DANIEL PEREZ DUARTE

MODELO DE AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE FUNCIONALIDADES DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES EM SISTEMAS COM ALTO GRAU DE HETEROGENEIDADE

São Paulo
2014

DANIEL PEREZ DUARTE

MODELO DE AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE FUNCIONALIDADES DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES EM SISTEMAS COM ALTO GRAU DE HETEROGENEIDADE

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Engenharia

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Titular Nelson Kagan

São Paulo
2014

À minha amada filha Isadora, como incentivo ao
aprendizado contínuo, não em busca de títulos
mas do autoconhecimento

AGRADECIMENTOS

Uma conquista como esta jamais será fruto do trabalho de poucos, muito menos individual. Assim, é imprescindível listar neste espaço todos aqueles que de alguma forma contribuíram para que eu alcançasse este objetivo.

À Providência Divina, sem a qual nada disso seria possível, pela oportunidade de acesso ao conhecimento e pelo suporte em todas as horas.

Aos meus eternos orientadores, Prof. Nelson Kagan e Prof. Marcos Roberto Gouvêa pela colaboração, atenção e paciência na condução do presente trabalho.

Agora aos meus amigos Prof. Nelson Kagan, Prof. Marcos Roberto Gouvêa e Prof. Carlos Márcio Vieira Tahan, pela confiança sempre depositada, e apoio fundamental ao meu crescimento profissional.

Aos amigos Júlio Labronici, Jenny Paola González Pérez, Diogo Serra Baldissin e Leticia Bernadete Hatsuko Sugano pelos prestimosos auxílios na elaboração da tese.

Ao meu grande amigo Cristiano da Silva Silveira, pela valiosa colaboração na montagem dos modelos de otimização no software Matlab.

Aos engenheiros Fernando Cezar Maia, Acacio Barreto, Leandro Sabença Cesar, Adriano Bonini, Daniel Sena Guimarães e Heron Fontana pelas infindáveis discussões que muito auxiliaram no desenvolvimento dos modelos apresentados nesta tese.

À todos os pesquisadores envolvidos no Projeto Estratégico do Programa de P&D ANEEL sobre Redes Elétricas Inteligentes, conduzido pela ABRADEE.

Aos meu pais, Roberto Lopes Duarte e Rosely Perez Duarte, pelos exemplos de caráter e honestidade, pelo apoio e presença em todos os momentos de minha vida e pela criação que me faz ter a consciência de que a minha evolução deve ir além dos títulos conquistados. Aos meus irmãos Rodrigo Perez Duarte e Cintia Perez Duarte, igualmente pelos exemplos e amizade.

À minha esposa, Silvana Carolina de Moraes Souza Duarte, por ser quem é, por me dar o maior presente da minha vida e pela compreensão nos momentos que tiveram que ser dedicados à elaboração desta tese, sobretudo na fase final, justamente quando minha presença no lar se fazia mais necessária.

Aos meus amigos e sócios Antônio Paulo da Cunha, Henrique Kagan, João Carlos Guaraldo e Marcelo Pelegrini, por compartilharem comigo os esforços na condução de uma empresa como a Sinapsis Inovação em Energia, que estimula a busca constante pelo aprendizado sempre em temas de fronteira tecnológica.

À todos os colaboradores que fazem ou fizeram parte do corpo da Sinapsis Inovação em Energia, sobretudo no último ano, pelo apoio no desenvolvimento dos trabalhos, o que me deu tranquilidade para finalizar a tese. São eles: Sônia César, Ricardo Petta,

Caio Vinícius Silva, Diogo Baldissin, Bruno Nakata, Ewerton Guarnier, Leticia Sugano, Mariana Fulan, Marina Romano, Juan Cebrian, Karina Teixeira, Daniela Kondo, Renato de Biase, Franz Zamora, Francisco Pereira, Carlos Frederico, Maicon Moda, Gabriel Quiroga, Antonieta Petta, Willian Peixoto, Alberto Baldissin, Prof. Ernesto Robba, Prof. Hernán Schmidt, Marcelo Lopes.

À todos os meu amigos e familiares, muito obrigado!

Fé inabalável só o é a que pode encarar frente a frente a razão, em todas as épocas da Humanidade.

Hippolyte Léon Denizard Rivail (Allan Kardec)

RESUMO

O presente trabalho visa propor metodologia inovadora e abrangente que permita a avaliação sistêmica das diversas funcionalidades envolvidas no conceito de Redes Elétricas Inteligentes – *Smart Grids* - (REI). Tal metodologia possibilita a avaliação de políticas de implementação destas funcionalidades de acordo com as características atuais das empresas, tendo como balizador central o benefício social fundamentado na visão dicotômica entre Concessionária e Consumidor.

A metodologia proposta parte de modelagem inovadora de representação da rede e das funcionalidades emergentes de REIs, culminando em modelo de otimização que visa propor *roadmaps* tecnológicos fundamentados em avaliações de custos e benefícios de implantação.

A importância das contribuições contidas na presente tese reside no fato de que o conceito de REI vem ganhando destaque nos cenários nacional e internacional, sendo apontado por especialistas do mundo todo como uma possível quebra de paradigma no setor elétrico.

O referido conceito traz consigo uma série de funcionalidades e novas formas de integração e relacionamento entre os diversos agentes do setor. Tais funcionalidades necessitam de conceituação clara e objetiva, assim como metodologias de análise dos benefícios e dos custos decorrentes de sua aplicação nos respectivos segmentos do sistema de distribuição.

Funcionalidades de REIs impactam tanto os processos de gestão do sistema de distribuição como os procedimentos de planejamento, operação e engenharia, além de permitirem ao consumidor, com possível papel adicional de produtor, maior gerência sobre seu consumo de energia.

Diante de um cenário com diversos agentes, com alternância de papéis e com intensa interação entre si, somado às funcionalidades sistêmicas e de rede propiciadas pelos avanços tecnológicos crescentes, é fundamental uma análise global que estabeleça

políticas ótimas de implantação das funcionalidades de REI, buscando a maximização do benefício social associado.

Destarte, o produto principal desta tese, qual seja o modelo de proposição de plano ótimo de implantação de funcionalidades de REI, considerando os custos de implantação e os benefícios associados não só ao setor elétrico mas à sociedade como um todo, consiste em ferramenta valiosa para o planejamento de empresas concessionárias de distribuição na definição de *roadmaps* tecnológicos. Além disso, tal ferramenta permitirá a realização de estudos nacionais que fundamentem o balizamento de políticas públicas para o tema.

ABSTRACT

This thesis proposes an innovative and comprehensive methodology that allows the systematic evaluation of various functionalities involved in the concept of Smart Grids. Such methodology enables the proposition and evaluation of different policies for the implementation of smart grid functionalities according to the current characteristics of the utilities. Furthermore, the methodology is basically centered on the social benefits that consider a dichotomy view regarding Utility and Customer.

This methodology considers an innovative model for network representation and Smart Grid emerging functionalities. Based on that, it leads to an optimization model that produces technologic roadmaps that take into account the evaluation of costs and benefits for the policies implementation.

The importance of the contributions in this thesis lay in the fact that the concept of smart grids has been gaining attention in the national and international scenes, being pointed out by experts around the world as a possible paradigm break for the electricity sector.

This concept brings a number of functionalities and new forms of integration and relationships amongst the various agents. These functionalities require clear and objective concepts, as well as methods for cost-benefit analysis regarding their implementation on the various segments of the distribution system.

Smart grid functionalities impact most of the management processes in a distribution company as well as planning, operation and engineering procedures. Besides that customers are enabled to better manage their energy consumption, especially when playing the role of producers as well.

Facing a scenario with several agents playing different roles with intense interaction, as well as systemic functionalities propitiated by advances in technology , one should devise a global analysis in order to establish optimal policies to implement Smart Grid functionalities, pursuing maximization of associated social benefits.

In such a context, the main product of this thesis is an innovative model that produces optimal cost effective plans regarding the deployment of Smart Grid functionalities. Such a product is to be applied not only in the electricity sector but in society as a whole, consisting in a valuable planning tool for distribution utilities to define technological roadmaps as well as countrywide studies for the proposition of new public policies for smart grid implementation.

