladas sobre a tecnologia ou até sobre a infraestrutura elétrica. Adicionalmente, a estrutura do sistema elétrico, que evoluiu do sistema PLC para a rede inteligente, ampliou consideravelmente as soluções e serviços que podem ser prestados por essa mesma estrutura.

Diversos estudos avaliam a tecnologia e as condições de operação em simulações ou em pequenos experimentos em campo. Verifica-se também que as soluções para a formação de uma rede de distribuição inteligente, ainda que conceituada no âmbito teórico, encontra-se em estado inicial.

Assim que esta visão for aplicada, os resultados começarão a ser colhidos.

1.1 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo avaliar a perspectiva econômica e modelos de negócios da tecnologia de telecomunicação nas redes de distribuição de energia elétrica no Brasil. A partir da análise do setor elétrico brasileiro e da experiência mundial a respeito das redes inteligentes, propõe-se um modelo de negócio que avalia o efeito financeiro e econômico da aplicação de elementos da rede inteligente sobre o sistema tradicional de distribuição.

1.2 Estrutura do trabalho

A presente tese é dividida em seis capítulos. O primeiro é composto pela introdução, objetivo do estudo e estrutura do trabalho.

O segundo capítulo apresenta as características técnicas da rede inteligente, fazendo um histórico da tecnologia, dos aspectos relevantes para desenvolver o conceito de rede inteligente e dos serviços que podem estar a ela associados. Apresenta a perspectiva de evolução do negócio sob a ótica de evolução da tecnologia agregada ao sistema criado.

O terceiro relata os objetivos da rede inteligente em diversos países e compara com possíveis expectativas para o Brasil. Considera o atual modelo do setor elétrico no Brasil e destaca aspectos relacionados aos estímulos e controles dos órgãos reguladores e da integração da tecnologia com a qualidade de serviços potenciais associados à rede de telecomunicação construída e benefícios para o meio ambiente. Nesse capítulo são fornecidas informações sobre a demanda mundial de energia e examinados os casos dos Estados Unidos, Europa, Canadá e Austrália. A situação do Brasil é então apresentada e, logo a seguir, uma síntese completa o capítulo.

O quarto capítulo mostra a existência de entraves para a implantação da rede inteligente no Brasil. O capítulo possui três partes. A primeira tem o objetivo de mostrar as dimensões e o crescimento em complexidade do sistema do setor elétrico brasileiro projetado pela EPE para o período de 2010 a 2019. A segunda parte mostra a estrutura institucional do setor no país e a integração dos pontos de consumo com as diversas fontes de geração - hidrelétricas, térmicas, eólicas etc. - que, geograficamente dispersas, fornecem particularidades na

distribuição de energia. São apresentados e discutidos os grandes entraves nacionais para a implantação da rede inteligente e como a solução aponta para a necessidade de elaboração de planos específicos para cada região do país.

O quinto capítulo apresenta perspectivas econômicas do sistema integrado de energia e telecomunicação, destacando aspectos dos investimentos relacionados com a potencialidade das receitas e custos do processo de implantação. O capítulo é formado por quatro partes. Na primeira é analisado o modelo de negócio relacionado ao setor elétrico e o modo como esse modelo afeta a avaliação econômica do sistema de rede inteligente tanto sob a ótica da empresa como do consumidor. Na segunda parte é realizada a análise do provável processo de desenvolvimento dos modelos de negócio associados à aplicação da rede inteligente no setor elétrico brasileiro, visando à superação dos entraves apresentados no capítulo anterior e tomando como base os projetos de rede inteligente das concessionárias de energia brasileiras. É proposto um modelo de negócio, o qual estabelece a relação de investimentos necessários, e apresentada uma metodologia para realizar a avaliação econômico-financeira. A avaliação econômico-financeira é realizada na terceira parte do capítulo, sendo relacionados os benefícios obtidos e fornecidas informações sobre a rentabilidade e o prazo de retorno do investimento, o que permite apresentar um cenário que supere os entraves mencionados anteriormente. Tal resultado ilustra como pode ocorrer o desenvolvimento do sistema de distribuição de energia no Brasil.

Finalmente, o Capítulo 6 sintetiza as principais conclusões e contribuições do estudo e apresenta uma proposta de continuidade do trabalho.

2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA REDE INTELIGENTE

2.1 Histórico

O uso das redes de energia elétrica como meio de transmissão de sinais de comunicação é bastante difundido entre as empresas de energia. Redes elétricas de baixa e de alta tensão vêm sendo utilizadas desde a década de 1920 para voz. (12) São bastante conhecidos e utilizados pelas empresas os sistemas “Power Line Carrier” (Onda Portadora em Linhas de Alta Tensão – OPLAT), de acoplamento capacitivo às linhas de transmissão de energia elétrica de alta tensão.

Também são exemplos de aplicação dessa tecnologia sistemas para o controle e comando de chaves religadoras na rede elétrica de distribuição de média tensão que, por exigirem baixas taxas de transmissão, permitem a utilização de canais que operam com ondas de frequências baixas.

Ao mesmo tempo, a evolução da tecnologia digital habilitou as redes elétricas de baixa e média tensão para o transporte de sinais de alta velocidade e assim conduziu ao aperfeiçoamento da tecnologia já existente – “Power Line Carrier” –, dando origem à expressão e os primórdios para o desenvolvimento da tecnologia “Power Line Communication” (PLC).

A Figura 1 mostra a rede inteligente como resultado da soma da infraestrutura elétrica com os elementos da telecomunicação.

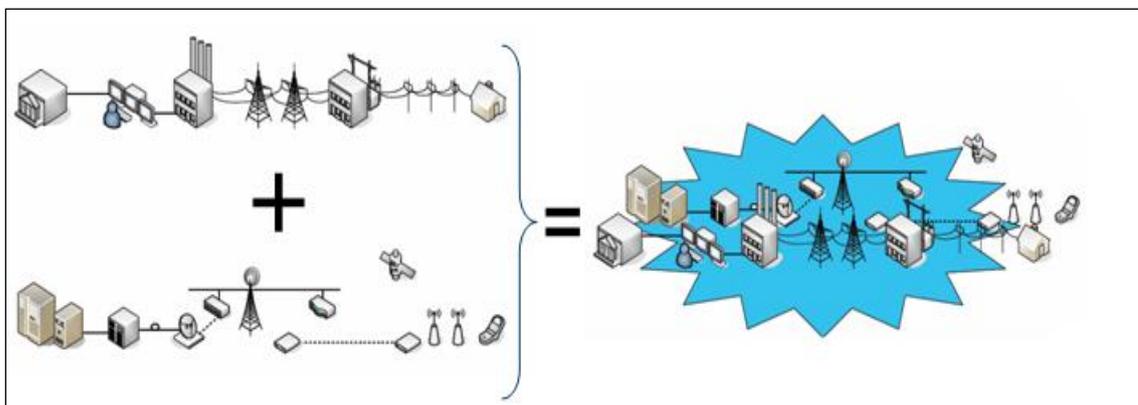


Figura 1: Infraestrutura da rede inteligente (rede elétrica mais elementos de telecomunicação).

Fonte: adaptado de “Enabling Energy Efficiency – IntelliGrid– Electric Power Research Institute-EPRI – July 30, 2006 .(13)

O “PLC” se constitui na tecnologia que, integrada a outras tecnologias de telecomunicações, tem conduzido ao desenvolvimento da rede inteligente de distribuição de energia elétrica, ou “smart grid”.

O “smart grid” monitora em tempo real o balanço de carga; supervisiona a rede elétrica e a qualidade de energia; analisa perdas tanto técnicas quanto comerciais; avalia locais adequados para a instalação de pontos para geração distribuída e faz o prognóstico para o planejamento da rede, além de possibilitar a criação de novos serviços.

A possibilidade de integração da tecnologia dos sistemas de comunicação pela rede elétrica permitiu que o modelo de negócio não ficasse apenas restrito às empresas do setor de energia, pois os operadores de telecomunicação, TV a cabo e provedores de internet passaram também a demonstrar muito interesse nesta nova potencialidade tecnológica.

O “PLC” passou a ser a forma corrente de se denominar a tecnologia que utiliza as linhas de energia elétrica, sobretudo de baixa e média tensão, como meio físico para a transmissão de dados, voz e imagens em várias faixas de velocidade, visando várias aplicações. Ela permite que computadores pessoais (ou “PCs”), telefones e dispositivos multimídia sejam conectados com o uso de um “modem” à rede elétrica, permitindo o acesso da internet banda larga a uma enorme parcela da população devido à maior capilaridade destas redes de distribuição de energia.

A partir de então, várias empresas de energia elétrica e fornecedores de soluções de telecomunicações começaram a realizar simulações em campo para verificar a viabilidade técnica e econômica do uso da tecnologia, que passou a ser conhecida como “Power Line Communication” (PLC), “Power Line Technology” (PLT), ou “Broadband Over Power Line” (BPL). Atualmente diversas empresas no mundo possuem testes ou algumas operações comerciais como a medição de consumo de energia, empregando esta tecnologia que utiliza a rede elétrica como meio de transmissão.

A tecnologia PLC tem evoluído e são encontradas no mercado algumas soluções. As mais simples são oferecidas para uso residencial para prover conexões de “internet”. Estas soluções utilizam o conceito básico da tecnologia PLC, mas são muito limitadas quanto à taxa de

transmissão (até 200 Mbps) e quanto à imunidade a interferências de outros dispositivos elétricos. Normalmente, as taxas de transmissão variam em função de oscilações na rede elétrica devido à carga a qual está sendo submetida. A taxa máxima é muito difícil de ser alcançada nas aplicações práticas, onde são experimentadas taxas muito menores, ou atenuações, em função das variações existentes nas redes elétricas tanto externas quanto internas. (14)

As atenuações externas podem ser corrigidas com o emprego de repetidores, que recuperam e re-injetam o sinal. Podem ser instalados em postes ou em um ponto de entrada do consumidor.

A Figura 2 apresenta o caso da rede PLC instalada em Barreirinhas, cidade localizada a 235 quilômetros de São Luis no Maranhão. O projeto foi realizado em 2009. O sinal de internet é recebido através de uma antena e um equipamento “master” injeta este sinal na rede elétrica da CEMAR - Companhia Energética do Maranhão.



Figura 2: Injeção do sinal de internet na rede elétrica da CEMAR. Na foto da esquerda o sinal é recebido através de antena. Na foto menor há o detalhe da recepção do sinal pela antena. A foto da direita ilustra o repetidor localizado a aproximadamente 500 metros do equipamento master. Fotos do autor, 2009.

Algumas empresas de tecnologia perceberam que o emprego de técnicas avançadas de modulação na Tecnologia PLC poderia minimizar os efeitos externos introduzidos na rede elétrica, que degradam o desempenho da solução. Surgiram, então, soluções PLC que empregam Modulação OFDM – “Orthogonal Frequency Division Multiplexing” ou “Multiplexação Ortogonal por Divisão de Freqüência”, que é um método de modulação digital

em que o sinal a ser transmitido é dividido em diversos canais estreitos e em diferentes frequências (15).

Esta tecnologia de modulação foi concebida entre os anos 60 e 70 com objetivo de minimizar a interferência entre canais próximos em frequência. A tecnologia de modulação OFDM tem sido utilizada também em outros sistemas de telecomunicações, tais como: aplicações para voz, transmissão de dados, televisão digital etc..

Surge, então, a Tecnologia PLC de primeira geração, que emprega Modulação OFDM e controla a “relação sinal-ruído” na banda de operação do sistema PLC. Estas e outras inovações tecnológicas permitiram que fossem atingidas taxas de transmissão da ordem de 45 Mbps. Esta taxa de transmissão viabilizou a oferta de serviços do tipo “triple play”, ou seja, de dados, voz e imagem, e motivou as empresas distribuidoras de energia a começarem o desenvolvimento de projetos de redes utilizando a tecnologia PLC.

As operações comerciais utilizando a tecnologia PLC tiveram início em meados de 2001 por iniciativa de operadores de energia em vários países. Na Europa, nos últimos anos, vários operadores lançaram serviços comerciais baseados na Tecnologia PLC de Primeira Geração, por exemplo, a França com a Électricité de France (EDF); Portugal com a Electricidade de Portugal (EDP); Suíça com a Entreprises Électriques Fribourgeoises (EEF); a Itália com a ENEL; a Espanha com a IBERDROLA, a Union Fenosa e a ENDESA; a Áustria com a Linz AG; a Alemanha com a Power Plus Communications (PPC) e a E.On Power and Gas e a Escócia com a Scottish Southern Electric (SSE). (16)

Nos Estados Unidos, fornecedores como a “Technologies LLC”, “Corinex Communications”, “Amperion Inc.”, “Ambient Corporation”, “InovaTech “Current” e “IBEC Inc.” realizaram instalações com a tecnologia PLC em áreas bem limitadas.

No Canadá a “Ariane Controls” instalou equipamentos de comunicação PLC que foram desenvolvidos para controlar iluminação e consumo de energia em equipamentos eletrointensivos. Conforme a empresa, os equipamentos permitiram administrar o consumo de energia fazendo com que os investimentos realizados fossem viabilizados.

No final de 2004, uma das empresas que desenvolveram a tecnologia PLC conseguiu a significativa inovação tecnológica de transmitir informações em uma rede elétrica utilizando a tecnologia com taxas de 200 Mbps. Esta inovação tecnológica ficou conhecida no mercado como “Tecnologia PLC de Segunda Geração”.

A empresa que conseguiu essa inovação foi a “Design of Systems on Silicon” – DS2 – de origem espanhola, localizada em Valência. A DS2 não comercializa equipamentos PLC diretamente, e sim licenças e peças para a montagem do equipamento. Habilita empresas integradoras a comprar seus produtos e estimula estes integradores a desenvolverem suas próprias soluções PLC. (17)

A tecnologia de segunda geração apresenta um desempenho superior ao oferecido pela de primeira geração; houve um aprimoramento técnico dos parâmetros que causavam algum transtorno na geração tecnológica anterior. Por outro lado, uma taxa de transmissão de 200 Mbps despertou interesse nesta nova geração tecnológica não só pelas empresas de energia, mas também pelos operadores de telecomunicação. Os projetos de desenvolvimento desta tecnologia indicaram a possibilidade de obtenção de velocidades sucessivamente maiores.

Uma solução que oferece uma taxa de transmissão desta ordem de grandeza começou a atender os requisitos das empresas de telecomunicação e passou a representar uma alternativa para oferta de serviços em regiões onde não há disponibilidade de infraestrutura convencional. Por outro lado, a “tecnologia de segunda geração” começou a mostrar-se competitiva em termos tecnológicos e de custos. Outro aspecto interessante desta geração é a facilidade de ser integrada a qualquer outra tecnologia de telecomunicação (“wireless”, “wireline”, por fibra óptica, satélite, coaxial etc.).

Esta integração passou a viabilizar alguns modelos de negócios, pois a tecnologia PLC, sem integração alguma com outra tecnologia, conforme as empresas espanholas Iberdrola e Endesa, apresentavam modelos de negócios inviáveis (18).

Deste modo, a “Tecnologia de Segunda Geração” começou a fornecer uma alternativa e adequação tecnológica na qual estão combinadas as condições técnicas necessárias para permitir elaborar um modelo de negócio que ao ser integrada com outras tecnologias passou a disponibilizar os serviços de voz, dados e imagens, podendo ser implementada de modo rápido,

flexível e com o grau de confiabilidade que é exigido pelo mercado de telecomunicação e energia.

A possibilidade de integração da tecnologia dos sistemas de comunicação pela rede elétrica permitiu que o modelo de negócio não ficasse apenas restrito às empresas do setor de energia, pois os operadores de telecomunicação, TV a cabo e provedores de internet passaram também a demonstrar muito interesse nesta nova potencialidade.

A Figura 3 mostra usuários de internet de Barreirinhas/Maranhão, utilizando o sistema PLC com equipamentos de 200 MBs.

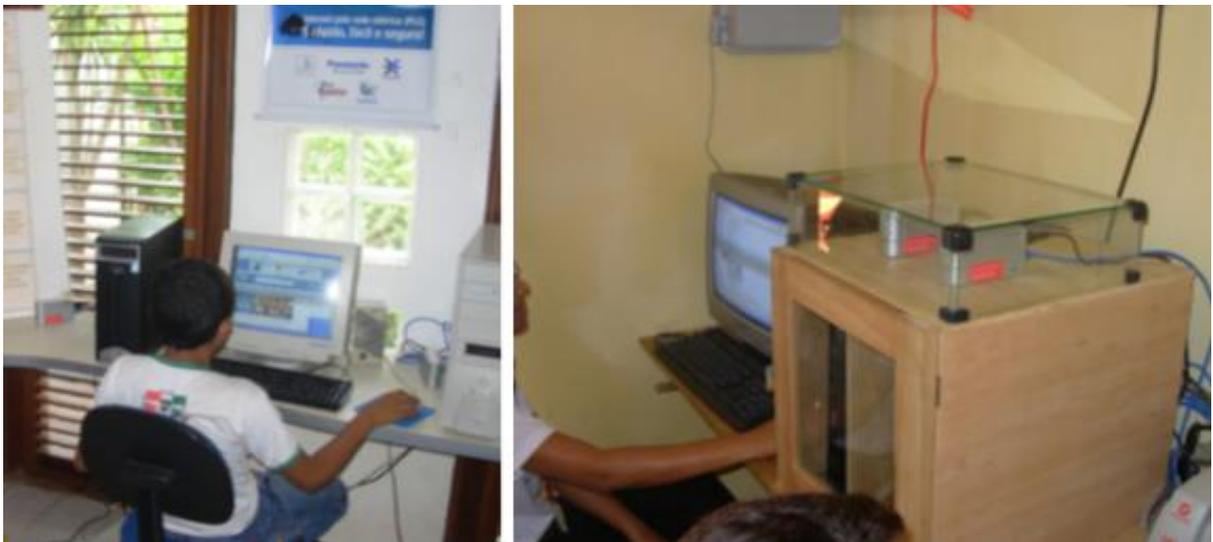


Figura 3: Sistema PLC provendo os serviços de internet em Barreirinhas no Maranhão. Os modems PLCs estão localizados, na foto da direita, dentro de uma proteção de vidro. Foto do autor, 2009.

Um fator importante relativo à robustez da tecnologia é a modulação utilizada (19). Existe uma grande variedade de técnicas para acoplar um sinal contendo informação a um sinal de uma portadora, que neste caso trafega em uma rede elétrica, cada uma com suas vantagens e desvantagens, das quais três podem ser destacadas como mais relevantes.

A técnica de modulação de Espalhamento Espectral (“Spread Spectrum”) consiste em distribuir a potência do sinal ao longo de uma faixa de frequências muito ampla, de modo a garantir que a densidade espectral de potência seja bastante baixa. Em contrapartida, a largura de banda necessária para transmissão de taxas na ordem de Mbits é elevada.

A técnica de modulação “Orthogonal Frequency Division Multiplex” (OFDM) ou Multiplexação Ortogonal por Divisão de Freqüência consiste em modular um grande número de portadoras de banda estreita distribuídas lado a lado. Este tipo de modulação oferece grande adaptabilidade ao sistema, pois é possível suprimir portadoras interferentes ou interferidas ou variar o carregamento (número de bits) de cada portadora de acordo com a “Relação Sinal/Ruído” ou atenuação do enlace. Este sistema necessita de amplificadores altamente lineares sob pena de harmônicas das portadoras provocarem interferências.

A técnica de modulação GMSK ou “Gaussian Minimum Shift Keying” é um caso particular de modulação OFDM, às vezes referido como OFDM de banda larga. As portadoras são moduladas em fase resultando em um "envelope" constante, de modo que os amplificadores podem ser mais simples. O sinal é robusto contra interferências de banda estreita, tais como sinais de rádio de ondas curtas. Esta modulação resulta em um espectro de forma gaussiana, de onde se origina a sua denominação.

A Figura 4 apresenta as técnicas de Espalhamento Espectral (“Spread Spectrum”), “Orthogonal Frequency Division Multiplex” (OFDM) ou Multiplexação Ortogonal por Divisão de Freqüência e Gaussian Minimum Shift Keying” (GMSK).

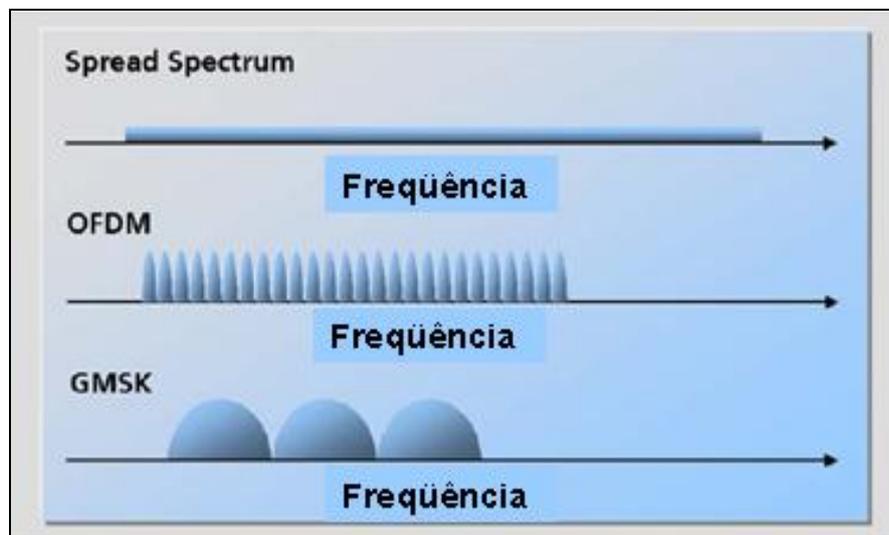


Figura 4: Técnicas de Modulação.

Fonte: Adaptado de “POWER LINE COMMUNICATIONS-PLC ou BROADBAND OVER POWER LINES-BPL” - White Paper - Grupo de Trabalho Powerline - Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações- APTEL – 2004 (20).

Os sistemas que utilizam a tecnologia PLC vêm sendo desenvolvidos para aplicações em redes de distribuição de média e baixa tensão. Ambas as aplicações enfrentam restrições técnicas similares, relacionadas à relação sinal/ruído e à interferência.

Tanto a relação sinal/ruído quanto a interferência são fatores determinantes e correlacionados para a determinação do espectro disponível para utilização pelo sistema. A relação sinal/ruído influi na potência de transmissão dos equipamentos e esta, por sua vez, influi no nível de sinal irradiado pelo sistema, podendo adequar-se aos estabelecidos pelos órgãos regulatórios (21).

A atenuação do sinal ao longo da linha de distribuição, que varia de acordo com sua topologia, quantidade e tipo de derivações e até com o estado de conservação de suas conexões, é um dos mais importantes fatores a afetar o desempenho de sistemas PLC, limitando seu alcance.

Para superar a limitação dada pela potência de transmissão dos equipamentos de PLC, o “Electric Power Research Institute” (EPRI) divulgou uma visão bem mais ampla de integração entre a estrutura do setor elétrico e a de comunicação e publicou em agosto de 2004 (com base em estudos iniciados em 2003) “The Integrated Energy and Communication Systems Architecture” (22). Este artigo, que contou com a colaboração de diversas empresas do setor privado, citou:

A arquitetura “intelligrid” é planejada para integrar dois sistemas do setor elétrico: a geração e a distribuição de energia com os sistemas de informação (comunicação, rede e equipamentos inteligentes) de forma a permitir o seu controle. No passado, o sistema de distribuição de energia tinha como foco o desenvolvimento de esforços dentro do próprio setor elétrico. Entretanto, para mudar a indústria em direção a metas identificadas como relevantes, o sistema deve aumentar a confiança do sistema de informação também. Estes dois sistemas devem ser desenvolvidos em paralelo formando uma rede de comunicação e a tecnologia trabalhando com equipamentos inteligentes e algoritmos para executar a contínua sofisticação dos sistemas operacionais.

Em um estudo coordenado pelo EPRI e divulgado em 2005 (23), relacionaram-se as primeiras funcionalidades desejadas para uma rede de distribuição de energia. Entre as características desejáveis para uma rede de distribuição de energia elétrica inteligente foram citadas: ser auto recuperativa e adaptativa para corrigir problemas emergenciais; interagir com consumidores; permitir a otimização dos recursos e equipamentos; ser preditiva, integrada, confiável e segura.

Ainda em 2005 a Comunidade Européia divulgou o programa “Smart Grids European Technology Platform for Electricity Networks of the Future” (2). Este estudo teve por objetivo formular o programa elétrico europeu, estabelecendo um programa de longo prazo. Foi o primeiro a estabelecer benefícios ambientais que foram relacionados com o uso otimizado da energia elétrica e com o emprego de uma rede operando com informações bidirecionais (enviando e recebendo informações). Conforme este estudo, a rede inteligente, além de ser necessária para responder às questões ambientais, colabora com as demandas sociais e políticas que surgirão na questão da oferta de energia. A rede inteligente responderá ao surgimento de novos desafios e oportunidades no setor e trará benefícios para todos os consumidores, acionistas e companhias (2).

O programa “Smart Grids European Technology Platform for Electricity Networks of the Future” utilizou projeções do consumo europeu de energia elétrica elaboradas pela “International Energy Agency (IEA)”, que estimou que este consumo crescerá com uma média anual de 1,4% até 2030 e a participação de energia renovável na geração dobrará de 13% em 2005 para 26% em 2030.

A Figura 5 mostra a rede inteligente administrando diversos elementos associados à rede elétrica.

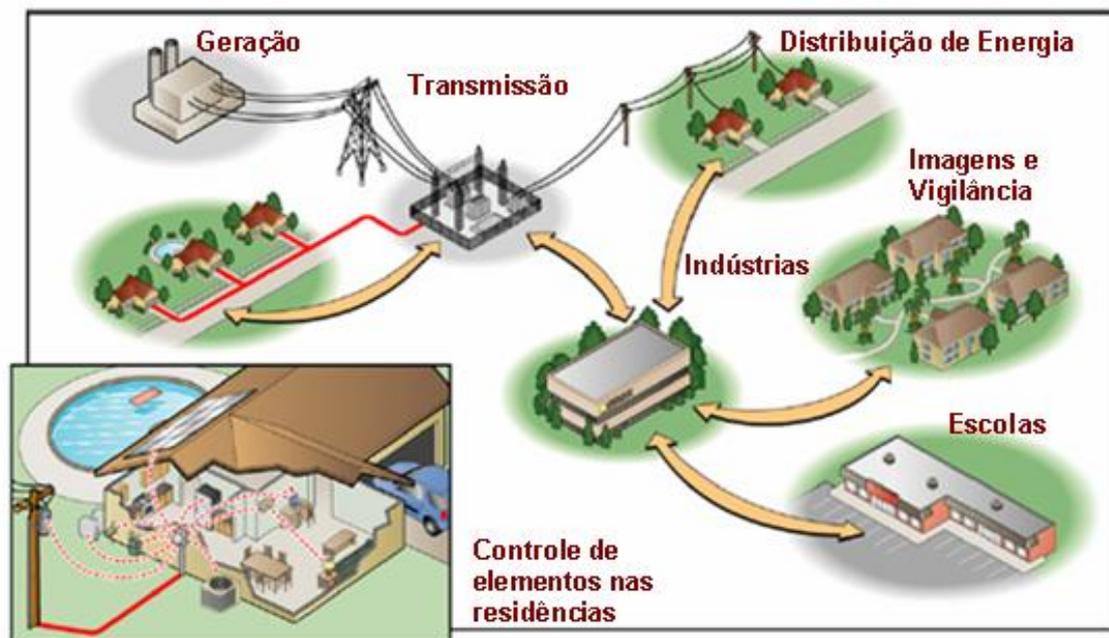


Figura 5: rede de distribuição inteligente e alguns novos serviços para a rede elétrica.

Fonte: adaptado de “IntelliGrid Enabling Energy Efficiency–2006 NARUC Summer Meeting in San Francisco July 30, 2006 Electric Power Research Institute (EPRI) IntelliGrid Program (15).

Os estudos avaliam a tecnologia e as condições de operação do equipamento em simulações ou em pequenos experimentos em campo. Os artigos convergem para a divulgação, desenvolvimento e possibilidades de aplicação em campo da tecnologia de telecomunicação que se encontra em constante desenvolvimento. Verifica-se também que a solução para a formação de uma rede de distribuição inteligente encontra-se em planejamento ou em pequenos experimentos. Reconhecem-se suas potencialidades, porém, ainda não estão integrados com as funções operacionais do setor de energia.

2.2 Aspectos Técnicos

A rede inteligente possui diversas funcionalidades e objetivos, dependendo inclusive de sua região e área de desejada de operação. Duas descrições de funcionalidades da rede inteligente, e com diferentes objetivos podem ser citados: o caso europeu e o dos Estados Unidos. Esta descrição é relevante para inferir as necessidades técnicas, dimensionar a quantidade de serviços e integrações esperadas.

A rede inteligente para os europeus começou a ter os seus conceitos e funções definidos no ano de 2005, através da constituição do “Smart Grids European Technology Platform for Electricity Networks of the Future” (2). O diagnóstico foi extenso e definiu a missão geral da rede inteligente para na Europa. Deve atender aos desafios e oportunidades do século XXI, às expectativas da sociedade, fortalecer os negócios europeus no contexto do setor elétrico, bem como aumentar suas oportunidades internacionais.

Para responder a esta missão, a rede elétrica européia deverá permitir a adição de novos serviços, adequar-se a uma demanda flexível de energia, fornecimento com preços baixos e oportunidades de microgeração de energia.

Conforme o diagnóstico, a atual rede elétrica européia deve ser renovada e inovada. Colaborar com a gestão eficiente dos ativos e aumentar o grau de automação para melhorar a qualidade dos serviços. Deverá usar um amplo sistema de controles remotos, alocar adequadamente os investimentos para resolver os problemas de idade da infraestrutura, garantir a segurança do suprimento com adequação das fontes tradicionais de energia, armazenagem flexível, grande

confiabilidade e qualidade. Deverá permitir o aumento integrado da rede de distribuição e da capacidade de geração.

A rede inteligente europeia deve ajustar-se à liberalização comercial e técnica do mercado. Deverá responder às exigências e oportunidades desta liberalização através do desenvolvimento e capacidade de adequar-se a novos produtos e serviços. Deve permitir grande flexibilidade de ajuste à demanda com tarifas flexíveis, porém previsíveis. Adequar-se à negociação de energia e aos serviços na rede. Deverá ser totalmente interoperável com todas as redes europeias de energia, permitindo o transporte de longa distância e a integração com as fontes renováveis de energia. (24)

Deve fortalecer a segurança do suprimento europeu de energia e ampliar a capacidade de transferência destas fontes. Permitir a gestão da geração distribuída e da geração de fontes renováveis de energia. Reduzir as perdas e as emissões de gás, controlando o efeito estufa. As centrais de controle de geração devem receber melhorias que permitam o aumento de eficiência e flexibilidade através de uma grande integração de sistemas com as unidades de geração distribuída e de fontes renováveis. Deve atender aos objetivos do protocolo de Kyoto, avaliar os impactos ambientais da energia em trânsito pela Europa, reduzir perdas, aumentar a responsabilidade social e de sustentabilidade, otimizar o impacto visual do uso da terra e reduzir o número de permissões para novas infraestruturas. Deve permitir a gestão da demanda, desenvolver estratégias para o controle da modulação, cargas, medidores eletrônicos, sistemas automáticos de gestão desses medidores e comportar o desenvolvimento de novos serviços ao consumidor. (24)

Deve também adequar-se aos aspectos políticos e regulatórios da Europa, continuando com o desenvolvimento e políticas de harmonização dentro do contexto regulatório da união europeia. Deve observar aspectos sociais e demográficos, considerando a demanda por energia de uma sociedade mais idosa com aumento do conforto e da qualidade de vida.

No contexto europeu, o diagnóstico de 2006 argumentou que consumidores, geradores, pesquisadores e acionistas das empresas estão todos implicados no futuro da provisão de energia elétrica do continente.

Com esta perspectiva, o “European Technology Platform SmartGrids Strategic Deployment Document for Europe’s Electricity Networks of the Future”(25) definiu, em abril de 2010, o conceito formal de rede elétrica inteligente. Deve inteligentemente integrar-se às ações de todos que estão conectados a ela – geradores, consumidores e aqueles que realizam as duas ações (geração e consumo) – para eficientemente fornecer energia sustentável, econômica e segura. A rede inteligente deve empregar produtos e serviços inovadores juntamente com monitoramento, comunicação e tecnologia de auto religamento para melhor facilitar a conexão e operação de geradores de qualquer quantidade e tecnologia, permitir aos consumidores participar das operações de otimização do sistema, providenciar que os consumidores tenham informações e escolhas de suprimento, reduzir de maneira significativa os impactos ambientais sobre toda a oferta de energia, entregar energia de qualidade, confiável e com fornecimento seguro. Desta forma, a rede inteligente não incluiu apenas os aspectos tecnológicos inicialmente formalizados no diagnóstico de 2006.

Os Estados Unidos estabeleceram uma política no sentido de apoiar a modernização de sua rede elétrica, da geração à distribuição, de forma a orientar o país em um programa independente de energia com segurança, ampliando as fontes de energia renováveis, protegendo os consumidores, aumentando a eficiência energética de produtos, construções, veículos e promovendo a pesquisa de instalações que capturem os gases causadores do efeito estufa, oferecendo mais opções de armazenagem de energia e aperfeiçoando o uso da energia para diversos outros propósitos, divulgou o “Energy Independence and Security Act of 2007 (EISA)” (26). O título 13 desse ato definiu objetivos, funções e ações que integradas constituem os fundamentos deste sistema (“Statement of Policy on Modernization of Electricity Grid”).

Incrementar o uso de informações digitais e emprego de tecnologia para controlar e aumentar a confiabilidade, segurança e eficiência da rede elétrica; otimizar as operações e recursos da rede de distribuição de energia com tecnologia segura e eficiente; instalar e integrar os recursos de geração, incluindo de fontes renováveis; desenvolver e incorporar elementos de resposta à demanda e de segurança contra “cyber” ataques (“hackers”) e vírus; instalar tecnologia eficiente com resposta em tempo real, automática, interativa, que otimize operações de eletrodomésticos e equipamentos de consumo – para medição, comunicação com preocupação de automatizar elementos da distribuição; integrar com eletrodomésticos inteligentes e outros equipamentos de consumo de energia; instalar e integrar-se com armazenagens sofisticadas de

energia, controle de picos, incluindo conexões com veículos elétricos e armazenagem térmica de ar condicionado; fornecer ao consumidor informações com opções de controle; desenvolver padrões de comunicação e interoperabilidade de eletrodomésticos e outros equipamentos conectados à rede elétrica, incluindo equipamentos de utilidade e que servem à rede e identificar e reduzir barreiras para a adoção das tecnologias de rede inteligente, práticas e serviços.

Na seção 1303 desse ato foi estabelecido a criação de um grupo de trabalho (“Smart Grid Advisory Committee and Smart Grid Task Force”) que atuará como consultor e responsável por relatórios periódicos da implantação do sistema, fornecendo informações sobre a penetração, redes de comunicação, perspectivas, desenvolvimento, incluindo a tecnologia, obstáculos, custos, situação atual e recomendações.

Conforme o National Institute of Standards and Technology (NIST), a descrição dos equipamentos e das características operacionais é extensa (21) e requer centenas de padrões.

A rede inteligente integrará novas e inovadoras ferramentas e tecnologias que serão aplicadas em todo sistema elétrico.

Conforme mostrado na Figura 6, novos equipamentos de campo serão integrados às funções de geração, transmissão e distribuição de energia. A figura mostra que quatro dimensões distintas podem ser utilizadas para descrever as funções técnicas das empresas de energia.

O perfil da concessionária mostrada na Figura 6 indica que a primeira dimensão corresponde à instalação de novos dispositivos que irão compor o moderno sistema elétrico. Dessa forma, IED’s (“Intelligent Network Devices” – Equipamentos Inteligentes na Rede), dispositivos eletrônicos, sensores inteligentes como chaves automatizadas, religadores, bancos de capacitores, disjuntores, medidores eletrônicos e subestações automatizadas comporão a rede inteligente de distribuição de energia. Essa dimensão tem por objetivo adquirir dados do sistema elétrico e permitir um conjunto preestabelecido de ações necessárias na rede.