SUMÁRIO

1 Objetivos 14
2 Introdução 15
3 Fundamentação da Tese 18
3.1 Contextualização das Redes Elétricas Inteligentes no Setor Elétrico 18
3.1.1 Desmassificação da Sociedade 18
3.1.2 Conceituação e Fundamentos Básicos 21
3.1.3 Principais Motivadores 24
3.1.4 Principais Funcionalidades 32
3.1.5 Estágio Atual de Desenvolvimento no Brasil 35
3.1.6 Redes Elétricas Inteligentes e *Roadmaps* Tecnológicos 56
4 Metodologia Proposta 62
4.1 Estrutura Metodológica 62
4.2 Caracterização do Sistema 64
4.2.1 Características Físico-Mercadológicas 67
4.2.2 Características Operacionais 71
4.2.3 Nível de Penetração de Funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes na Redes 73
4.2.4 Processo de Formação dos Clusters 75
4.3 Modelos de Avaliação Custo-Benefício 76
4.3.1 Modelagem de Sistema Típico 77
4.3.2 Caracterização dos Custos das Funcionalidades 79
4.3.3 Caracterização dos Benefícios das Funcionalidades 80
4.3.4 Agrupamento de Funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes 82
4.3.5 Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED) 85
4.3.6 Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED) 87
4.3.7 Modelos de Benefícios do Grupo 3 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED) 88
4.3.8 Modelos de Benefícios do Grupo 4 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED) 90

4.3.9 Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT) 91
4.3.10 Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT) 93
4.3.11 Modelos de Benefícios do Grupo 3 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT) 95
4.3.12 Modelos de Benefícios do Grupo 4 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT) 97
4.3.13 Modelos de Benefícios do Grupo 5 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT) 98
4.3.14 Modelos de Benefícios do Grupo 6 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT) 100
4.3.15 Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Baixa Tensão (SDBT) 101
4.3.16 Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Baixa Tensão (SDBT) 102
4.4 Definição de Cenários 104
4.5 Método de Evolução da Rede 106
4.5.1 Parâmetros e Variáveis do Modelo 108
4.5.2 Formulação do Modelo de Evolução 109
5 Estudo de Caso 114
5.1 Premissas do Estudo 115
5.2 Grupos de Funcionalidades Considerados 118
5.3 Caracterização do Sistema 120
5.3.1 FASE I - Formação dos Clusters 120
5.3.2 Estágio Inicial de Penetração de Funcionalidades 121
5.4 FASE II – Cálculo de Custos e Benefícios 122
5.5 FASE III – Evolução da Implantação das Funcionalidades 124
5.5.1 Comparação entre Formulação “Pseudodinâmica” e “Dinâmica” 124
5.5.2 Aplicação e Resultados do Modelo Pseudodinâmico no Sistema em Estudo 125
5.6 FASE IV – Análise de Resultados 136
5.7 Considerações sobre o Estudo de Caso e Resultados Obtidos 146
6 Considerações Finais, Contribuições e Prosseguimento dos Estudos 148

6.1 Considerações Finais.....148
6.2 Contribuições.....149
6.3 Prosseguimento dos Estudos.....150
7 Bibliografia.....152
Apêndice I – Detalhamento das Funcionalidades.....155
Apêndice II – Dedução das Fórmulas de Benefícios.....193

1 OBJETIVOS

A presente tese possui como objetivo principal:

- A proposição de metodologia de avaliação de estratégias de implementação de funcionalidades inerentes ao conceito de Redes Elétricas Inteligentes, que permita definir o nível ótimo de penetração destas funcionalidades tendo como objetivo principal o benefício social, fruto da percepção individual de cada agente envolvido e considerando as diversas características de rede existentes no Setor Elétrico Brasileiro.

Para tanto foram definidos objetivos específicos que compuseram o conjunto de contribuições desta tese, quais sejam:

- Modelamento do sistema elétrico para fins de avaliação de custos e benefícios de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, capturando o alto grau de heterogeneidade observada no sistema nacional de distribuição de energia.
- Conceituação, especificação funcional e modelamento de custos e benefícios de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes.
- Definição de modelo de otimização para escalonamento da implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes em sistemas de distribuição de energia.

2 INTRODUÇÃO

O objetivo central desta tese, apresentado no item 1, foi definido segundo motivações recentes decorrentes de alterações observadas não só no âmbito do setor elétrico mas da sociedade como um todo.

A necessidade primária de fundamentação da inexorabilidade do avanço contínuo de novos elementos no setor elétrico, que possuem potencial de promover quebras significativas de paradigmas, é de fundamental importância no processo de preparação dos agentes envolvidos no setor.

Sobretudo no Brasil, o conceito de Redes Elétricas Inteligentes é algumas vezes visto com descrédito, quer seja pela condição atual das redes e das empresas concessionárias brasileiras, quer seja pelo arcabouço regulatório ainda em adaptação a esta nova realidade ou pela ausência de políticas públicas voltadas ao tema.

Porém, é fundamental destacar que as alterações vindouras decorrem de avanços tecnológicos globais somados a mudanças sociológicas importantes, mormente fomentadas pela orientação dos processos à informação, que vêm promovendo alterações significativas nos processos de diversos outros mercados.

Estas considerações apontam para o fato de que os avanços do conceito de Redes Elétricas Inteligentes não necessariamente representam a vontade dos agentes, sobretudo das concessionárias e do poder concedente, devendo estes estarem preparados para absorver a nova realidade.

Acredita-se assim que esta tese possa despertar a atenção dos agentes supracitados, de forma que as empresas possam se posicionar de forma estratégica a fim de se adaptarem ao novo modelo de mercado que se aproxima, e que o poder concedente promova o arcabouço regulatório e políticas públicas adequadas para potencialização do benefício social das Redes Elétricas Inteligentes, rompendo

barreiras que possam atrasar o avanço desta nova realidade, o que pode colocar o país em condição de vantagem no cenário internacional.

A metodologia apresentada visa justamente subsidiar as concessionárias de distribuição de energia, além do órgão regulador e demais entidades responsáveis pela definição de políticas públicas com ferramenta adequada à avaliação da evolução das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, a fim de balizar tanto o posicionamento estratégico das empresas, citado no parágrafo anterior, como apoiar a formação do referido arcabouço regulatório e de políticas públicas que alavanquem a exploração do potencial decorrente dos avanços tecnológicos e que garantam a saúde econômica das empresas sem comprometimento da busca primária do conceito de modicidade tarifária.

Para atingir este objetivo, a metodologia proposta deve possibilitar a representação do sistema de maneira a capturar sua heterogeneidade e as características relevantes para a avaliação da implantação das funcionalidades. Soma-se a isso a necessidade de criação de cenários de evolução e a definição de critérios de análise que possibilitem a avaliação de diferentes políticas estratégicas de implementação das funcionalidades.

Assim, na busca por alcançar o objetivo citado anteriormente, esta tese será fundamentalmente desenvolvida em três capítulos principais, sendo estes:

Capítulo 3: Fundamentação da Tese: Neste capítulo será apresentada a fundamentação teórica necessária para o entendimento das Redes Elétricas Inteligentes, sendo apresentadas mudanças sociológicas recentes (atribuídas nesta tese ao conceito de “desmassificação” da sociedade), responsáveis por promover quebras de paradigmas em diversos ramos da cadeia mercadológica atual. Na segunda parte objetivou-se contextualizar o avanço das Redes Elétricas Inteligentes no setor elétrico nacional e internacional em face das alterações no comportamento da sociedade, citadas anteriormente. Na terceira parte são expostas as visões acerca do tema sob a ótica dos diversos agentes envolvidos no processo de distribuição de energia elétrica e, por fim, na quarta parte conceituou-se o problema cuja metodologia apresentada nesta tese se propõe a solucionar.

Capítulo 4: Metodologia Proposta: Em consonância com o objetivo principal da tese, neste capítulo é apresentada em seus detalhes a metodologia de avaliação de estratégias de implementação das funcionalidades inerentes às Redes Elétricas Inteligentes, considerando o benefício social através da visão conjunta de seus impactos em todos os agentes envolvidos no processo de distribuição de energia elétrica. Neste capítulo são apresentados os modelos de representação do sistema elétrico e de definição de custos e benefícios das funcionalidade, além do modelo de otimização que proporá o ritmo de implantação de cada funcionalidade de acordo com as características do sistema.

Capítulo 5: Estudo de Caso: Por fim, este capítulo visa validar a metodologia proposta através de um estudo de caso que permita a aplicação integral desta e posterior análise dos resultados obtidos.

Como fechamento da tese os capítulos 6 e 7 apresentam, respectivamente, as considerações finais e contribuições da tese e os apontamentos de trabalhos futuros a serem desenvolvidos a partir deste.

3 FUNDAMENTAÇÃO DA TESE

3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES NO SETOR ELÉTRICO

3.1.1 Desmassificação da Sociedade

A era da sociedade industrial caracterizou-se, entre outros fatores, pelo comportamento de massa, onde as formas de trabalho e de consumo (material e intelectual) eram pautadas por uma estrutura social bem definida, sendo este processo de “massificação” tido como fundamental para a sobrevivência deste modelo de sociedade.