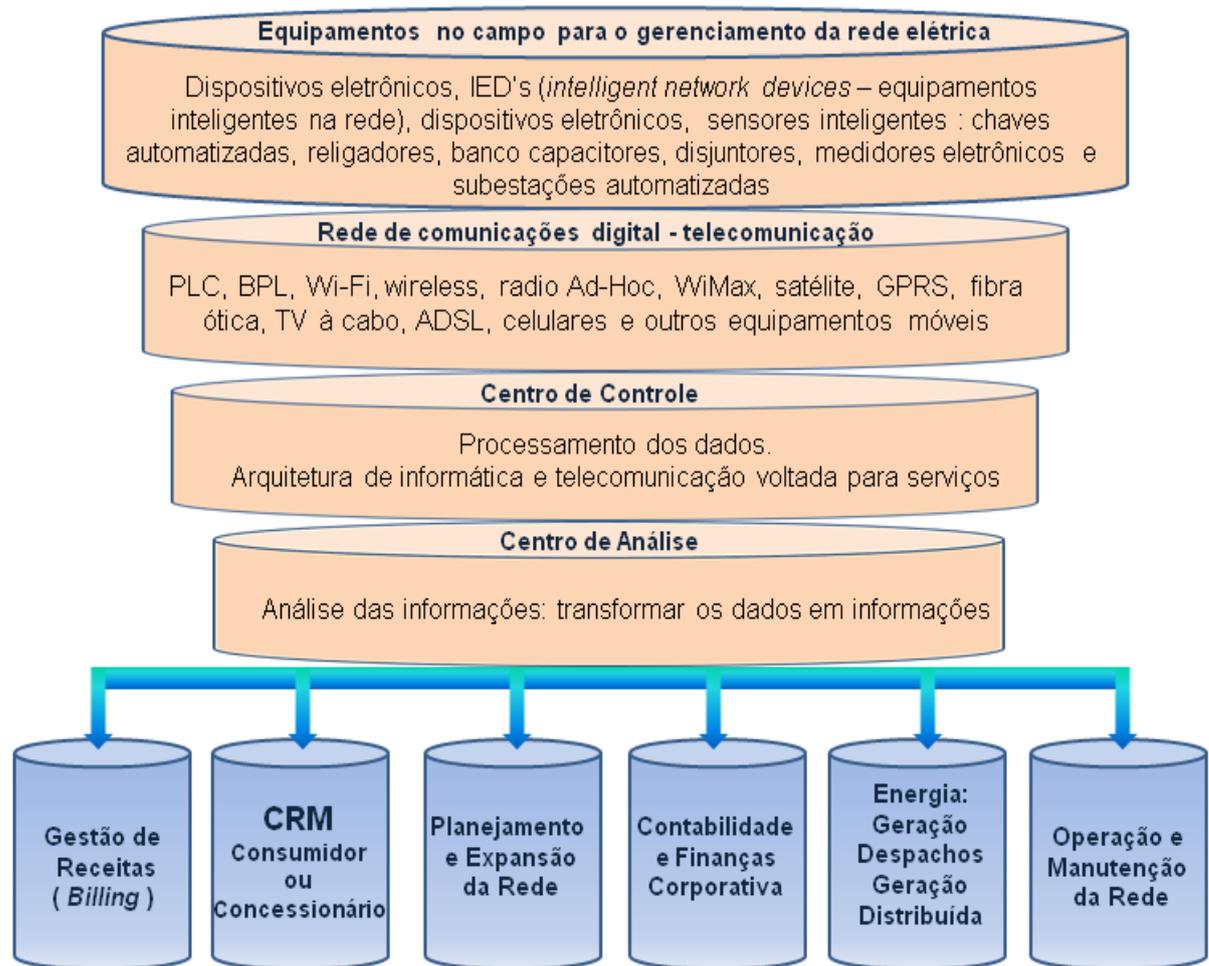


Figura 6. Requisitos para a integração das estruturas de distribuição de energia e de telecomunicação. (8)

A segunda dimensão corresponde à constituição de um sistema de comunicação entre a dimensão anterior e os centros de controle das empresas. Esta comunicação será feita através de uma rede de comunicações digital – telecomunicação digital – com a utilização de equipamentos com diversas tecnologias, como PLC, BPL, Wi-Fi, equipamentos de rede para computadores sem fio (“wireless”), radio “ad hoc”, WiMax, satélite, GPRS, fibra ótica, TV a cabo, ADSL, celulares e outros equipamentos móveis.

O padrão Wi-Fi (“Wireless Fidelity” ou Fidelidade Sem Fio) opera em frequências que em termos internacionais não necessitam de licença para operação. No Brasil, entretanto, para seu uso comercial é necessária a licença da Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel - Resolução número 272, de 9 de agosto de 2001, que aprova o regulamento do serviço de comunicação multimídia). Esse equipamento utiliza o protocolo IEEE 802.11 (27). Para

acessar a internet através de rede Wi-Fi deve-se estar ao alcance ou na área de circunscrição de um ponto de presença ou de acesso conhecido por “hot spot”.

O rádio “ad hoc” é utilizado na montagem de uma rede de comunicação em curto espaço de tempo. “Ad hoc” é um termo de origem latina cuja tradução é “para um fim específico”, “para isto” ou “para esta finalidade”. Uma vez que uma infra-estrutura fixa não é um pré-requisito, uma rede “ad hoc” pode ser preparada em curto espaço de tempo. Tal característica torna essas redes adequadas a situações em que não haja outra infra-estrutura de comunicação presente ou uma rede preexistente não possa ser usada por problemas operacionais. Os componentes utilizam dispositivos que se ligam a outros equipamentos de forma independente e em qualquer direção. O equipamento mantém a comunicação e sempre encaminha o tráfego de dados otimizando a direção dos sinais, ou seja, as rotas de comunicação. Se um dispositivo apresentar dificuldade de contato, ele roteia automaticamente para outro. A principal função desse equipamento é manter a continuidade da informação.

A rede “ad hoc” sem fio pode ser utilizada no Brasil para “Serviços Limitados Privados”, devendo seguir o Decreto nº 2.197, de 8 de abril de 1997, e da norma número 13/1997 da Anatel, que tem por objetivo estabelecer as condições aplicáveis à outorga de autorização. A exploração desse serviço de comunicação poderá ser feita enquadrando-se na modalidade “Serviço de Rede Privado”, ou seja, serviço não aberto à correspondência pública e destinado a prover telecomunicação a uma mesma entidade, entre pontos distribuídos, de forma a estabelecer uma rede de telecomunicações privada.

O padrão IEEE 802.16, para WiMax (“Worldwide Interoperability for Microwave Access” ou Interoperabilidade Mundial para Acesso de Micro-ondas), publicado em 2002, especifica uma interface sem fio para redes metropolitanas. O padrão WiMax tem como objetivo estabelecer a infra-estrutura de conexão de banda larga (última milha ou “last mile” - ligação direta com o consumidor) oferecendo conectividade para uso doméstico, empresarial e em outros pontos em que seja necessária a difusão do sinal de telecomunicação.

O GPRS (“General Packet Radio Service”) é um serviço não baseado em voz, permitindo o envio e recepção de informações através da rede telefônica móvel. Por sua vez, a tecnologia de comunicação ADSL (“Assymmetric Digital Subscriber Line” ou Linha Digital Assimétrica

para Assinante) permite a transferência digital de dados de modo rápido, em alta velocidade, por meio de linhas de telefone.

A terceira dimensão de uma empresa do setor elétrico corresponde à montagem do “Centro de Controle de Processamento”, o qual deve possuir arquitetura de informática e telecomunicação voltada para serviços, concentrando os dados vindos do campo. Esse centro deve armazenar e informar os recebimentos adequados de todos os equipamentos instalados no sistema.

A quarta dimensão corresponde ao “Centro de Análise das Informações”, que deve transformar os dados em informações. É necessário fazer a diferença entre dados e informações [28]: dados representam a leitura essencial de um parâmetro, geralmente um parâmetro físico. Informação significa o entendimento preciso do que o parâmetro físico representa. A perspectiva, considerando as extensões das redes elétricas, é de que uma grande quantidade de dados será originada. O embrião desse centro é representado atualmente pelos centros de atendimento telefônicos das empresas de energia (“call-centers”), gerando estatísticas que permitem identificar linhas de distribuição cujo desempenho deve ser melhorado. Entretanto, os “call-centers” são considerados áreas passivas e unidirecionais, ou seja, aguardam a manifestação do consumidor, do agente distribuidor de energia ou de agentes reguladores para que uma providência seja tomada.

O “Centro de Análise das Informações” deve transportar as informações para as áreas tomadoras de decisão e de controle de ações corporativas da empresa. Algumas informações acionarão despachos automáticos no sistema. Para atingir esse desempenho os profissionais das empresas de energia devem receber as informações no formato adequado.

O “Centro de Análise das Informações” deve transportar as informações para os profissionais responsáveis pelas áreas de controle de receitas da empresa (“billing”), relacionamento com reguladores e geradores, comercializadores ou consumidores, áreas de planejamento da rede, contábil, suprimento, operação e manutenção do sistema. Deve também fornecer relatórios com índices de desempenho diversos e, sobre certas condições operativas, fornecer informações de uma região de forma a racionalizar a geração de energia, reduzindo o impacto sobre o meio ambiente. Deve fornecer informações – obtidas de sistemas georeferenciados, satélites e fotos - de forma a aumentar a segurança em operações, reduzindo os acidentes operacionais.

A rede elétrica “modernizada” ou “inteligente” executará continuamente o auto diagnóstico para detectar, analisar, localizar e responder, em tempo real, as necessidades das condições operativas, restabelecendo os componentes de rede ou áreas afetadas por alguma condição incomum, com um mínimo de intervenção humana. Agindo como um sistema imune, a rede auto recuperável ajudará a manter a confiabilidade, a segurança, a qualidade da energia e a eficiência da rede elétrica. Assim, a “moderna” rede elétrica, além de requerer uma mudança na infraestrutura de campo, requererá um massivo uso de aplicações e ferramentas computacionais de tempo real para habilitar operadores, despachantes e gerentes na tomada de decisão. Particularmente, o suporte às decisões com a melhoria das interfaces ampliará em muito a capacidade humana de decisão em todos os níveis da rede.

Na dimensão da infraestrutura de comunicações, tecnologias de banda larga, com alta velocidade, completamente integrada, tornarão a “moderna” rede uma plataforma dinâmica, interativa para informações em tempo real e intercâmbio de potência. Uma arquitetura aberta criará um ambiente que permitirá aos componentes da rede remotamente administrar todo o sistema.

2.3 Serviços Associados à Rede Inteligente

A matriz energética do sistema elétrico brasileiro é baseada principalmente em energias renováveis, forte predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários. O sistema interligado nacional integra diversas bacias hidrográficas e o transporte da energia possui proporções continentais.(29)

A interligação dos sistemas no Brasil foi o processo encontrado para alcançar a segurança na oferta de energia, mantendo o equilíbrio energético. Quando as fontes de energia estão indisponíveis em uma região, ela é compensada por outra região sazonalmente favorecida. Adicionalmente, para complementar a oferta de energia de origem hidroelétrica, aumentando a segurança do sistema, foram construídas novas usinas termelétricas que podem ser despachadas, aumentando a quantidade de pontos de interconexão e a complexidade no gerenciamento do sistema.

Existem 2.218 empreendimentos energéticos em operação no país, gerando 107.802.435 kW (30). De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil terá mais 587 geradoras, adicionando ao potencial do país mais 37.071.436 kW (29). Do total de empreendimentos, 846 são hidrelétricas, que geram 68% da energia elétrica do país, ou seja, 78.979.833 kW. Conforme a ANEEL, mais 316 usinas movidas a energia hidráulica entrarão brevemente em operação.

Dados do Ministério de Minas e Energia avaliam que o potencial energético dos rios brasileiros pode chegar a 258.410 MW e que apenas 28,2% são aproveitados (30). As três grandes bacias hidrográficas do país - Amazonas, Paraná e São Francisco - cobrem 72% do território nacional e concentram 80% do volume de água do país. Com isto a complexidade no gerenciamento do sistema de geração e transmissão é crescente. (30)

Com relação à distribuição de energia ao consumidor, existem áreas com alta densidade populacional e outras onde as diferenças socioeconômicas são acentuadas.

O governo possui uma visão evolutiva do setor. O atual modelo do setor elétrico é consequência das leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004, que criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico.

O Governo adotou leilões de vendas de energia cujo vencedor é o investidor que oferece o preço mais baixo. A operação é registrada através de contrato estabelecido entre as partes e ocorre a constituição de garantias para assegurar o cumprimento do estabelecido formalmente. Os leilões ocorrem em dois ambientes: o “Ambiente de Contratação Regulada”, do qual participam geradoras e distribuidoras, e o “Ambiente de Contratação Livre” para negociação entre geradoras, comercializadoras, consumidores livres, exportadores e importadores. Esse processo desenvolveu-se para garantir a oferta de energia, porém não existe um programa governamental formalmente preparado para a gestão da demanda.

Há significativas perdas na transmissão em consequência das distâncias entre as fontes de geração e distribuição e as perdas técnicas e comerciais nas distribuidoras são acentuadas em

consequência das diferenças socioeconômicas. É função da ANEEL fixar tarifas justas para o sistema, que estabeleçam receitas capazes de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.(31)

Os investimentos realizados no setor devem ser preservados e as estratégias para cada segmento do sistema - geração, transmissão, distribuição e comercialização - indicam um caminho lento para modernização, que no conceito da “smart grid” deve compreender a gestão integrada tanto das condições de oferta quanto de demanda de energia.

A Figura 7 mostra, por setor de energia, a estrutura do modelo de negócio para o smart grid, indicando funções tanto para a oferta quanto para a demanda de energia. A estrutura evolutiva do setor, que sofre um processo sistemático de fiscalização e acompanhamento dos órgãos reguladores, requer uma gestão eficiente tanto da oferta quanto da demanda de energia. É provável que o atual desenvolvimento assimétrico, que privilegia a oferta de energia, traga como consequência uma implantação lenta e gradual da rede elétrica inteligente no Brasil.

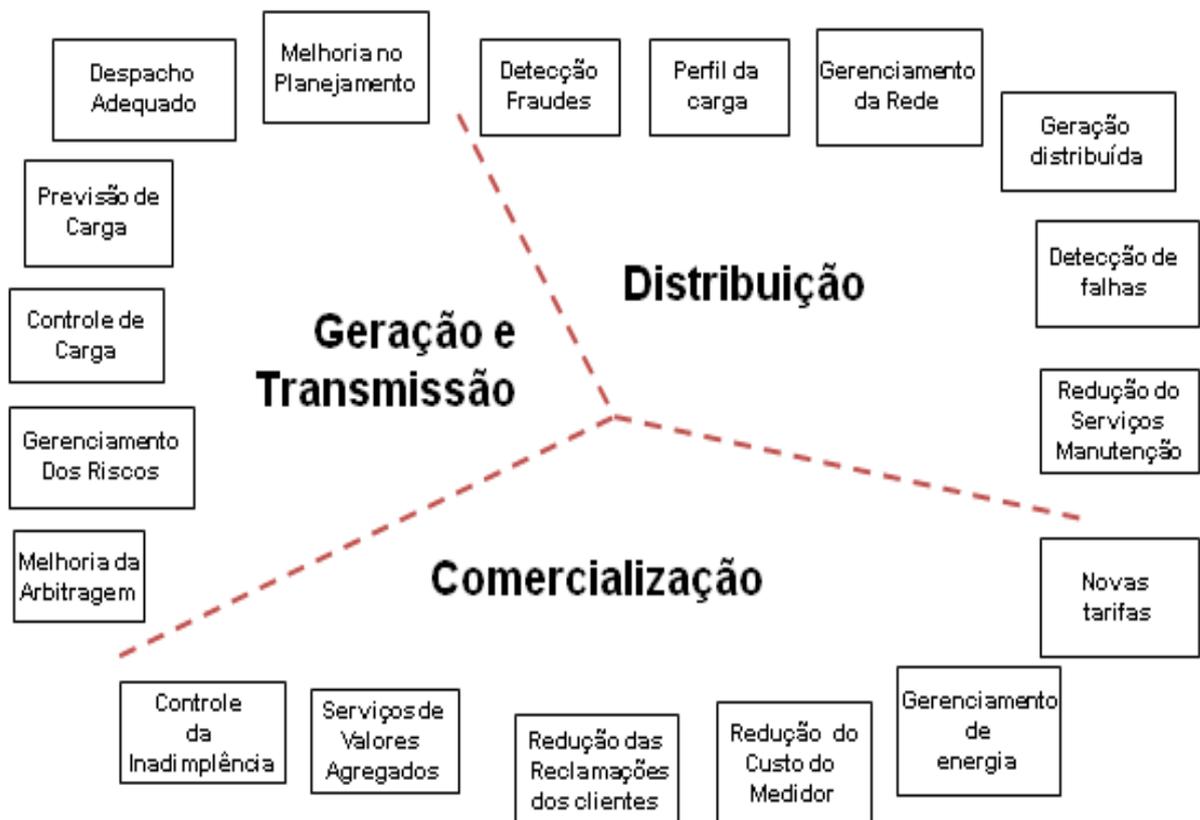


Figura 7. Estrutura setorial incluindo novos serviços e previsão de redução de custos do medidor com as funcionalidades esperadas. (8)

Segundo Farhnangi (28), apesar da tecnologia AMR (“Automated Metering Reading”) se mostrar inicialmente atrativa, as empresas do setor elétrico sabem que este procedimento não tem por objetivo resolver ou controlar a demanda e, portanto, não representa um requisito básico para uma rede inteligente. A capacidade da tecnologia AMR é de apenas ler os dados do medidor. Para este autor, apesar de ser originalmente programado para a rede inteligente, este não colabora efetivamente porque deveria permitir o controle em todos os níveis do sistema. Sendo essa a premissa básica da rede inteligente, a previsão feita é de que a tecnologia AMR terá vida curta. Desta forma, o autor sugere que as concessionárias, antes de investir na tecnologia AMR, realizem investimento diretamente na AMI (“advanced metering infrastructure”), que permite uma comunicação bidirecional com o sistema de medidores e fornece um conjunto maior de informações e serviços para o consumidor. Essa tecnologia atende melhor as condições de gestão tanto da oferta quanto da demanda de energia.

Essa visão beneficia diretamente a comercialização de energia ao melhorar a avaliação da carga necessária no sistema e mostra que as possibilidades de investimentos diretamente relacionados ao fornecimento de serviços e benefícios com estrito foco no consumidor podem ser mais atrativas. O contato com o consumidor, em uma relação bidirecional, pode fornecer imediatamente um maior retorno sobre os investimentos. A Figura 8 mostra a relação esperada entre o retorno do investimento, a tecnologia adotada e as funções previstas por uma rede inteligente.

No Brasil, o crescimento da demanda de energia elétrica projetado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em maio de 2010 (32) é de 5,1% ao ano no período de 2010-2019, o que torna necessário agregar o equivalente a aproximadamente 6.300 MW de nova capacidade (ou 3.333 MW médios de energia firme) ao ano nos próximos 10 anos.

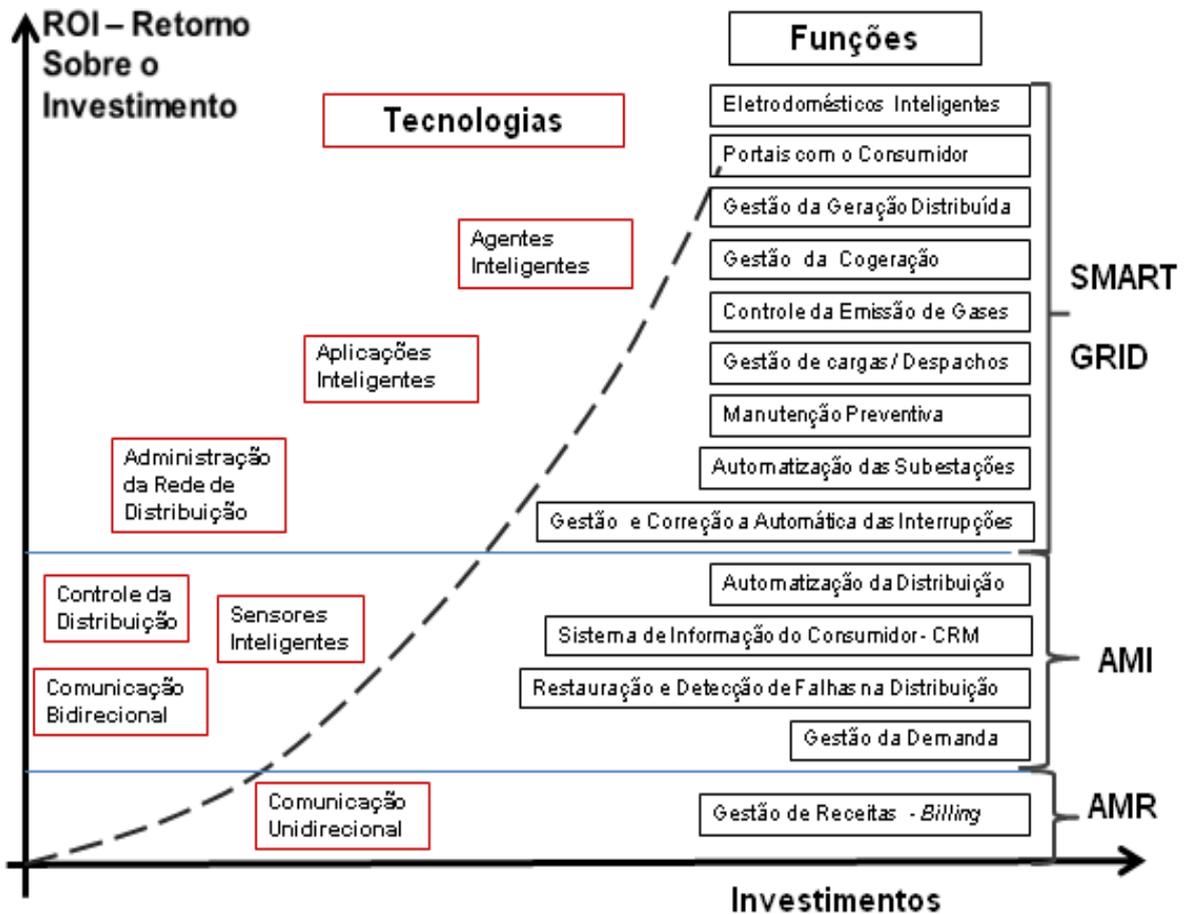


Figura 8. Retorno sobre o investimento da rede inteligente (“Smart Grid”) – Adaptado de Farhangi (27).

Os investimentos na oferta de energia elétrica nesse período deverão ser de R\$ 214 bilhões, sendo de R\$ 175 bilhões na geração e R\$ 39 bilhões na transmissão. A economia com eficiência energética no que diz respeito à energia elétrica representa aproximadamente 23 mil GWh, o que equivale a evitar a construção de uma usina hidrelétrica de 5 GW (32). Aumentar a oferta de energia é a prioridade do planejamento do setor elétrico brasileiro.

3 APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA

Este capítulo tem o objetivo de analisar a experiência internacional e brasileira a respeito das redes inteligentes.

Inicialmente são fornecidas informações sobre a demanda mundial de energia, e descritos e examinados os casos dos Estados Unidos, Europa, Canadá e Austrália. A situação do Brasil é então apresentada e, logo a seguir, uma síntese completa o capítulo.

3.1 Experiência Internacional

O crescimento de qualquer país depende das condições de suprimento, fornecimento e demanda de energia elétrica. A modernização da rede centraliza os esforços de um país ou conjunto de países em aumentar a eficiência na geração e distribuição de energia, com intuito de permitir a transição para fontes renováveis e alternativas de geração e integrar as ações de produtores e distribuidores com a dos consumidores. Essa integração reduz a emissão de carbono e garante a prosperidade das gerações atuais e futuras. (33)

Considerando o ambiente internacional, duas organizações são pioneiras na divulgação e desenvolvimento sistemático das funcionalidades e necessidades de padrões e de interoperabilidade de uma rede de energia adequada ao futuro. (34) O “Electric Power Research Institute (EPRI)” a partir de 2005 (35) para os Estados Unidos e a “Directorate-General for Research Sustainable Energy” a partir de 2006 para a Comunidade Européia (24). A expectativa dessas organizações é a de conduzir a evolução da oferta de energia de forma a atender com eficiência, segurança e sustentabilidade o crescimento da demanda.

A Tabela 1 mostra a projeção de consumo de energia realizada pela OECD (“Organisation for Economic Co-operation and Development”) para 2050 (36), e ilustra a ocorrência de menores taxas de crescimento por demanda de energia elétrica em áreas mais desenvolvidas. A OCDE considera nas projeções para 2050 que a menor taxa de crescimento na demanda de energia venha a ocorrer nas regiões desenvolvidas em consequência de mudanças setoriais na estrutura

do consumo. Em certas áreas do mundo, a demanda por energia passa do setor industrial para o de serviços. Em outras regiões, como a China, Índia e demais países da Ásia, ocorre um incremento significativo no consumo de energia em decorrência do crescimento do setor industrial.

Para atender a demanda mundial de energia, a projeção estimada em investimentos em transmissão e distribuição, realizada também pela OCDE, é de que serão necessários montantes entre US\$8,4 e US\$12,3 trilhões até 2050 (36). As reduções nas perdas na transmissão e distribuição são, então, aspectos importantes para melhorar a relação custo/benefício dos investimentos a serem realizados.

Tabela 1: Demanda Mundial e Regional de Eletricidade. (36) Os países membros da OECD são a Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, República Tcheca, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia; Irlanda, Israel, Itália, Japão, Coreia do Sul, Luxemburgo, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, Eslováquia, República da Eslovênia, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos

Região	Demanda por Energia Elétrica em 2007(TWh)	Demanda por Energia Elétrica em 2050(TWh)	Taxa de crescimento 2050 / 2007
Mundo	16 999	36 948	117%
OECD: América do Norte	4 664	6 252	34%
OECD: Europa	3 136	4 071	30%
OECD: Pacífico	1 681	2 311	37%
China	2 856	9 500	233%
Índia	567	3 453	509%
Outros países na Ásia	853	2 822	231%
África	521	1 691	225%
América Latina	808	2 062	155%
Oriente Médio	594	2 437	310%

A Tabela 2 mostra as perdas no sistema de distribuição de energia no ano de 2007. Observam-se perdas mais elevadas em regiões que excluem a América do Norte, Europa e os países do Pacífico. A OCDE tem por hipótese que o cenário futuro indica que as perdas na transmissão e distribuição podem ser reduzidas, juntamente com a redução da emissão de dióxido de carbono (CO₂).

Cada empresa, em sua região ou país, possui características peculiares. Elas seguem processos e possuem planejamentos diferenciados. Podem orientar a ação para uma ou outra operação: ênfase em medidores inteligentes, geração distribuída, gestão de fontes renováveis de energia, gestão da rede de distribuição, eficiência energética, gestão de carga, controle de perdas,

informações da rede, comunicação etc.. As ações das empresas também não são tomadas sem levar em consideração as estratégias em seus ambientes de atuação.

Tabela 2: 2007 – Perdas no sistema de distribuição de energia. (36)

Região	Uso Direto na Geração	Perdas na Transmissão e Distribuição	Usinas de Armazenamento por Bombeamento	Total
Mundo	5%	9%	1%	15%
OECD: América do Norte	4%	7%	1%	12%
OECD: Europa	5%	7%	1%	13%
OECD: Pacífico	4%	5%	1%	10%
China	8%	7%	0%	15%
Índia	7%	26%	0%	33%
Outros países na Ásia	4%	9%	0%	13%
África	5%	11%	1%	17%
América Latina	3%	17%	0%	20%
Oriente Médio	5%	13%	0%	18%

A partir da década de 1990 começaram a surgir análises de estratégias empresariais que deram ao planejamento a abordagem baseada na análise do “conjunto singular de recursos” à disposição da corporação. Os autores dessa abordagem foram Hamel e Prahalad que entendiam que uma estratégia empresarial deveria ser mais ativa e menos reativa. A proposta foi divulgada no livro “Competing for the Future” de 1994 (37). O princípio básico desse planejamento é a existência do acúmulo de conhecimento e de habilidades sobre um conjunto singular de elementos detidos pelos profissionais de uma empresa e que podem ser ofertados aos consumidores, trazendo benefícios futuros e particulares aos seus clientes. A análise desses autores mostra como essa estratégia também determina a rentabilidade da empresa.

Essa abordagem estratégica também pode ser traduzida pelo princípio de que existe um único conjunto de recursos e competências para cada empresa e que somente este conjunto pode ser aprimorado ou desenvolvido. Este conjunto é de difícil transferência ou de imitação por qualquer outra empresa. (38)

A consequência desta abordagem empresarial é que a seleção da melhor estratégia sempre estará alinhada aos recursos, capacidades e riscos de cada organização, que dessa forma aperfeiçoa as oportunidades de rentabilidade no seu ambiente. Com isso, cada empresa pode assumir diferentes posições diante da adoção de uma inovação ou funcionalidade para aperfeiçoar ou inovar o conjunto de elementos à disposição da corporação.

Ao estabelecer os planos para o futuro, os conjuntos únicos de recursos associados ao ambiente interno e externo de uma empresa irão atuar como sujeitos que determinarão o desenvolvimento de projetos diferentes e singulares para cada corporação e que ao final causarão uma rentabilidade diferenciada para cada empreendimento. Dessa forma, também são consideradas as características da região, necessidades empresariais, situação atual e estrutura regulatória.

Para o setor elétrico, a composição de ambiente e estrutura empresarial, conhecimentos, eficiências obtidas e externalidades estarão representadas no valor final do preço da energia elétrica.

O Gráfico 1 compara as tarifas internacionais de eletricidade. Não são iguais porque as empresas possuem características intrinsecamente diferentes. A tarifa de energia do Brasil é mostrada com e sem os efeitos dos impostos.

A tarifa de energia elétrica no Brasil, conforme o estudo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (39), é a mais cara do mundo. Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a energia hidráulica correspondeu, em 2009, a 76,9% da oferta interna de energia elétrica (40). Na Noruega, 98,7% da energia provêm de hidrelétricas (39), no entanto, esse país não pode controlar suas reservas de água na medida em que o fluxo é dependente do degelo das montanhas. No Canadá, 57% de sua energia são provenientes de recursos hídricos. (39)

Apesar das estratégias relacionadas pela EPRI e pela “Directorate-General for Research Sustainable Energy” da Comunidade Européia, a geração e as redes de transmissão e distribuição ainda não estão adequadamente observadas, acompanhadas e/ou controladas e necessitam de novos métodos analíticos para aumentar a confiabilidade e qualidade (41). Várias empresas têm desenvolvido e aplicado tecnologias pretendendo criar uma rede inteligente. Entretanto, a tendência geral dessas aplicações foi a instalação de uma tecnologia que atua de maneira isolada, sem o objetivo estratégico de integrar-se a um conjunto de outras tecnologias que fornecessem a informação geral da situação de um sistema elétrico. Houve apenas a aplicação de uma tecnologia que resolvia ou colaborava na tomada de uma ou poucas decisões, sem ter a preocupação de integrar-se a outras. As aplicações tecnológicas não estabeleciam processos integrados que pudessem formar a rede inteligente.

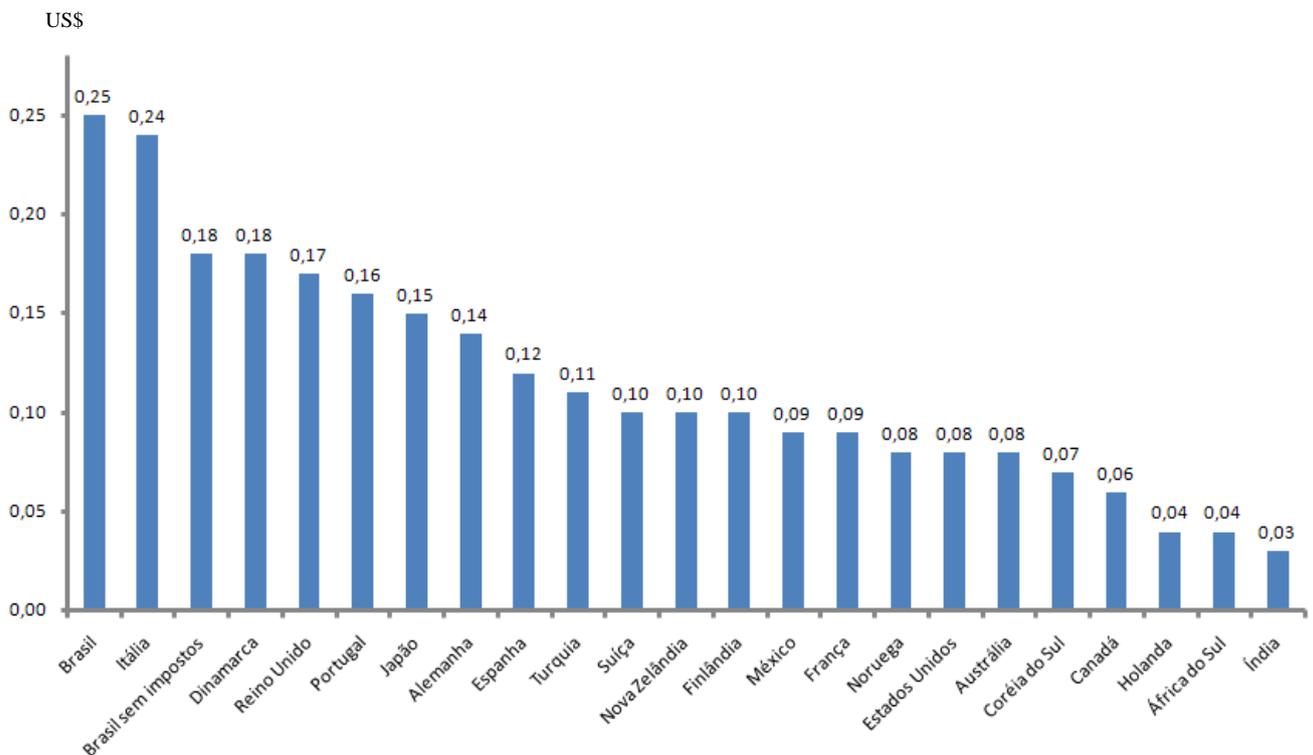


Gráfico 1: Comparação das Tarifas Internacionais de Eletricidade. Tarifas médias de eletricidade em 2007 em dólares norte-americanos (US\$). (39)

Os países da América do Norte e da Europa têm como denominador comum o conhecimento da existência de vários equipamentos e de tecnologias de supervisão e de monitoramento que podem ser instalados nas redes elétricas de alta, média e baixa voltagem que a tornam mais inteligente e flexível do que elas são atualmente. A principal mudança é a percepção de que esses equipamentos e tecnologias podem integrar-se e estabelecer um processo que adiciona segurança, economia e sustentabilidade no fornecimento de energia.

Uma grande variedade de sensores, equipamentos, protocolos de comunicação tem sido projetada para apoiar a formação de uma rede inteligente, indicando não haver problemas na tecnologia, mas na integração entre os equipamentos com os objetivos e processos estabelecidos nas empresas.

Esta integração é que pode não estar permitindo um modelo de negócio favorável – ou seja, positivo para as empresas. Às vezes existe muita tecnologia empurrando os negócios e muito

pouco mercado puxando (42) o uso das disponibilidades tecnológicas. A indicação inicial é de que a rentabilidade oferecida pelas tarifas de energia não está sendo suficiente para implantar uma estratégia empresarial mais ativa e favorável aos consumidores como a proposta por Hamel e Prahalad.(37)

A Figura 9 mostra o sistema de transmissão em alta tensão nos Estados Unidos, sendo a região leste a que apresenta maior concentração de linhas de transmissão.

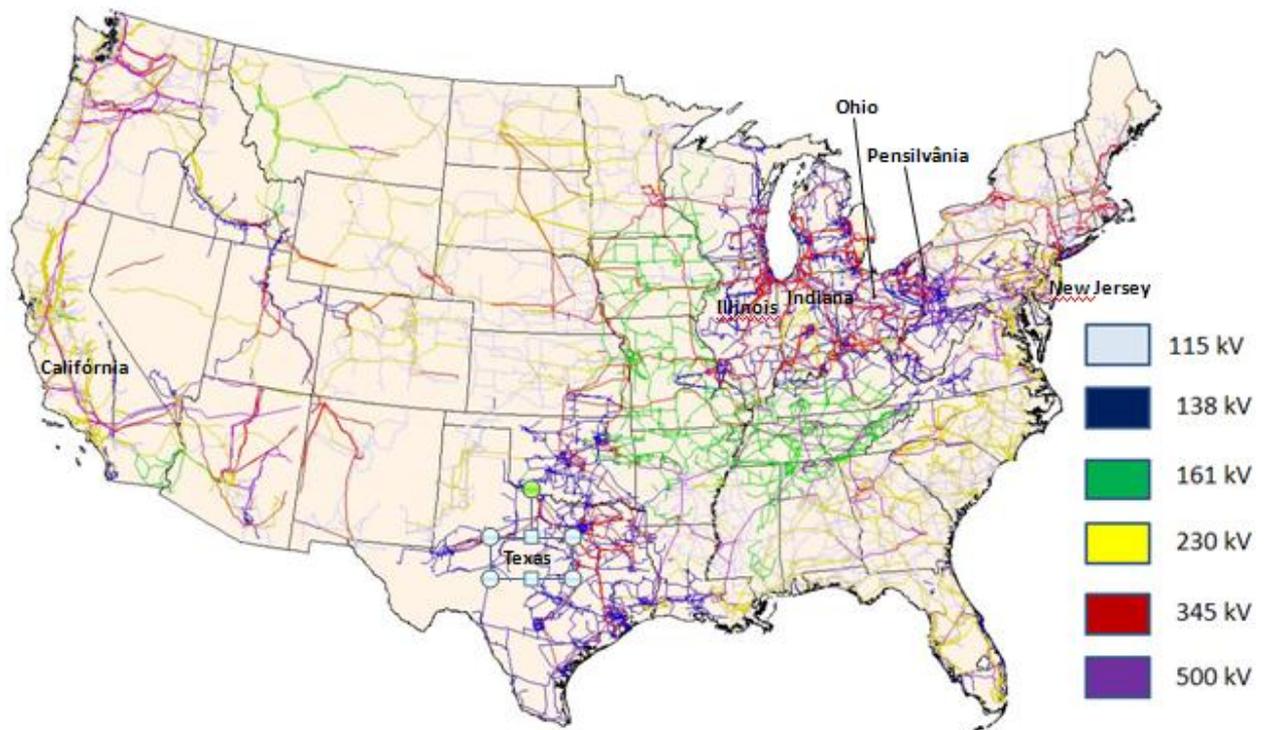


Figura 9: Rede de Transmissão de Energia Elétrica nos Estados Unidos. (43)

A Figura 9 mostra que as redes de alta tensão estão concentradas nos estados da Pensilvânia, Ohio, New Jersey, Indiana, Illinois e Michigan. Também existe uma grande concentração ao sul do país, no estado do Texas, e no oeste, no estado da Califórnia.

O Congresso americano aprovou, em 2009, o “American Recovery and Reinvestment Act (ARRA)” (44), que consistiu de um pacote econômico dotando o país de recursos para superar o período de recessão americana iniciado em 2007/2008. O objetivo do ARRA foi o de estimular a criação de emprego, conceder incentivos fiscais federais em diversos setores, como o agrícola e industrial, estímulos à educação, saúde e infra-estrutura, incluindo o setor da

energia. As medidas totalizaram o valor de US\$ 787 bilhões. Através desse ato foi destinado um fundo de US\$ 4,5 bilhões para a “Distribuição de Eletricidade e Segurança Energéticos” e orientado para o desenvolvimento da rede elétrica inteligente, pesquisas em armazenagem de energia e treinamento de mão de obra nesse segmento.

A Figura 10 mostra os estados que receberam recursos do ARRA para o setor de energia. O governo americano destinou recursos para concessionárias, empresas de desenvolvimento, integradores, organizações e companhias que colaboram na elaboração de padrões e de análise da interoperabilidade entre sistemas e equipamentos e também a grupos organizados de consumidores que colaboram com o desenvolvimento do conceito de sustentabilidade energética e de responsabilidade ambiental na área de energia.



Figura 10 – Investimentos em rede inteligente nos Estados Unidos. (45)

Observa-se que os investimentos em rede inteligente nos Estados Unidos estão concentrados no lado leste do país, porém a totalidade dos estados possui projetos. O resultado dos investimentos será um teste do conceito sobre uma enorme área. A intenção do governo com isso é estimular a progressiva transição da tradicional rede elétrica para outra integrada com os elementos de comunicação.

Conforme a "Greentech Media Research" (46), até o final de julho de 2010, dez estados (do total de 50) tomaram 57 % - ou US\$ 2,6 bilhões -, dos US\$ 4,5 bilhões oferecidos pelo

“ARRA” e destinados à rede elétrica inteligente. Esses 10 estados são reconhecidamente os pioneiros nos Estados Unidos na estratégia e desenvolvimento dessa plataforma inteligente.

Os 10 estados que receberam esses recursos foram a Califórnia (US\$ 303,4 milhões); Colorado (US\$ 24,1 milhões); Florida (US\$ 467,2 milhões); Massachusetts (US\$ 28,3 milhões); New Jersey (US\$ 212,4 milhões); New York (US\$ 232,2 milhões); North Carolina (US\$ 403,5 milhões); Ohio (US\$142,4 milhões); Pensilvânia (US\$ 466,3 milhões) e Texas (US\$ 285,6 milhões) (46). Os 10 estados estão desenvolvendo a rede inteligente e, apesar de perseguirem um objetivo final comum, cada um deles segue, nesse momento, motivações e caminhos diferentes.

O objetivo comum dos projetos é o de aumentar a eficiência da rede, ajustar padrões de transmissão e testar e desenvolver uma “plataforma inteligente de comunicação” associada à rede elétrica. Os projetos devem permitir a operação da rede de distribuição em uma grande área, comutação de cargas entre regiões, analisar e desenvolver a regulamentação, educar e analisar a adaptação dos clientes às novas informações e padrões de consumo de energia, propor o desenvolvimento de tarifas diferenciadas, adequação das redes a novos produtos como a adaptação aos veículos elétricos, conservação de energia e o acionamento de diversos dispositivos de uma residência de forma a possibilitar a “automação doméstica”.

Ainda conforme a "Greentech Media Research" (46), 5 % dos americanos ao final de 2009 estavam equipados com alguma forma de tecnologia associada à rede inteligente. Este número deve crescer dez vezes até 2014. Conforme o “U.S. Census Bureau”, a população norte-americana em 2009 era de 307 milhões de habitantes.

A Califórnia é o estado mais ativo no desenvolvimento da rede inteligente (47). A estratégia básica da criação da rede inteligente consiste na concepção de um sistema de comunicação apoiado nas funcionalidades dos medidores inteligentes que serão instalados em todos os consumidores de energia até 2015. Outro objetivo é o desenvolvimento de uma estrutura visando à conservação de energia. Este projeto também deve permitir que as concessionárias e outras empresas interessadas desenvolvam a integração entre a rede de energia e os veículos elétricos, estimular o programa da eficiência energética, de geração distribuída, permitindo a prática de tarifas de eletricidade diferenciadas (“implement dynamic electricity prices”).(47)

Os medidores inteligentes mudam o tradicional sistema de medição de energia. O medidor inteligente possui equipamentos tecnicamente avançados que estão combinados com um sistema bidirecional de comunicação. A informação recebida do consumidor é enviada diretamente para as áreas de gestão de carga e de “billing” da concessionária. A concessionária pode enviar para este equipamento diversas informações que podem ser úteis para o consumidor. Esse medidor pode fornecer informações mais acuradas do consumo de energia, perfil de carga do consumidor e sinalizar os períodos de ocorrência de tarifas diferenciadas ou incentivadas (“dynamic electricity prices”). Os medidores inteligentes permitem a medição integrada de energia, água e gás e podem admitir a automação de equipamentos instalados no consumidor.

Os componentes básicos de um medidor inteligente incluem equipamentos que permitem grande capacidade de armazenagem de informações, mostrador digital e equipamentos de programação para permitir o controle de automação residencial do cliente. O medidor inteligente permite o controle da demanda de energia e é um dos elementos básico para a rede inteligente.

O estado do Texas planeja criar até 2014 um portal de informações e monitoramento da rede elétrica que ficará disponível às empresas concessionárias e aos residentes do estado. Além disso, está desenvolvendo diversos serviços de monitoramento de energia com o medidor inteligente que podem resultar em uma tarifa de energia menor para o consumidor.(48)

Os reguladores do estado da Pensilvânia desejam estabelecer as condições para a existência de uma grande infraestrutura altamente interativa entre os níveis de geração, transmissão e distribuição no prazo de 15 anos. (49) Essa infraestrutura deverá estar disponível com a interligação entre os novos medidores inteligentes de energia. A intenção é a gestão da demanda de energia.

Um decreto do estado de Massachusetts determina que as quatro maiores concessionárias desenvolvam o piloto de uma rede elétrica inteligente. O estado é importador de energia e necessita trabalhar com seus estados vizinhos, particularmente com o operador da rede de transmissão de toda a região de New England (que além de “Massachusetts” é formada por mais cinco estados: Connecticut, Maine, New Hampshire e Rhode Island). Será desenvolvida uma base completa de atendimento à demanda de energia pelo cliente e o desenvolvimento de

um sistema de “cyber security” integrado com toda a rede de transmissão e distribuição da região. (50)

O estado de New York criou um consórcio para desenvolver a rede inteligente em que participam empresas públicas, privadas e universidades. (51)

Os estados de New Jersey, Ohio e North Carolina (45) reconhecem a importância da criação da rede inteligente na geração de empregos e realizam investimentos nas linhas de transmissão e distribuição de energia, eliminando diferenças regionais e adequando aos padrões existentes na integração nacional. A Flórida (45) desenvolve a rede inteligente com o objetivo de tornar mais eficiente a distribuição e o modelo de negócio, apesar de não haver uma determinação legal ou regulatória sobre a rede inteligente.

Colorado formou uma parceria entre o estado e as concessionárias para conhecer e desenvolver todas as funcionalidades empresariais, sociais e ambientais da rede inteligente. (52)

É conveniente mencionar que o desenvolvimento da rede inteligente está resultando em atritos entre os consumidores e os concessionários. Em diversos estados, os clientes têm reclamado dos medidores inteligentes, argumentando que não estão medindo corretamente e que as suas contas de energia têm aumentado de valor. Conforme pesquisas realizadas pelo governo e concessionárias, tem havido dois problemas: a existência de problemas técnicos com os medidores e a falta de campanhas educacionais (53) de esclarecimento aos consumidores sobre esses medidores.

A Comunidade Européia está procurando articular o desenvolvimento da rede elétrica de forma integrada com todos os países do acordo. Cada uma das concessionárias também possui estágios diferenciados com relação à rede inteligente.

Para esses países, foi definido que o futuro do sistema de energia deve encontrar programas associados à redução da emissão de carbono, integração com novas fontes renováveis de energia - com menor uso de combustível fóssil, cidades e residências inteligentes, convivência com veículos elétricos, regulamentação adequada às inovações que podem ser adotadas e um sistema de geração, transmissão e distribuição integrado com os consumidores tendo um

suprimento de energia a baixo custo e sustentável. Esses princípios foram inicialmente formalizados pela comunidade europeia em 2005. (54)¹.

O desenvolvimento do sistema de energia elétrica na Europa não acontecerá sem a integração da rede inteligente com o uso de processos, tecnologias e soluções bem próximos ao consumidor. (55)

Os princípios em direção à rede inteligente para todos os países da Comunidade Europeia foram inicialmente estabelecidos na “Estratégia de Lisboa” (56), cuja estrutura básica está mostrada na Figura 11. Os objetivos da estratégia são o desenvolvimento sustentável, a modernização e o desenvolvimento de um modelo social europeu de energia promovendo o crescimento econômico, estimulando a geração de emprego e consciente da necessidade de controle dos gases geradores do efeito estufa (CO₂, SO₂, NO_x e outros gases poluidores).



Figura 11: A Estratégia de Lisboa para o desenvolvimento sustentável da Europa tem os objetivos descritos sobre um triângulo e presume o aumento de confiabilidade, segurança e eficiência do sistema europeu de geração, transmissão e distribuição. (24)

¹ Meta 20/20/20: 20% mais energia renovável, 20% menos carbono e 20% mais eficiência até o ano 2020.

A Figura 11 mostra o triângulo cujos lados representam os aspectos básicos que foram definidos para orientar o desenvolvimento da rede inteligente europeia. (24)

O lado do triângulo denominado “mercado interno” europeu está relacionado ao desenvolvimento e crescimento desse mercado, com a constituição de uma estrutura regulatória adequada e promoção sistemática das estratégias competitivas. Deve ser estimulada a competitividade apoiada no progresso tecnológico e na inovação. Como resultado, o mercado interno deve promover o benefício do cidadão europeu apoiado sobre uma grande variedade de serviços e com redução no preço do serviço de eletricidade.

O lado da “segurança de fornecimento” mostra que qualquer sociedade moderna depende de um fornecimento seguro de energia. Países sem recursos fósseis podem ficar fragilizados caso não tenham disponibilidade de energia renovável. Além disso, a idade da rede de distribuição de energia pode reduzir a confiabilidade e a qualidade da energia distribuída. Esta análise significa que é tempo de redesenhar a rede de energia, o que requer investimentos significativos.

O terceiro lado do triângulo tem o compromisso entre a questão ambiental e econômica. As pesquisas e o desenvolvimento econômico devem ajudar a identificar (24) tecnologias que apresentem uma relação adequada entre os custos de implantação e a preservação do meio ambiente.

Considerando a integração europeia, o sistema elétrico desse continente é o maior sistema de distribuição de energia do mundo e serve 430 milhões de pessoas (57), com 230 mil quilômetros de linha de transmissão com níveis de voltagem entre 220 kV e 440 kV e 5 milhões de quilômetros de linha de distribuição em média e baixa voltagem. Incluindo todas as estações de transmissão e distribuição, o investimento total é estimado em € 600 bilhões, resultando um valor investido de € 1,4 mil por pessoa.

Uma parte significativa da rede de eletricidade europeia foi instalada há mais de 40 anos. De acordo com a “International Energy Agency” (57), aproximadamente € 500 bilhões serão investidos até 2030.

Ainda conforme a “International Energy Agency” (57), os países da comunidade européia têm a obrigação de reduzir a emissão dos gases causadores do efeito estufa (CO₂, SO₂, NO_x e outros gases poluidores) em 20 % até 2020, comparado com a base de 1990. Até 2050, a intenção é a de uma redução entre 60 % e 80 % com relação ao mesmo ano base.

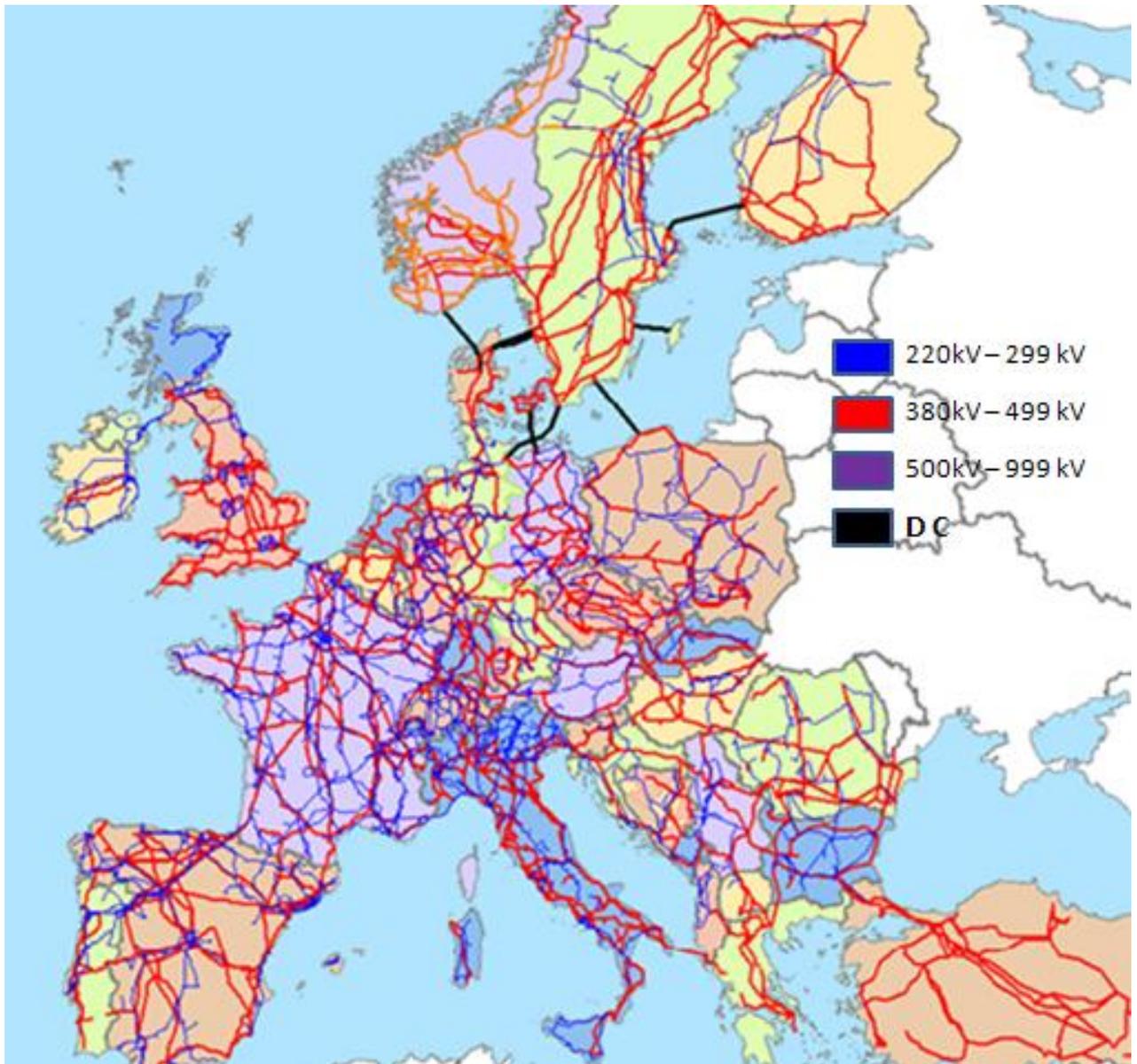


Figura 12: Rede de transmissão da Europa. (43)

A Figura 13 mostra o estágio das instalações de medidores inteligentes nos países da Comunidade Européia. Os indicados como “primeiros países a adotar princípios da tecnologia” instalaram esses medidores em projetos definidos pelas próprias concessionárias de energia. Na Itália, o “Progetto Telegstore” (58) iniciou em 2001 e instalou 32 milhões de medidores.

Na Suécia, Finlândia e Dinamarca, a penetração dos medidores inteligentes está acima de 50% e os programas ainda estão em andamento.(58)

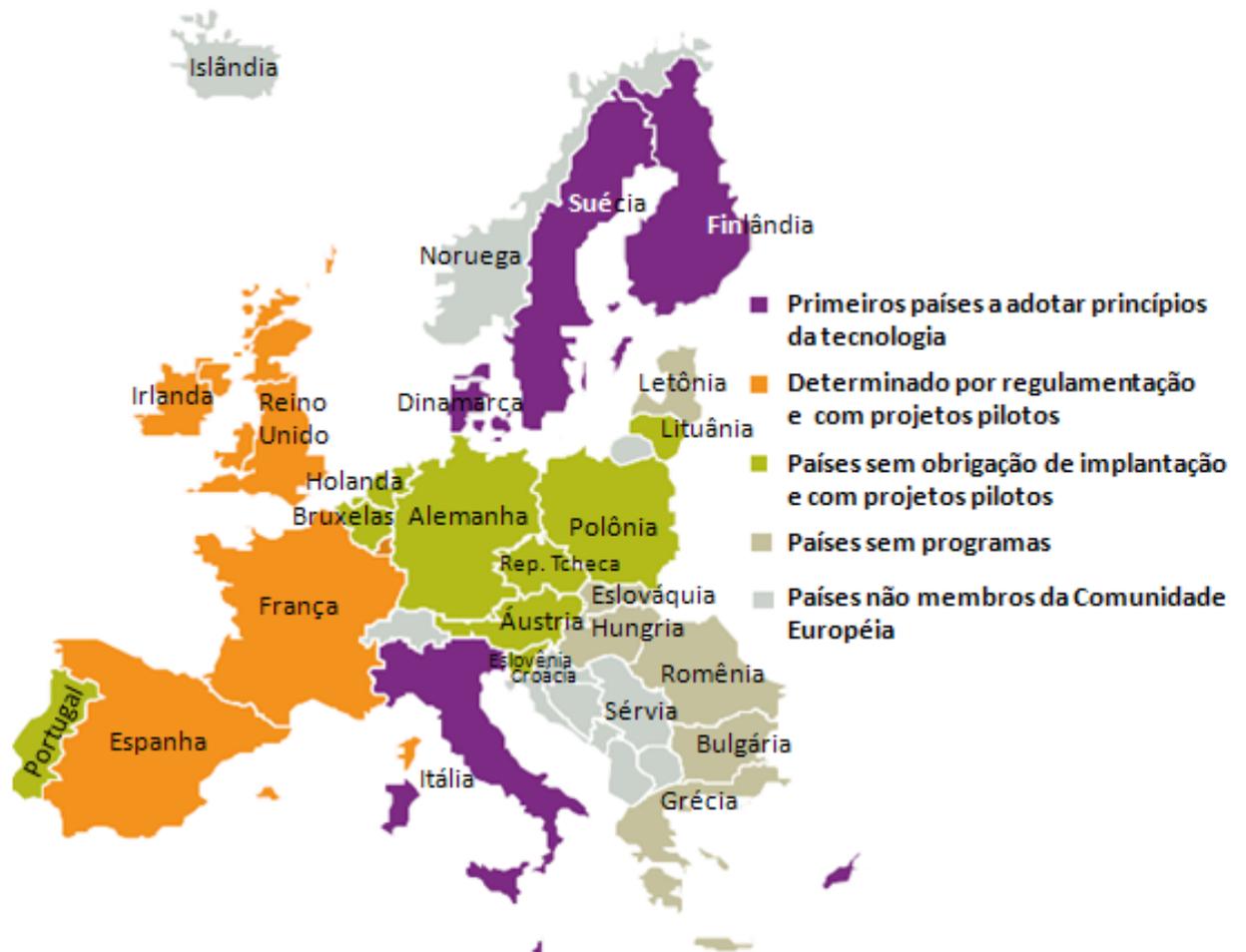


Figura 13: Evolução da instalação de medidores inteligentes em países da Comunidade Europeia. (59)

Nos países em que a instalação de medidores inteligentes é “determinada por regulamentação e com projetos pilotos”, os governos impuseram limites: 2016 na França, 2018 na Espanha e 2020 no Reino Unido.

Nos “países sem obrigação da implantação de medidores inteligentes e com projetos pilotos” em andamento, como a Alemanha e a Holanda, as concessionárias têm instalado os medidores, oferecendo vantagens como a conexão com a internet para os consumidores. Na Alemanha, o custo do medidor é cobrado do consumidor e as concessionárias locais realizaram diversas parcerias com os fornecedores para viabilizar o projeto.

Entre os países da Comunidade Européia, a Itália pode ser considerada a pioneira mundial no emprego da tecnologia da rede inteligente. Ainda quando o conceito de rede inteligente não era empregado, a ENEL Distribuzione S.p.A. (maior concessionária de energia da Itália, fornecendo energia para Roma, Milão, Nápoles e Veneza) iniciou, em 2001, a instalação de medidores inteligentes para 32 milhões de consumidores.(58)

No período de 2001 a 2006, conforme informações da empresa (60), foram investidos US\$ 3 bilhões na infraestrutura de rede inteligente. Atualmente, 85% das residências italianas possuem medidores inteligentes. Este investimento tem proporcionado uma economia de US\$ 750 milhões, permitindo recuperar o capital em 4 anos (prazo de retorno do capital em termos simples, sem aplicação da taxa de desconto sobre o fluxo de caixa do projeto).

Conforme a ENEL, uma das lições dadas pelo programa de rede inteligente foi o foco absoluto no consumidor (60). Entretanto, a maior parte se não a totalidade dos benefícios foi apropriada pela própria empresa (61). Houve a redução das perdas técnicas e a linha direta com o medidor do cliente permite o corte imediato no caso de não pagamento. O programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”) ainda não está claro para os consumidores italianos. (61)

Na Alemanha, o governo está desenvolvendo um grande projeto de fornecimento de energia aproveitando o controle da demanda estabelecido pelas concessionárias. O nome do programa é “E-Energy” (62) e planeja conectar a rede de distribuição com qualquer fonte de geração renovável como a de origem solar localizada nos desertos, geração eólica “onshore” e “offshore”, mini plantas geradoras- inclusive as localizadas nos telhados das residências-, e mini geradores de eletricidade, localizados nos mais diversos locais da rede de distribuição. A Figura 14 mostra de maneira esquemática esse conceito.

A abreviação “E-Energy” refere-se ao processo de conexão digital com base em uma plataforma computacional para controlar e monitorar todo o sistema de fornecimento de energia da Alemanha (62). Tem a mesma importância que termos já conhecidos como “E-Commerce” ou “E-Government”. Conforme as autoridades desse país, foi decidido que o setor elétrico será o primeiro a receber os conceitos do “E-Energy”. Está também dentro desse conceito a solução de desafios como os referentes à capacidade limitada de armazenagem. A

primeira meta do “E-Energy” é demonstrar o potencial de otimização que é dado pela tecnologia de comunicação e informação (62).



Figura 14: Cenário do “E-Energy” da Alemanha: a rede inteligente interligada com todas as fontes de geração, distribuição e consumo. (62)

Outro aspecto interessante do modelo alemão é a não existência de limitação geográfica em relação aos locais das fontes de geração de energia elétrica. A integração com qualquer fonte de geração de energia é relevante, inclusive com fontes de energia solar proveniente do norte da África. É conveniente assinalar que a economia da Alemanha é a maior da Europa e como os demais países do continente tem o compromisso com a redução de carbono.(62)

A Alemanha estima que veículos, residências, edifícios e indústrias do país poderão produzir sua própria eletricidade- através da microgeração interna de energia-, e serão equipados com aparelhos inteligentes, que irão se comunicar com a rede elétrica através de um medidor inteligente.

Um dos resultados desse conceito é o de “casa inteligente”, que poderá oferecer possíveis novos serviços e funcionalidades extras aos eletrodomésticos. Dessa forma, os aparelhos eletrodomésticos que não necessitam de alimentação contínua, tais como geladeiras, “freezers”, máquinas de lavar ou “notebooks”, podem ser ajustados automaticamente e iniciar uma operação, carga em baterias ou desligar-se conforme a oferta de energia no sistema elétrico. Essa geração de baixa emissão de carbono permite, caso ocorra excesso de eletricidade gerada, vender a energia à rede.

No Reino Unido, considerando que a fonte de energia renovável vem da energia eólica da Escócia (63), é esperado que além da necessidade de investimentos em transmissão sejam também necessárias mudanças na operação das redes existentes e no regime regulatório. A mudança no regime regulatório é considerada essencial para criar fontes de financiamento, atender a necessidade de geração de fontes renováveis e a descarbonização do Reino Unido.

De acordo com “The Electricity Network Strategy Group (ENSG)”, a redução de carbono, segurança no fornecimento energético e competitividade com acessibilidade para os consumidores serão atingidos em 2020 (64). Este Grupo é formado pelo “Department of Energy and Climate Change (DECC)” e o “Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)” e planeja identificar ações comuns como a possibilidade da medição conjunta de gás, água e energia e analisar os aspectos estratégicos que afetam a transição da rede de eletricidade para uma estrutura de redução de carbono.

A França, através do “Decreto no. 2010-1022” (65) de 31 de agosto de 2010, determina que até o ano de 2016 95% dos medidores de energia elétrica sejam inteligentes. A média esperada para a Europa é de que 80 % dos medidores sejam inteligentes até o ano de 2020.

A Espanha, através das empresas de energia Iberdrola, tem programada a instalação de 10 milhões de medidores inteligentes nos próximos anos. Outra empresa espanhola, a Endesa, está desenvolvendo um programa para transformar toda a rede de eletricidade em uma rede de comunicação, com o uso de diversas tecnologias.

Malta, país com uma população de 400 mil habitantes, está desenvolvendo com a empresa de energia Enemalta Corporation (66) e a Water Service Corporation juntamente com a IBM e a ENEL Distribuzione S.p.A. uma completa estrutura de rede inteligente de energia com a

instalação de medidores inteligentes e sistema de telecomunicação integrada com a rede elétrica. A água fresca da ilha é proveniente das plantas de dessalinização que consomem grande quantidade de energia. A rede inteligente tem o objetivo de melhorar a eficiência energética, reduzindo as perdas das plantas de dessalinização e de toda a rede de distribuição.

No Canadá, a empresa distribuidora de energia em Ontário (67) está desenvolvendo um projeto que acompanha a oferta e a demanda de energia. Até 2025 deve ser constituído um sistema novo de distribuição de energia para atender às futuras exigências dos consumidores. A Figura 15 mostra a estrutura de AMI (“Advanced Metering Infrastructure”) bidirecional que permite adotar o programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”).

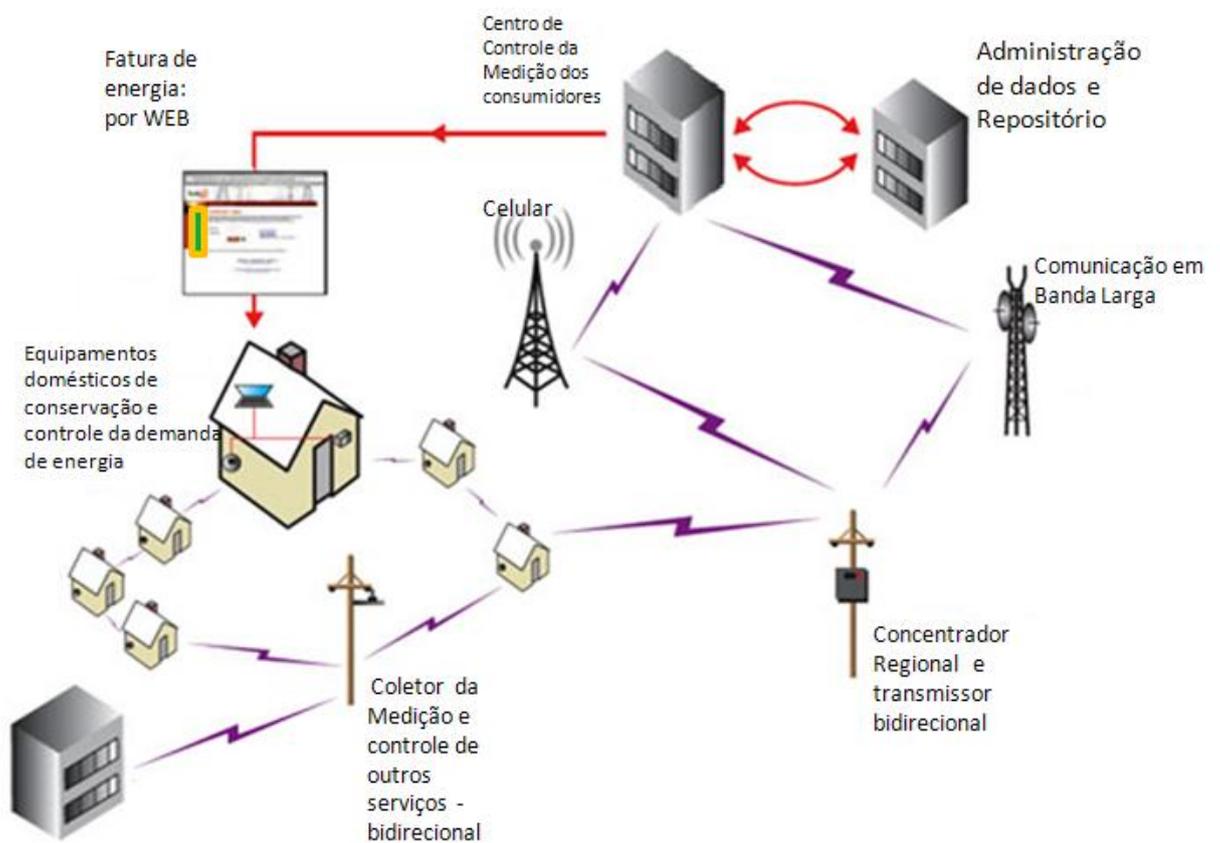


Figura 15: Projeto da estrutura de AMI no Canadá .(67)

O projeto canadense de AMI possibilita ao consumidor obter informações dos controladores de demanda dos equipamentos, permitindo o uso de energia como e quando for mais adequado. A Figura 16 ilustra a integração do AMI com a rede inteligente. Essa integração requer uma

completa funcionalidade dos sistemas de comunicação e da infraestrutura de medição com a rede de distribuição de energia. Essa rede, por sua vez, deve estar operando adequadamente: recebendo energia e distribuindo com qualidade ao consumidor.

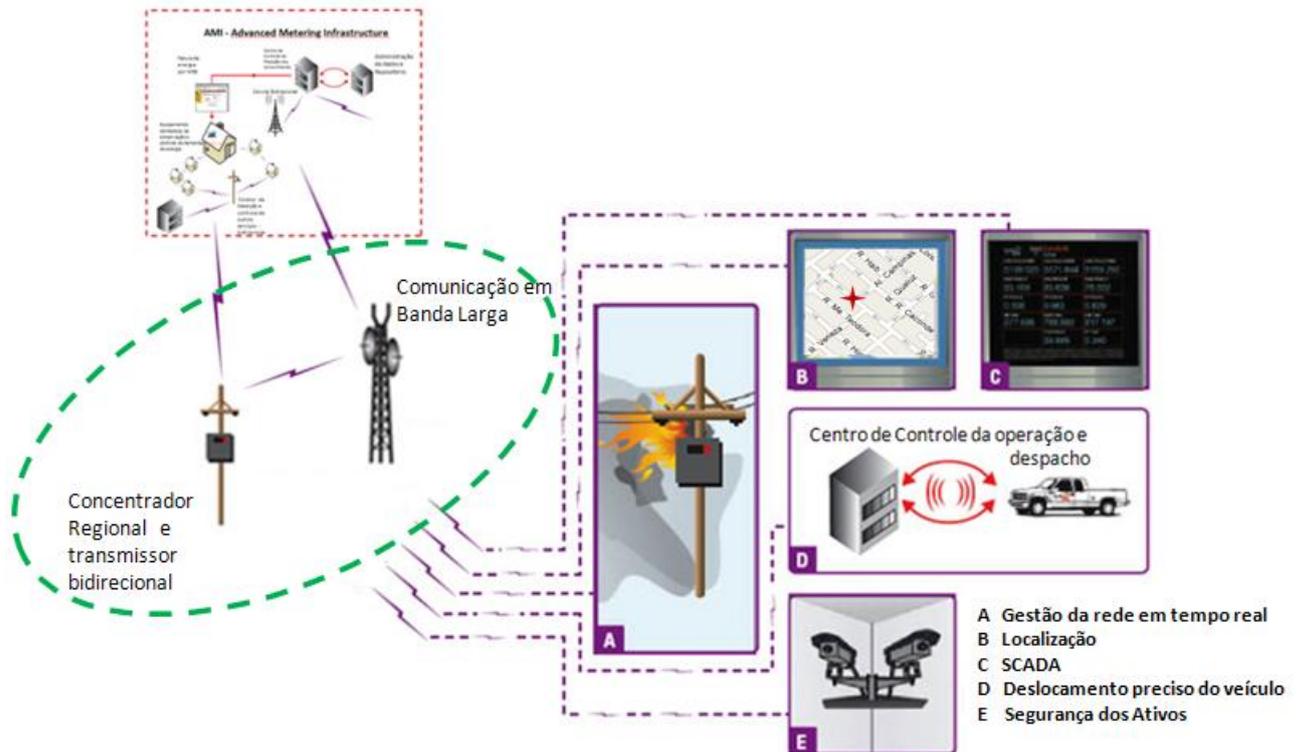


Figura 16 – Projeto de rede de distribuição elétrica inteligente integrada com AMI- mostrada na Figura 15-, no Canadá. (67)

O projeto canadense considera que o “advanced metering infrastructure” (AMI) é o termo utilizado para descrever todo o “hardware”, “software” e equipamentos de conexão exigidos para a completa operação do medidor inteligente.

O projeto também estabelece a visão de que o medidor inteligente apenas como uma tecnologia que permite a leitura remota da demanda de energia e a recepção da conta de energia reduz a utilidade e o potencial do equipamento.

O programa canadense estabelece que a solução da rede de energia do futuro está na integração do sistema de comunicação com todas as exigências requeridas na administração das operações da empresa de energia e os novos serviços que podem ser oferecidos ao consumidor.