Porém, diversos fatores, incluindo o próprio domínio da tecnologia, vêm fazendo com que a sociedade caminhe para um novo modelo, onde tanto o trabalho como o consumo estão sujeitos à customização, decorrente do avanço das exigências da sociedade e dos recursos tecnológicos para atendimento destas.

Neste cenário, como defendido por Alvin Toffler [1], pode-se definir o conceito de “desmassificação” da sociedade como o caminho provável a que todas as relações entre os diversos agentes que a compõem estarão sujeitos daqui para frente.

Dessa forma, o conceito de “desmassificação” será entendido nesta tese como sendo o fator básico que caracteriza a tendência das relações entre os diversos segmentos da sociedade moderna a tornarem-se cada vez mais customizadas, elevando a complexidade da dinâmica que rege essas relações e demandando a urgente adaptação dos diversos setores (comercial, industrial, serviços etc.) para este novo modelo.

Este fenômeno já atingiu e promoveu alterações estruturais em diversos segmentos econômicos e sociais, como por exemplo:

- Setor de Telecomunicações:

  Durante a era da sociedade industrial, era composto por poucos e limitados canais de comunicação (jornais, rádio e mais à frente a televisão). O consumidor era passivo à programação e às notícias, com poucas alternativas de conteúdo e sem nenhuma customização da informação.

  Com o avanço dos meios de comunicação e com a promoção da informação ao topo da cadeia, o setor de telecomunicações foi completamente reestruturado, culminando na realidade atual onde o “consumidor” opta pelo tipo de informação, horário de consumo, mídia, entre outras características de acordo com sua vontade. Além disso, hoje em dia todo e qualquer consumidor pode também ser um gerador de informações, promovendo conteúdo para consumo de outros.

- Mercado de Trabalho

  O mercado de trabalho, antes caracterizado por empregos fixos e estáveis em grandes empresas com planos de carreira de médio e longo prazo, também foi e está sendo sensivelmente afetado pelo processo de desmassificação da sociedade.

  Atualmente há alguns indicadores que permitem avaliar essa mudança, como por exemplo a redução do tempo de permanência no emprego (aumento da rotatividade nas empresas) e o aumento expressivo do empreendedorismo no Brasil e no mundo.

  A título de exemplo, pesquisa realizada no ano de 2012 pelo GEM – Global Entrepreunership Monitor sobre empreendedorismo no Brasil (2) apontou crescimento de aproximadamente 25% na taxa total de empreendedores no país nos últimos 10 anos. Neste cenário, assim como nas relações de consumo, o empregado passa a ser também empregador, além de multiplicarem-se os modelos de empresas no mercado.

- Estrutura Familiar

  Outro setor diretamente impacto pela desmassificação da sociedade é o familiar. A estrutura familiar tradicional tem dado lugar à outras estruturas (casais sem filhos, pessoas que moram sozinhas etc.), impactando não só as relações sociais mas também as formas de consumo das famílias.

  Exemplo disso é resultado do Censo 2010 realizado pelo IBGE que aponta crescimento de aproximadamente um terço na porcentagem de pessoas que vivem sozinhas nos últimos 10 anos (3).

Os casos apontados anteriormente são apresentados apenas à título de ilustração das alterações sociais em curso. Alvin Toffler, na referência [1], apresenta diversos outros que fundamentam o fenômeno em questão.

Neste cenário, não há como evitar que as referidas alterações sociais venham a afetar também o setor elétrico. Assim como nos exemplos citados anteriormente, o setor elétrico, sobretudo o de distribuição, tem vivenciado alterações estruturais que, embora incipientes, possuem potencial relevante para quebrar paradigmas históricos.

Exemplo disso é justamente a entrada de novos agentes no sistema (advento do “prossumidor”, ou seja, consumidor que assume também o papel de produtor em determinado setor). Com a evolução de tecnologias de geração distribuída em pequena escala, obter-se-á um novo cenário na distribuição, com alterações significativas na operação e no planejamento do sistema.

Outro exemplo reside no “empoderamento” do consumidor, que tem demandado maior informação acerca do serviço prestado pelas empresas concessionárias (informações sobre consumo, problemas de qualidade de energia etc.), tanto em decorrência de preocupações ambientais como para possibilitar maior gerência sobre o seu próprio consumo (considerando, inclusive a possibilidade de instalação de unidades de microgeração).

Assim, entende-se ser muito provável o avanço do conceito de Redes Elétricas inteligentes, não estando ao alcance dos agentes do setor a opção por trilhar ou não este caminho. Cabe às empresas concessionárias a preparação para absorver estas novas relações, ao órgão regulador a definição de arcabouço regulatório adequado à esta nova realidade e aos demais órgãos governamentais o estabelecimento de políticas públicas eficientes para que o país se beneficie destes avanços.

3.1.2 Conceituação e Fundamentos Básicos

Um dos grandes entraves que permeiam as discussões emergentes sobre a temática de Redes Elétricas Inteligentes é exatamente a dificuldade encontrada de se obter uma conceituação acerca do termo, de forma a definir sua abrangência de maneira objetiva.

Por consistir em um movimento com perspectivas de quebras de paradigmas no setor elétrico (e energético de uma forma geral), trazendo consigo elevado potencial de mudanças significativas nos modelos de negócio voltados aos diversos segmentos, a abrangência das áreas envolvidas e dos estudos a serem realizados é extremamente ampla, surgindo deste fato uma vasta gama de conceituações, voltadas quase sempre à área de interesse dos estudos de quem o está conceituando. É comum observar conceituações que restringem a abrangência das Redes Elétricas Inteligentes às soluções que envolvam processos avançados de medição, com a utilização de medidores eletrônicos aptos a estabelecer canal de comunicação com centros de operação e executar ações de controle e monitoramento. Observa-se em outros casos a definição das Redes Elétricas Inteligentes associada quase que exclusivamente ao avanço das tecnologias de geração dispersa, indicando que a partir deste ponto decorrem as demais mudanças do sistema elétrico.

Os estudos realizados por órgãos ou associações tendem a apresentar conceitos mais abrangentes, considerando não só as tecnologias empregadas, mas as mudanças na maneira de operar o sistema.

Neste sentido, em documento elaborado pelo EPRI (Electric Power Research Institute dos EUA) que visa aprofundar os estudos acerca de metodologias de *roadmap* de Redes Elétricas Inteligentes a pedido do NIST (National Institute of Standards and Technology), agência americana vinculada ao Departamento de Comércio dos Estados Unidos, as Redes Elétricas Inteligentes são assim definidas [2]:

> "*...modernização do sistema de distribuição de eletricidade para possibilitar o monitoramento, proteção e otimização automática da operação deste com seus diversos elementos interligados, desde geradores centralizados ou distribuídos passando pela rede de alta tensão e sistema de distribuição, até os usuários industriais e sistemas de automação predial...*"

Observa-se que a definição apresentada é naturalmente focada na modernização da infraestrutura necessária à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, não considerando as alterações sociológicas promotoras do conceito de Redes Elétricas Inteligentes.

Por sua vez, a ETPS (European Technology Platform Smartgrids), que consiste em plataforma criada pela Comissão Europeia e composta de representantes dos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica, dos setores industriais e de pesquisa e representantes de órgãos reguladores, em documento que visa definir a visão e a estratégia do continente acerca das redes elétricas do futuro, conceitua as Redes Elétricas Inteligentes como sendo [3]:

> "*...rede elétrica capaz de integrar de forma inteligente as ações de todos os usuários conectados a ela - geradores, consumidores e aqueles que assumem ambos os papéis - a fim de prover energia elétrica de forma eficientemente, sustentável, econômica e segura*."

Esta definição apresenta melhor aderência à realidade quando comparada à anterior, uma vez que dá maior ênfase nas possíveis novas demandas dos usuários em contraste a infraestrutura de distribuição de energia propriamente dita.

Porém, entende-se nesta tese que o processo de mutação do setor elétrico advém não do relevante avanço tecnológico obtido nas últimas décadas, mas de uma mudança cada vez mais nítida do modelo social observado atualmente. Os avanços tecnológicos não são os propulsores das possíveis quebras de paradigmas do setor, uma vez que são, na verdade, o resultado dos novos anseios da sociedade moderna.

Destarte, a conceituação deste movimento a que se tem dado o nome de Redes Elétricas Inteligentes ou *Smartgrids* não pode ser fundamentada apenas no avanço tecnológico recente ou à simples modernização da infraestrutura de distribuição de energia, mas na adaptação desta para o atendimento das novas exigências de consumo da sociedade, exigências estas ainda não totalmente claras, por não se ter ainda uma ideia formada acerca da pluralidade dos novos serviços alavancados pelas Redes Elétricas Inteligentes.