Na Austrália, a energia é distribuída através de 48 mil quilômetros de linha de transmissão e 800 mil quilômetros de linha de distribuição (68). A infraestrutura de distribuição de energia, construída entre os anos de 1950 e 1970 - um ativo com mais de 40 anos-, necessitará de uma modernização nas próximas décadas. Anualmente essa rede recebe US\$ 6 bilhões de investimentos (68). Com essas características, a Austrália realizou uma estratégia baseada nos modelos europeu e norte-americano (69). O objetivo é transformar a rede do país no mais eficiente, confiável e seguro sistema de distribuição de energia, ainda considerando as questões básicas de sustentabilidade, redução dos gases causadores do efeito estufa, e desenvolvendo a entrega e consumo de energia (68). O horizonte para a adoção efetiva de providências nessas áreas foi 2020.

A Figura 17 mostra a visão de rede inteligente na Europa. Essa ilustração juntamente com a Figura 1 idealizada pela EPRI representa a concepção básica do programa australiano de redes inteligentes.

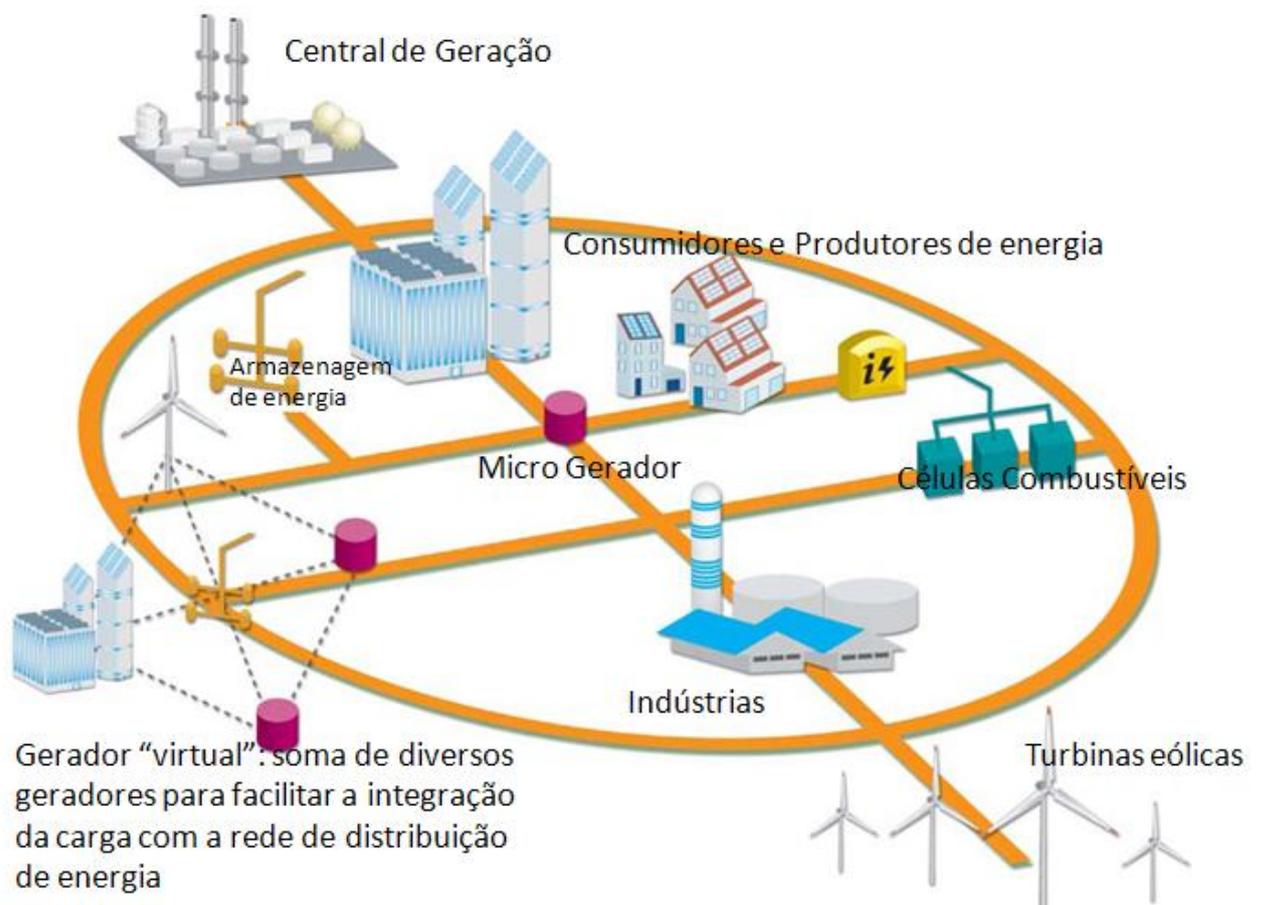


Figura 17: Futuro: operação do sistema sendo dividida entre uma central de geração e geração distribuída. Pequenas redes de distribuição de energia, ou “micro redes” de energia, podem formar geradores “virtuais” para facilitar a integração tanto física quanto como “comercializadores” de energia. Fontes (68) e (2).

A rede inteligente australiana procurará se apoiar muito mais em tecnologias de rádio comunicação do que em alternativas como o PLC e padronização de equipamentos para garantir a interoperacionalidade dos sistemas. A maior quantidade de projetos das concessionárias australianas refere-se à utilização de medidores inteligentes com tecnologias “wireless”.(69)

3.2 Experiência Brasileira

O Brasil, conforme o Operador Nacional do Sistema Elétrico- ONS (29), tem um sistema de produção e transmissão de energia elétrica de grande porte.

O Sistema Interligado Nacional- SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica (29).

A Figura 18 mostra o Sistema Nacional de Transmissão de Energia- SIN, divulgado pelo ONS, com projeção das linhas de transmissão que estarão operando em 2012 (29). Observa-se que existe uma concentração das linhas de transmissão nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste (entre Brasília, Goiânia e Belo Horizonte) do país.

O modelo do setor elétrico visa atingir os objetivos de garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária (ver o Gráfico 1), e a inserção social no “Setor Elétrico Brasileiro” (SEB), em particular pelos programas de universalização de atendimento.

A experiência brasileira de redes inteligentes, considerando esse conceito no sentido estrito, é recente, ocorrendo a partir de 2010, em pequenos projetos pilotos das concessionárias de energia e, em alguns casos, em parcerias com universidades e centros de pesquisa nacional e internacional. As aplicações dos conceitos de rede inteligente sobre o sistema de transmissão de energia ainda são incipientes.

Em um sentido mais amplo, diversos projetos brasileiros na área de instalação de medidores inteligentes já vinham acontecendo e foram basicamente implantados por existir um cenário bem desfavorável de perdas não técnicas, ou seja, roubo de energia (70). Assim, algumas empresas brasileiras de distribuição deixaram o sistema tradicional de colocar um medidor por cliente para um processo centralizado de medir diversos consumidores em um concentrador que permite um fluxo bidirecional de comunicação. Esse sistema é adequado para a leitura remota e o corte imediato no caso de não pagamento (70), tendo sido instalado por empresas situadas na região Sudeste do país, como a Light (RJ).

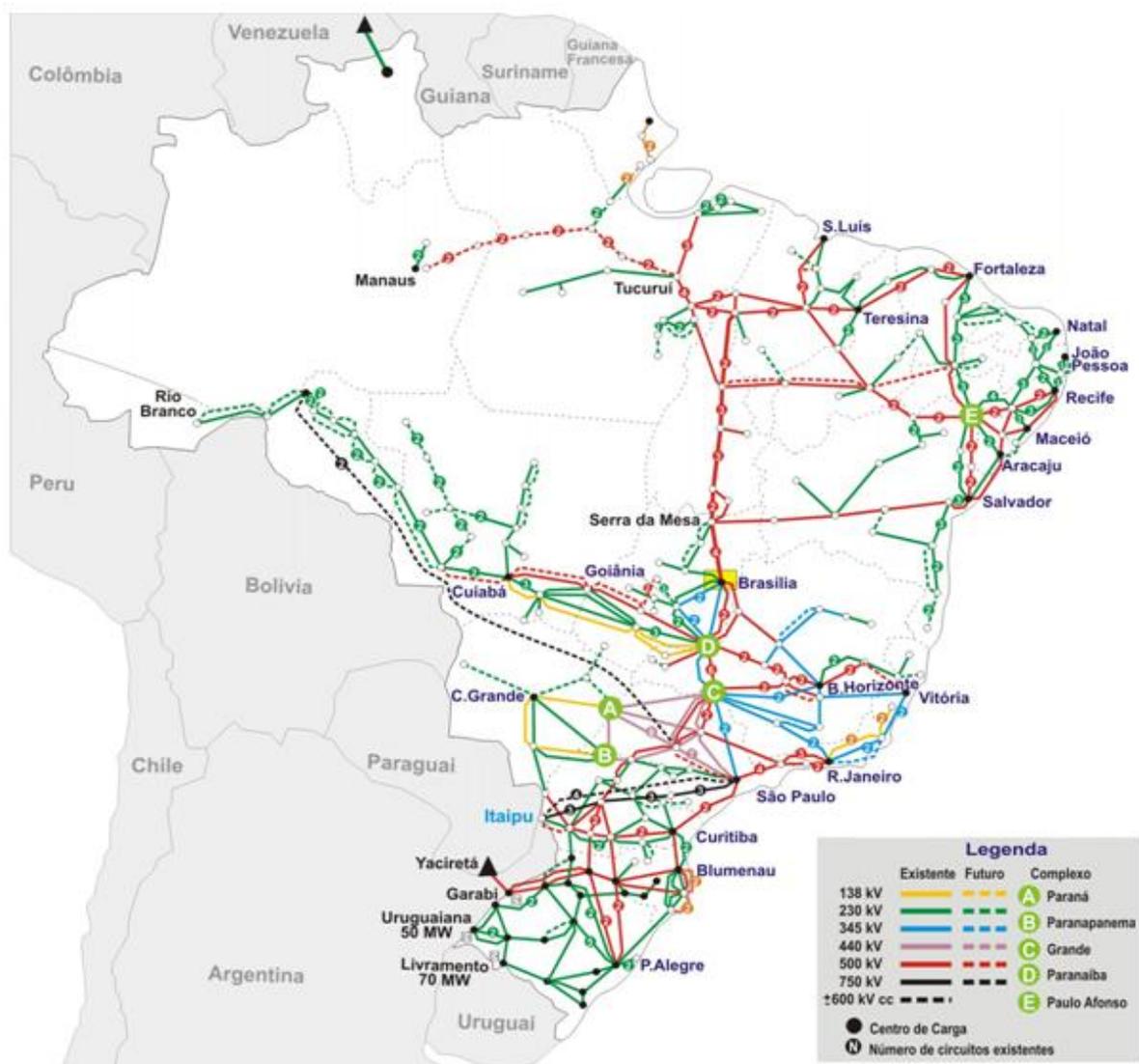


Figura 18: Sistema de transmissão do Brasil com horizonte para 2012. (29)

A Figura 19 mostra o esquema de instalação de medidores em comunidades de difícil acesso e com fraude. A resolução da ANEEL 456/2000 (71), que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica para o consumidor residencial, determina que esse consumidor tenha a possibilidade de acompanhar as informações do medidor. Os medidores devem permitir a fiscalização pelos consumidores. Dessa forma, o consumidor teria acesso ao “display”, localizado na residência, enquanto o medidor está localizado no poste, em local de difícil acesso, como mostrado na Figura 20 (foto com o caso da concessionária Copel – PR).

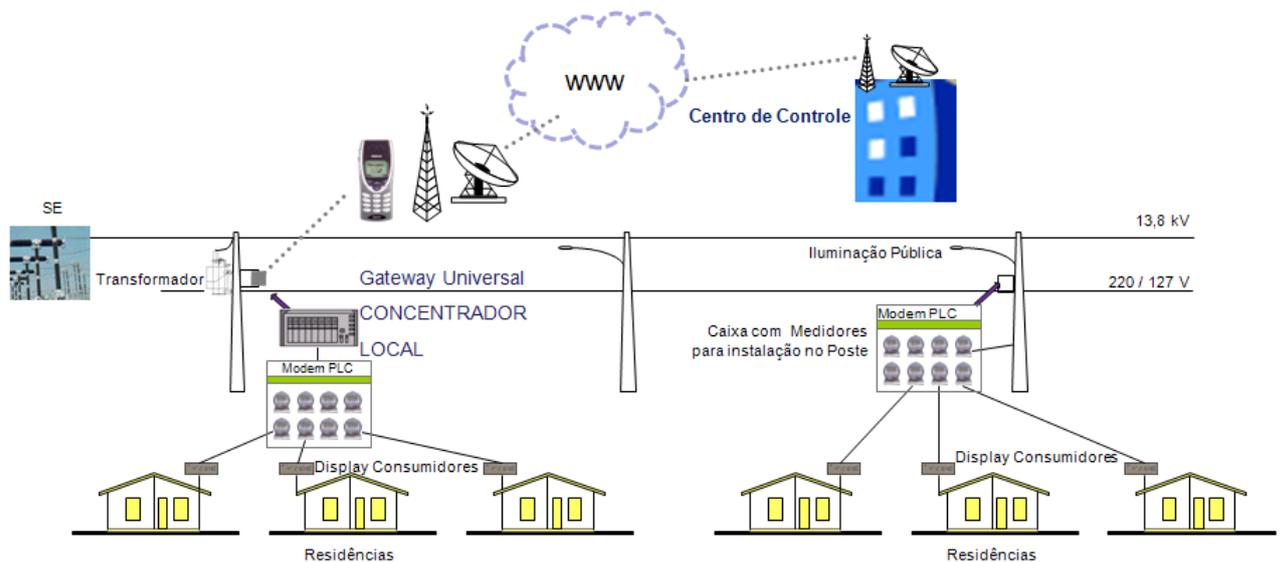


Figura 19: Diagrama que mostra a instalação de medidores em locais com incidência de fraude nos equipamentos.

Observa-se a existência de um concentrador que reúne as informações de medição e despacha para o centro de controle. A tecnologia de comunicação bidirecional pode ser escolhida entre diversas alternativas: celulares, rádio, satélite etc.. A vantagem desse modelo é permitir a inserção social em ambientes urbanos de difícil acesso, socialmente desejáveis, combinando diversas tecnologias com a possibilidade de fornecer a estrutura para a criação da rede inteligente.

A ANEEL estimula para o desenvolvimento de projetos no setor a aplicação de um percentual mínimo de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) da receita operacional bruta da concessionária, tanto para pesquisa e desenvolvimento associados à energia quanto para os programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. (72)

A ANEEL está acompanhando quatro grupos de providências no desenvolvimento da rede inteligente. A primeira providência refere-se aos projetos que passaram a utilizar estritamente o termo de rede inteligente ou “smart grid”. As concessionárias de energia elétrica que atualmente possuem projetos em que o termo está explicitamente empregado são a Copel (PR), AES Eletropaulo (SP), parceria Light/Cemig (RJ e MG), Energisa Minas Gerais (MG), Ampla (RJ), Coelce (CE), Celg (GO), Bandeirante Energia (SP), Amazonas Energia (AM) e Eletrobrás Distribuição Alagoas (AL). (73)

A segunda providência refere-se ao grupo de trabalho dedicado às tecnologias de redes inteligentes (Anexo A).

A terceira providência foi a realização da “Chamada Número 011/2010” conhecido como “Projeto Estratégico: Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente”. (74)

O objetivo dessa chamada é o de reconhecer “a tendência mundial de substituição da tradicional infraestrutura do sistema de energia elétrica por uma configuração associada às recentes tecnologias de informação e comunicação”, aperfeiçoar o relacionamento entre o regulador e a concessionária de energia e entre esta e seus consumidores. O prazo para execução determinada por essa chamada deverá ser de até 12 meses (a partir de novembro de 2010), podendo ser prorrogado. (74)

A quarta providência refere-se à troca dos medidores de energia eletromecânicos pelos eletrônicos. A ANEEL emitiu nota técnica no segundo semestre de 2010 instaurando audiência pública no intuito de coletar subsídios para Resolução Normativa acerca da troca por medidores digitais para os consumidores residenciais.

Dos projetos de “rede inteligente”, o da Copel (PR) é o que está mais avançado no Brasil, enquanto os da AES Eletropaulo (SP) e o da parceria Light/Cemig (RJ e MG) tem cronograma de início marcado para o primeiro semestre de 2011.

A Copel (PR) está desenvolvendo o projeto na cidade de Fazenda Rio Grande, na região de Curitiba – com os investimentos direcionados à infra-estrutura. Até o ano de 2013, o projeto colocará em teste um localizador e sinalizador de falhas na rede elétrica, medidores eletrônicos com telemedição (controle à distância) e automatização do sistema (75). O sistema

será alimentado por dados e informações coletados por geoprocessamento, fará a identificação do ponto a ser reparado, definirá o processo de isolamento e religação da energia. O objetivo do projeto é o de melhorar as condições do fornecimento de energia.

A cidade de Fazenda Rio Grande foi escolhida pela proximidade com a central administrativa da concessionária em Curitiba, e por oferecer condições de similaridade com o mercado de distribuição da Copel que é restrito ao estado do Paraná.

A Figura 20 mostra a etapa de instalação dos medidores inteligentes do projeto experimental desenvolvido em Fazenda Rio Grande (PR).



Figura 20: Aparelho que centraliza as medições inteligentes é instalado na área de concessão da Copel. (75) A fotografia da direita mostra o detalhe da caixa e a colocação em local de difícil acesso para o consumidor de forma a evitar a possibilidade de fraude.

A plataforma receberá diversos outros equipamentos para a montagem da infra-estrutura, principalmente a colocação de novos cabos elétricos e a adaptação de sistemas de informação para permitir a transferência de energia no caso de um rompimento do cabo. A Copel espera atender nesse projeto 100 mil consumidores e reduzir o tempo sem energia, causado por falhas técnicas, de 8 para 3 horas ao ano. (74)

O projeto, quando concluído, fará com que Curitiba se torne a primeira cidade inteligente do país. Ela terá uma plataforma tecnológica que permitirá o monitoramento, supervisão, informação do sistema e de telecomunicações na rede de distribuição de energia. A Copel (PR) planeja investir R\$ 350 milhões até 2014 (74). O objetivo do projeto para 2020 é o de massificar a rede inteligente fazendo com que os índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) atualmente de 10 e 11 horas respectivamente, sejam reduzidos para 5 horas. Além disso, estimam a redução das perdas técnicas de 6,5 % para 4 %, e das perdas comerciais de 1,5 % para 0,5 %. (74)

A AES Eletropaulo, que tem uma área de concessão de 24 municípios na região metropolitana de São Paulo, desenvolverá o projeto piloto de rede inteligente no bairro do Ipiranga. A escolha da região do Ipiranga ocorreu, de forma semelhante ao projeto da Copel, em consequência das características do bairro. O local possui consumidores em baixa e média tensão, dos segmentos residencial, comercial e industrial, sendo um bairro representativo da área de distribuição da empresa. (76) Conforme o projeto, a instalação dos novos equipamentos será feita em paralelo à rede de energia. O sistema convencional continuará instalado enquanto a rede inteligente estiver em fase de teste.

O objetivo do projeto é analisar de forma integrada a funcionalidade e os impactos sobre a distribuição de energia causada pela rede inteligente, verificando se ocorre uma redução nos custos, melhora o sistema operacional e a satisfação do cliente. (76) Esse projeto também monitora e supervisiona o sistema permitindo detectar e solucionar falhas na distribuição de energia de maneira remota.

Até fevereiro de 2011, a empresa instalará 2 mil medidores inteligentes e 16 chaves automatizadas em uma extensão de 4,4 quilômetros de rede aérea e subterrânea. Essas características propiciarão uma boa amostragem para garantir a consistência no processo de avaliação da plataforma tecnológica. (76) O piloto começa em março quando então será possível fazer a análise inicial dos resultados. (77)

O projeto foi lançado em 2009 e o início de instalação ocorreu no final do segundo semestre de 2010. Ele foi dividido em várias etapas. Para a implantação do “smart grid” foi preciso

integrar os sistemas, sem haver quebra de eficiência na passagem de um meio para o outro, como nas informações de um medidor para o centro de controle. Além disso, na realização do projeto houve a escolha dos serviços que seriam testados- testes funcionais e de protótipos- e o planejamento da instalação.

Estão previstas as funcionalidades como a automação da rede, detecção de falhas, medição remota de energia por meio dos medidores eletrônicos e controle da carga elétrica. (77) Os dados dos medidores serão integrados ao sistema de automação e operação de “billing” da concessionária. Com isso, será possível automatizar o processo operacional da empresa.

A rede inteligente nesse projeto também atuará considerando que, caso ocorra a falta de energia, um sensor de tensão instalado no transformador de distribuição (transformador inteligente) detecta a interrupção e envia a informação ao sistema de gerenciamento da distribuição, que identifica uma forma de restabelecer a eletricidade. Caso isso não seja possível, o sistema encaminha um alerta específico à central de operações da distribuidora, para que uma equipe de profissionais seja deslocada para atender a ocorrência. (75)

No fim do segundo semestre de 2010, a Light e a Cemig assinaram um acordo de parceria para desenvolver um projeto de pesquisa e desenvolvimento na área de redes inteligentes com o programa de estímulo da ANEEL. O programa recebeu o nome de “P&D Smart Grid”. Tem o objetivo de desenvolver, melhorias na eficiência operacional da distribuição de energia, redução de furtos e maior interação com o cliente. O investimento será de R\$ 35 milhões, por parte da Light, e de R\$ 30 milhões pela Cemig. O programa tem parceria com fabricantes de equipamentos e o centro de pesquisa CPqD. O trabalho vai replicar estudos em desenvolvimento nos EUA e na Europa. (78) A duração prevista do projeto é de três anos. O projeto parte do desenvolvimento de um medidor eletrônico bidirecional que atenda aos requisitos da ANEEL, permitindo o acompanhamento do consumo, gestão eficiente do uso doméstico da energia elétrica, a aplicação de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”), o registro de indicadores de qualidade do fornecimento e o aprimoramento na detecção de faltas. Além de tentar desenvolver um equipamento com custo mais baixo que os similares importados, o projeto considera apresentar as informações via TV Digital para aumentar a interação do consumidor com a energia consumida. (78)

O projeto será realizado com 2.300 consumidores, sendo 300 da Light e 2 mil da CEMIG, durante três anos em que os clientes escolhidos receberão a conta de luz convencional e outra por meio da medição digital.

No Rio de Janeiro, serão selecionados clientes nas zonas Oeste, Sul, na Baixada Fluminense e em áreas onde foram instaladas as Unidades de Polícia Pacificadora (UPPs) - programa estadual que se instala nas favelas para acabar com a ação do tráfico no local-, para regularizar a situação dos consumidores.

Em Minas Gerais, todos os consumidores serão de Sete Lagoas, cidade próxima à capital do estado. A cidade de Sete Lagoas está integrando o modelo programado pela CEMIG para o projeto Cidades do Futuro que vai avaliar a capacidade e os benefícios da adoção da arquitetura “smart grid” para toda a área de concessão da Cemig.

O Programa está subdividido em cinco partes. O projeto 1 desenvolverá a estrutura de medidores inteligentes e de telecomunicações necessária para suportar todo o programa, além de novos medidores inteligentes. Os medidores inteligentes instalados serão identificados digitalmente, possuindo uma certificação digital. Esse projeto constrói a plataforma da rede inteligente, estabelecendo a interoperabilidade, a comunicação e a arquitetura técnica do sistema.

A Light possui um dos mais altos índices de perdas globais do Brasil, de 21,75%, e desde 2002 possui um centro de controle de medição com 100 mil medidores eletrônicos que já permitem monitoramento e acionamento remotos. Os medidores permitirão a adoção do programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”).

O projeto 2 será desenvolvido em conjunto com o projeto 3, contemplando a automação de redes subterrâneas (projeto 2) e aéreas (projeto 3), gestão e diagnóstico da rede, análise da configuração e reconfiguração da rede no caso de falhas e critérios de deslocamento das equipes de manutenção, garantindo a comunicação e posicionamento das turmas. O conceito geral desses dois projetos é o de gerenciar as faltas de energia de maneira automática, com restauração do fornecimento.

O projeto 4 está associado à gestão de demanda pelo consumidor. Análise dos canais de comunicação entre o consumidor e a concessionária. Meios de comunicação a serem disponibilizados aos clientes periodicamente, tais como televisores, telefones celulares e internet. O consumidor deverá receber educação sobre o sistema disponibilizado que poderá permitir o gerenciamento do seu consumo de energia. Essas informações serão apresentadas de forma cordial, por meio de gráficos, alarmes e mensagens de texto. O projeto desenvolverá também as tecnologias que permitirão a automação residencial.

Finalmente, o projeto 5 desenvolverá formas de armazenar energia, geração distribuída, fontes renováveis de energia e disponibilidade dos terminais de recarga para veículos elétricos e híbridos recarregáveis, como automóveis e barcos. O projeto estudará ainda a forma adequada de abastecimento desses veículos e os impactos que ele pode causar nas redes. Serão analisadas propostas de colocação de terminais de abastecimento nas garagens das residências de clientes ou locais de grandes concentrações de pessoas, tais como supermercados e estacionamentos. (79)

A Figura 21 mostra que na plataforma de rede inteligente a ser desenvolvida pela Light/Cemig o projeto foi segmentado em cinco módulos nomeados de L1, L2, L3, L4 e L5.

Outra característica do projeto é que os medidores serão instalados em postes, como o projeto da Copel, dificultando a ocorrência de fraudes. Em vez do tradicional “relógio de luz”, o usuário terá instalado em sua casa o “display” ilustrado na Figura 19, através do qual poderá acompanhar o consumo e ter uma estimativa do valor da conta. (80)

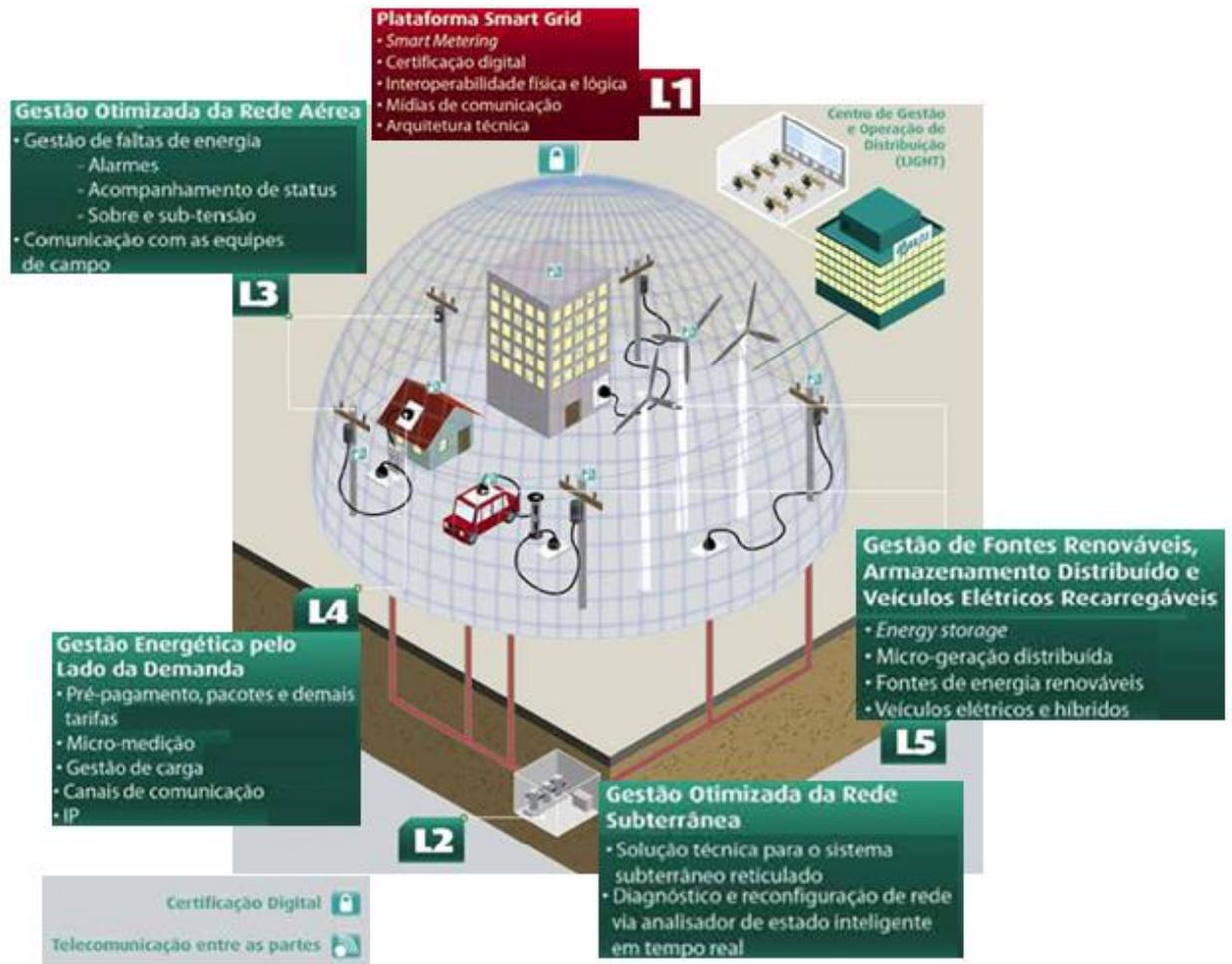


Figura 21: Rede inteligente no projeto integrado Light/Cemig. (78)

3.3 Síntese

Os projetos de rede inteligente estão em fase inicial no mundo. O Brasil não está fora dessa generalização. Entretanto, a restrição de interoperabilidade dos equipamentos que compõem a plataforma para a rede inteligente existe e necessita ser definida em detalhes, ou seja, os diferentes elementos do sistema devem se comunicar sem a necessidade de tradutores digitais, pois para atingir a velocidade ideal de troca de informações devem ser totalmente interativos.

Em processos corporativos (sintetizando o perfil mostrado na Figura 6), pode-se definir três níveis empresariais de informações. O primeiro nível é o de gerenciamento de sistemas, ou seja, coletar as informações que são fundamentais para a eficiência empresarial. O segundo é aquele que deve proporcionar a agilidade ao primeiro, ou seja, como a quantidade de

equipamentos e sistemas é diversa, deve fazer com que esses diferentes sistemas se comuniquem e que as informações obtidas sejam encaminhadas ou roteadas para as áreas responsáveis. O terceiro refere-se à característica física do sistema, ou seja, o modo como a informação precisa ser transportada (fios, cabos, Internet, rádio, Wi-Fi).

Definido esse aspecto, cuja solução não deve ser no curto prazo, a padronização dos equipamentos possivelmente não representará uma restrição ao desenvolvimento da rede inteligente.

Diversos estudos comparando os vários padrões estão sendo realizados (81). E já existe recomendação de aceite aos padrões do “International Electrotechnical Commission” – IEC (82).

Tanto a “International Electrotechnical Commission” – IEC quanto o “European Committee for Electrotechnical Standardisation”- CENELEC (83) têm países membros e associados em comum, incluindo, por exemplo, as diversas empresas de medidores. Se houver um projeto de orientação em comum, pode ser que a rede inteligente “se torne realidade” antes de diversos prazos estabelecidos por concessionárias e governos. (82)

Nos Estados Unidos, a “National Institute of Standards and Technology” - NIST (21), que é uma agência federal não regulamentar no âmbito do Departamento de Comércio norte-americano é afiliada do IEC. Diversas padronizações foram escolhidas para garantir a interoperabilidade de protocolos e equipamentos em diversas áreas de integração com a rede inteligente. (21)

No Brasil, o Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações – COBEI (84) tem por atribuições o desenvolvimento de atividades do comitê nacional da IEC (IEC “National Committee of Brazil” - Comitê Nacional da IEC do Brasil) e da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT.

Considerando a análise da implantação da rede inteligente nos Estados Unidos, na Europa e no Brasil, observa-se que há diferentes motivações em cada região. No caso americano, trata-se dos esforços do setor de distribuição de energia em garantir a confiabilidade no abastecimento. Na Europa, há um grande comprometimento com a redução de carbono e de

gases causadores do efeito estufa. No Brasil, busca-se uma estratégia para melhorar aspectos técnicos da distribuição, diminuir as perdas técnicas, reduzir ou eliminar o roubo de energia e ajustar a oferta de energia com o crescimento urbano e industrial, aprimorando a regulamentação sobre o setor. A Austrália segue as características européias e o Canadá, no projeto AMI (Figura 15), modelo semelhante aos Estados-Unidos.

O Japão (85) tem um compromisso de crescimento do setor elétrico integrado com o ambiente e com o uso de energia renováveis (eólica). (86)

Com relação à geração de energia, os Estados Unidos desenvolve um sistema verticalmente integrado, ou seja, a rede inteligente terá sistemas administrando desde a geração até a entrega de energia ao consumidor. Na Europa, a solução da geração ultrapassa a fronteira dos países. No Brasil, a solução não é integrada com a geração e a eficiência ainda está limitada a ações das concessionárias.

Com referência aos medidores, todos os casos analisados possuem a estratégia de trocar os medidores de energia. No Brasil, a ANEEL aprovou a abertura de audiência pública para discutir a substituição dos medidores de energia analógicos, utilizados atualmente, por aparelhos digitais. Eles serão bidirecionais. (87)

Com relação a uma plataforma para veículos elétricos, a Europa, Estados Unidos, Canadá, Austrália e Japão (88) possuem integração com essa iniciativa. No Brasil, ela não é uniforme, porque esse programa é apresentado no projeto Light/Cemig, porém não nos projetos da Copel e AES Eletropaulo.

4 ENTRAVES PARA A IMPLANTAÇÃO DA REDE INTELIGENTE NO BRASIL

Este capítulo possui três partes. A primeira tem o objetivo de mostrar as dimensões e o crescimento em complexidade do sistema do setor elétrico brasileiro projetado pela EPE para o período de 2010 a 2019. (89) A estimativa feita para a década de 10 considera a expansão da oferta e da demanda de energia. Por ocasião do estudo realizado pela EPE não havia sido realizada a chamada da ANEEL para o programa de redes inteligentes.

A segunda parte mostra a estrutura institucional do setor no país e a integração dos pontos de consumo com as diversas fontes de geração - hidrelétrica, térmicas, eólicas etc. - que, geograficamente dispersas, fornecem particularidades na distribuição de energia, causando diferenças tarifárias por concessionárias e consistindo em um elemento a ser considerado pelo ONS na gestão das fontes de geração e transmissão do país.

A terceira parte realiza a síntese com os principais aspectos analisados nesse capítulo.

4.1 Caracterização da complexidade da oferta e da demanda de energia no Brasil na segunda década do século XXI

A infraestrutura de eletricidade no Brasil deverá crescer tanto na geração quanto na transmissão e distribuição.

A Tabela 3 apresenta a comparação da expansão na geração de energia por região, em MW, entre o ano de 2009 e a projeção realizada pela EPE para 2019. (89)

Tabela 3: Participação Regional na capacidade instalada do SIN [89]. Potência instalada total (MW).

	SE/CO	S	NE	N	SIN
Dez/09	61.882 (60%)	16.550(16%)	14.759(14%)	10.407(10%)	103.598
Dez/19	77.508 (46%)	23.614(14%)	26.708(16%)	39.248 (24%)	167.078
Δ %	25%	43%	81%	277%	61%

Verifica-se um crescimento de 61% na capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior taxa de crescimento ocorre na região Norte, local afastado dos centros de carga do país.

O cenário brasileiro é caracterizado por um sistema elétrico de transmissão de energia interligado (Figura 18). Esse Sistema Interligado Nacional – SIN, devido à extensão territorial do país e à presença de um parque gerador predominantemente hidráulico, determinou diferentes níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga. A Tabela 4 compara os dados de 2009 com as estimativas de crescimento físico do sistema de transmissão projetado para 2019.

Tabela 4- Estimativa da evolução física do sistema de transmissão – linhas de transmissão (km). (89)

Tensão	750 kV	600 kV*	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
2009	2.698	1.612	33.507	6.791	9.394	41.580	95.582
Δ 2010-2019	---	9.350	16.146	17	538	10.746	36.797
2019	2.698	10.962	49.653	6.808	9.932	52.326	132.379

* corrente contínua

O crescimento do sistema de transmissão, nesse período, apresenta uma expansão estimada de 38,5%.

A Tabela 5 apresenta a evolução da capacidade instalada por fonte de geração em MW. As duas maiores taxas ocorrem nas fontes com origem eólica e óleo combustível, com evolução de 320,7 % e de 162,2 %, respectivamente.

Tabela 5: Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW). Comparação entre os anos de 2010 e 2019 (89) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE. Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico do Paraguai.

Anos	2010	%	2019	%	2019/2010
Hidro	83.169	74,0%	116.699	69,8%	40,3%
Urânio	2.007	1,8%	3.412	2,0%	70,0%
Gás Natural	8.860	7,9%	11.533	6,9%	30,2%
Carvão	1.765	1,6%	3.205	1,9%	81,6%
Óleo Combustível	3.380	3,0%	8.864	5,3%	162,2%
Óleo Diesel	1.728	1,5%	1.149	0,7%	-33,5%
Gás de Processo	687	0,6%	687	0,4%	0,0%
PCH	4.043	3,6%	6966	4,2%	72,3%
Biomassa	5.380	4,8%	8.521	5,1%	58,4%
Eólica	1.436	1,3%	6.041	3,6%	320,7%
Total	112.455	100,0%	167.077	100,0%	48,6%

Observa-se que a participação da capacidade instalada das usinas hidroelétricas é reduzida de 74,0% para 69,8%. O total de fontes renováveis, que inclui a hidroeletricidade, PCH, biomassa e eólica, é reduzido de 83,7% para 82,7% em 2019. A participação da energia eólica e de fontes alternativas de energia aumenta. Ao SIN serão incorporados novos geradores ou geradores virtuais (referência na Figura 17) com novas possibilidades e combinações de despacho pelo ONS.

Com relação à demanda de energia, o Brasil, quando comparado com outros países, tem um baixo consumo médio. O Gráfico 2 mostra o consumo de eletricidade per capita comparado com o PIB per capita de outras nações.

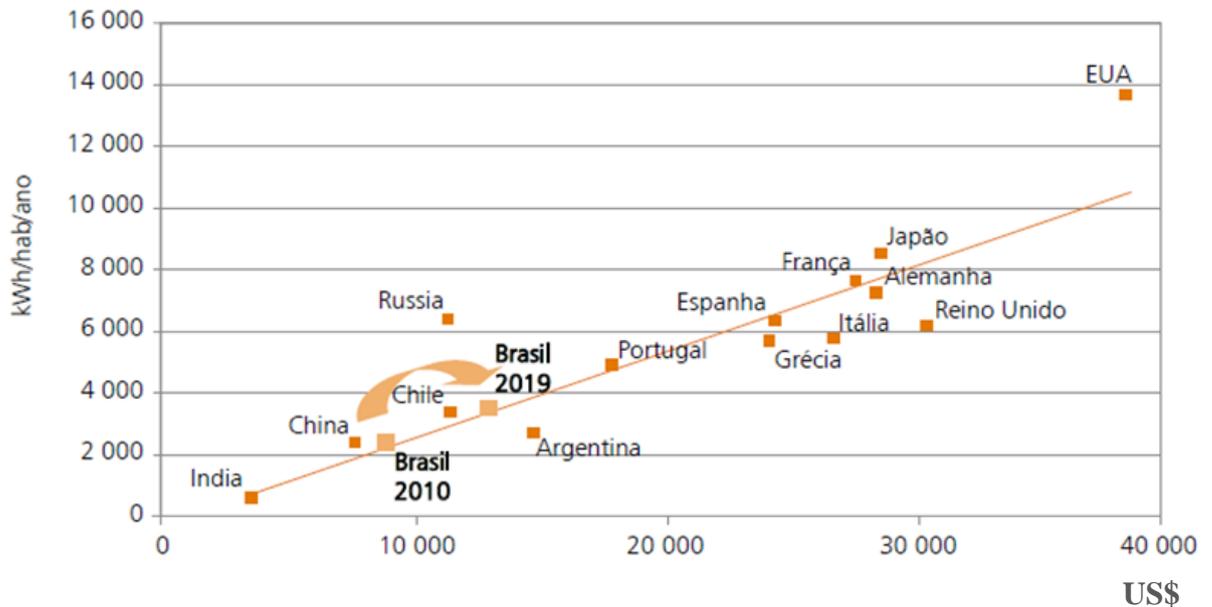


Gráfico 2: Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita (89)

O consumo per capita de eletricidade no Brasil passará de 2.345 kWh/habitante, em 2010, para 3.447 kWh/habitante em 2019. (89)

A Tabela 6 apresenta a quantidade de domicílios particulares permanentes por região no Brasil no ano de 2010 e em projeção para 2019.

Esses números permitem determinar a quantidade de medidores de energia no país. Esse é um dos valores que serve de referência na substituição dos medidores tradicionais pelos inteligentes. É uma variável utilizada para determinar a demanda de energia no país.

O Gráfico 3 mostra as perdas totais no SIN. Conforme a EPE, os valores de índice de perdas totais no SIN situam-se entre 15,5% (em 2010) e 15,7% (2019). Nesse período, as perdas elevam-se em consequência dos valores maiores dos sistemas isolados que passam a ser conectados ao SIN durante o período decenal (Manaus / Macapá / margem esquerda do Amazonas). (89)

Tabela 6: Brasil e regiões, 2010-2019: projeção de domicílios (mil) (89)

Regiões	N	NE	SE	S	CO	Brasil
2010	4 259	15 295	27 152	9 591	4 547	60 844
2019	5 305	18 384	32 917	11 723	5 663	73 992
Δ %	24,6%	20,2%	21,2%	22,2%	24,5%	21,6%

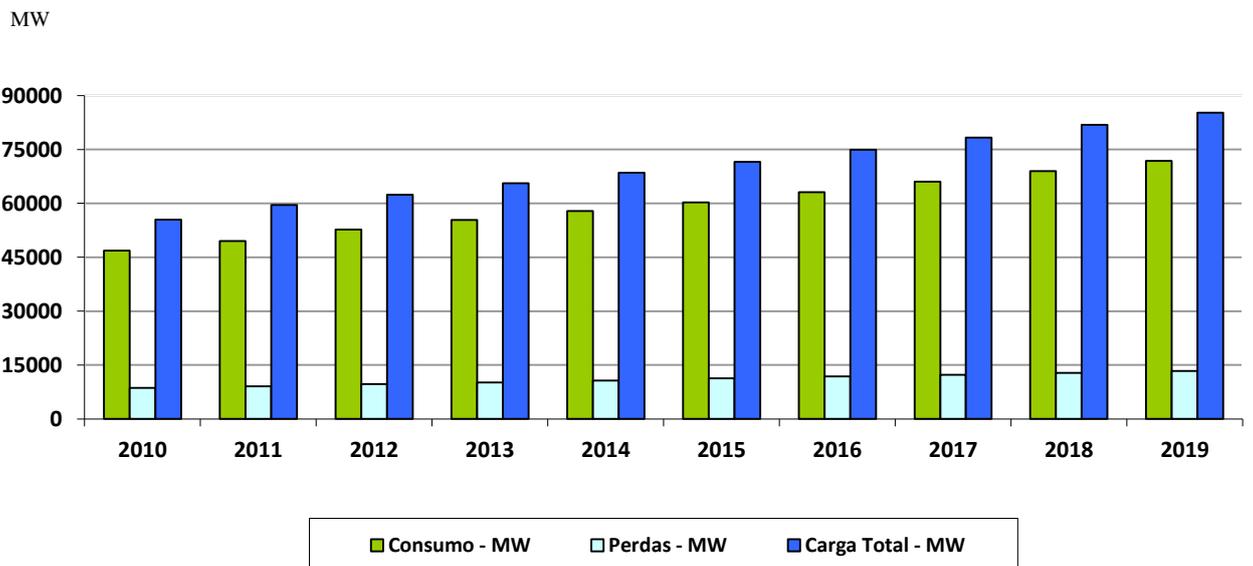


Gráfico 3: Consumo e perdas totais do sistema. Valores em MW. A projeção inclui perdas técnicas e comerciais

O Gráfico 3 foi obtido a partir da projeção da demanda na rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) e do índice de perdas. O resultado dessa soma corresponde à projeção de carga na rede. A inclusão dos sistemas isolados que passam a ser conectados ao SIN mostra que a extensão de rede e cargas aumentam, exigindo a gestão de quantidade adicional de informações por parte do ONS na operação do sistema.

A estimativa de investimentos na expansão em geração, no período 2010 a 2019, é de R\$ 175 bilhões.(89) Para a transmissão é estimado um valor de R\$ 39 bilhões. O total de investimentos é de R\$ 214 bilhões. Considerando as perdas de energia em 15,5%, há uma “perda de investimento” de R\$ 33,2 bilhões.

Existem várias definições de rede inteligente que, segundo Rohjans et all., (81) dependem da forma como a rede elétrica é examinada: como um sistema em constante transição e modernização ou como uma infraestrutura final. Rohjans cita a definição de Dollen para ilustrar o primeiro caso e a da “European Technology Platform” (ETP) para o segundo.

Conforme Dollen, a rede inteligente é definida no “Energy Independence and Security Act of 2007”. O termo rede inteligente refere-se a uma “modernização do sistema de fornecimento de eletricidade, que então monitora, protege e otimiza automaticamente o funcionamento de todos os sistemas interligados - geração, transmissão, sistema de distribuição, usuários industriais, sistemas de automação, instalações de armazenamento de energia”, consumidores, veículos elétricos, eletrodomésticos e qualquer aparelho consumidor de energia. A rede inteligente será caracterizada por um “fluxo bidirecional de eletricidade e de informações para criar um sistema automatizado de rede de distribuição de energia. Incorpora os benefícios da computação e da comunicação para fornecer informações em tempo real e permitir o equilíbrio quase instantâneo da oferta e procura de energia” (90).

Conforme a ETP, a rede inteligente é um sistema que pode inteligentemente integrar as ações de todos os usuários conectados a ela – geradores, consumidores e aqueles que fazem as duas coisas - produzem e consomem energia (“prosumer”) – para, de maneira eficaz, fornecer energia elétrica sustentável, econômica e segura. (91) É nesse documento que a ETP estabelece a meta 20/20/20 como prioridade para a rede inteligente. Essa prioridade consiste em 20% mais energia renovável, 20% menos carbono e 20% mais eficiência até o ano 2020 para a Comunidade Européia.

Através da “Chamada Número 011/2010” (74), que estabelece o início do programa brasileiro de rede elétrica inteligente (RI), a ANEEL estabeleceu 12 “desafios” para a implantação de uma rede inteligente (RI) e a migração tecnológica do setor elétrico brasileiro.

O primeiro desafio corresponde à integração da Geração Distribuída (GD) e das Fontes Renováveis de Energia (FRE) às redes de distribuição; o segundo, ao desenvolvimento e padronização de tecnologias associadas à RI, como por exemplo, na conexão de GD e FRE nas formas de comunicação através da rede; o terceiro, à utilização de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), baseada em inteligência centralizada ou distribuída, como forma de se obter sustentabilidade e eficiência energética das redes de distribuição de energia. O quarto corresponde ao desenvolvimento de tecnologias de mercado tais como, por exemplo, plataformas de software adequadas e o quinto, à criação de tecnologias de resposta da demanda como, por exemplo, permitindo resposta a sinais de preço, frequência ou tensão. O sexto diz respeito à análise socioeconômica e tarifária objetivando a modicidade tarifária, ao passo que o sétimo corresponde ao desenvolvimento de testes de laboratório e certificação para as diferentes novas tecnologias. O oitavo se refere a iniciativas de projetos demonstrativos, que integram operações de eletricidade e mercado, enquanto que o nono corresponde ao desenvolvimento de capacitação, treinamento e qualificação profissional. Já o décimo diz respeito à definição de fontes de recursos e, o décimo primeiro, ao desenvolvimento e criação da infraestrutura de telecomunicação. Finalmente, o décimo segundo se refere ao desenvolvimento do trabalho de conscientização da sociedade.

As fontes geradoras - hidroelétricas ou térmicas - têm custos diferentes. A rede de transmissão, com sua extensão, pode, a cada momento, alterar os componentes da tarifa de energia.

Um grande volume de eletricidade transmitida por grandes extensões, como é o caso brasileiro, necessita de maior monitoramento e maior quantidade de controles automáticos tanto sobre os geradores quanto sobre a transmissão e os distribuidores. A transmissão pode ser mais inteligente com a instalação de uma infraestrutura que monitore principalmente os pontos de interconexão entre os diversos geradores e com avaliação econômica.

Esse sistema deve ser integrado à concessionária para aprimorar o fluxo elétrico e permitir a gestão da demanda pelo consumidor e a efetiva adoção do programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”). Essa integração entre gerador e consumidor não está prevista na chamada da ANEEL.

No Brasil, o cálculo da tarifa é feito através de “preços não – lineares”, ou seja, a receita da empresa não é igual ao produto entre a quantidade vendida e o preço (Receita Total = quantidade vendida x preço). (92) É usado o critério da tarifa em duas partes (“two part tariff”), que é “útil na definição de um regime tarifário para os segmentos de transporte e/ou transmissão nas indústrias de redes”. A estrutura atual da tarifa de energia elétrica (93) “grupo B”, que se destina às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, é resultado da aplicação desse conceito. A composição da receita requerida corresponde à soma da parcela “A” mais a parcela “B”:

$$\text{Receita do Serviço} = \text{Parcela A (CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS)} + \text{Parcela B (CUSTOS GERENCIÁVEIS)}$$

A “Parcela A” refere-se ao repasse (93) “dos custos considerados não gerenciáveis, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica etc.)”.

A “Parcela B” refere-se ao repasse (93) “à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente.” Essa parcela é reajustada pelo índice geral de preços mais ou menos um valor – conhecido como “Fator X” – aplicado para estimular a eficiência produtiva e a inovação.

O programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”) torna-se inviável caso o sistema elétrico de geração, transmissão e distribuição não esteja integrado, como é possível observar, por exemplo, na inclusão na tarifa de energia elétrica, no Brasil, do rateio mensal dos “Encargos de Serviços do Sistema” (ESS) (94), criado com o intuito de pagar os geradores termoelétricos acionados para garantir a confiabilidade e a estabilidade do SIN.

O ESS ocorre porque no Brasil existe a predominância hidráulica do parque gerador. O custo dessa geração comparativamente às demais é menor. Os agentes reguladores decidiram adotar

o modelo de despacho centralizado (“tight pool”), em que o ONS decide o montante a ser gerado por cada usina integrante do sistema interligado com base em um modelo de otimização do uso da água estocada nos reservatórios.

O caso típico de cobrança desse encargo corresponde, por exemplo, ao despacho de usinas térmicas que possuem um preço de geração de energia maior do que o preço estabelecido pelo mercado e, portanto, deveriam permanecer desligadas. Entretanto, devido à incapacidade de transmissão e à necessidade de obter o despacho que atenda os requisitos de demanda (ou de estabilidade do sistema), o ONS faz essas usinas produzirem.

Essas usinas, por estarem gerando, estão em situação chamada “constrained-on” e recebem, além do valor de mercado da energia, um valor adicional referente à diferença entre esse preço do mercado e o valor do preço de geração pelos MWh a mais que produz. Esse valor é rateado mensalmente entre todos os consumidores e corresponde ao ESS.

Considerando a complexidade do sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil, a integração deverá ocorrer no ambiente de cada uma das concessionárias de distribuição de energia. De qualquer forma, a rede inteligente, como definido por Dollen (90) ou pela ETP (91), exige integração entre as diversas fontes de geração - em todos os níveis de tensão - com a transmissão, a distribuição e o consumo. Essa integração é mais um desafio para o futuro do programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”) da rede inteligente no Brasil.

4.2 Integração energética no Brasil

A atual estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, apresentada na Figura 22, foi criada pela Lei número 10.847/2004 e a formulação de políticas para o setor de energia elétrica é atribuição do Poder Executivo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME) e com assessoramento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Congresso Nacional. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), também ligado ao MME, foi instituído para acompanhar, sugerir ações e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento (oferta) de eletroenergético em todo o território nacional. (95)

A ANEEL é a agência reguladora, tendo também sido criados a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que realiza a negociação da energia no mercado livre, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, cuja função é realizar os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável por coordenar e supervisionar a operação centralizada do sistema interligado brasileiro.

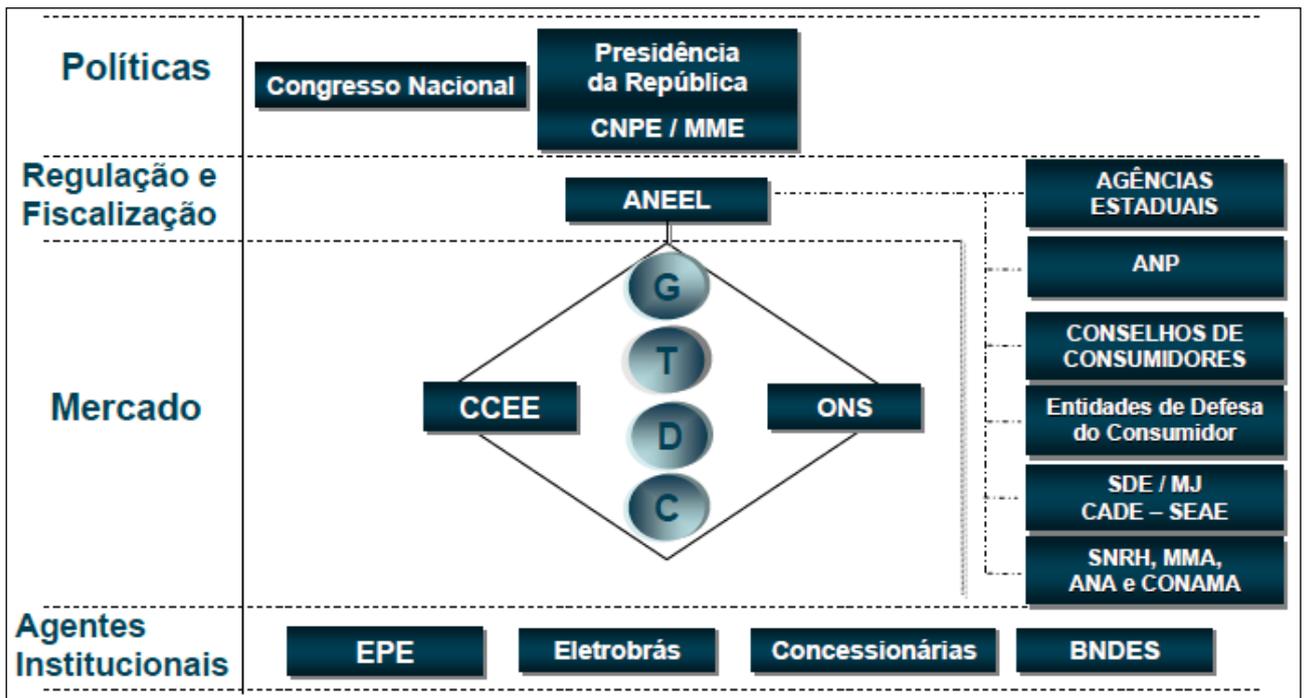


Figura 22: Estrutura institucional do setor elétrico. (95) Ver lista para as abreviaturas.

A situação das unidades geradoras no início de 2011, considerando os investimentos na utilização das fontes de energia eólica, fotovoltaica, hidroelétrica, maremotriz e termoelétrica, é mostrada, resumidamente, na Tabela 7. (96)

A integração eletroenergética dos sistemas regionais e seus respectivos mercados constitui o sistema que permite o aumento de segurança do atendimento, porém as interconexões existentes e as em estudo apresentam características que condicionam diferentes situações para a efetivação dos intercâmbios e para a total integração dos mercados regionais de energia elétrica.

A integração entre os mercados regionais pressupõe a compatibilização dos mercados de energia elétrica das regiões, redução nas assimetrias físicas, tributárias, técnicas e regulatórias. É, em geral, dependente de longo processo de amadurecimento dessas condicionantes, buscando a viabilidade de incrementar as transações energéticas entre cada área e para cada concessionária.

Tabela 7: Resumo da situação atual dos empreendimentos. Atualizado em 11 de janeiro de 2011. (96)

Fonte de Energia	Situação	Potência (kW)
83 empreendimentos de fonte Eólica	Outorgada	2.835.031
19 empreendimentos de fonte Eólica	em construção	507.100
50 empreendimentos de fonte Eólica	em operação	926.886
1 empreendimento de fonte Fotovoltaica	Outorgada	5.000
4 empreendimento de fonte Fotovoltaica	em operação	86
231 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	Outorgada	16.612.299
76 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	em construção	9.666.916
887 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	em operação	80.636.619
1 empreendimento(s) de fonte Maré	Outorgada	50
159 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	Outorgada	12.157.798
44 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	em construção	5.334.905
1397 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	em operação	31.674.90

A Figura 23 mostra a integração eletroenergética entre as principais bacias e sub-bacias hidrográficas do Sistema Integrado Nacional. O período de estiagem não é coincidente em todo o território brasileiro. O setor elétrico brasileiro tem as operações das usinas ordenadas ou despachadas pela característica hidrográfica de cada bacia. Essa ação é consequência das características sazonais das vazões naturais afluentes das usinas hidroelétricas de cada sistema. Nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, as vazões favoráveis – período chuvoso ou úmido - ocorrem nos meses de dezembro a abril. O período desfavorável ou seco ocorre entre os meses de maio e novembro. Na região Sul ocorre o contrário das demais regiões. Existe uma complementaridade hidrológica entre as regiões, que permite o aumento da produção hidroelétrica. Com isso, desde que não ocorram mudanças climáticas acentuadas que alterem esse ciclo hidrológico ou provoquem estiagens não esperadas, é obtido um despacho otimizado das usinas hidroelétricas.(97)

O sistema brasileiro de geração é formado por usinas hidroelétricas e térmicas. Quando ocorre uma previsão adequada de demanda, tem-se o despacho combinado ótimo das usinas, ou seja, o ONS realiza o despacho hidrotérmico otimizado. Caso ocorram restrições de intercâmbio entre os sistemas ou as bacias hidrográficas estejam abaixo dos níveis de operação, tem-se um risco de energia não suprida, que é compensado com o despacho adicional de usinas térmicas e ocorre a geração na situação “constrained-on”.

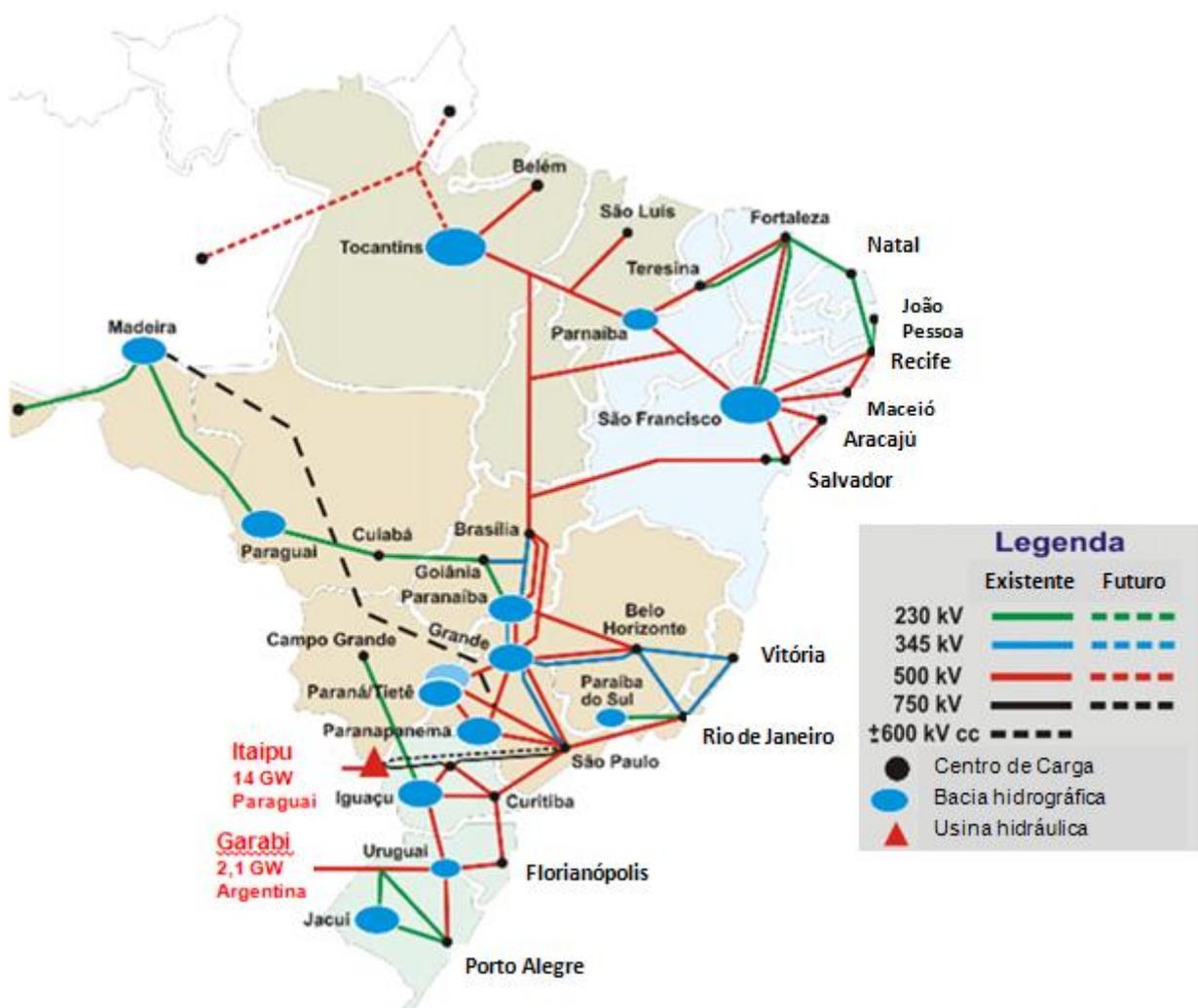


Figura 23: Integração eletroenergética com as linhas de transmissão da rede básica do SIN. (97)

No Brasil, as diferentes capacidades instaladas por estado, mostradas no Gráfico 4, ainda condicionam a estrutura de transmissão.

O mercado de distribuição de energia no Brasil é formado por 63 concessionárias. O Gráfico 5 mostra as tarifas residenciais (Grupo B1) de algumas concessionárias selecionadas.

(98) Os valores se referem às tarifas homologadas pela ANEEL, expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora), e não incluem os tributos e outros elementos que fazem parte da conta de energia para o consumidor final, como: ICMS, taxa de iluminação pública e outros encargos. Esse gráfico mostra a maior e a menor tarifa do grupo das concessionárias de distribuição de energia, demonstrando haver uma grande assimetria no valor final da tarifa entre as concessionárias apesar da integração do sistema de transmissão.

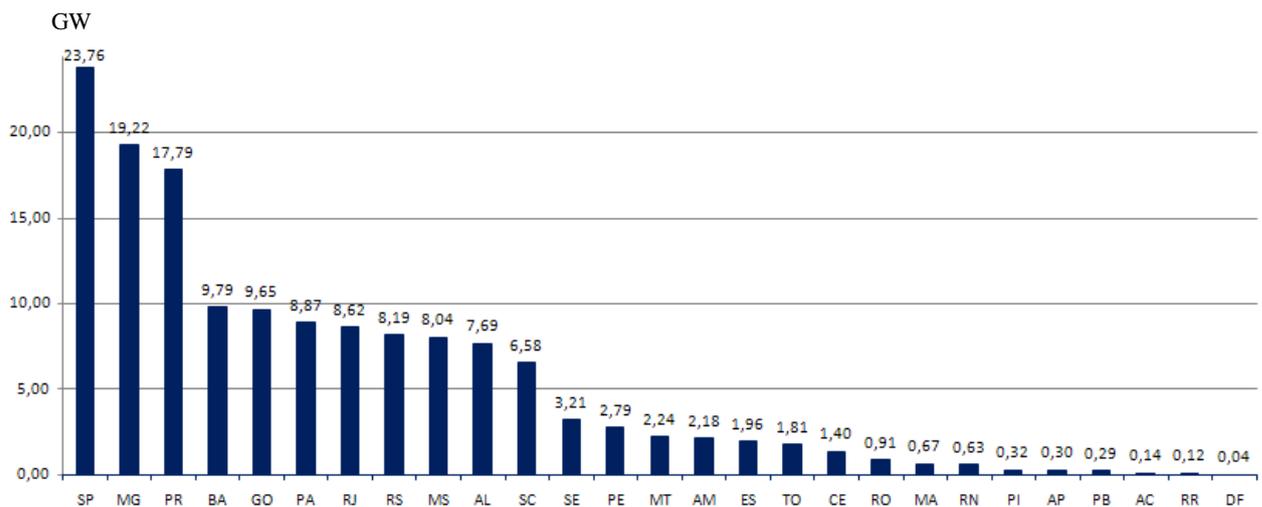


Gráfico 4: Capacidade instalada por estado em GW. A capacidade total é de 113,24 MW em dez/2010.(96)

As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento do país. No controle acionário existem, além das empresas estatais, grupos de investidores nacionais, espanhóis, portugueses e norte-americanos (95).

As redes de transmissão, após a energia ser produzida na usina, trafegam em tensão que varia de 88 kV a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e entregue ao consumidor em 220 V ou 127 V. Apenas poucas plantas industriais, que operam com tensões mais elevadas (de 2,3 kV a 88 kV), recebem energia diretamente da rede de subtransmissão. (95)

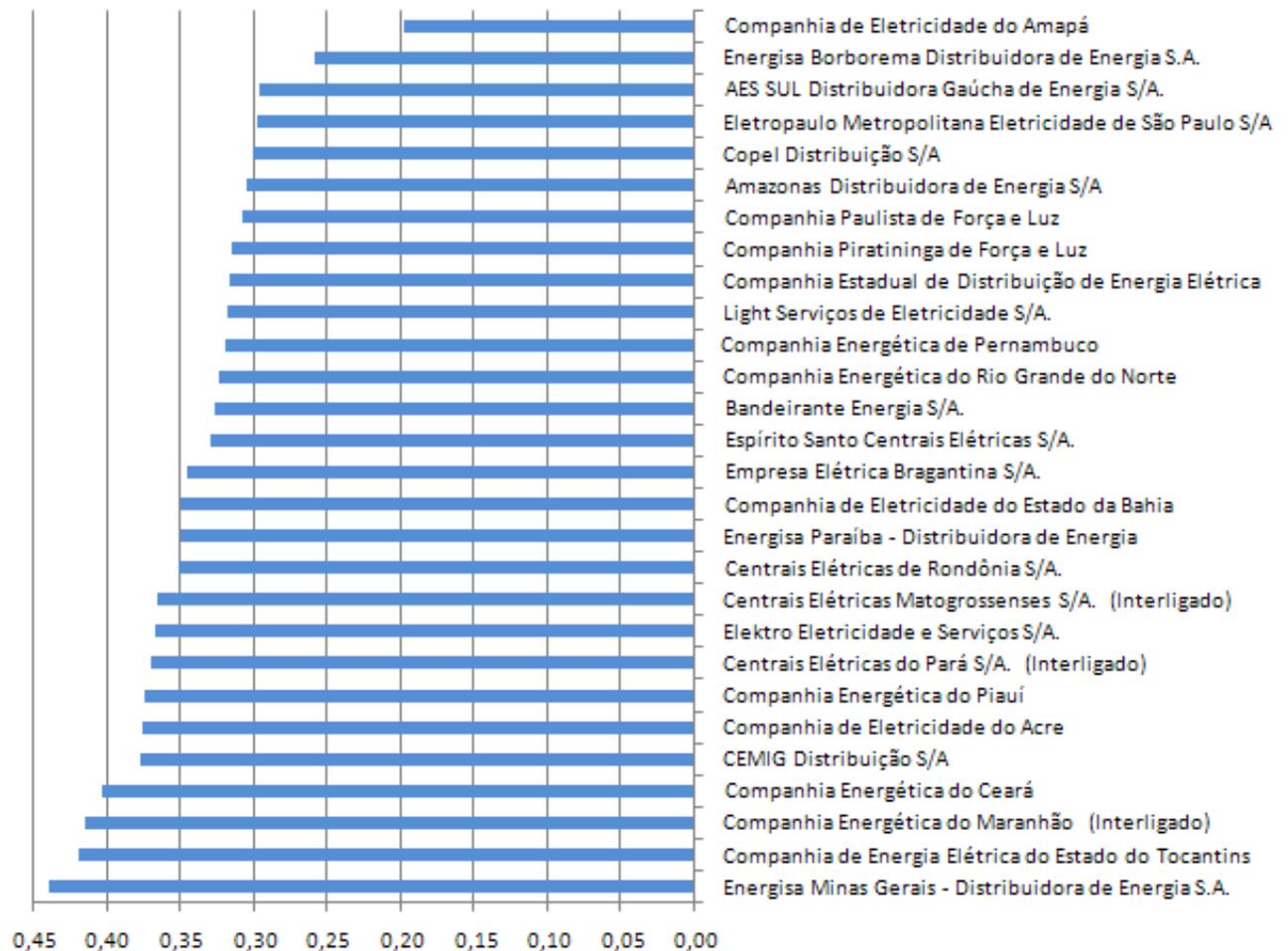


Gráfico 5: tarifas residenciais- Grupo B1-, de concessionárias selecionadas. Valor da tarifa do grupo B1 - Residencial (R\$/kWh) [98]. Valores das tarifas em dezembro de 2010.

A Figura 24 ilustra o sistema de energia, construído para suprir de eletricidade consumidores passivos quanto à ação sobre a demanda e o fornecimento de eletricidade. (99) Esse modelo, base do brasileiro, tem a responsabilidade de suprir energia à sociedade, e obriga o investimento em grandes usinas de geração, longe dos locais de carga, para garantir o fornecimento, e em longas linhas de transmissão, comprometendo o meio ambiente e comunidades. (100) As dimensões continentais da rede de transmissão e os locais de geração determinam investimento constante para aumentar alternativas de integração e evitar os racionamentos e “apagões”.

A Figura 25 mostra a proposta de modelo com gestão da demanda de energia. Esse modelo inclui a existência dos “prosumers” (consumidores e produtores de energia) ao invés de produtores e consumidores. Nesse modelo os consumidores tornam-se interativos com as

redes de transmissão. O operador do sistema é o agente com as atividades de controle em consequência da interação com o sistema completo para acompanhar a demanda de energia.



Figura 24: Sistema de fornecimento de energia. Visão da gestão da oferta de energia no Brasil.
Fonte: autor.

Ocorrendo algum problema na geração ou transmissão, o operador deve encontrar alternativas eficientes para a energia direcionada às concessionárias de distribuição de energia. A potencialidade da existência de um sistema integrado depende de características diversas, como a habilidade técnica, financeira e política. O operador nacional deve incorporar novas tecnologias, como sensores para grandes sistemas (WANS - “wide area sensor networks”) e equipamentos instalados nas redes de transmissão de longa distância, que deverão atuar juntamente com os regionais.

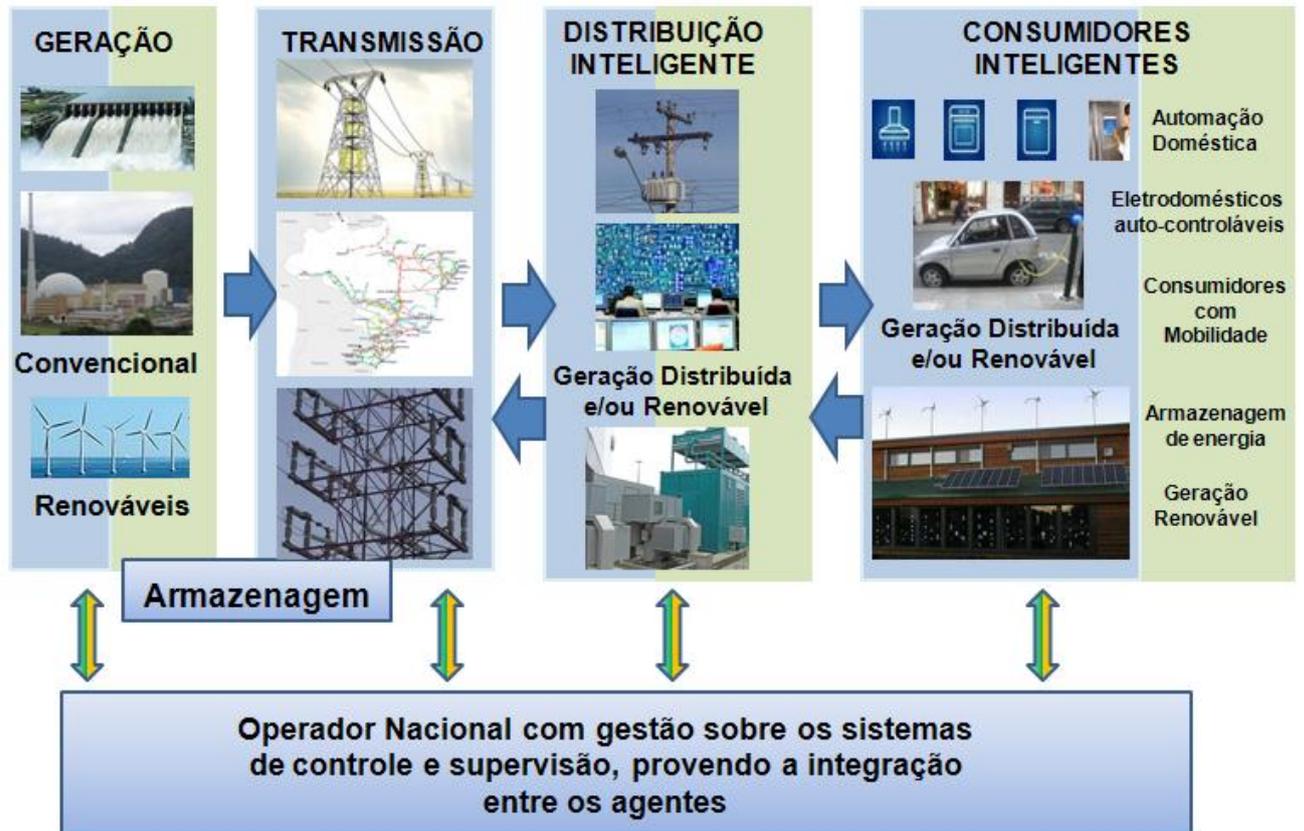


Figura 25: Visão de um sistema de energia integrado. Proposta integrada com a gestão de demanda por parte dos consumidores de energia.