Pelo exposto, entende-se que a definição de Redes Elétricas Inteligentes não pode estar circunscrita a condições operativas específicas, quer seja de absorção de unidades de geração dispersa quer seja apenas por ferramentas que permitam maior gestão da rede, propondo-se nesta tese a sua conceituação como sendo:

A aplicação integrada das diversas tecnologias existentes, emergentes e vindouras aos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para o atendimento das demandas da nova sociedade!

Assim, sem circunscrevê-la a condições operativas específicas, entende-se que as Redes Elétricas Inteligentes estão definidas de maneira abrangente, destacando o fato da aplicação de tecnologias corresponder apenas à forma de se adequar a este conceito, que na realidade está fundamentado em alterações sociológicas mais profundas.

3.1.3 Principais Motivadores

Na presente tese identifica-se como principal motivador do avanço das Redes Elétricas Inteligentes a elevada probabilidade de diversas quebras de paradigmas nas dinâmicas do setor, envolvendo não só as concessionárias, mas os demais agentes atuantes no setor elétrico, sobretudo o consumidor, não só como fator de desenvolvimento de novas tecnologias voltadas ao setor elétrico, mas também como uma nova forma de conceber este sistema.

Atualmente, os motivadores do avanço das Redes Elétricas Inteligentes podem variar significativamente de acordo com o país analisado, porém existem dois fatores propulsores deste avanço que são de caráter global em maior ou menor escala, quais sejam:

- Avanço Tecnológico;

- Conscientização Ambiental da Sociedade.

Como já citado neste trabalho, nos dias de hoje o avanço tecnológico em todas as áreas do conhecimento, sobretudo naquelas que possuam como fim o mercado, se dá em nível global, ou seja, a quebra de uma barreira tecnológica obtida em um país rapidamente se dissemina nos demais devido à globalização do mercado atual.

Assim, por mais que os investimentos em desenvolvimento tecnológico em determinado país seja motivado por questões particulares à sua realidade, as tecnologias desenvolvidas acabam por atingir diversos outros países que, por ausência dos mesmos fatores motivadores, não promoveriam os desenvolvimentos citados.

No setor elétrico, o estado da arte do desenvolvimento tecnológico está à disposição de qualquer concessionária brasileira, obviamente com custos que espelham o estágio atual da indústria, mas que sempre tendem ao contínuo decréscimo.

Mais especificamente, os desenvolvimentos recentes voltados às tecnologias microprocessadas, de telecomunicações e ao avanço computacional (sistemas de TI) são os grandes propulsores das mudanças verificadas nos processos das empresas concessionárias.

O aumento do consumo de energia elétrica e a maior complexidade de atendimento em regiões que apresentam cada vez mais elevadas densidades populacionais impelem as empresas a utilização destas tecnologias, visando tornar o serviço mais eficiente e com maior qualidade.

O segundo motivador de caráter global consiste em fato consumado, bradado nos diversos meios de comunicação e tema recorrente de encontros e discussões de autoridades em todo o mundo: a questão ambiental.

Tanto a escassez global de recursos naturais como a avaliação de possíveis impactos no meio ambiente decorrentes do padrão de consumo da sociedade moderna são preocupações crescentes cuja disseminação já apresenta impacto considerável no comportamento de parte significativa da população mundial.

Neste cenário, o setor elétrico apresenta-se como um agente importante, tendo em vista que se utiliza dos recursos naturais disponíveis em cada região como fontes primárias para geração de energia elétrica, podendo este processo incidir em impactos ambientais relevantes, que vão desde emissão de gases prejudiciais ao meio ambiente até alagamentos ocasionados pela construção de represas.

Como boa parte das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes são potenciais promotores de ferramentas para gerenciamento do consumo de energia elétrica, além de permitirem ganhos significativos de eficiência nos processos de geração e distribuição, seu avanço é fortemente impelido por discursos ambientalistas que vislumbram o potencial para redução de consumo, redução das distâncias entre geração e consumo e maior otimização na alocação de infraestruturas de transmissão e distribuição.

Particularmente no Brasil, os motivadores do avanço das Redes Elétricas Inteligentes ganham novos contornos, com motivadores próprios que espelham tanto as condições das empresas concessionárias como as socioeconômicas e ambientais.

Dentre estes motivadores, destaca-se com considerável importância a possibilidade de intensificação do combate às perdas comerciais ou não técnicas. Os índices de perdas comerciais verificados no país estão muito acima dos verificados nos países desenvolvidos e oneram sensivelmente o processo de distribuição de energia, quer seja pela perda de faturamento da concessionária quer seja pela dificuldade para planejar um sistema contendo consumidores clandestinos.

A Figura 3.1 apresenta um mapa, obtido na referência [4], que ilustra as médias dos índices de perdas comerciais por região do país, fundamentado em informações obtidas da agência reguladora (ANEEL).

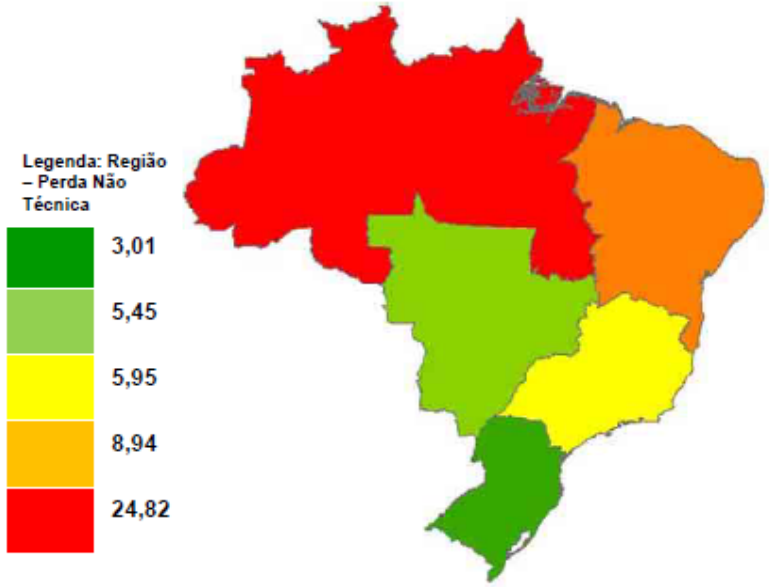


Figura 3.1 - Mapa do Índice de Perdas Técnicas por Região do Brasil [4]

A adoção de soluções que permitam maior gerenciamento do sistema de distribuição, com elevado número de sensores e infraestrutura que viabilize o trânsito de informações entre equipamentos e sistemas abre a possibilidade de

implementação de funções avançadas de identificação de pontos possíveis de ocorrência de perda comercial.

No cenário nacional, além do combate às perdas comerciais, destacam-se três outros fatores: aumento da qualidade do serviço, redução de custos operacionais e a gestão dos ativos.

O primeiro fator deve-se ao ainda baixo nível de qualidade do serviço das redes de distribuição de energia elétrica brasileiras quando comparado aos verificados nos países desenvolvidos. Esta confiabilidade é, no Brasil, regulada pelo poder concedente através do acompanhamento, sobretudo, de dois índices principais: DEC e FEC, cujas formulações são apresentadas a seguir:

DEC Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que consiste no tempo médio, expresso em horas, em que cada unidade consumidora de determinado conjunto permaneceu com o fornecimento interrompido, dentro de determinado horizonte de tempo;

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{N} C_{ai} . t_i}{C_s} \qquad [1]$$

FEC Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que consiste no número médio de vezes que cada unidade consumidora de determinado conjunto teve seu fornecimento interrompido, dentro de determinado horizonte de tempo;

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{N} C_{ai}}{C_s} \qquad [2]$$

Onde:

C_{ai} número de consumidores atingidos na interrupção “i”;

C_s número total de consumidores existentes no conjunto em estudo;

t_i duração da interrupção de suprimento “i”, usualmente em minutos;

N número de ocorrências no período de estudo.

As Figura 3.2 e Figura 3.3 apresentam a evolução verificada dos índices globais do Brasil entre os anos de 2000 a 2010 [6].