Fonte: autor

4.3 Síntese

Este capítulo mostrou algumas restrições que devem ser consideradas ao se implementar a rede inteligente no Brasil.

As fontes de geração hidroelétricas são afastadas dos centros de carga e nem sempre operam em combinação com as térmicas em condições de despacho ótimo. Unidades térmicas podem, dependendo da existência de condições climáticas desfavoráveis existentes sobre as bacias hidrográficas ou de limitações sobre as linhas de transmissão, ser despachadas (situação “constrained-on”), causando encargos tarifários não esperados. Esse despacho não planejado dificulta a implantação do programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”). Uma revisão da estrutura tarifária deve ser examinada.

As linhas de transmissão são longas e continuarão em expansão na próxima década. O volume de perdas é elevado. Considerando o investimento total de R\$ 214 bilhões em geração e transmissão na segunda década do século XXI, e aplicando o índice de perdas de energia calculado pelo EPE, o valor financeiro causado por essas perdas é de R\$ 33 bilhões, ou de R\$ 3,32 bilhões ao ano.

Com relação à demanda de energia, o consumo de eletricidade per capita é baixo, principalmente quando comparado com os países que estão iniciando o desenvolvimento das redes inteligentes como os da Europa e os Estados Unidos. Para o país significa a necessidade de um investimento em um grande sistema para um consumo elétrico per capita baixo.

Um plano de substituição dos “medidores eletromecânicos” pelos “medidores inteligentes”, necessário para permitir a aplicação do futuro programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”), se realizado apenas para os consumidores residenciais deve substituir, considerando dados de 2010, 60,8 milhões de equipamentos, (não foram contabilizados os medidores industriais, comerciais, unidades rurais e de instituições governamentais). O processo de substituição, mesmo que gradativo durante a década, exigirá um investimento significativo, ainda que se considere que apenas as novas unidades consumidoras receberão medidores inteligentes.

As concessionárias brasileiras possuem tarifas bem diferenciadas, o que significa que cada uma possui aspectos estruturais de mercado e de custos peculiares. Cada uma delas deve adequar essas particularidades a uma estrutura “inteligente” de gestão, supervisão e acompanhamento da distribuição. A solução não será única e a providência da ANEEL sobre esse assunto, através da “Chamada Número 011/2010” (Projeto Estratégico: Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente), (74) pode gerar diversos pontos divergentes entre os agentes do sistema.

É possível que o caminho para uma rede nacional inteligente de energia seja articulado principalmente para conter os prejuízos financeiros vindos do atual modelo. Neste capítulo foram apresentados e discutidos os grandes entraves nacionais para a implantação da rede inteligente, como as dificuldades para um despacho ótimo das unidades geradoras, o elevado volume de perdas físicas no sistema elétrico, o baixo consumo de eletricidade em termos per capita, o elevado número de medidores a serem substituídos e as diferentes características das

concessionárias. Esses obstáculos apontam a necessidade de elaboração de planos específicos para cada região do país.

5 PLANO DE NEGÓCIO

Este capítulo é formado por quatro partes. Na primeira é analisado o modelo de negócio relacionado ao setor elétrico e o modo como esse modelo afeta a avaliação econômica do sistema de rede inteligente tanto sob a ótica da empresa como do consumidor.

Na segunda parte é realizada a análise do provável processo de desenvolvimento dos modelos de negócio associados à aplicação da rede inteligente no setor elétrico brasileiro. Visando a superação dos entraves apresentados no Capítulo 4 e tomando como base os projetos de rede inteligente das concessionárias de energia brasileiras apresentados no Capítulo 3, um modelo de negócio é então proposto. O modelo estabelece a relação de investimentos necessários e uma metodologia é apresentada para realizar a avaliação econômico-financeira.

A avaliação econômico-financeira é realizada na terceira parte, sendo relacionados os benefícios obtidos e fornecidas informações sobre a rentabilidade e o prazo de retorno do investimento, o que permite apresentar um cenário que supere os entraves mencionados anteriormente. Tal resultado ilustra como pode ocorrer o desenvolvimento do sistema de distribuição de energia no Brasil, seguindo os princípios de modicidade tarifária, inclusão social e de acessibilidade ao serviço de energia. Uma síntese completa o capítulo, reunindo os principais aspectos e conclusões desenvolvidos.

5.1 Aspectos do Modelo de Negócio

Modelo de negócio é a forma pela qual a empresa oferece os seus serviços e produtos aos mercados ou segmentos com o uso de uma tecnologia. (38)

O modelo de negócio permite, então, estabelecer um conjunto de hipóteses relacionando produtos e tecnologia com os mercados de atuação. A definição do modelo de negócio fundamenta os parâmetros que permitem a construção do modelo de viabilidade econômico-financeira da empresa.

O modelo de negócio converte, então, as iniciativas, idéias e investimentos realizados em material, pessoal, serviços e outros itens em resultado financeiro. (101) Esse conjunto, que pode constituir o plano estratégico de uma empresa, varia de uma companhia para outra.

O modelo de negócio deixa claro o caminho pelo qual uma empresa converte qualidades ou investimentos em ativos - máquinas, equipamentos, estruturas, edificações etc. - em valor financeiro.

Todas as empresas têm um modelo de negócio, seja muito detalhado ou não. O modelo de negócio é uma etapa anterior à avaliação econômico-financeira. A avaliação corresponde à utilização de informações de valores, análise financeira e tomada da melhor decisão com base no resultado obtido. Dependendo do objetivo a ser alcançado, como por exemplo o maior lucro, o maior nível de emprego, o menor impacto ambiental ou a maior responsabilidade social, são tomadas decisões que têm início no modelo de negócio estabelecido. A avaliação econômico-financeira é um processo de administração de valor, que exige o acompanhamento do fluxo de caixa de uma empresa. (102). O modelo de negócio corresponde ao estabelecimento e definição da estratégia corporativa.

Existem diversos meios de comercializar ou vender um produto ou serviço e alguns modelos fazem com que um projeto tenha sucesso, enquanto outros podem falhar. Este item apresenta os principais aspectos a serem considerados na montagem de um modelo de negócio sob as óticas da empresa e do consumidor. Sob a ótica do consumidor, será descrito um programa em que o medidor inteligente permite monitorar o consumo e pode ser utilizado como meio de comunicação.

Um modelo de negócio deve desempenhar funções. (101) A primeira função é analisar a proposição de valor da empresa, ou seja, como é criado valor com a oferta de produto ou serviço aos consumidores. A seguir, deve identificar o mercado do produto. A terceira função corresponde a estabelecer a cadeia de valor exigida para criar e distribuir o produto ou serviço. Essa função exige que sejam especificados os ativos necessários para controlar o fornecimento, a distribuição e os processos necessários para realizar a gestão dos consumidores. A quarta função corresponde a estabelecer o mecanismo e a estrutura de receitas e de custos do negócio. É determinado o potencial de lucro do modelo de negócio. A quinta corresponde a estabelecer a melhor seleção de elementos – de ordem qualitativa e

quantitativa - da empresa. Essa função determina o planejamento de curto, médio e longo prazos da empresa. Por último, deve estabelecer a estratégia de ação, ou seja, como a empresa mantém o mercado, obtém vantagens e assegura essas vantagens.

Essas funções, quando aplicadas ao setor elétrico, devem considerar a existência de instituição reguladora, do monopólio natural e aspectos associados à responsabilidade social.

O regulador tem por responsabilidade o estabelecimento de regras, supervisão e fiscalização que estabeleçam condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva adequadamente, estimulando o equilíbrio econômico entre os agentes envolvidos - geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores-, de maneira eficiente, com segurança, oferecendo à sociedade serviços adequados e a preços justos. Pode decidir incentivar e estimular novos produtos e serviços associados à rede elétrica, determinando sobre o assunto a regulamentação aplicável ao caso. O regulador determina obrigações da concessionária de serviço público: prestar o serviço adequado; adotar tecnologia, instalações e métodos que garantam a adequada prestação dos serviços e a modicidade das tarifas. A concessionária deve ainda captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação dos serviços, manter ou melhorar o nível de qualidade do fornecimento de energia elétrica e submeter à prévia aprovação da ANEEL a mudança de controle acionário ou qualquer alteração deste controle. (103)

O regulador também define direitos da empresa concessionária do serviço público de distribuição de energia: liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia; equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão via reajustes e revisões tarifárias e oferecer, em garantia de financiamento, os direitos emergentes da concessão. (103)

A responsabilidade social envolve diversas ações das empresas além da transparência de informações e de resultados contábeis e financeiros para acionistas, governo e público. Assim, deve ser garantida a segurança dos ativos - unidades geradoras, subestações, torres, postes, transformadores, cabos, estações de transmissão e distribuição etc. - que estão sobre uma grande área geográfica. São necessários, ainda, a tomada de providências e o controle sobre aspectos relacionados ao meio ambiente. É preciso também oferecer aos trabalhadores e colaboradores assistência quanto à educação e à saúde. Finalmente, as perspectivas de expansão devem ser apresentadas e divulgadas, bem como investimentos sociais devem ser

realizados em comunidades que recebem efeitos da expansão do sistema ou em outras atividades relacionadas e aceitas pela sociedade.

O modelo de rede inteligente, com integração da geração até a distribuição, por permitir que o consumidor possa controlar o uso da energia e avaliar diversas outras possibilidades de geração sob a gestão desse consumidor, é também conhecido como administração ou gestão do lado da demanda (“Demand-Side Management” – DSM). Esse é o modelo de negócio promovido ao consumidor na rede inteligente.

O modelo tradicional, em que ocorre a garantia das condições de suprimento de energia, transmissão e distribuição, tornando o consumidor passivo com relação às ações que podem ser tomadas para a gestão do consumo de energia, é conhecido como gestão ou administração do lado da oferta (“Supply-Side Management” – SSM). Esse é o modelo de negócio promovido pela rede tradicional.

O que está emergindo com o conceito de rede inteligente, nesse momento, é a transição do modelo de negócio do SSM para DSM, criando muitas possibilidades de combinações e de interações entre empresas e consumidores.

A Tabela 8 relaciona os itens que compõem o cenário e a estratégia a ser adotada em modelo de negócio com ambiente regulado e responsabilidade social. (104) A tabela posiciona esses dois aspectos que compõem o cenário do modelo de negócio para uma empresa do setor. Não entram questões financeiras de ordem societária para a empresa concessionária porque essa composição não é atribuição do órgão regulador.

Para a análise de modelo de negócio para o consumidor, é conveniente descrever o programa de inovação da Yello Strom. A empresa é 100 % subsidiária da Baden-Württemberg (EnBW). (105) O programa de inovação proposto é um modelo de negócio em que o consumidor se tornou parcialmente ativo e com o poder de realizar escolhas anteriormente inexistentes. O modelo de negócio é vender o “Yello Strom Sparszähler” (também conhecido como "savings meter").

A empresa Yello Strom possui 1,3 milhão de consumidores residenciais, é considerada inovadora no setor e instalou medidores conectados diretamente com o “site” da empresa que

oferece informações de consumo e da conta de energia. O acesso ao “site” da empresa ocorre em tempo real e com banda larga. A regulamentação local permite esse tipo de relação e a diferença não está apenas nesse aspecto. Os consumidores da Yello Strom também estão conectados com o “Google PowerMeter”, mostrado na Figura 26, outro instrumento de monitoramento no uso de energia. Diversos norte-americanos estão conectados a esse serviço e pagam por ele, porém a Yello Strom oferece o acesso sem nenhuma cobrança adicional. Outra diferença é que os consumidores podem optar por adquirir ou alugar o medidor que oferece essa facilidade com outros serviços optativos de comunicação. O aluguel do equipamento custa entre US\$ 5,60 e US\$ 11,24 por mês, dependendo da quantidade de serviços desejada. A empresa é uma das únicas do mundo a oferecer o serviço de banda larga com a vantagem do consumidor não ter que montar a rede. Adicionalmente, a empresa fornece diversos softwares e serviços aos consumidores para melhorar a qualidade e o estado de arte da tecnologia. Os consumidores da empresa aderiram ao serviço, demonstrando que a concessionária de energia - com esse modelo de negócio - fornece um valor positivo para o cliente.

Tabela 8: Hipóteses de cenário e de estratégia em ambiente regulado e com responsabilidade social determinando um modelo de negócio.

Cenário	Estratégias
Ambiente Regulatório	<ul style="list-style-type: none"> - Conhecer características legais concedidas para as empresas geradoras, transmissoras e de distribuição. Avaliar garantias de mercado e de remuneração adequada aos investimentos. Promover a implantação de rotinas, processos de controle, automação e de gestão. Analisar os efeitos sobre a tarifa de energia. Implementar tecnologias, instalações e métodos que garantam a adequada prestação dos serviços.
Responsabilidade Social e do Capital Humano	<ul style="list-style-type: none"> - Campanha de segurança, esclarecimentos, estabelecer proteções nas operações e nos equipamentos que atuam sobre amplo ambiente geográfico. - Conhecimento das características geográficas, demográficas, densidades regionais e do perfil econômico dos consumidores. - Garantia da confiabilidade operacional dos equipamentos de distribuição, acompanhar a depreciação e a idade da planta, implantar tecnologia de supervisão e de controle. - Controles ambientais e acompanhar o efeito das ações sobre o meio ambiente. - Transparência de informações e de resultados contábeis e financeiros para acionistas, governo e público

A Tabela 9 mostra a relação de itens relevantes para o modelo do negócio do consumidor em um caso como o da Yello Strom. A proposição de valor para o cliente é função dos atributos do produto ou serviços (“Google PowerMeter”), preços justos, potencial para novos serviços, confiabilidade no padrão de comunicação escolhido, garantia de privacidade, opção de escolher diversos canais de relacionamento e confiança na empresa. (105)

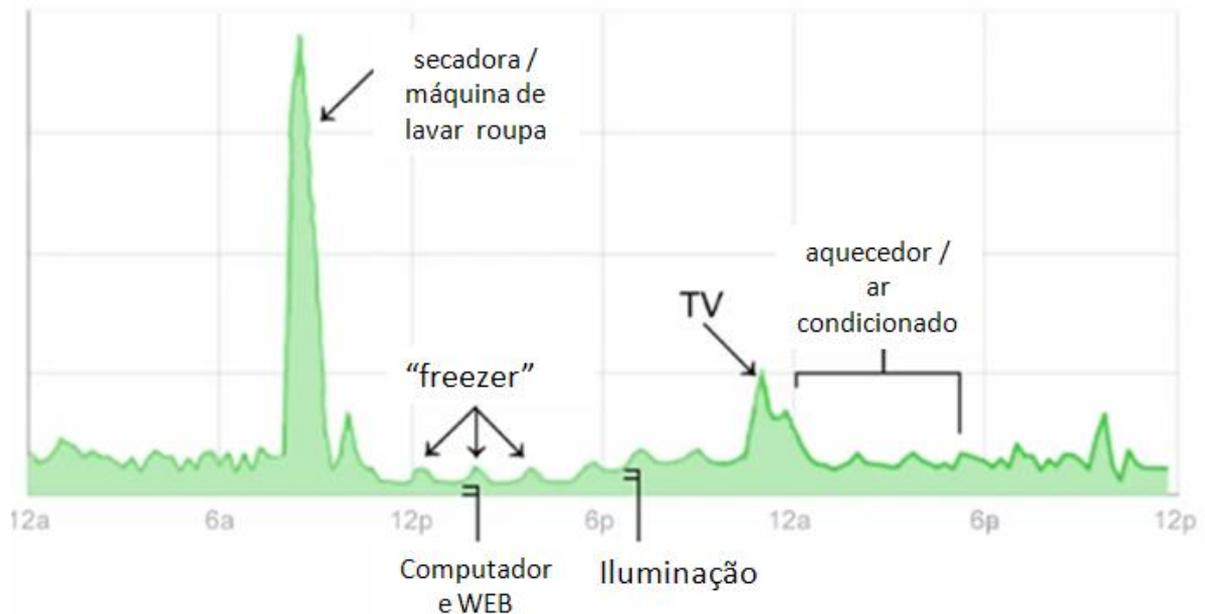


Figura 26: Tela de 24 horas, medida a cada 15 minutos, do “Google PowerMeter” de uma residência. A integração com o medidor é feita através da tomada comum. Pode-se controlar o uso dos equipamentos domésticos e prepara o consumidor também para os “eletrodomésticos inteligentes”.

A Tabela 9 mostra que, para realizar a interação com o consumidor, três aspectos novos com relação ao modelo tradicional de energia elétrica são indicados: o preço, que deve proporcionar um incentivo ao uso do sistema; o padrão de comunicação e a privacidade do consumidor.

Com relação às empresas, o modelo de negócio que determina a motivação de realizar investimentos em ativos permanentes (máquinas, equipamentos, tecnologia, estruturas, edificações etc.) são aqueles que trazem benefícios econômicos futuros. As restrições da Tabela 8 permanecem. Os investimentos podem ser agrupados em expansão, substituição e renovação. Existe um quarto grupo denominado de “outros” que corresponde a aplicações em publicidade, consultorias e recursos para pesquisa e desenvolvimento.

Investimento em expansão corresponde ao aumento da produtividade da empresa através da compra de ativos como máquinas, equipamentos ou a aquisição de outra empresa. O investimento em substituição tem por objetivo trocar equipamentos e peças obsoletas ou desgastadas pelo tempo ou uso. Investimento em renovação corresponde a realizar ajustes nos equipamentos para melhorar a eficiência. (106)

Tabela 9: Itens componentes da estratégia do cliente e da proposição de valor para o cliente em um modelo de negócio para um consumidor.

Variável de Avaliação pelo Consumidor	Proposição e Análise de Valor para o Cliente
Análise dos Atributos do Produto ou Serviço	<ul style="list-style-type: none"> - preços justos que permitam a seleção discriminada de produtos e serviços, política de transparência na formação dos critérios de preços estabelecidos - canais de relacionamento, serviços e conexões - facilidade de comercialização, qualidade, disponibilidade e funcionalidade dos produtos - apoio ao serviço através da própria empresa ou de empresas associadas - parceiras - que ofereçam canais de produtos e de serviços
Relacionamento do Cliente além da Empresa que Controla a Oferta do Serviço	<ul style="list-style-type: none"> - canal de contato com a área de supervisão do governo
Relacionamento com o Serviço	<ul style="list-style-type: none"> - simplicidade operacional, padronização e privacidade
Imagem da Empresa para o Cliente	<ul style="list-style-type: none"> - empresa cidadã - marca com boa reputação

A rede inteligente de energia corresponde a realizar investimentos em expansão com a aplicação de inovações tecnológicas sobre a tradicional rede de distribuição. O monopólio natural garante à empresa um lucro que é consequência de seu poder exclusivo sobre o mercado.

Considerando a estrutura tarifária atual do Brasil, a motivação que a empresa monopolista possui, no investimento em inovação, acontece quando a aplicação desse novo investimento promove a redução de custos. Essa motivação pode ser mostrada no processo de determinação de cálculo da tarifa residencial no Brasil. A “Parcela B”, que corresponde aos custos gerenciáveis, é multiplicada pelo índice geral de preços, mais ou menos o fator de produtividade “X”. Se os custos gerenciáveis tiverem um aumento de 2 %, o índice geral de

preços de 7 % e a produtividade de - 1 %, a parcela B recebe um incremento de 8 %. (6) (92) Essa motivação foi estudada por Kenneth Arrow. Nesse exercício, a variação no preço dos custos gerenciáveis – apenas parcela B - foi superior ao reajuste de preços ou variação da inflação e a variação final repassada à tarifa dos consumidores residenciais é positiva em termos reais.

O modelo estudado por Arrow, em 1992, supõe que a inovação é feita por uma empresa fora da indústria que irá adotá-la. A intenção dessa indústria é cobrar um “royalty” (ou obter um valor) da empresa que adotará a inovação. (92)

A Tabela 10 mostra a estratégia para uma empresa monopolista ao adotar uma inovação. O objetivo é adicionar valor à empresa. Nesse caso, pode ser desenhado um modelo de negócio que apresenta a estratégia por meio da qual a empresa pretende desenvolver e criar valor. Pode ser dada, por exemplo, ênfase à gestão dos custos, redução de riscos financeiros, melhor uso da base de clientes (evitar o roubo de energia, reduzir a receita da tarifa social etc.), melhorar gestão de ativos, atrair ou manter clientes com novos contratos ou produtos, ampliar a base de investidores, produção e processos etc. A rede inteligente pode ampliar o objetivo social da empresa (que passaria também a oferecer serviços na área de telecomunicação) e diversificar a receita, processo que acrescenta valor ao ativo.

O modelo de negócio para uma empresa realizar investimentos em inovação deve considerar que as corporações que adotam investimentos em setores pioneiros devem ser flexíveis para responder a grandes alterações ou deslocamentos em suas fontes de receitas ou custos em seus mercados. Frequentemente, crises econômicas provocam essas mudanças. Para evitar tais imprevistos, essas empresas realizam uma coleta de “melhores práticas” de outras empresas e podem eventualmente aplicá-las em determinados setores. Esse é, por exemplo, o motivo pelo qual empresas como Copel (PR), AES Eletropaulo e Light/Cemig vêm desenvolvendo suas redes inteligentes. Entretanto, a incerteza está na estrutura regulatória e o objetivo é determinado pela tarifa. O foco inicial dos projetos de P&D dessas empresas está no aumento de eficiência que promova a redução dos custos.

Tabela 10: Perspectiva financeira da empresa em ambiente regulado e com promoção da responsabilidade social com o objetivo de aumentar o valor e diversificar a receita.

Gestão Financeira	Estratégia
Gestão de Custos	reduzir com eficiência, melhorar a estrutura e a coordenação gerencial dos custos
Gestão do Lucro	expandir oportunidades de receita e das composições de outros itens que aumentam o lucro
Gestão do Risco Financeiro	uso de barreiras de entradas, redução do risco com aumento de mitigação (redução, adequação ou atenuação de riscos para valores aceitáveis), modernização e aumento de eficiência dos ativos
Gestão de Ativos	aumentar o valor e a utilização dos ativos da empresa
Gestão de Clientes	estimular preços e atrair clientes com consciência social e sobre o meio ambiente
Gestão da Marca	aumentar o valor da marca da empresa para os clientes, proprietários e acionistas

5.2 Desenvolvimento do Modelo de Negócio

O sistema de rede inteligente incorpora elementos associados à geração, engenharia de potência, sofisticada tecnologia de sensoriamento e monitoramento, tecnologia de informação e telecomunicações. Os equipamentos estão expostos a diversas e inesperadas condições que podem levar a situações extremas de “apagões” e interrupção de energia. Com isso, a rede inteligente não é definida pelas tecnologias utilizadas, mas pelas funcionalidades que deve possuir.

Em 1956, Benjamin Bloom desenvolveu a taxonomia dos objetivos educacionais, também popularizada como “taxonomia de Bloom”, um processo de classificação que mostra como o aprendizado ocorre. Existem diversas representações do diagrama desse aprendizado, como roda, estrela, pirâmide, hierarquia funcional, rosáceas e outros. A Figura 27 utiliza a estrutura da pirâmide, que talvez seja a mais conhecida. (107) A base da pirâmide caracteriza o nível de

compreensão mais básico e o topo, o conhecimento mais sofisticado. Na base, chamada de “conhecimento”, ocorre a memorização de fatos, padrões específicos, procedimentos e conceitos. Nesse nível não ocorre inovação e nem novas idéias. Esse nível, entretanto, é útil para o aprendizado técnico. No nível da “compreensão” começa a haver o entendimento do uso de certos padrões, das instruções de montagem ou de aspectos operacionais. No nível seguinte, “aplicação”, é entendido o uso dos componentes, porém não são permitidas alterações na arquitetura de montagem. Em “análise”, é entendida a relação entre os elementos que formam os componentes e o sistema. É compreendida a forma de lidar com todos os componentes, estabelecendo as relações entre eles. Na “síntese”, são estabelecidos padrões e a forma necessária de integrar. Na “avaliação”, ocorrem a criação dos sistemas, a análise de sistemas alternativos e a aplicação para novas utilidades, com critérios apoiados em evidência interna - de pessoas ou de empresas - ou ainda baseados em critérios sociais.

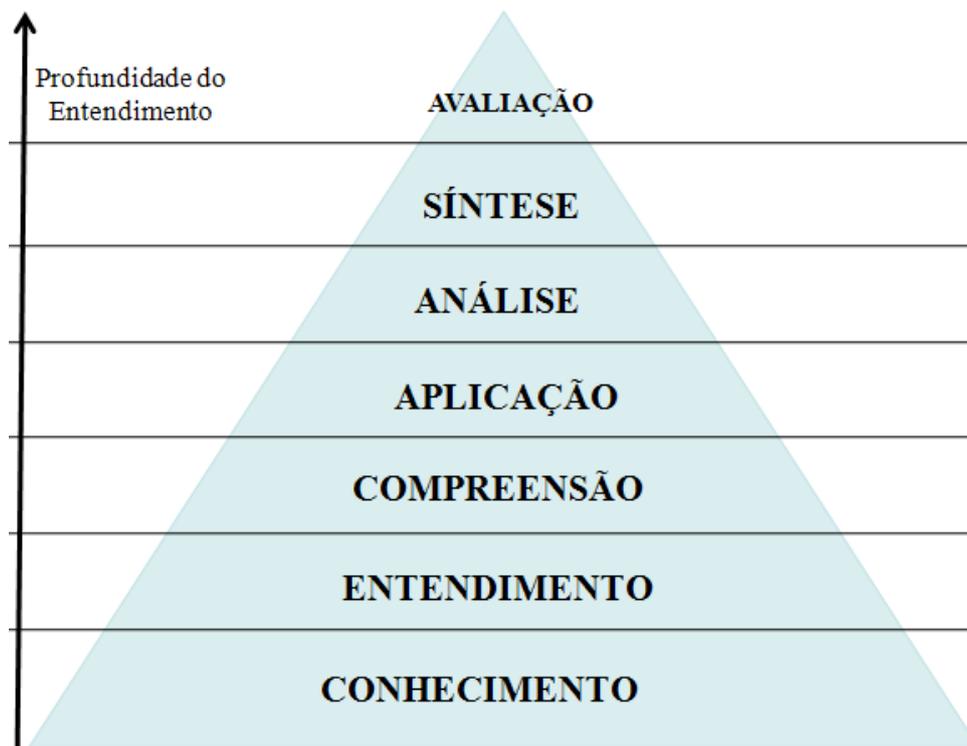


Figura 27: Taxonomia de Bloom.

A integração da rede inteligente com a geração, transmissão, distribuição e outras funções, requer o mais alto nível - o de avaliação - baseado na complexidade que o sistema pode atingir.

A rede inteligente terá uma implantação gradual, partindo do conhecimento descrito na base da pirâmide. Iniciará com a troca por medidores bidirecionais, permitindo o uso da tecnologia AMR (“automated metering reading”). Como mostrado no Capítulo 2, o AMR não é suficiente para resolver ou controlar a demanda de energia. O sistema necessita incorporar elementos que permitam resolver as dificuldades existentes para um despacho ótimo, as perdas do sistema elétrico e adaptar-se às características de diversas concessionárias. A integração do sistema com geração distribuída em diversas tensões, linhas regionais de subtransmissão e distribuição e integração com as fontes de geração distribuída são aspectos a serem considerados.

As tarifas brasileiras são diversificadas entre as concessionárias e estão entre as mais altas do mundo. A rede para o país deve incorporar um sistema de controle de geração, transmissão e distribuição que forneça o melhor desempenho, promovendo a eficiência e a otimização do sistema, colaborando com a redução da tarifa e conduzindo, como consequência, ao aumento no consumo de energia elétrica. Acontece, então, uma alta no consumo de eletricidade em termos per capita.

A solução da rede inteligente indica que os investimentos serão iniciados pela área de distribuição do setor elétrico. O “conhecimento” deverá começar por esse segmento.

Com isso, o modelo de negócio deve começar adequando-se a cada concessionária e a cada região. Progressivamente será adicionada uma grande variedade de serviços e níveis superiores de integração ao sistema de rede inteligente devem acontecer.

A Figura 28 mostra a aplicação da taxonomia de Bloom ao sistema de rede inteligente. A arquitetura da rede inteligente e sua operação requerem uma estratégia. Isso significa que diversas tecnologias serão utilizadas e investimentos realizados para desenhar e operar esta nova estratégia de gestão do setor elétrico.

A Figura 6, mostrada no capítulo 2, ilustra o perfil de uma empresa do setor elétrico integrada com estrutura de telecomunicação. Considerando a taxonomia de Bloom, a característica da tecnologia e o perfil da empresa mostrada na Figura 6, será analisada no item 5.3 a estrutura de investimentos e de benefícios de um projeto que apresenta controle de perdas, medidores inteligentes, automação de subestação e subtransmissão, automação da rede de distribuição,

transformador monitorado, balanço de energia – acompanhamento da oferta e demanda de energia no transformador de distribuição - e conexões com geração distribuída, que será suprida por clientes cadastrados.

Propõe-se, para realização dessa análise, o modelo de negócio ilustrado na Figura 29, o qual estabelece quatro conjuntos de funcionalidades básicas: uma para os clientes, outra para subestações, a terceira para a rede de distribuição e a quarta para a supervisão dos transformadores. Esse modelo de negócio se baseia em algumas características dos modelos da Copel (PR), da Light/Cemig e da AES Eletropaulo. O modelo estabelece a troca dos medidores eletromecânicos por medidores inteligentes e a colocação dos novos medidores em novas instalações de consumidores, a supervisão de subestações e da rede de distribuição e o monitoramento dos transformadores, de forma a permitir a auto reconfiguração do sistema e calcular o balanço de carga para avaliar as perdas comerciais do sistema.



Figura 28: Aplicação da taxonomia de Bloom ao sistema de rede inteligente. O nível de conhecimento inicia-se pela “Distribuição”, seguida pela “Transmissão” e “Geração”. Os “níveis superiores” virão a seguir.

Os medidores inteligentes permitem a telemedição, o corte no caso de inadimplência, programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”) com alerta para horários programados (de pico, fora de pico etc.) e novos serviços, como os oferecidos pela Yello Strom. O medidor permitirá conhecer o perfil de carga dos consumidores, podendo auxiliar o planejamento. Além da medição da energia ativa em baixa tensão, poderá também medir a energia reativa. Poderá, adicionalmente, indicar para a central de medição um alarme no caso de violação da sua configuração.

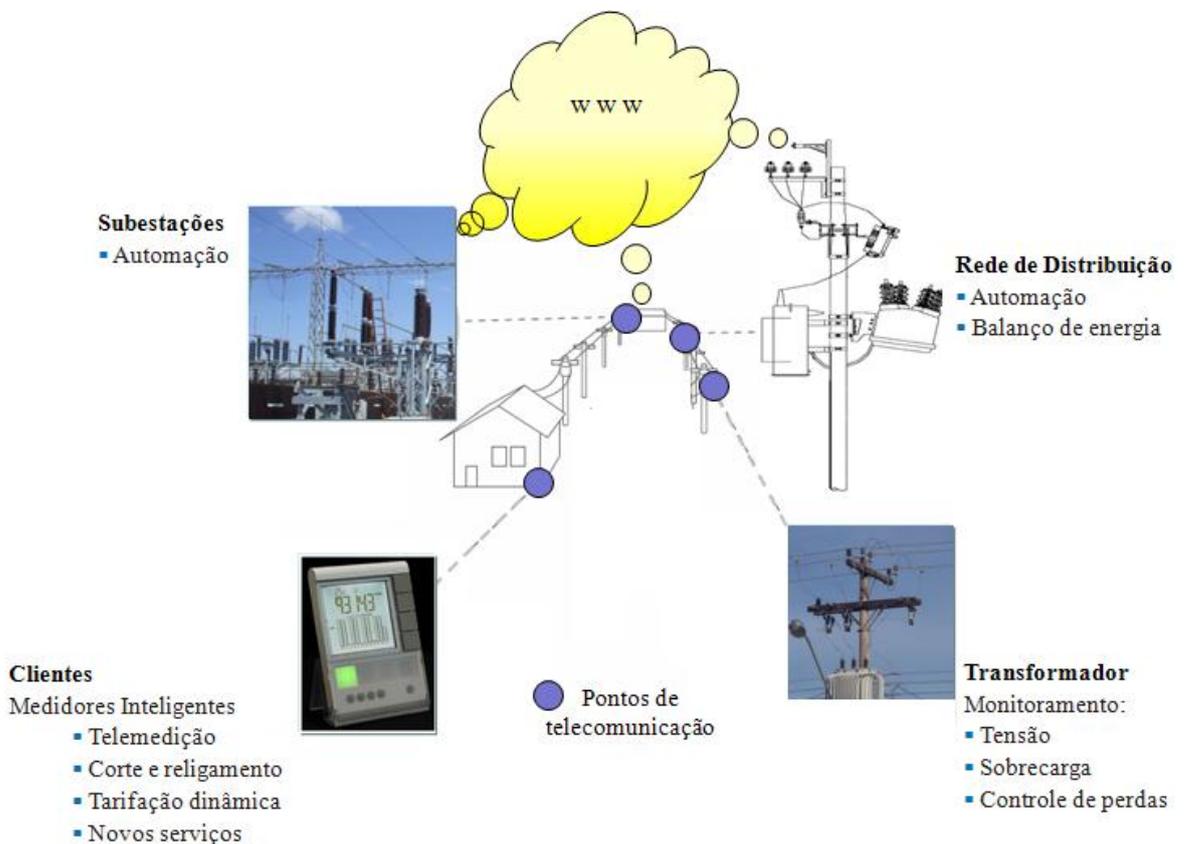


Figura 29: Modelo de rede inteligente de energia trazendo benefícios na medição, subestações e na rede de distribuição.

As subestações poderão receber câmaras de vigilância e tanto essas subestações quanto os alimentadores terão automação, permitindo a auto-reconfiguração e o aumento de eficiência na distribuição, com a redução dos índices DEC e FEC. A rede de distribuição com monitoramento dos transformadores de distribuição permite o balanço de energia, ou seja, o acompanhamento das energias ofertada e demandada, trazendo como benefícios a

identificação dos locais de perdas técnicas e comerciais, melhora na qualidade da informação e da análise, redução dos pedidos de indenização dos clientes, redução das reclamações de tensão e melhoria do gerenciamento da energia.

A relação dos investimentos necessários à implantação do modelo ilustrado na Figura 29 está indicada na Tabela 11. O “Anexo C” fornece detalhes adicionais. Esses investimentos foram constituídos de forma a estabelecer um cenário de superação dos entraves à instalação da rede inteligente apresentados no Capítulo 4. Nota-se a participação significativa dos itens “medidores” e “comunicação”, que correspondem a 80,54 % em termos de aquisição de material e a 52,73 % na despesa com serviços. Considerando o total de investimentos, “medidores” respondem por 43,8 % e “comunicação” por 31,6 %. Somados, os dois itens equivalem, portanto, a 75,4 % do total de investimentos. O prazo de instalação do sistema é estimado em 3 anos.

Tabela 11: Relação dos investimentos necessários à implantação do modelo ilustrado na Figura 29.

Equipamentos	Material (% do investimento)	Serviços (% do investimento)	Total (% do investimento)
Medidores inteligentes	43,94 %	43,06 %	43,8 %
Balço de Energia - Software	3,85 %	13,37 %	5,6 %
Rede de Distribuição	10,41 %	19,68 %	12,1 %
Chaves em Média Tensão	0,90 %	0,17 %	0,8 %
Chaves de Alta Tensão	0,65 %	0,59 %	0,6 %
Medidores de Energia nos			
Alimentadores	1,68 %	0,59 %	1,5 %
Automação das Subestações	1,87 %	3,53 %	2,2 %
Integração	0,10 %	9,34 %	1,8 %
Comunicação	36,60 %	9,67 %	31,6 %
Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Composição (%)	81,5%	18,5%	100,0%

Os benefícios obtidos com a rede inteligente por uma concessionária de distribuição brasileira, aplicando-se o modelo proposto na Figura 29, são os seguintes: corte e religamento remotos em áreas críticas e capacidade de execução da suspensão do fornecimento em 100 % da indicação de corte; redução das perdas decorrentes de roubos, fraudes e anomalias nos

sistemas de medição; redução da provisão para créditos de liquidação duvidosa e dos valores lançados a perdas contábeis; telemedição de todos os clientes com eliminação da necessidade dos serviços de leitura; medição e cobrança de energia reativa excedente em todos os clientes de baixa tensão maiores que o consumo de 120 kWh; renovação do parque de medidores com a substituição dos medidores obsoletos e redução do erro médio e de faturas erradas; regularização de toda a carteira de ligações informais e otimização da operação da rede de distribuição.

Considerando o prazo de instalação, os benefícios iniciais- de curto prazo- estão na automação da rede e digitalização das subestações. No aspecto comercial, ainda no curto prazo, os benefícios permaneceriam na redução das perdas comerciais, leitura remota, controle de demanda de energia, implantação da política de tarifas dinâmicas, pré-pagamento tarifário e faturamento do reativo em baixa tensão. No médio prazo ocorre a valorização do ativo da empresa e no longo prazo a geração distribuída e o desenvolvimento dos pontos de alimentação de veículos elétricos.

A decisão de investir em um projeto está relacionada a procedimentos quantitativos de avaliação. O critério do “Fluxo de Caixa Descontado”, ou “Valor Presente Líquido”, ou ainda “Análise do Valor Atual Líquido” é um dos processos quantitativos mais utilizados em todo o mundo. (109)

Esta metodologia de avaliação econômica calcula o valor presente da soma dos resultados de um fluxo de caixa projetado no futuro. A formalização mostra que qualquer fluxo financeiro pode ter o seu valor medido em termos de valor atual (108) pelo somatório dos valores futuros descontado a valor presente por uma determinada taxa de juros. Esta taxa de juros também é conhecida como taxa de desconto.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (1),$$

onde:

VPL = valor presente líquido

FC_t = fluxo de caixa projetado até o período n

i = taxa de desconto

n = períodos

O valor do projeto, portanto, corresponde ao valor de seus fluxos de caixa futuros, trazidos a valor presente descontados por uma determinada taxa. Significa avaliar se os resultados presentes de uma série futura de fluxos de caixas compensam o investimento atual realizado no projeto. Com isso, é estabelecido um critério de decisão e avaliação do projeto: se o valor presente líquido (VPL) for maior que zero, o projeto é economicamente viável.

Como o valor presente líquido considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo, ele é encontrado “subtraindo-se o investimento inicial de um projeto do valor presente de suas entradas de caixa” - fluxo de caixa - descontadas à taxa de custo de capital. (111)

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (2),$$

onde FC_0 = investimento inicial.

O fluxo de caixa deve corresponder ao valor disponível para os investidores. Conceitualmente esses valores incrementais são conhecidos por “fluxo de caixa livre” e fornecem o resultado periódico do projeto depois de ter atendido todas as necessidades operacionais e cobertos os investimentos. Em projetos de inovação tecnológica, devem ser acrescidos como benefícios, ou receitas, os custos evitados com a utilização da inovação. Conforme Damodaran, o cálculo do fluxo de caixa deve ser realizado da seguinte forma: (109)

Fluxo de caixa livre = (receitas – despesas – depreciação – amortização) x (1 + alíquota de impostos) + depreciação + amortização – desembolsos de capital – necessidades de capital de giro.

Considerando que os impostos podem mudar de país para país - ou eventualmente serem reduzidos para estimular que uma empresa adote políticas de inovações, ou ainda compensados em operações entre companhias de um mesmo grupo -, a avaliação de um projeto pode excluir a incidência da tributação para encontrar-se uma representação geral. Utilizando o conceito de “lucro antes dos pagamentos de juros, impostos, depreciação e amortização” (LAJIDA ou EBITDA - “earnings before interest taxes depreciation and amortization”) e excluindo os efeitos dos impostos, o conceito de fluxo de caixa pode ser reescrito da seguinte forma:

Fluxo de caixa livre antes dos pagamentos de impostos = EBITDA – desembolsos de capital – necessidades de capital de giro.

O valor desse fluxo pode variar para cada período projetado. O período analisado deve estar baseado em uma, em algumas ou em todas as características financeiras e/ou físicas dos componentes do projeto, bem como da tecnologia empregada. (110)

A taxa de desconto deve refletir o custo médio esperado das fontes de recursos financeiros ou do custo de capital da empresa que adotará o projeto. No caso da empresa, deve ser utilizado o custo médio ponderado do capital (CMePC ou WACC), que é obtido multiplicando o custo específico de cada modalidade de financiamento por sua participação na estrutura de capital da empresa e somando-se os valores ponderados. Assim, o custo médio ponderado de capital, r_a , pode ser especificado da seguinte maneira: (111)

$$r_a = (w_i \times r_i) + (w_p \times r_p) + (w_s \times r_s) \quad (3),$$

onde:

w_i = participação do capital de terceiros de longo prazo na estrutura de capital

r_i = custo do capital de terceiros (taxa de juros)

w_p = participação das ações – se a empresa for de capital aberto – na estrutura de capital

r_p = custo das ações (rendimento)

w_s = participação do capital próprio na estrutura de capital

r_s = custo do capital próprio

O custo de capital é a taxa de retorno exigida pelos fornecedores de recursos para que seu capital seja destinado ao projeto. Projetos com custo médio ponderado de capital constante e que apresentem retorno superior a esse custo aumentarão o valor da empresa, enquanto que projetos com taxa de retorno inferior a esse custo causarão redução desse valor. (111)

Os projetos associados à inovação tecnológica consideram as fontes de capital de longo prazo disponíveis para uma empresa. São essas fontes que proporcionam o financiamento permanente porque “o financiamento de longo prazo é que sustenta os investimentos da empresa em ativo imobilizado” e terá em consequência um custo específico e determinado. (111)

A taxa interna de retorno (TIR) é uma das técnicas mais utilizadas na avaliação de orçamento de capital. Consiste na taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas do fluxo de caixa a zero. Com isso é estabelecido mais um critério de decisão: se a TIR for maior do que o custo de capital do projeto, este é economicamente viável.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (4)$$

Quando a taxa de desconto “i” determina o valor zero para o VPL, ela passa a ser a TIR do projeto.

O terceiro critério de avaliação é o de “payback descontado”, ou prazo de retorno de um investimento, que corresponde ao período de tempo necessário para a recuperação total do capital investido. Considerando que FC_0 representa o valor do investimento inicial, o “payback descontado” consiste na determinação do tempo “t” da equação:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} = FC_0 \quad (5)$$

Esse indicador é utilizado em conjunto com os outros dois métodos examinados de análise, ou seja, de VPL ou a TIR, para avaliar a viabilidade econômica do projeto.

5.3 Avaliação Econômico-Financeira

Este item tem por finalidade avaliar, em termos econômicos e financeiros, o caso apresentado no item anterior referente à implantação da rede inteligente por uma empresa de distribuição de energia, aplicando o modelo de negócio proposto. Esse modelo proposto tem o objetivo de reduzir ou eliminar alguns dos entraves à implantação da rede inteligente apresentado no Capítulo 4. A avaliação realizada utiliza o critério de fluxo de caixa descontado, calcula os efeitos financeiros futuros dos investimentos realizados, permitindo identificar os beneficiários e valor das medidas a serem adotadas.

Na avaliação do modelo proposto, considera-se que a realização dos investimentos listados na Tabela 11 será feita em 3 anos e que a projeção do fluxo de caixa é de 15 anos. A Figura 30 apresenta o cronograma financeiro de investimentos, ao passo que a Figura 31 mostra a planilha de avaliação de redução de perdas. Uma lista de hipóteses (por exemplo, de quantidades instaladas de medidores por período, torres, proteções, chaves etc.) e seus impactos sobre os valores financeiros devem ser identificados para cada funcionalidade da rede inteligente. Posteriormente essas hipóteses poderão variar de forma a permitir uma análise de sensibilidade do modelo e serem combinadas de forma a se obter o modelo financeiro ideal. Informações adicionais que reduzam as incertezas das hipóteses assumidas e das estimativas de custos devem ser fornecidas até o momento de conclusão da análise. As hipóteses e informações estabelecem um sistema de funções financeiras que permite determinar a solução ótima. Essa solução ótima estabelecerá o desenvolvimento do modelo de negócio inicialmente articulado e o cronograma de implantação. (112)

Uma planilha semelhante à Figura 31 deve ser desenvolvida para calcular demais funcionalidades do modelo de negócio proposto. Assim, por exemplo, podem ser incluídas novas planilhas que avaliem erros no faturamento e despesas com refaturamento, despesas com operação e manutenção considerando os investimentos regulares e os novos investimentos, custos evitados com deslocamentos desnecessários de viaturas, leitura, corte e religamento, receita com cálculo de reativo e outras planilhas financeiras como cálculo do fluxo de caixa, financiamentos, demonstrativo de resultado do exercício, efeito financeiro da redução das provisões para devedores duvidosos e balanço patrimonial.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2		Investimento Total				Ano 1	Ano 2	Ano 3
3								
4						25,4%	34,9%	39,7%
5		USS / Medidores		52,12				
6								
7		INVESTIMENTO TOTAL		100,0%	643.253.058	228.498.118	227.347.016	187.407.924
8								
9		MEDIDORES INTELIGENTES		43,8%	281.620.317	70.801.324	132.144.328	78.674.665
33								
34		REDE DE DISTRIBUIÇÃO		12,1%	77.994.419	77.994.419	-	-
39								
40		BALANÇO DE ENERGIA - SOFTWARE		5,6%	36.064.037	9.016.009	12.622.413	14.425.615
44								
45		CHAVES DE ALTA TENSÃO		0,6%	4.085.581	1.142.326	1.389.302	1.553.953
46								
61		CHAVES EM MÉDIA TENSÃO		0,8%	4.907.629	1.226.907	1.712.811	1.967.911
67								
68		AUTOMAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES		3,7%	23.550.659	5.847.060	8.283.335	9.420.264
74								
75		INTEGRAÇÃO DE SISTEMA		1,8%	11.616.625	11.616.625	-	-
79								
80		COMUNICAÇÃO		31,6%	203.413.791	50.853.448	71.194.827	81.365.516
84								
85								
86		Depreciação						
96		Depreciação Total				(15.233.208)	(30.389.676)	(42.883.537)
107								

Figura 30: Estrutura do investimento em planilha de cálculo, detalhando prazos de implantação do sistema.

O resultado de benefícios obtidos pela avaliação financeira é mostrado na Tabela 12. Entre esses benefícios estão alguns que trazem efeitos por promover a redução da tarifa de energia para o consumidor (“Parcela B- custos gerenciáveis”) e outros que aumentam a receita da concessionária. A principal consequência do modelo proposto é a redução observada nas perdas comerciais, aumentando a confiabilidade do sistema, redução de investimentos no setor, tanto na rede de distribuição quanto na transmissão de energia e da geração, reduzindo a aquisição de combustíveis das fontes térmicas e a emissão de gases poluentes. Alguns desses itens eram entraves - analisados no Capítulo 4 - que dificultavam a implantação de uma rede elétrica moderna no país e que com o modelo proposto são progressivamente superados, mantendo os princípios estabelecidos pelo governo para o setor.

Perdas - Premissas (II)				Programa de Perdas Comerciais		Ano 1	Ano 2
Ganhos estimados em cada situação :							
				Clientes Alvo			
				<input type="text"/>			
GW/h	%	GW/h	Descrição				
	90%		BT / ano				
	70%		Anomalias BT / ano				
	100%		Cortados BT / ano				
				Parcela sobre o total			
				GW/h / ano			
				Redução			
				MWh			
				R\$/MWh - Tarifa de compra			
				R\$/MWh - Tarifa de venda			
				Proporção 10.000 clientes			
Energia Firme	75%		R\$ Mil Total/ano				
Energia Salvada	25%		R\$ Mil Total/ano				
Indicador			R\$/10.000 clientes/ano				
			clientes				
Perdas - Premissas (III)							
Ganhos estimados em cada situação:							
				Clientes Alvo			
				<input type="text"/>			
				Instalações			
GW/h	%	GW/h	Descrição				

		Medidores MEC	
		Ganho para cada 10 mil	
		<input type="text"/>	
Ganhos Totais			
		Medidores Outros	
		Ganho para cada 10 mil	
		<input type="text"/>	
Ganhos Totais			
		Medidores MEC	
		Ganho para cada 10 mil	
		<input type="text"/>	
Ganhos Totais			
		Ganho Total Previsto	
		<input type="text"/>	
Total			
<input type="text"/>			

Figura 31: proposta de planilha para cálculo de redução das perdas comerciais com instalação de medidores inteligentes.

Tabela 12: Receitas ou benefícios ao ano obtidos com a rede inteligente.

Benefícios	%
Redução com perdas comerciais	41,4 %
Redução com despesas de corte e religamento	4,7 %
Redução na provisão para devedores duvidosos	5,3 %
Redução com perdas de leitura	2,1 %
Receita com leitura do reativo em baixa tensão	16,0 %
Ganho com redução do erro do medidor	1,1 %
Ganho com redução das ligações informais	24,6 %
Redução com custo de operação na rede	4,8 %
Total	100,0 %
Total comparado com o investimento inicial sem correção	77,2 %

Com relação ao resultado financeiro do projeto, considerando um custo médio ponderado de capital (CMePC ou WACC) de 12,5 %, financiamento sobre equipamentos de 60 % com recursos do BNDES na linha FINEM (Financiamento a Empreendimentos), custo estimado de 10,5 % ao ano (custo financeiro + remuneração básica do BNDES + taxa de risco de crédito),

carência de 1 ano com amortização em 5 anos, o resultado obtido foi de uma taxa interna de retorno (TIR) de 34 % e prazo de retorno do investimento de 8 anos.

Considerando o ambiente econômico do país, apesar de TIR adequada em termos financeiros, o prazo de retorno é considerado elevado- os modelos adotados por empresas consideram o prazo apropriado de retorno de capital quando se situa entre 3 e 4 anos. Entretanto, a avaliação financeira realizada permite analisar que o prazo de retorno pode ser reduzido com a diminuição no custo dos investimentos principalmente dos medidores, fontes de empréstimos com um custo menor – taxa de juros dos empréstimos mais baixa- e financiamento com um prazo mais longo (superior a 5 anos).

5.4 Síntese

Na primeira parte deste capítulo foi desenvolvido o conceito de modelo de negócio, tendo sido apresentada uma relação das variáveis significativas a serem consideradas para o desenvolvimento da rede inteligente. Mostrou-se o efeito do ambiente com regulamentação e aumento da consciência sócio-ambiental sobre os modelos de negócios e como a transição de um modelo SSM para DSM altera as relações entre a empresa e o consumidor. A seguir foram relacionados alguns critérios sobre como o consumidor pode tomar decisões sobre inovações tecnológicas.

A segunda parte mostrou haver uma grande sofisticação tecnológica na implantação da rede inteligente no Brasil, sugerindo que o processo será lento. As primeiras empresas a difundir a tecnologia serão as concessionárias de distribuição de energia, seguidas pelas transmissoras e depois pelas geradoras. A análise sugere que uma alternativa de implantação, considerando o prazo de instalação, seria considerar que no curto prazo os benefícios da rede estariam na automação, digitalização das subestações e auto-recuperação do sistema. No curto prazo, considerando os aspectos comerciais, os benefícios permaneceriam na redução das perdas, leitura remota, controle de demanda de energia, implantação da política de tarifas dinâmicas, pré-pagamento tarifário e faturamento do reativo em baixa tensão. No médio prazo, ocorre a valorização do ativo da empresa e no longo prazo a geração distribuída e o desenvolvimento de pontos de alimentação dos veículos elétricos.

A última parte apresentou um processo de avaliação econômico-financeira aplicando o modelo de negócio proposto. Esse modelo tem o objetivo de reduzir ou eliminar alguns dos entraves à implantação da rede inteligente apresentados no Capítulo 4. Inicialmente foi estabelecida uma metodologia de cálculo e criado um cenário de intervenção, tendo sido destacadas alguns aspectos importantes, como o investimento em medidores e tecnologia da comunicação. O conjunto de premissas ou hipóteses é elevado. Essas premissas podem ser alteradas e servir, posteriormente, para a criação de cenários de sensibilidade sobre a avaliação desenvolvida.

O resultado obtido para o Brasil, em consequência das características financeiras considerados, apresenta um prazo de retorno elevado. Algumas propostas podem ser viabilizadas com redução no valor dos equipamentos utilizados na implantação da rede inteligente, recursos financeiros a um custo menor ou por um prazo mais longo.

O resultado social, permitindo que a rede inteligente providencie os benefícios analisados, pode se refletir em um aumento no número de novas oportunidades, como inserção digital, modicidade tarifária, serviço de qualidade colaborando na redução de reclamações, (113) crescimento do Produto Interno Bruto com menores investimentos em geração e transmissão e aumento de empregos.

6 CONCLUSÕES

Ao longo deste trabalho foram avaliados a perspectiva econômica e os modelos de negócios associados ao desenvolvimento da rede inteligente de distribuição de energia no Brasil.

São diversas as funcionalidades previstas no sistema de rede inteligente, entre as quais destacam-se o desenvolvimento de uma estrutura de telecomunicações para suportar a operação com medidores do consumo de energia com comunicação bidirecional, um sistema de avaliação e controle de perdas, o desenvolvimento e aplicação do programa de tarifas diferenciadas (“dynamic electricity prices”), a automação das linhas de distribuição, a gestão e diagnóstico da rede, a análise da configuração e reconfiguração da distribuição de energia no caso de falhas, a automação residencial, formas de armazenar energia, a supervisão e controle da geração distribuída e a disponibilidade dos terminais de recarga para veículos elétricos e híbridos. Novos serviços associados à telecomunicação ainda podem ser criados. Considerando a sofisticação exigida, algumas funcionalidades podem levar diversos anos para implantação.

O desenvolvimento do conjunto de funcionalidades varia de uma concessionária para outra e de uma região ou país para outro, apresentando diferentes motivações. Na Europa existe um grande comprometimento com a redução de carbono e de gases causadores do efeito estufa. A solução de geração de energia com fonte limpa pode ultrapassar as fronteiras do país e o consumidor pode atender uma parte do seu consumo de energia com geração própria, de origem solar ou eólica. É possível notar claramente que, tanto na Europa quanto nos Estados Unidos, estão sendo criadas oportunidades de negócios para desenvolver o sistema de distribuição de energia.

Os principais entraves à implantação da rede inteligente no Brasil foram objeto de sistematização e análise no presente estudo. Uma das principais limitações do atual modelo refere-se à dificuldade de eliminar ou reduzir as perdas de energia no país. Considerando o investimento total de R\$ 214 bilhões em geração e transmissão na segunda década do século XXI, e aplicando o índice de perdas de energia elétrica calculado pela EPE, o valor financeiro dessas perdas é de R\$ 33,2 bilhões, ou de R\$ 3,32 bilhões ao ano. Essas perdas de eficiência do sistema dificultam a própria modernização do setor elétrico no Brasil. Nos Estados Unidos, o montante de US\$ 4,5 bilhões destinado ao setor através do “American Recovery and

Reinvestment Act” (ARRA) resultou no aumento da confiabilidade da rede através da melhora na estrutura de transmissão e de distribuição. Em comparação, o valor das perdas brasileiras convertido em dólares norte-americanos é superior a US\$ 18 bilhões. Essa é uma motivação significativa para o desenvolvimento da rede inteligente no país, o qual deve ser orientado para a redução de perdas.

Foi também observado que o Brasil possui um baixo consumo de eletricidade per capita e longas linhas de transmissão, as quais abastecem poucos pontos de carga em relação à Europa e aos Estados Unidos. A consequência é uma tarifa de energia elétrica elevada no Brasil. As tarifas de energia européias e norte-americanas são menores do que a brasileira por existir uma quantidade muito maior de consumidores, maior quantidade de pontos de carga e um consumo per capita de eletricidade bem superior ao brasileiro, mesmo considerando a característica térmica das fontes de energia.

É também notado que, no Brasil, as áreas com maior carga têm o mesmo fuso horário. No caso norte-americano, existem quatro fusos horários sobre a área continental do país, o que permite distribuir a carga em diferentes períodos de ponta, aumentando a segurança e eficiência na distribuição de energia.

As fontes de geração hidroelétricas no país estão afastadas dos centros de carga e nem sempre operam em combinação de despacho ótimo com as térmicas. A existência de adversidades como condições climáticas desfavoráveis, causando estiagens, e limitações ou restrições sobre as linhas de transmissão causam despachos não programados das térmicas (situação “constrained-on”) e provocam encargos tarifários não esperados.

Considerando então a existência desses entraves, comuns a todas as concessionárias, foi desenvolvido um modelo de negócio que avalia o efeito financeiro e econômico da aplicação de elementos da rede inteligente sobre o sistema tradicional de distribuição. O modelo visa contribuir para superar os entraves ao desenvolvimento da rede no país e propor novas motivações econômicas que permitam modernizar a rede de distribuição de energia. As ações propostas partem das funcionalidades básicas das concessionárias, principalmente daquelas localizadas nos grandes centros de carga, as quais buscam eliminar as perdas de energia em suas áreas de concessão, uma estratégia para reduzir custos e o acompanhamento da oferta do serviço com o crescimento urbano e industrial. Para isso é necessária a troca dos medidores

eletromecânicos por medidores inteligentes (digitais e de comunicação bidirecional), a instalação de chaves de alta e de média tensão e de equipamentos de supervisão da rede de distribuição, o monitoramento dos transformadores, a avaliação do balanço de carga do sistema e a instalação dos equipamentos de monitoramento para permitir a localização dos pontos de roubo ou perdas de energia. Esse sistema também permite, quando em operação, o auto-religamento no caso de falha operacional e a redução de custos de operação e manutenção.

O modelo de negócio proposto mostra o início da transição do modelo SSM (“Supply-Side Management”) para o modelo DSM (“Demand-Side Management”). Essa transição permite que o consumidor acompanhe a demanda de energia. O SSM traz benefícios mais rápidos ao garantir a oferta de energia no curto prazo. Entretanto, considerando o efeito sobre a tarifa, provoca um valor que, no caso brasileiro, está entre os mais altos do mundo.

Através do modelo proposto foram identificados benefícios significativos para a concessionária, como a redução das perdas (roubo e ligações informais) e aumento com a receita da cobrança da energia reativa em baixa tensão. Outros benefícios identificados foram a redução das despesas de corte e religamento, redução no valor da provisão financeira para devedores duvidosos com a diminuição da inadimplência e, com a substituição por novos equipamentos, a redução nos erros do medidor. Para o consumidor, entre outros efeitos, a redução de perdas e de custos das concessionárias traz como consequência a redução da tarifa de energia.

O modelo financeiro mostrou que o prazo de retorno do investimento é elevado. A substituição dos medidores e a estrutura de telecomunicação exigem grandes investimentos. Um programa de desenvolvimento tecnológico que promova a redução no preço dos medidores e dos equipamentos de comunicação, associado a uma melhora das condições de financiamento para as empresas poderá conduzir a um resultado satisfatório.

O desenvolvimento proposto pelo modelo de negócio permite expandir o cenário de distribuição de energia elétrica ao considerar a possibilidade de geração em diferentes tensões. A análise indica que os entraves vão sendo superados e aponta para o surgimento de novas oportunidades de comercialização de energia nos próximos anos, bem como novas

oportunidades de serviços baseados na rede de telecomunicação, as quais se traduzirão em benefícios relacionados à geração de empregos e ao meio ambiente.

Para o país passar a ter gestão de demanda de energia faz-se necessária a criação de uma infraestrutura que permita a formação efetiva de novas oportunidades ou motivações de negócios aos consumidores. O passo inicial se constitui na criação de um programa de substituição dos “medidores eletromecânicos” pelos “medidores inteligentes”, necessário para permitir a aplicação do programa de tarifas diferenciadas. Se executado apenas para os consumidores residenciais, o programa deverá substituir, considerando dados de 2010, 60,8 milhões de equipamentos (não foram contabilizados os medidores industriais, comerciais, unidades rurais e de instituições governamentais). Sem substituir o parque de medidores, não será possível controlar as perdas totais do sistema e nem estabelecer um eficiente e transparente programa de tarifas diferenciadas.

Como proposta para trabalhos futuros sugere-se aprimorar e ampliar o modelo de negócio desenvolvido, adequá-lo ao ambiente de análise, que pode ser local, regional, nacional ou internacional, relacionar os investimentos necessários e avaliar os impactos para os agentes envolvidos, como empresas, consumidores, governo e também meio ambiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 PETRILL, E.. **IntelliGrid SM Consortium: enabling the power delivery system of the future**. Palo Alto: EPRI , 2005.
- 2 EUROPEAN COMMISSION. **European Technology Platform: vision and strategy for Europe's electricity networks of the future**. Luxembourg: European Commission, ISBN 92-79-01414-5; 2006. EUR 22040.
- 3 BRASIL. Ministério de Minas e Energia do Brasil. **Portaria no. 440, de 15 de abril de 2010. Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 16 abr. 2010. Seção 1, p. 72. (Anexo I).
- 4 BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n ° 375, de 25 de agosto de 2009**. (Anexo II).
- 5 VASCONCELLOS, V.; ALVES, M. E. G.; MOURA, G. A.. **Especificação de Sistemas de Monitoramento On-Line para Transformadores de Potência Baseada em Arquitetura Descentralizada**. In: CONGRESO LATINO AMERICANO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. CLADE 2008 Anais. Disponível em:
<<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/Clade%20-%202008/Trabajos/138.pdf>> Acesso em: 25 jul.2010
- 6 BRASIL . Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2005.(Cadernos Temáticos; n° 4)
- 7 IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. **IEEE Power and Energy Magazine**. v.7, n.2, p. 52-62; Mar/Apr. 2009.
- 8 PASCALICCHIO, A. C.; PIANTINI, A.. **Impactos da Rede Elétrica Inteligente no Brasil**. Revista IEEE- América Latina – IEEE-LA, 2011 – "Prelo", número 968.
- 9 BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução n° 223 de 29 de abril de 2003**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 abr. 2003. Seção 1, p. 154.
- 10 Douglas , J.. **Grid Security in the 21st Century : the story in brief**. EPRI Journal. Summer, 2005. Disponível em:
<http://mydocs.epri.com/docs/CorporateDocuments/EPRI_Journal/2005_Summer/1012149_GridSecurity.pdf> Acesso em: 25 jul. 2010.
- 11 IEEE. **Smart grid**. Disponível em: <<http://smartgrid.ieee.org/about-smartgrid/why-ieee>>. Acesso em :26 jul. 2010.

- 12 DOSTERT, K.. **Powerline Communications**. New Jersey: Prentice Hall, 2001. ISBN-0-13-029342-3.
- 13 Dollen, V. D.. **IntelliGrid Enabling Energy Efficiency**. Electric Power Research Institute (EPRI) IntelliGrid Program, 2006, USA.
- 14 Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações. **Projeto Análise de Desempenho de Sistemas PLC frente a Distúrbios Ligados à Qualidade de Energia: metodologia de medição Campinas: CPqD, 2005**. Relatório Técnico PD.33.GS.E1A.0894^a/RT-03-AA.
- 15 HRASNICA, H.; HAIDINE, A.; LEHNERT, R.. **Broadband Powerline Communications Networks: network design**. New York: John Wiley & Sons, 2004.
- 16 UNIVERSAL POWERLINE ASSOCIATION. Disponível em: <http://www.upaplc.org/>. Acesso em 05/01/2004.
- 17 DS2. Disponível em: <http://www.ds2.es/subsecciones-web/subsecciones-web.aspx?ID=7>>. Acesso em 28 jul. 2010.
- 18 List of Broadband Over Power Line Deployments. Disponível em: http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_broadband_over_power_line_deployments#cite_note-24> Acesso em: 13 dez. 2 010.
- 19 GÖTZ, M.; RAPP M., DOSTERT, K. . **Power Line Channel Characteristics and Their Effect on Communication System Design**. IEEE Communications Magazine • April 2004 - 0163-6804/04/ © 2004 IEEE.
- 20 ASSOCIAÇÃO DE EMPRESAS PROPRIETÁRIAS DE INFRAESTRUTURA E DE SISTEMAS PRIVADOS DE TELECOMUNICAÇÕES: APTEL. **Grupo de Trabalho- Power Line Communications-PLC ou Broadband Over Power lines-BPL: White Paper**. Rio de Janeiro: APTEL, 2004.
- 21 NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY. **NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards”, Release 1.0**. . Gaithersburg: NIST, 2010. NIST Special Publication 1108

22 ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE . **The Integrated Energy and Communication Systems Architecture**. Palo Alto: EPRI,2004.

23 DOLLEN, V. D.. **IntelliGrid: Enabling the Power Delivery System of the Future**. In: International Symposium on Power-Line Communications, 9 , 2005. **ISPLC Proceedings**. 2005.

24 EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM SMARTGRIDS. **Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future**. Luxembourg: European Communities, 2007. ISBN 92-79-03727-7. ISSN 1018-5593- Luxembourg, 2007.

25 _____. **Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future**. April 2010, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2010.

26 USA. Senate and House of Representatives of the United States of America. Public Law n ° 110 – 140, December 19, 2007. **Energy Independence and Security Act of 2007**. HR 6. Doc.110-140.

27 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE- 802.11™: Wireless Local Area Networks**. Disponível em: <<http://www.ieee802.org/11/>> Acesso em: 25 de agosto de 2010.

28 FARHANGI, H.. **The Path of the Smart Grid**. IEEE Power and Energy Magazine v.8, n.1; p.18-28, Jan/Feb. 2010. DOI 10.1109/MPE.2009.934876.

29 OPERADOR NACIONAL do SISTEMA ELÉTRICO–ONS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx> Acesso em: 30 ago. 2010.

30 RUIC, G.. **Entenda por que hidrelétricas dominam matriz energética brasileira**. Disponível em: <<http://portalexame.abril.com.br/meio-ambiente-e-energia/noticias/entenda-hidrelétricas-dominam-matriz-energética-brasileira-553035.html?page=1>> Acesso em: 23 ago. 2010.

31 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. – Brasília : ANEEL, 2008. ISBN: 978-85-87491-10-7.

32 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA Informe à imprensa. **Plano Decenal de Energia – PDE 2019**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100504_2.pdf> Acesso em: 19 de ago. 2010.

- 33 SUN, Wei. et al.. **Quality of Service Networking for Smart Grid Distribution Monitoring.** In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS; 1., 2010, Gaithersburg, USA. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010. p. 373 – 378. ISBN 978-1-4244-6510-1. DOI 10.1109/SMARTGRID.2010.5622072
- 34 DAVIDSON, E.M.; CATTERSON, V.M.; McARTHUR,D.J.. **The Role of Intelligent Systems in delivering the Smart Grid.** In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. **Proceedings.** Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-6. ISBN 978-1-4244-6549-1. doi 10.1109/PES.2010.5590034
- 35 ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **IntelliGrid Smart Power for 21st Century.** Palo Alto: EPRI, 2005. Disponível em: < <http://intelligrid.epri.com>>. Acesso em: 16 dez. 2010
- 36 ELZINGA, D.. **Developing a Common Vision for the Grid of the Future–Low-carbon Energy Technology Roadmaps.** Disponível em: <http://www.iea.org/work/2010/global_markets/elzinga.pdf>. Acesso em 16 dez. 2010
- 37 HEMEL, G.; PRAHALAD, C.K.. **Competing for the Future.** Boston: Harvard Business School Press, 1994.
- 38 CHIAVENATO, I.; SAPIRO, A.. **Planejamento Estratégico: fundamentos e Aplicações da intenção aos resultados.** 2. ed. Rio de Janeiro : Campus, 2010.
- 39 SANTOS, G.A.G. et al.. **Por que as Tarifas foram para os Céus? propostas para o setor elétrico brasileiro.** Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 14, n. 29, p.435 – 474, jun. 2008.
- 40 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética . **Balço Energético Nacional, 2010: ano Base 2009.** Rio de Janeiro: EPE, 2010, 279 p.
- 41 LIU, W-H E.. **Analytics and Information Integration for Smart Grid Applications.** IEEE, 978-1-4244-6551-4/10...©2010 IEEE.
- 42 SLOOTWEG, H.. **Smart Grids- The Future or Fantasy? Smart Metering – Making it Happen.** 2009, London, UK, ISBN 978-1-84919-089-3.

43 GLOBAL ENERGY NETWORK INSTITUTE. **Electricity Energy Grid Maps.** Disponível em: <<http://www.geni.org/globalenergy/issues/global/energy/index.shtml>>. Acesso em: 29 de dez. 2010.

44 USA - Senate and House of Representatives of the United States of America in Congress. **American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (“ARRA”).** One Hundred Eleventh Congress of the United States (Feb., 2009).

45 SMART GRID PROJECTS. **ARRA Smart Grid Programs: Investment Grant Program – Information for Project Team.** Disponível em: <http://www.smartgrid.gov/smartgrid_projects?category=1>. Acesso em: 23 de dez. 2010 .

46 GTM RESEARCH. **United States Smart Grid Policy 2010.** Disponível em: <<http://www.gtmresearch.com/report/united-states-smart-grid-policy-2010>>. Acesso em: 23 dez. 2010.

47 CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION . **Decision Adopting Requirements for Smart Grid Deployment: plans Pursuant to Senate Bill 17 (Padilla), Chapter 327, Statutes of 2009 – Proposed Decision of Commissioner Ryan.** May 21, 2010.

48 CPS ENERGY. **A 'Smart' way to help save electricity.** Disponível em: <<http://www.mysanantonio.com/news/energy/article/A-Smart-way-to-help-save-electricity-636234.php#page-1>>. Acesso em: 23 dez. 2010.

49 FIRST ENERGY CORP. **First Energy Signs Agreement With Department of Energy for Smart Grid Grants: projects planned in Pennsylvania and New Jersey.** Disponível em:<<http://www.firstenergycorp.com/NewsReleases/2010-06-03%20FE%20Signs%20Agreement%20With%20DOE%20For%20Smart%20Grid%20Grants.pdf>>. Acesso em : 23 dez. 2010.

50 SMART GRID PROJECTS. **Town of Danvers, MA Smart Grid Project.** Disponível em: <<http://www.smartgrid.gov/project/town-danvers-ma-smart-grid-project>>. Acesso em: 23 dez. 2010.

51 NEW YORK STATE PUBLIC SERVICE COMMISSION. **NY’s Smart Grid Projects Move Ahead: important steps taken to create future electric grid.** New York, 2010. (Case number 09-E-0310).

52 DORAN,KEVIN; BARNES FRANK; PARICH PUNEET. **Smart Grid Deployment in Colorado: Challenges and Opportunities.** Colorado: University of Colorado at Boulder, 2010.