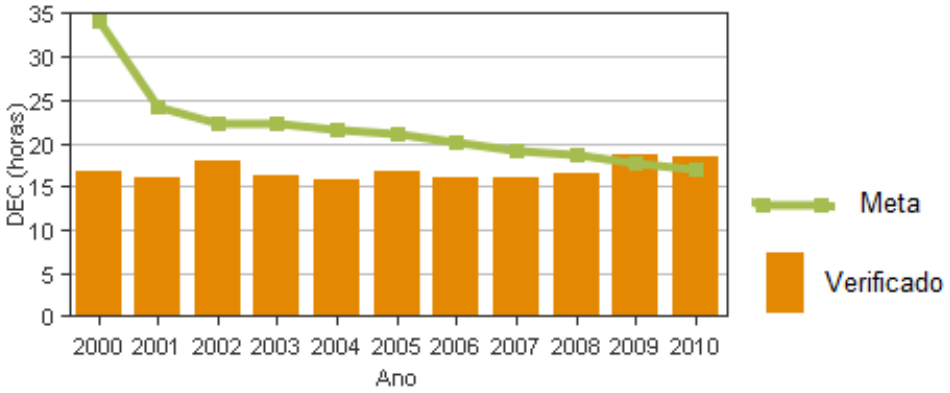


Figura 3.2 - Evolução do DEC Brasil - 2000 a 2010 [6]

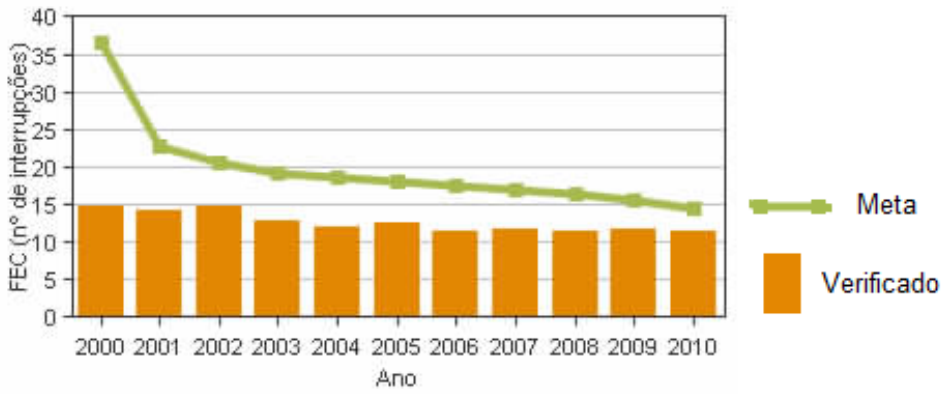


Figura 3.3 - Evolução do FEC Brasil - 2000 a 2010 [6]

Apesar de, à primeira vista, os valores apresentados espelharem altos índices de disponibilidade do serviço (DEC médio de 18 horas/ano corresponde a uma disponibilidade de 99,8%), cabe ressaltar que há muito tempo a energia elétrica consiste em necessidade básica, sendo que a dependência apresentada pela sociedade por este serviço vem aumentando de forma contínua. Ademais, em países desenvolvidos como o Japão e alguns países europeus, esses índices de confiabilidade atingem a marca de poucos minutos.

A possibilidade de maior observabilidade do sistema tende a reduzir os riscos envolvidos no planejamento e na operação da rede. Soma-se a isso a adoção de recursos automatizados que reduzem o tempo de restabelecimento do fornecimento, reduzindo a indisponibilidade do sistema.

Além disso, o constante monitoramento das condições dos equipamentos permite a definição de políticas adequadas de manutenção dos ativos, possibilitando a redução de falhas.

O segundo fator citado como motivador do avanço das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil, redução de custos operacionais, deve-se, sobretudo, ao arcabouço regulatório atual que privilegia a alocação de recursos prudentes na expansão do sistema (recursos avaliados pelo órgão regulador como de fato necessários à expansão do sistema) para atendimento do mercado e incentiva o aumento de eficiência das empresas, entendendo que este é representado pela redução de seus custos operacionais.

Neste sentido, tanto o esforço de automatização dos processos internos e de rede, como as citadas políticas ótimas de manutenção, obtidos através da maior gerência sobre o sistema, permitem a redução dos custos de homem-hora, reduzindo assim os custos operacionais da empresa.

O terceiro fator que sensibiliza as empresas brasileiras à adoção de soluções de Redes Elétricas Inteligentes consiste na oportunidade de melhor gestão dos ativos. Este motivador é extremamente relevante uma vez que o negócio das empresas de distribuição e energia elétrica é justamente gerenciar a infraestrutura de energia necessária à sua distribuição, de forma a garantir a qualidade do serviço, sobretudo pelo fato de, no Brasil, a infraestrutura existente já apresentar elevado tempo de vida.

Assim, a sobrevivência destas empresas advém exatamente da remuneração dos ativos colocados em serviço. Neste cenário, ferramentas que possibilitem o monitoramento destes ativos com o objetivo de definição de políticas ótimas de

substituição são extremamente importantes, produzindo impacto direto na saúde econômica das empresas.

Além dos motivadores apresentados até aqui, existem outros fatores que têm motivado o avanço das Redes Elétricas Inteligentes no mundo, mas que no Brasil ainda não podem ser apontados como principais fatores motivadores de investimentos no médio prazo.

O principal deles é a preparação do sistema para a operação integrada com unidades de Geração Distribuída ou microgeração. A penetração de tais elementos no sistema de distribuição exige uma readequação dos processos de planejamento, projeto e operação da rede, aumentando consideravelmente sua complexidade e demandando ferramentas que permitam níveis elevados de monitoramento e controle.

Em boa parte dos países europeus, assim como no Japão, este é apontado como o principal motivador dos investimentos crescentes em Redes Elétricas Inteligentes. A aceleração no desenvolvimento de tais tecnologias assim como os fortes incentivos à penetração de unidades de geração na rede de distribuição é fruto da escassez de recursos renováveis verificada nestes países, sendo as suas matrizes energéticas compostas, sobretudo, de combustíveis fósseis e nucleares.

As pressões crescentes da comunidade internacional, expressas através de tratados internacionais que visam o estabelecimento de metas para redução nas emissões de poluentes, têm feito com que o incentivo a penetração de unidades de Geração Distribuída e Microgeração sejam crescentes, demandando investimentos maciços na preparação do sistema de distribuição.

O Brasil, por sua vez, possui como principal fonte de energia na composição de sua matriz energética a hidráulica, muito embora verifique-se um crescimento constante da participação das fontes térmicas nesta matriz.

Destarte, não se verifica no Brasil, até esse momento, o estabelecimento efetivo de políticas públicas de incentivo a disseminação das tecnologias de geração

distribuída e microgeração, sendo o arcabouço regulatório ainda incipiente na definição de regras de relacionamento entre os agentes neste novo cenário.

A despeito deste fato, verifica-se um crescente interesse por parte dos consumidores, sobretudo dos industriais, pela possibilidade de assumirem o papel de geradores, tanto devido às oportunidades de negócios advindas da venda de energia elétrica como para aumento da qualidade do serviço.

Soma-se a isso o fato uma vez que os esforços internacionais no desenvolvimento de tecnologias cada vez mais eficientes de geração de energia em pequena escala resultam em contínua redução de custo, impactando nos mercado global.

Embora ainda incipiente, a penetração das tecnologias de geração distribuída no sistema de distribuição do Brasil já tem movimentado algumas empresas concessionárias no sentido de realizar estudos com o objetivo de mitigar os possíveis impactos decorrentes destas novas tecnologias através da preparação do sistema para esta nova realidade.

Outro fator que, embora ainda possua reduzido poder motivador de investimentos na expansão das Redes Elétricas Inteligentes, deve ocupar papel de destaque no futuro consiste na oportunidade de novos serviços que este conceito pode viabilizar.

A definição precisa destes novos serviços ainda é de difícil obtenção, visto que a realidade que se aproxima possui potencial para diversas quebras de paradigma que poderão resultar em oportunidades de negócios ainda não percebíveis com clareza.

O que se pode afirmar com segurança é que o estabelecimento de canal de comunicação entre concessionária e consumidor e a disseminação de tecnologias de geração de energia elétrica em pequena escala resultarão na criação de diversos outras oportunidades de serviço, para as quais os diversos agentes atuantes no setor elétrico devem estar atentos.

3.1.4 Principais Funcionalidades

As Redes Elétricas Inteligentes, normalmente citadas como um conceito de sistema considerando a convergência dos diversos avanços tecnológicos obtidos nos últimos anos, podem ser expressas, fundamentalmente, através de uma série de funcionalidades avançadas que utilizam equipamentos e dispositivos instalados na rede assim como infraestruturas de TI e telecomunicações para a execução das funções pretendidas.

Assim, a análise de um sistema quanto à sua realidade dentro do ambiente das Redes Elétricas Inteligentes pode ser realizada através da verificação ou não de funcionalidades presentes neste.

Torna-se então de extrema importância a identificação destas funcionalidades, tanto as que já são normalmente implementadas no cenário atual como aquelas avançadas cuja aplicação ainda não é uma realidade no sistema atual.

Serão apresentadas a seguir as funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes através de uma breve descrição sobre as funções a serem executadas e dos requisitos de aplicação de cada uma, contemplado os equipamentos necessários assim como os componentes de TI (referenciados a norma IEC 61698) e infraestrutura de telecomunicações.