- 53 ZELLER, TOM Jr.. **Smart' Meters Draw Complaints of Inaccuracy.** Disponível em: <<http://www.nytimes.com/2010/11/13/business/13meter.html>>. Acesso em 23 dez. 2010.
- 54 EUROPEAN COMMISSION. **Towards Smart Power Networks: lessons learned from European research FP5 projects.** Luxembourg: European Commission; 2005. EUR 21970 ISBN 92-79-00554-5.
- 55 ADVISORY COUNCIL- EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM SMARTGRIDS. **Smart Grids Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future.** Luxembourg: European Commission, 2010 .
- 56 COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS. **Comunicação ao Conselho Europeu da Primavera: Trabalhando juntos para o crescimento e o emprego: um novo começo para a estratégia de Lisboa.** Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, 2005. (SEC 192; 193)..
- 57 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Efficiency Governance:OECD/IEA.** Paris: IEA, 2010. Disponível em:< <http://www.iea.org/papers/2010/eeg.pdf>>. Acesso em: 25 dez. 2010.
- 58 ENEL Distribuzione S.p.A. . **Smart Metering System of Enel.** Disponível em: <http://www.enel.com/en-GB/innovation/project_technology/zero_emission_life/smart_networks/smart_meters.aspx?it=-1>. Acesso em :27 dez. 2010.
- 59 GIGLIOLI, E.; PANZACCHI, C.; SENNI L.. **How Europe is Approaching the Smart Grid – European Unity Progress.** Milano: Mckinsey & Company, Italy, 2010
- 60 NG UTILITIES NEXT GENERATION UTILITIES SUMMIT. **Italy is leading the smart grid market.** Disponível em: <<http://www.nguaustralia.com/italy-is-leading-the-smart-grid-market/>> Acesso em: 26 dez. 2006.
- 61 BOUFFARD, F.. **The Challenge with Building a Business Case for Smart Grids.** In: POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. **Proceedings....**, Piscataway: IEEE, 2010. ISBN: 978-1-4244-8357-0 .
- 62 FEDERAL MINISTRY OF ECONOMICS AND TECHNOLOGY (BMW). **E-Energy ICT-based Energy System of the Future.** Paderborn: Bonifatius GmbH, Public 2008. Relations/IA8.
- 63 STRBAC, G.. **Technical and Regulatory Framework for Smart Grid Infrastructure: A Review of Current UK Initiatives.** Piscataway: IEEE, 2010. ISBN 978-1-4244-6551-4/10.

64 United Kingdom. **A Smart Grid Routemap - Electricity Networks Strategy Group.** February 2010; London, UK ; Disponível em: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100919181607/http://www.ensg.gov.uk/assets/ensg_routemap_final.pdf>. Acesso em: 29 dez.2010.

65 FRANCE. **Official Gazette no. 0203 - Decree no. 2010-1022 of 31 August 2010.** Relating to metering devices – dated September 2, 2010, page 15993. Disponível em: <http://www.emeter.com/2010/heard-here-first-french-smart-meter-decree/>. Acesso em: 29 dez. 2010.

66 ENEMALTA CORPORATION. **Smart meters – Deployment Schedule.** Disponível em: <<http://enemalta.com.mt/page.asp?p=1054&l=1>>. Acesso em: 29 dez. 2010.

67 THE ENERGY AND UTILITIES PROJECT. **Smart Meters on a Roll in Canada.** Disponível em: <<http://mthink.com/utilities/utilities/smart-meters-roll-canada>>. Acesso em: 29 dez.2010.

68 ENERGY NETWORKS ASSOCIATION. **National strategy for smart electricity networks.** London: ENA, 2010. ABN 75 106 735 406.

69 **SMART GRID STUDY AUSTRALIA. A comprehensive view of the strategies, priorities, drivers and challenges for Australia's smart grid adoption.** Sydney: Logica Pty Ltd., 2009.

70 BOCCARDO, D.R. et al.. **Software Evaluation of Smart Meters within a Legal Metrology Perspective: A Brazilian Case.** In: CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 2010. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010.

71 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução ANEEL Número 456, de 29 de novembro de 2000 estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 nov.2000. Seção 1, p. 35, v. 138, n. 230-E.

72 BRASIL. **Lei Número 11.465, de 28 de março de 2007 e Lei Número 9.991, de 24 de julho de 2000 ; dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.** Diário Oficial da União, Brasília, DF , 29 mar.2007. Ed. Extra

73 ALCÂNTARA, Márcio. **O futuro está aqui.** Disponível em: <http://www.redeinteligente.com/tag/cemig/>. Acesso em: 03 de jan.2011.

74 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Chamada Número 011/2010-Projeto Estratégico: Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente.** Brasília: SPE, 2010.

75 BESSI, B.. **Concessionárias de energia investem em redes inteligentes.** Disponível em: <<http://economia.ig.com.br/empresas/concessionarias+de+energia+investem+em+redes+inteligentes/n1237795505233.html>>. Acesso em 4 de janeiro de 2011.

76 ALCÂNTARA, M.. **AES Eletropaulo lança projeto piloto de smart grid em São Paulo.** 25 de novembro de 2010. Disponível em: <http://www.redeinteligente.com/2010/11/25/aes-eletropaulo-lanca-projeto-piloto-de-smart-grid-em-sao-paulo/>. . Acesso em: 03 jan. 2011.

77 GOEKING, W.. **AES Eletropaulo inicia projeto piloto de redes inteligentes.** 29/11/10 Brasil Econômico, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/aes-eletropaulo-inicia-projeto-piloto-de-redes-inteligentes_94821.html>. Acesso em: 03 de Jan. 2011.

78. O BRASIL a um passo para o futuro. **Saber: Revista de Pesquisa e Desenvolvimento da Light.** n.2, p. 16 - 23, nov. 2010. Disponível em: <http://www.light.com.br/web/ped/pdf/revista_light_02.pdf>. Acesso em : 04 jan. 2011.

79 Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações . **Light e Cemig investem R\$ 65 milhões em smart grid.** Disponível em:<<http://www.cpqd.com.br/imprensa-e-eventos/press-releases/5102-light-e-cemig-investem-r-65-milhoes-em-smart-grid-.html>>. Acesso em 03 de jan. 2011.

80 ALCÂNTARA, M.. **O futuro está aqui. 10 de novembro de 2010.** Fonte: Jornal da Energia Disponível em:<<http://www.redeinteligente.com/tag/cemig/>>. Acesso em : 04 de jan.2011.

81 ROHJANS,S.. et al.. **Survey of Smart Grid Standardization Studies and Recommendations.** In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS; 1., 2010, Gaithersburg, USA. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010. p. 373 – 378. ISBN 978-1-4244-6510-1. DOI 10.1109/SMARTGRID.2010.5621999

82 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Disponível em: <<http://www.iec.ch/helpline/sitetree/about/>>. Acesso em 04 jan. 2011.

83 EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION. Disponível em: <<http://www.cenelec.eu/Cenelec/About+CENELEC/default.htm>>. Acesso em 04 jan. 2011.

84 COMITÊ BRASILEIRO DE ELETRICIDADE, ELETRÔNICA, ILUMINAÇÃO E TELECOMUNICAÇÕES. Disponível em: <<http://www.cobei.org.br/index.htm>> . Acesso em 04 jan. 2011.

85 JAPAN'S INITIATIVE ON SMART GRID. **A Proposal of Nature Grid**. Tokyo: Ministry of Economy Trade and Industry , 2009.

86 GREEN INVESTING. **Japan Planning A Really Smart Grid Worth Envyng and Following**. 21 October 2010 Disponível em:< <http://uk.ibtimes.com/articles/20101021/japan-planningreally-smart-grid-worth-envyng-and-following.htm>> . Acesso em: 4 jan. 2011.

87 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica no 0044/2010-SRD/ANEEL, de 17/09/2010**. Brasília: ANEEL, 2010.

88 CLEAN ENERGY MINISTERIAL. **Fact Sheet: Electric Vehicles Initiative**. Washington, D.C: U.S. Department of Energy, 2010.

89 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019**. Brasília: MME/EPE, 2010.

90 DOLLEN, V. D.. **Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap** . Gaithersburg : NIST, 2009. Disponível em: < <http://www.nist.gov/smartgrid/upload/InterimSmartGridRoadmapNISTRestructure.pdf>. > . Acesso em: 4 jan. 2011.

91 EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM. **Smartgrids: strategic deployment document for Europe's electricity networks of the future**. Disponível em: < http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf>. Acesso em: 4 jan. 2011.

92 KUPFER, D.; HASENCLEVER,L. **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier , 2002, ISBN: 85-352-0908-5.

93 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA . **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Brasília: ANEEL., 2005. (**Cadernos temáticos, nº 4**).

94 COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Tarifas de Energia Elétrica : conhecendo os custos e encargos setoriais** . Disponível em:
<http://www.cemig.com.br/conselho/realizacoes/cartilha_tarifas_2010.pdf>. Acesso em: 7 jan.de 2010.

95 ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3ª. Edição – Brasília, 2008. ISBN: 978-85-87491-10-7; CDU: 621.31(81)(084.4); Brasil.

96 ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp?>; Acesso em 12 de janeiro de 2011.

97 ONS- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Mapas do Sistema Integrado Nacional – SIN**. Disponível em:
http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#; Acesso em 11 de janeiro de 2011, Brasil.

98 ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas Residenciais Vigentes**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>. Acesso em 12 de janeiro de 2011, Brasil.

99 POLETTI, C.. **Super Grids & Smart Grids- IEFE- Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy- 23 February 2010**. Disponível em:
<http://portale.unibocconi.it/wps/allegatiCTP/PolettiGreenLightforBusiness.pdf>. Acesso em 12 de janeiro de 2011.

100 LOPES, E. . **Lula vai a Altamira sob protestos contra Belo Monte** . Disponível em:
<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia+geral,lula-vai-a-altamira-sob-protestos-contrabelo-monte,24094,0.htm>; 21 de junho de 2010; Acesso em 12 de janeiro de 2011.

101 CHESBROUGH, H. . **Open Business Models – How to Thrive in the New Innovation Landscape**. Harvard Business School Press, 2006, ISBN 13: 978-1-4221-0427-9, USA.

102 Copeland, T.; Koller, T.; Murrin, J.. **Avaliação de Empresas- Valuation- Calculando e Gerenciando o Valor das Empresas**. 3ª. Edição, Pearson Makron Books, 2002, ISBN: 85-346-1361-3, São Paulo, Brasil.

103 ABDO, J. M. Miranda. **Audiência Pública sobre a Eletropaulo - Comissão de Minas e Energia**. Câmara dos Deputados . ANEEL, 2003. Brasília-DF. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/ApresentacaoEletropaulo.pdf> Acesso em 22 de janeiro de 2011.

104 KAPLAN, R. S. ; NORTON, D. P. . **Mapas Estratégicos- Convertendo Ativos Intangíveis em Resultados Tangíveis**. Editora Campus -8ª. Edição, ISBN : 85-352-1268-X, RJ, Brasil.

105 GOOGLE POWERMETER. **What is Google PowerMeter?** Disponível em: <http://www.google.com/powermeter/about/about.htm>. Acesso em: 23 de janeiro de 2011

106 WORLD ECONOMIC FORUM. **Accelerating Successful Smart Grid Pilots- Switzerland, 2010**. Disponível em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_EN_SmartGrids_Pilots_Report_2010.pdf Acesso em 17 de janeiro de 2011.

107 HEYDT, G. T.; KEZUNOVIC, M.; SAUER, P. W.; BOSE, A.; McCalley, J. D.; SINGH, C.; JEWELLI, W. T.; RAY, D. J.; VITTAL, V.. **Professional resources to implement the “smart grid”**. IEEE- North American Power Symposium (NAPS), 2009 USA Print ISBN: 978-1-4244-4428-1. Digital Object Identifier: 10.1109/NAPS.2009.5484097. Date of Current Version: 14 Junho 2010.

108 HIRSCHLEIFER, J. . **On the Theory of Optimal Investment Decisions** . Journal of Political Economy; the University of Chicago Press, 1958, USA –Disponível em: <http://bbs.cenet.org.cn/uploadImages/200351313565438161.pdf>, Acesso em 24 de janeiro de 2011.

109 DAMODARAN, A..**Avaliação de Empresas**. Pearson Education do Brasil, ISBN 978-85-7605-105-3, 2007, São Paulo, Brasil.

110 FURTADO E.; FURTADO, V.; PASCALICCHIO A. C.. **Business Modeling for Digital TV Services: An Approach Focused on the Analysis of User Experience** . November 2009, pp. 85-91; ISBN: 978-0-7695-3856-3 doi>10.1109/LA-WEB.2009.37; IEEE Computer Society Washington, DC, USA ©2009.

111 GITMAN, L. J.. **Princípios de Administração Financeira**. Pearson Education do Brasil, ISBN 978-85-7605-332-3, 2010, São Paulo, Brasil.

112 O. MAYORA-IBARRA, O.; GABOS D.; FURTADO E.; CAVALIERE R.; PASCALICCHIO A. C.; FILEV MAIA, R. . **A framework for community-oriented interactive digital television**. Volume LXIV. • 2009/III. Disponível em: http://www.hiradastechnika.hu/data/upload/file/2009/2009_III/HT09_IIIa_4.pdf. Acesso em 21 de janeiro de 2011- published by the Scientific Association for Infocommunications (HTE), a Sister Society of IEEE.

113 PEREIRA, R.. **Queixas sobre serviços crescem 425%**. O Estado de São Paulo – Economia e Negócios- Domingo, 30 de janeiro de 2011, páginas B1 e B3. Brasil.

ANEXO A**Diário Oficial da União (DOU) de 16/04/2010 - Pg. 72. Seção 1.****GABINETE DO MINISTRO****PORTARIA N 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. 1 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. 2 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.

§ 1 O MME será representado por servidores da Secretaria de Energia Elétrica, da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético e da Assessoria Econômica.

§ 2 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. 3 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. 4 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. 5 Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação.

MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN

ANEXO B

Disponível em www.aneel.gov.br – Resolução Normativa no. 375 de 25 de agosto de 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA No 375, DE 25 DE AGOSTO DE 2009

Regulamenta a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais.

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no § 1º do art. 6º da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nos incisos IV, VIII, IX, XIII e XVII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos incisos IV, XV e XVI do art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos artigos 5º e 6º do Regulamento aprovado pela Resolução Conjunta nº 001 ANEEL/ANATEL/ANP, de 24 de novembro de 1999, o que consta do Processo nº 48500.000370/09-89, e considerando as contribuições recebidas no contexto da Audiência Pública – AP nº010/2009, realizada no período de 12 de março a 11 de maio de 2009, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Regulamentar a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais.

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins desta Resolução são adotadas as seguintes definições:

I - Power Line Communications – PLC: sistema de telecomunicações que utiliza a rede elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais, tais como: internet, vídeo, voz, entre outros, incluindo Broadband over Power Line – BPL.

II – Prestador de Serviço de PLC: toda pessoa jurídica detentora de autorização nos termos da regulamentação da Agência Nacional de Telecomunicações – Anatel para a exploração comercial de serviço de telecomunicações utilizando a tecnologia PLC.

III – Distribuidora: Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

DA ABRANGÊNCIA, ATRIBUIÇÕES E RESPONSABILIDADES

Art. 3º As distribuidoras que atuam no Sistema Interligado Nacional – SIN não podem desenvolver atividades comerciais com o uso da tecnologia PLC, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

Parágrafo único. A distribuidora tem liberdade para fazer uso privativo da tecnologia PLC nas atividades de distribuição de energia elétrica, ou aplicação em projetos sociais, com fins científicos ou experimentais, observadas as prescrições do contrato de concessão ou permissão e da legislação específica.

Art. 4º O Prestador de Serviço de PLC pode utilizar as instalações de distribuição de energia elétrica para a transmissão analógica ou digital de sinais, e disponibilizar seus serviços de telecomunicação aos seus clientes, de acordo com as normas e padrões técnicos da distribuidora, o disposto nesta Resolução e na regulamentação de serviços de telecomunicações e de uso de radiofrequências da Anatel.

§ 1º A implantação do sistema de PLC pelo prestador desses serviços deve ser precedida da celebração de contrato de uso comum das instalações da distribuidora.

§ 2º As instalações de distribuição de energia elétrica, por serem bens vinculados aos serviços concedidos, devem ter sua manutenção sob controle e gestão da distribuidora, de forma a atender às obrigações contidas no contrato de concessão ou permissão.

§ 3º A prestação dos serviços com o uso da tecnologia PLC não deve comprometer o atendimento aos parâmetros de qualidade da energia elétrica, segurança das instalações e proteção ao meio ambiente estabelecidos pelos órgãos competentes, assim como de obrigações associadas às concessões ou permissões outorgadas pelo Poder Concedente.

§ 4º É vedada, ao prestador de serviços PLC, a cessão ou comercialização com terceiros do direito de uso das instalações de distribuição de energia elétrica.

Art. 5º A destinação do uso das instalações de distribuição de energia elétrica para o desenvolvimento das atividades comerciais com o uso da tecnologia PLC deve ser tratada de forma não discriminatória e a preços livremente negociados entre as partes.

Art. 6º A distribuidora deve disponibilizar suas instalações para o desenvolvimento de atividades comerciais com o uso da tecnologia PLC mediante solicitação formal de algum interessado, ou por interesse próprio.

§ 1º Para disponibilizar suas instalações para o uso da tecnologia PLC, a distribuidora deve dar publicidade antecipada, durante três dias, sobre a infraestrutura e respectivas condições para uso das instalações de distribuição de energia elétrica, em, pelo menos, três jornais, sendo dois de circulação nacional.

§ 2º No ato da publicidade, deve ser dado prazo não inferior a 60 (sessenta) dias para apresentação das novas solicitações de uso das instalações para desenvolvimento da tecnologia PLC.

§ 3º A distribuidora deve fornecer todas as informações às empresas interessadas para a realização de estudos técnicos e econômicos relativos ao desenvolvimento de atividades comerciais com o uso da tecnologia PLC, os quais são de responsabilidade do interessado.

Art. 7º A solicitação de uso das instalações de distribuição de energia elétrica para o desenvolvimento das atividades comerciais com o uso da tecnologia PLC deve ser feita formalmente, por escrito, e conter as informações técnicas necessárias para a análise de viabilidade de disponibilização da infraestrutura, bem como o plano de implantação, a demonstração da capacidade de execução do referido plano e o valor a ser pago pelo contrato de uso comum.

§ 1º A distribuidora somente poderá negar a solicitação devido à limitação na capacidade, segurança, confiabilidade ou violação de requisitos de engenharia.

§ 2º Em todos os casos previstos no parágrafo anterior, a distribuidora deve fornecer a justificativa com o devido embasamento, em até 60 (sessenta) dias após o recebimento da solicitação formal do interessado.

Art. 8º A distribuidora deve selecionar o Prestador de Serviço de PLC considerando o atendimento a todos os requisitos técnicos e o maior valor a ser pago pelo contrato de uso comum.

Parágrafo Único A escolha do Prestador de Serviço de PLC deve ocorrer em até 30 (trinta) dias após o término do prazo estabelecido no §2º do art. 6º.

DAS RELAÇÕES CONTRATUAIS

Art. 9º Os critérios para celebração de atos e negócios jurídicos entre distribuidoras, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, no que tange à habilitação de prestador de serviços de PLC, considerado como parte relacionada, são os estabelecidos na Resolução Normativa nº 334, de 21 de outubro de 2008.

Art. 10º O contrato de uso comum das instalações de distribuição com o Prestador de Serviço de PLC deve dispor sobre as condições gerais dos serviços a serem prestados bem como as condições técnicas, operacionais, comerciais e responsabilidades mútuas a serem observadas.

§ 1º Objetivando resguardar as obrigações associadas às concessões ou permissões, cabe à distribuidora estabelecer, no contrato de uso comum de suas instalações com o Prestador de Serviço de PLC, cláusulas que definam responsabilidades e prazos para ressarcimento por eventuais danos causados a sua infraestrutura e que assegurem a prerrogativa de a mesma fiscalizar as obras do prestador de serviços, tanto na implantação do sistema quanto na manutenção e adequação.

§ 2º Os contratos devem revestir-se de todas as formalidades técnicas e legais, bem como observar as disposições contábeis previstas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, instituído pela Resolução nº 444, de 26 de outubro de 2001.

§ 3º Os contratos devem conter Acordo Operativo observando, no que couber, o disposto no Anexo I da Seção 3.5 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

§ 4º Caso a distribuidora deseje utilizar a infraestrutura do Prestador de Serviço de PLC para atendimento às suas necessidades e interesses dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, o contrato de uso comum deve conter as condições para essa utilização.

Art. 11. Havendo necessidade de modificação ou adaptação das instalações da distribuidora, os custos decorrentes devem ser atribuídos ao Prestador de Serviço de PLC.

Art. 12. Os equipamentos a serem utilizados na composição do sistema de PLC que serão integrados às instalações de distribuição de energia elétrica devem obedecer à regulamentação específica da Anatel.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 13. Para execução dos serviços nas instalações da distribuidora, o prestador de serviços de PLC deve observar as condições estabelecidas na Norma Regulamentadora NR 10 do Ministério do Trabalho - Instalações e Serviços em Eletricidade e outras aplicáveis, que estabelecem as condições mínimas exigíveis para garantir a segurança dos empregados que trabalham em instalações elétricas e, também, de usuários e terceiros.

Art. 14. As receitas relativas à realização do objeto contratual devem ser contabilizadas em separado pelas distribuidoras, de forma a permitir, a qualquer tempo, a identificação dos valores relativos às operações de que trata esta Resolução pela ANEEL.

Art. 15. A apuração das receitas do uso das instalações de distribuição nas atividades com o uso do PLC terá reversão em prol da modicidade tarifária, nos termos da legislação específica estabelecida pela ANEEL.

Art. 16. Para fins de fiscalização pela ANEEL, a distribuidora deve manter as solicitações de uso das instalações de distribuição de energia elétrica para o desenvolvimento das atividades com o uso da tecnologia PLC, bem como as justificativas das negativas ao pedido ou o contrato de uso comum resultante da solicitação, em registro eletrônico e/ou impresso, de forma organizada e auditável, pelo período mínimo de cinco anos, contados da data do recebimento da solicitação.

Art. 17. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 28.08.2009, seção 1, p. 110, v. 146, n. 165.

Tabela 2: “Demonstração de Resultado do Exercício” da empresa modelo. Tabela realizada a partir dos investimentos e das premissas estabelecidas. As terceira coluna mostra o valor do fluxo acumulado durante os 15 anos de projeção em termos nominais.

Anos		1	2	3
Ganhos / Redução de Despesas		217.298.127	302.589.332	415.773.196
Redução com Perdas Comerciais	41,40% 1.188.006.073	89.961.425	125.271.984	172.130.103
Redução com despesas de corte e religamento	4,70% 134.870.255	10.213.012	14.221.699	19.541.340
Redução na Provisão para Devedores Duvidosos	5,30% 152.087.734	11.516.801	16.037.235	22.035.979
Redução com Perdas de Leitura	2,10% 60.261.178	4.563.261	6.354.376	8.731.237
Receita com leitura do reativo em Baixa tensão	16,00% 459.132.782	34.767.700	48.414.293	66.523.711
Ganho com Redução do Erro do Medidor	1,10% 31.565.379	2.390.279	3.328.483	4.573.505
Ganho com Redução das ligações informais	24,60% 705.916.652	53.455.339	74.436.976	102.280.206
Redução com Custo de Operação na Rede	4,80% 137.739.835	10.430.310	14.524.288	19.957.113
Lucro antes do pagamento de juros, impostos, depreciação e amortização		217.298.127	302.589.332	415.773.196
Depreciação		(15.233.208)	(30.389.676)	(42.883.537)
DESPESAS FINANCEIRAS TOTAIS		(69.819.191)	(62.711.792)	(55.604.392)
Variação Cambial		-	-	-
Variação Monetária		(35.536.998)	(28.429.598)	(21.322.199)
Despesas Financeiras - Pagamento de Juros		(34.282.194)	(34.282.194)	(34.282.194)
Lucro antes dos Impostos		132.245.728	209.487.865	317.285.266
Impostos: IR= 25% e CS=9% 34,0%		(44.963.547)	(71.225.874)	(107.878.990)
RESULTADO LÍQUIDO		177.209.275	280.713.739	425.162.257

A redução com despesas de corte e religamento é feita sobre uma amostra de 1.371.377 medidores para consumidores até 350kWh, correspondentes a 20% do total do universo. Considerou-se uma inadimplência de até 90 dias para 30% da amostra. Com isso foi estimado uma Provisão para Devedores Duvidosos de 0,5% da receita tarifária da concessionária. O consumo de energia dos medidores eletromecânicos foi estimado em 0,1% do total de energia medida.

Tabela 3: Redução das Perdas Comerciais- recuperação da receita com medidores inteligentes. Os valores são consequência de redução dos furtos e roubos de energia, nas anomalias de medição e na eficiência do corte em decorrência do não pagamento.

Perdas -			
• Externalização da medição de 1.400.000 clientes, inclusive conjuntos habitacionais			
Então os ganhos estimados em cada situação são:			
Clientes Alvo			
1.371.377			
GVh	%	GVh	Descrição
633,00	90%	569,70	BT / ano
271,00	70%	189,70	Anomalias BT / ano
364,00	100%	364,00	Cortados BT / ano
1.268,00		1.123,40	
	40%		Parcela sobre o total
		426,89	GWh / ano
	95%		Redução
		3.112,87	MWh
		97,75	R\$/MWh - Tarifa de compra
		281,00	R\$/MWh - Tarifa de venda
		137	Proporção 10.000 clientes
Energia Firme	75%	R\$ 89.967	R\$ Mil Total/ano
Energia Salvada	25%	R\$ 10.432	R\$ Mil Total/ano
Indicador	-	R\$ 732.108,40	R\$ /10.000 clientes/ano
		10.000	clientes
Programa de Perdas Comerciais			
	ano 1	ano 2	ano 3
Ganhos Totais			
Ganho Total Previsto			
Total	89.961.425	125.271.984	172.130.103

Tabela 4: Redução no custo de leitura de energia consumida e entrega da fatura. Estimativa realizada para 5.403.502 medidores.

Total Medidores		ano 1	ano 2	ano 3	ano 4
5.403.502		1.350.876	1.891.226	2.161.401	-
Medidores substituídos por inteligentes	100%	1.350.876	1.891.226	2.161.401	-
		25,0%	35,0%	40,0%	0,0%
Custo Leitura R\$ milhões					
Oeste	2.682.000				
Sul	2.631.000				
Norte	3.764.000				
Outro	2.426.000				
Leste	3.528.000				
Custo de Entrega R\$ milhões					
Oeste	1.512.000				
Sul	1.493.000				
Norte	2.356.000				
Outro	1.479.000				
Leste	2.011.000				
R\$ total com Smart	8.851.000	10.213.012	14.221.699	19.541.340	24.500.684

Tabela 5: Dados de entrada das receitas com energia reativa. O valor depende da estrutura tarifária sobre esse componente.

Receita Energia Reativa	ano 1	ano 2	ano 3
Cientes Reativo BT > 100 KWh 165.000	33.000	49.500	82.500
valor ao ano por cliente - R\$	1.054	978	806
R\$ 79.200.000	34.767.700	48.414.293	66.523.711
Total	34.767.700	48.414.293	66.523.711
O valor ao ano por cliente depende da estrutura tarifária a ser adotada			
▶ / Venda de Medidores / Operação Telecom / C & R / Corte & Religa / Leitura e Entrega / PROVCLD			

Tabela 6: Tabela de avaliação do custo evitado na operação de distribuição.

Operação da Distribuição	ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5
Ganho em R\$	10.430.310 25,4%	14.524.288 34,9%	19.957.113 39,7%	- 0%	- 0%
	10.430.310	14.524.288	19.957.113	-	-
Total	10.430.310	14.524.288	19.957.113	24.000.000	24.000.000
<p>30% O benefício mais relevante é a redução estimada em 30% do número total de ocorrências atendidas por ano na rede elétrica, representando, segundo cálculos feitos realizados, R\$ 24 Milhões de redução de despesas operacionais.</p> <p>30% A redução de 30% refere-se a redução dos deslocamentos inúteis das turmas de manutenção de emergência, causados por: Defeito interno; Encontrado em ordem; e Cortado por falta de pagamento e também a redução dos deslocamentos devido a Serviços na medição dos clientes; Serviços no ramal de ligação; e Serviços na rede aérea secundária.</p>					

Tabela7: Custo com operação do sistema de telecomunicação.

	B	C	D	E	F
Operação Telecom			ano 1	ano 2	ano 3
Tecnologia Celular		5,0%		0	0
Pontos de Comunicação		6.327	1.582	2.214	2.531
Custo unitário			216,00	216,00	216,00
		1.366.654	341.663	478.329	546.661
Ganhos Totais			341.663	819.992	1.366.654
Tecnologia Cable Modem		2,2%			
Pontos de Comunicação		2.784	696	974	1.114
Custo unitário			36,00	36,00	36,00
		100.221	25.055	35.077	40.089
Ganhos Totais			25.055	60.133	100.221
Internet		92,8%			
Pontos de Comunicação		117.431	29.358	41.101	46.972
Custo unitário			36,00	36,00	36,00
		4.227.515	1.056.879	1.479.630	1.691.006
Ganhos Totais			1.056.879	2.536.509	4.227.515
Pontos de Concentração					
Pontos de Comunicação		22	6	8	9
Custo unitário			2.000,00	2.000,00	2.000,00
		44.000	11.000	15.400	17.600
Ganhos Totais			11.000	26.400	44.000
Custo Total Previsto		5.738.390			
Total			1.434.598	3.443.034	5.738.390

Tabela 8: Dados de entrada das variáveis macroeconômicas do modelo. A partir do quarto período assume-se que os valores passam a ser iguais.

Projeções das Variáveis Macroeconômicas	ano 1	ano 2	ano 3	ano 4
Selic Final de Período	12,85%	11,17%	10,52%	10,20%
Selic Média Anual	12,46%	11,48%	10,82%	10,34%
FX Rate - EOY	2,24	2,37	2,46	2,54
FX Rate - Average	2,17	2,30	2,42	2,50
IGP-M	4,26%	4,29%	4,33%	4,35%
INPC	4,18%	4,04%	4,17%	4,31%
IPCA	4,08%	4,25%	4,25%	4,27%
IGP-DI	4,24%	4,24%	4,26%	4,26%
GDP	3,43%	3,59%	3,68%	3,75%
Libor 3m	5,38%	5,27%	5,29%	5,41%
Libor 6m	5,39%	5,30%	5,34%	5,46%
US PPI	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%

Onde:

Selic= Sistema Eletrônico de Liquidação e Custódia – taxa básica dos títulos públicos brasileiros.

FX Rate= Taxa de Câmbio- R\$/US\$.

EOY= End of Period = Valor ao final de cada período.

Average= valor médio do período.

IGP-M= Índice Geral de Preços-Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas- FGV.

INPC=Índice Nacional de Preços ao Consumidor, calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

IPCA= Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

IGP-DI= Índice Geral de Preços-Disponibilidade Interna, calculado pela Fundação Getúlio Vargas- FGV.

GDP= Gross Domestic Product – Produto Interno Bruto do Brasil- PIB do Brasil.

Libor 3m= London Interbank Offered Rate- empréstimos interbancários em dólares norte-americanos em Londres, taxas anuais para prazo de 3 meses.

Libor 6m= London Interbank Offered Rate- empréstimos interbancários em dólares norte-americanos em Londres, taxas anuais para prazo de 6 meses.

US PPI= “Producer Price Index” calculado pelo Bureau of Labor Statistics dos Estados Unidos

Tabela 9: Hipótese Financeira: empréstimo do BNDES equivalente a 60% do valor investido em equipamentos.

Hipóteses Financeiras	
	Dívida - R\$
Período de Amortização - BNDES	5
Carência	1
Empréstimo BNDES	2,000%
TJLP	6,500%
Spread	1,80%
Valor a ser Financiado	60,0%

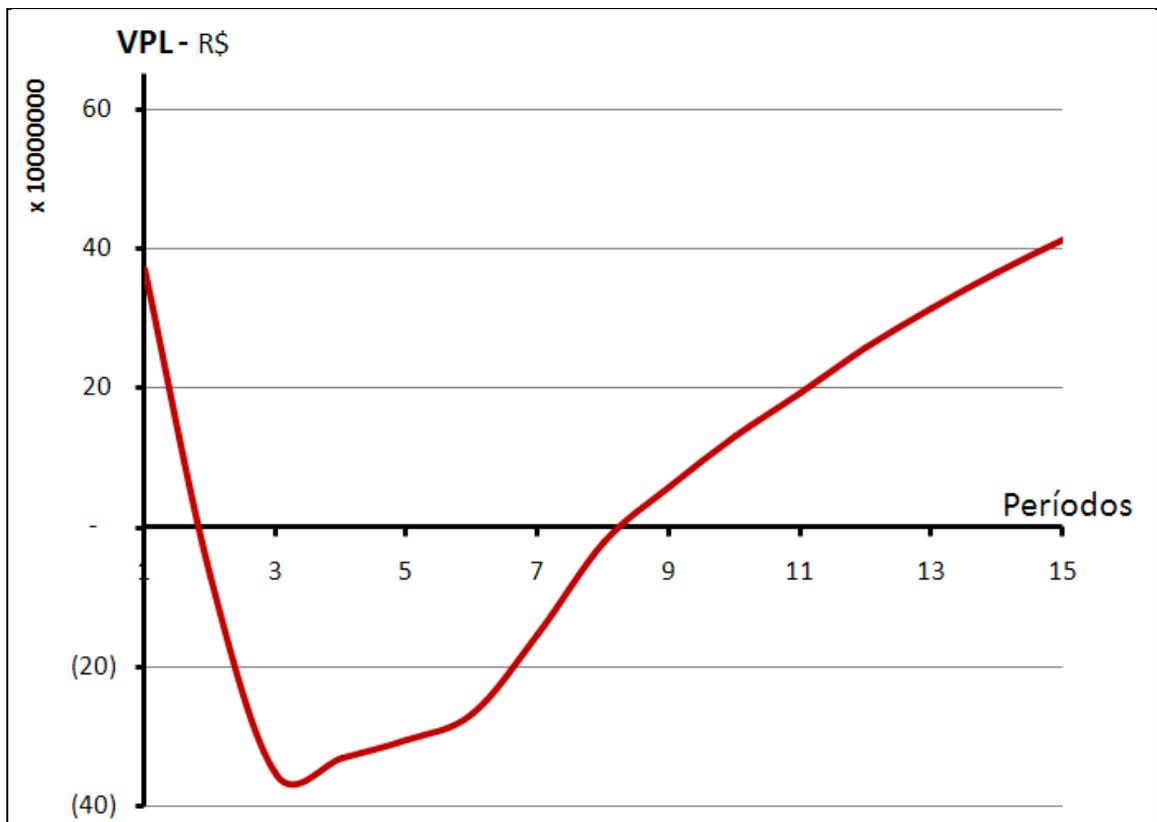


Gráfico 1: gráfico do VPL para os diversos períodos de tempo. O valor positivo no início é consequência da carência existente sobre o pagamento da dívida. Os valores negativos seguintes ilustram o efeito do pagamento da dívida sobre o fluxo de caixa descontado. Esses valores negativos, durante esses períodos (particularmente entre o segundo e quarto período), podem ser indesejados pelas empresas concessionárias.

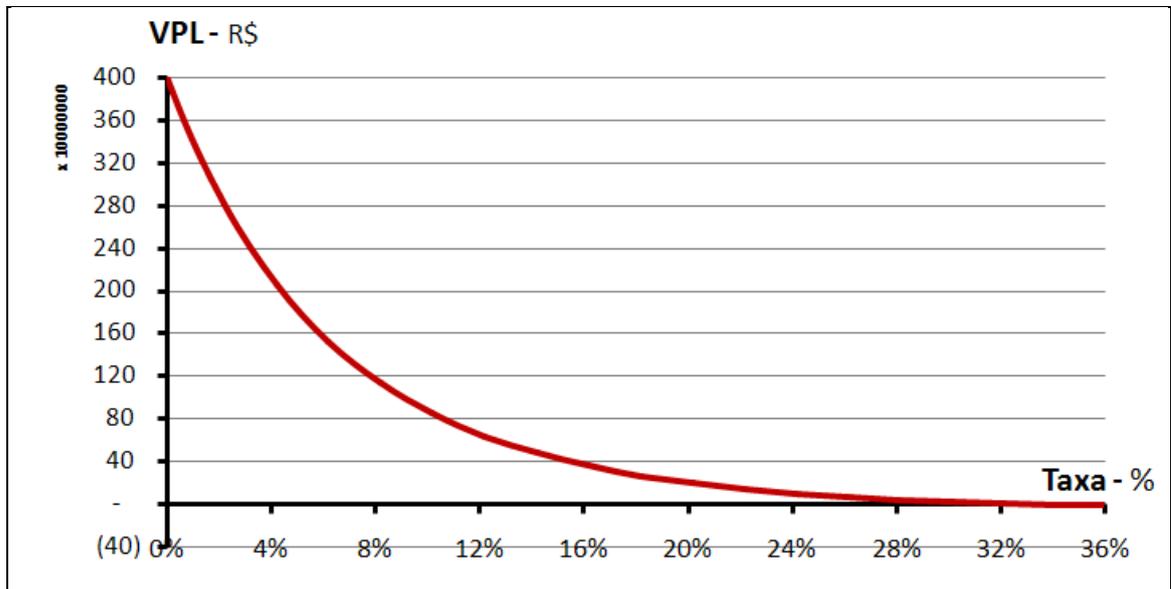


Gráfico 2: Valor do VPL para as diversas taxas de desconto.