Não obstante às funcionalidades apresentadas, pode haver outras derivadas destas ou mesmo não contempladas nesta tese, sendo entendido que as aqui expostas representam com a profundidade pretendida as envolvidas no conceito de Redes Elétricas Inteligentes.

A divisão das funcionalidades foi realizada de acordo com os seguintes segmentos do setor de distribuição:

- Subestações de Distribuição (SED);
- Sistema de Distribuição em Média Tensão (SDMT):
- Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT).

No Anexo I são apresentadas as descrições funcionais, elementos envolvidos e fluxos de informações referentes às funcionalidades relacionadas a seguir.

3.1.4.1 Funcionalidades de Subestações de Distribuição

As funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes aplicadas às subestações de distribuição são, em geral, bem conhecidas e com alto grau de penetração nas empresas distribuidoras.

Apesar disso, ainda há empresas brasileiras cujas subestações não possuem implantadas qualquer funcionalidade de automação. Ademais, outras funcionalidades mais elaboradas vêm sendo viabilizadas como fruto do avanço tecnológico recente.

A Tabela 3.1 apresenta as funcionalidades, consolidadas e inovadoras, que em seu conjunto podem caracterizar o ambiente de Redes Elétricas Inteligentes.

Tabela 3.1 - Funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes de Subestações de Distribuição

Nome	Descrição
Monitoramento de Carregamento	Supervisão e monitoramento de grandezas e estado de equipamentos da subestação
Telecomando de Equipamentos	Comando à distância de equipamentos de manobra
Transferência Automática de Carga Entre Transformadores	Lógica automática de transferência de carga entre transformadores em situações de contingência
Sistema Automático de Rejeição de Carga	Sistema de rejeição de carga com abertura automática de disjuntores de saída de alimentadores em situações críticas do sistema
Ajuste Remoto dos Dispositivos de Proteção	Parametrização remota de dispositivos de proteção
Esquemas Lógicos de Proteção e Controle	Aplicação de esquemas de seletividade lógica através de recursos da norma IEC 61850
Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos	Aplicação de modelos de vida útil de equipamentos para balizamento de políticas de manutenção preditiva
Análise Automática de Oscilografia Para Diagnóstico de Ocorrências	Aquisição e avaliação automática de dados oscilográficos para diagnóstico de ocorrências

3.1.4.2 Funcionalidade de Redes de Média Tensão

As funcionalidades de automação aplicadas às redes de média tensão são pouco aplicadas no setor elétrico brasileiro, sobretudo em regiões afastadas dos grandes centros urbanos, conforme levantamento nacional apresentado na referência [8].
Porém, há forte tendência de avanço neste setor, impulsionado pelos avanços tecnológicos verificados nos dispositivos microprocessados e nas alternativas de infraestrutura de telecomunicações e TI e larga disseminação de chaves religadoras em empresas distribuidoras.

A Tabela 3.2 apresenta as funcionalidades de redes de média tensão, que em seu conjunto podem caracterizar o ambiente de Redes Elétricas Inteligentes.

Tabela 3.2 - Funcionalidades de Redes de Média Tensão

Nome	Descrição
Monitoramento de Carregamento ao Longo do Alimentador	Supervisão e monitoramento de grandezas e estado de equipamentos da rede de média tensão
Telecomando de Equipamentos de Manobra	Comando à distância de equipamentos de manobra
Localização de Defeito – Nível I (Chaves e Religadores)	Localização de defeito com base em informações advindas de chaves automáticas e religadores
Localização de Defeito – Nível II (Chaves, Religadores, medidores inteligentes e/ou Localizadores de Falta Monitorados)	Localização de defeito com base em informações advindas de chaves automáticas, religadores, equipamentos de identificação de faltas e medidores inteligentes
Isolamento Automático do Trecho em Falta e Recomposição dos Demais (Self-Healing) - Nivel I (Automação Local)	Sistema de self-healing com lógica implementada no nível do processo (lógica nos dispositivos dos religadores automáticos)
Isolamento Automático do Trecho em Falta e Recomposição dos Demais (Self-Healing) - Nivel II (Automação Central)	Sistema de self-healing com lógica implementada no nível centralizado (lógica no Centro de Operações da Distribuição)
Controle de Tensão/VAR	Controle de tensão/VAR através de avaliação e comando conjunto de equipamentos (reguladores, capacitores, taps de transformadores etc.)
Reconfiguração Automática para Gerenciamento dos Índices Técnicos	Reconfiguração automática do sistema para minimização de perdas, otimização de níveis de tensão, carregamento etc.
Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos	Aplicação de modelos de vida útil de equipamentos para balizamento de políticas de manutenção preditiva
Balanço de Energia na Média Tensão	Aplicação de balanço energético entre energia medida nos equipamentos de média tensão e nos medidores inteligentes para detecção de fraudes.
Monitoramento de "Power Quality"	Monitoramento de fenômenos de qualidade do produto

3.1.4.3 Funcionalidades de Redes de Baixa Tensão

As funcionalidades de automação aplicadas às redes de baixa tensão, assim como as de média, também são pouco aplicadas no setor elétrico brasileiro, não só por questões de limitação tecnológica mas também por falta de regras regulatórias que estabeleçam a dinâmica concessionária/consumidor exigida por tais funcionalidades. Porém, a tendência é que tais entraves sejam superados e a aplicação de tais funcionalidades seja uma realidade já em médio prazo.

A Tabela 3.3 apresenta as funcionalidades de automação de redes de baixa tensão, que em seu conjunto podem caracterizar o ambiente de Redes Elétricas Inteligentes.

Tabela 3.3 - Funcionalidades de Automação de Redes de Baixa Tensão

Nome	Descrição
Resposta a Demanda	Sinalização tarifária para o consumidor para modulação da curva de carga (redução de pico)
Rejeição de Carga pela Baixa Tensão	Esquema de rejeição de carga em situações críticas do sistema com corte realizado diretamente no medidor inteligente

3.1.5 Estágio Atual de Desenvolvimento no Brasil

Neste item será apresentado o cenário atual de desenvolvimento das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil, com foco em iniciativas realizadas em âmbito nacional, projetos demonstrativos atualmente em curso e regulamentações emergentes acerca do tema.

3.1.5.1 Estudos Realizados em Âmbito Nacional

Há alguns anos vem-se estudando e debatendo o tema Redes Elétricas Inteligentes no Brasil. Diversos eventos têm reunido fabricantes, concessionárias,

pesquisadores, universidades e entidades governamentais para discutir o assunto. Nesse sentido se destacam os estudos realizados em âmbito nacional.

De parte do governo, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, dentre outras funções. A ANEEL através dos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D visa incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico. Nesse contexto, as empresas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica devem aplicar anualmente um percentual mínimo de sua receita operacional líquida no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica. A obrigatoriedade na aplicação desses recursos está prevista em lei e nos contratos de concessão, cabendo à ANEEL regulamentar o investimento no programa, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados.

Entre os estudos realizados pelos diferentes programas de pesquisa, se destacam os seguintes temas:

- Estudos em Tecnologia da Informação:

  Os focos se concentram na inteligência do sistema de transmissão e em centros de controle, inteligência em subestações de transmissão e distribuição, inteligência no sistema de distribuição e nas instalações do consumidor final. Analisa-se a evolução dessas características em todas as fases no setor elétrico e, em particular, a integração entre sistemas heterogêneos. Também se incluem estudos no manejo de grandes volumes de dados e os requisitos dos sistemas de comunicação para o trafego de ditas informações.

- Estudos de Medição e Mercado:

  Neste aspecto se ressaltam as soluções de mercado para viabilizar a entrada de agentes de pequeno porte e atender uma futura abertura de mercado no

Setor Elétrico Brasileiro - movimento que vem acontecendo em vários países. Por tanto, não se trata apenas das características dos medidores instalados nas residências, indústrias e comércios. Toda a medição envolvida, desde a geração até o consumidor final, faz parte dessa categoria, que também envolve o controle de perdas, planejamento e operação da rede. Existem estudos que consideram o uso do Smart Metering para a localização de faltas e suas possíveis causas em tempo real, através de análises das formas de onda de tensão e corrente registradas pelos medidores. No que se refere ao mercado, os esforços estão mais encaminhados à possibilidade de novos produtos e serviços, como a compra e venda de energia com microgeração e os desafios que isto traz para a operação da rede.

- Estudos Econômicos:

  Neste aspecto tem-se estudado a redução do pico da demanda através de sinais tarifários, a redução das perdas técnicas e não técnicas, os conceitos de eficiência energética para a redução do consumo, dentre outros.

  Destaca-se a criação de uma ferramenta de cálculo para a Análise de custos e benefícios de um programa nacional de Redes Elétricas Inteligentes. Nesse estudo, aplicaram modelos de cálculo que permitem avaliar diferentes cenários de penetração das novas tecnologias nos campos de Geração Distribuída, Medição, Automação, Telecomunicações e Tecnologia da Informação. Como produto desse estudo foi elaborado um livro com os detalhes específicos de cada tema. [8]

- Telecomunicações:

  Tem-se realizado estudos que abordam a confiabilidade dos sistemas de telecomunicações, e o uso de redes de telefonia celular, de tecnologias como por exemplo, ZibBee, WiMAX, Mesh e fibra óptica, para o tráfego de dados nos diferentes setores da rede. Outros aspectos que se incluem nesses tipos de estudos são a vulnerabilidade do sistema a ataques cibernéticos e a interoperabilidade dos sistemas.

- Geração Distribuída:

  O objetivo mais relevante é a inclusão de sistemas de microgeração e veículos híbridos ou puramente elétricos que deverão ser parte do cenário mundial em pouco tempo. É um novo tipo de carga a se conectar a rede elétrica, com características de mobilidade. Pontos de abastecimento e conexão com a rede serão necessários, elevando a demanda por energia, além de poder ser uma fonte de armazenamento de energia que poderá ser repassada à rede.

Em 2010, com a publicação da Portaria nº 440, de 15 de abril de 2010, foi criado pelo Ministério de Minas e Energia o Grupo de Trabalho para estudo do conceito de Redes Elétricas Inteligentes [9]. Para avançar no tema, foram convidadas diversas entidades dos mais variados setores para apresentação das suas visões sobre esse novo conceito, com objetivo de nivelar os conhecimentos sobre o estado da arte das Redes Elétricas Inteligentes. O grupo de trabalho gerou um relatório bastante extenso do tema [9], onde se advertem os benefícios e os desafios da modernização das redes, levando em conta questões ambientais, segurança energética, garantia de suprimento, qualidade do produto e do serviço, fontes intermitentes de geração, dentre outros.

Outra frente importante de âmbito nacional foi o projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – a fim de fornecer subsídios iniciais para o estabelecimento de um Plano Nacional para Redes Elétricas Inteligentes para os próximos 20 anos.

O projeto envolveu 37 empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil, conforme apresentado na Figura 3.4.

Figura 3.4 - Empresas Participantes do Projeto Estratégico [10]

O desenvolvimento do projeto se deu através do estabelecimento de 7 (sete) diferentes frentes de trabalho, divididas nos chamados Blocos de Pesquisa, conforme apresentado na Figura 3.5.

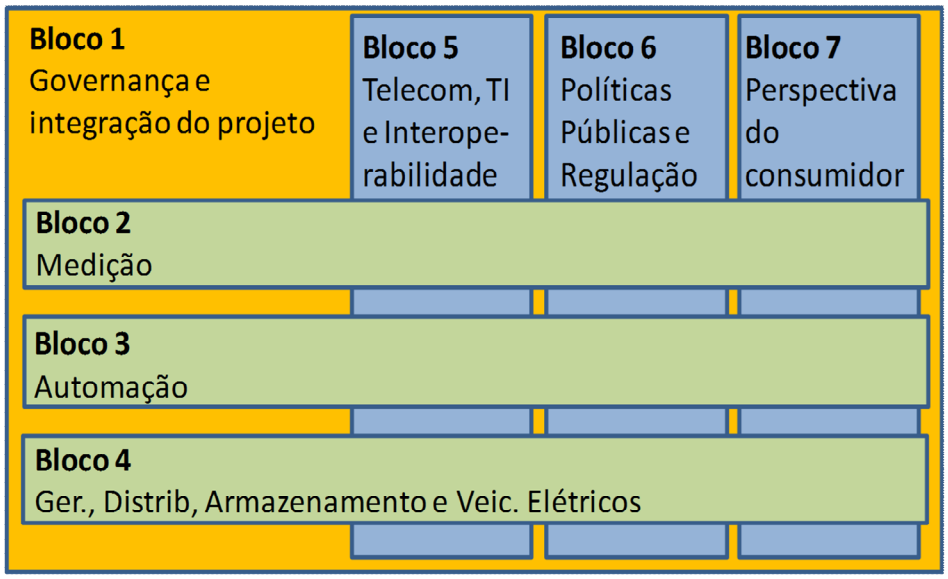


Figura 3.5 - Blocos de Pesquisa [10]

Para o desenvolvimento de projeção tecnológica com cálculo de custos e benefícios associados foram definidos três cenários de avaliação, refletidos através de diferentes níveis de incentivo às tecnologias emergentes e diferentes graus de penetração de funcionalidades avançadas de Redes Elétricas Inteligentes. A Figura 3.6 apresenta as diferentes abrangências de medição inteligente em função dos cenários estabelecidos.

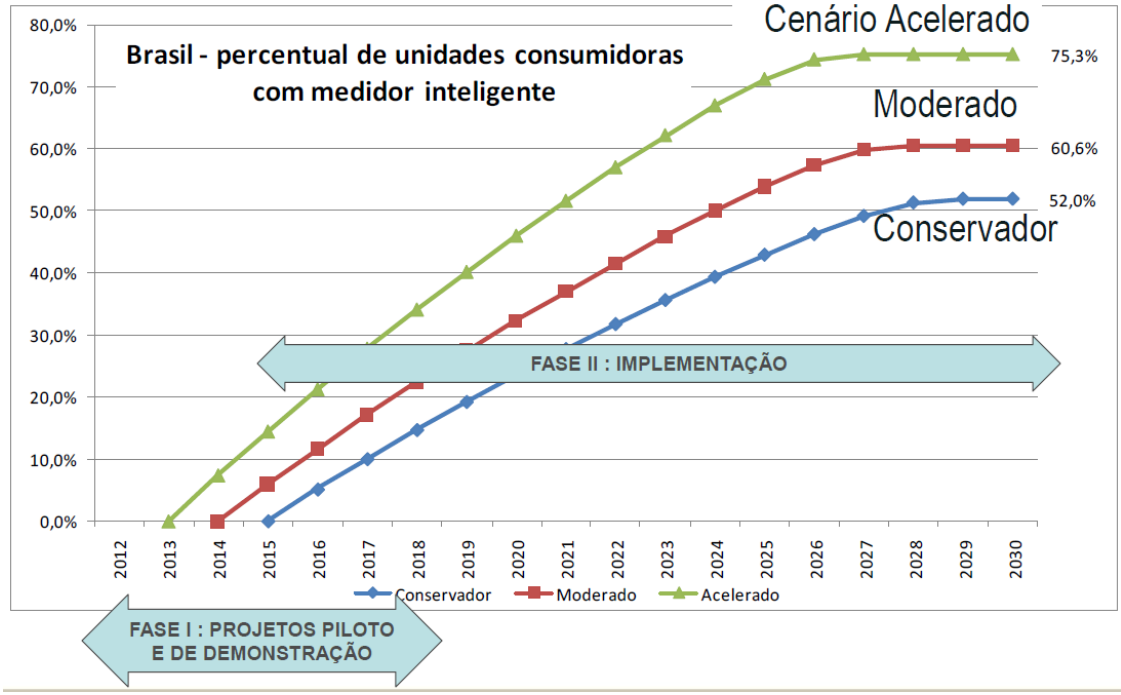


Figura 3.6 - Penetração de Medidores Inteligentes nos Diferentes Cenários [10]

Isto representa mercado anual para medidores inteligentes apresentado na Figura 3.7.

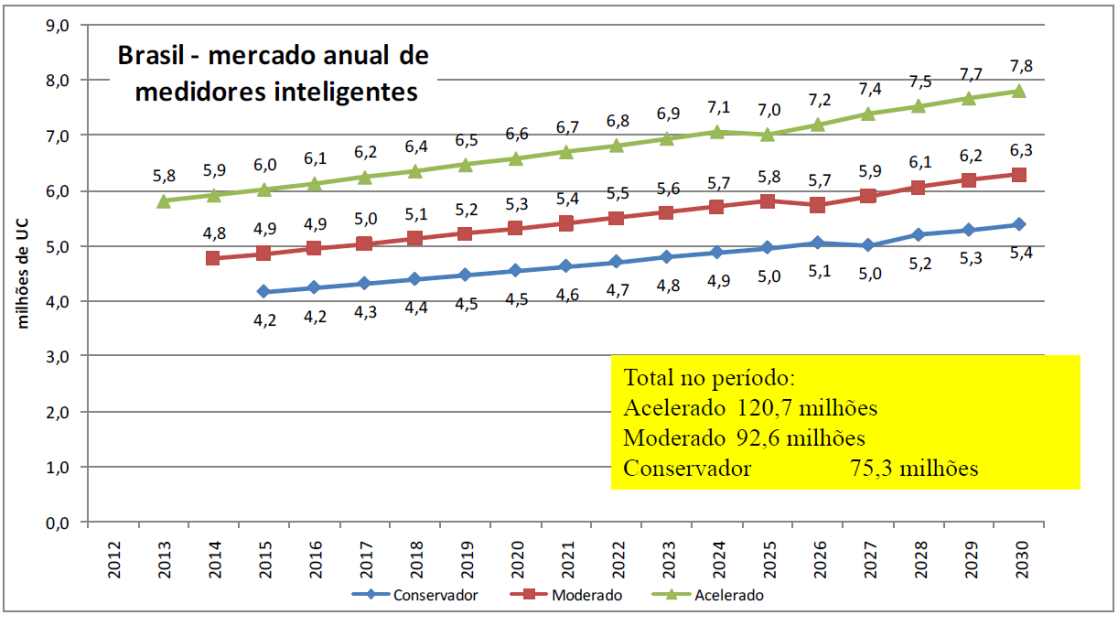


Figura 3.7 - Mercado Anual de Medidores Inteligentes para cada Cenário [10]

Os custos avaliados pelo trabalho, em valores correntes, associados aos cenários de implantação estabelecidos são os apresentados na Figura 3.8.

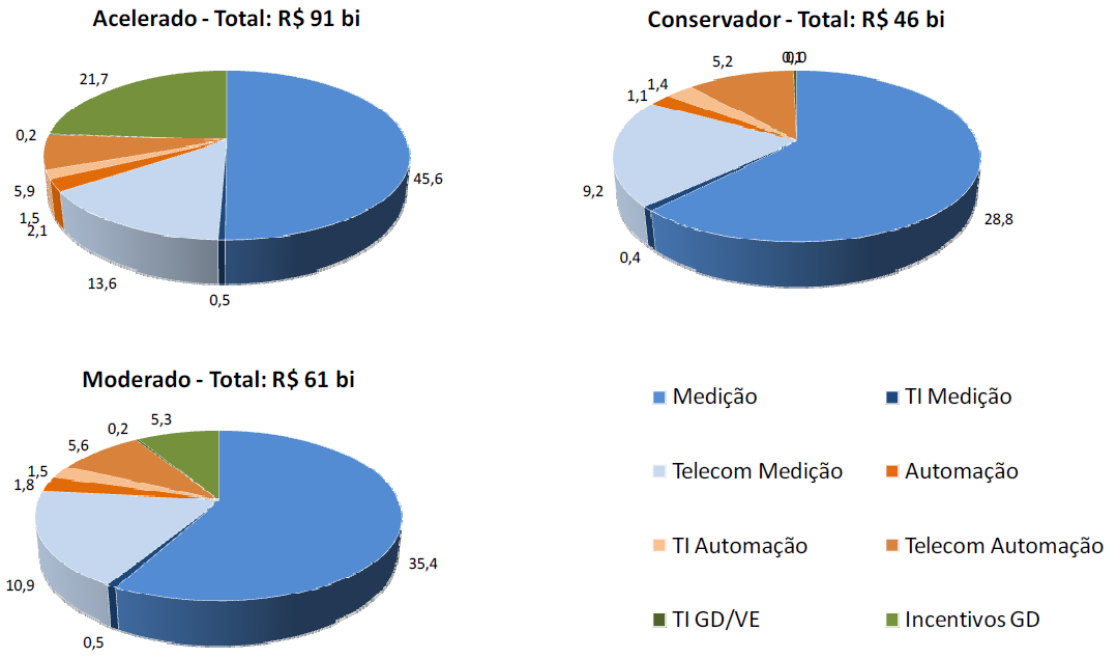


Figura 3.8 - Custos de Implantação - Valores Correntes [10]

As Figura 3.9, Figura 3.10 e Figura 3.11 apresentam custos e benefícios em valor presente dos cenários conservador, moderado e acelerado, respectivamente.

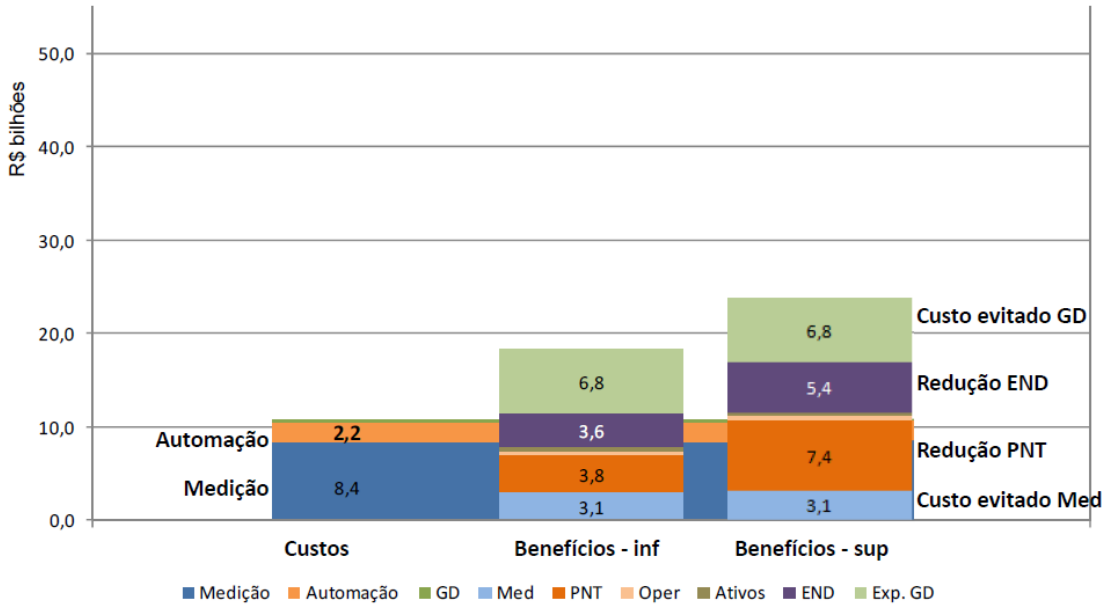


Figura 3.9 - Brasil - Cenário Conservador - Custos e Benefícios em Valor Presente [10]

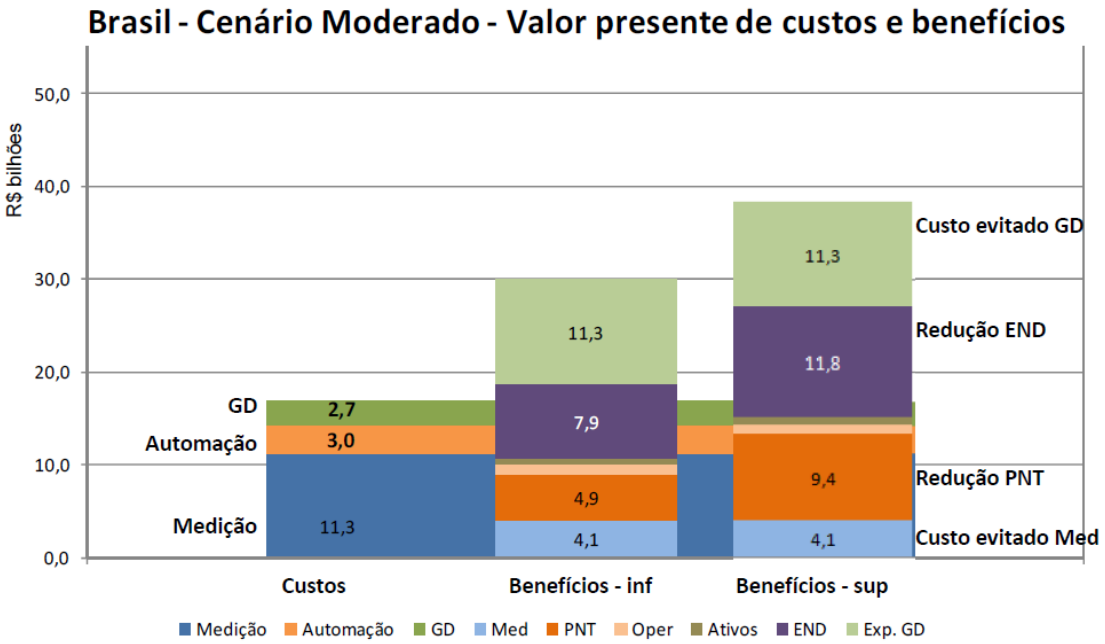


Figura 3.10 - Brasil - Cenário Moderado - Custos e Benefícios em Valor Presente [10]

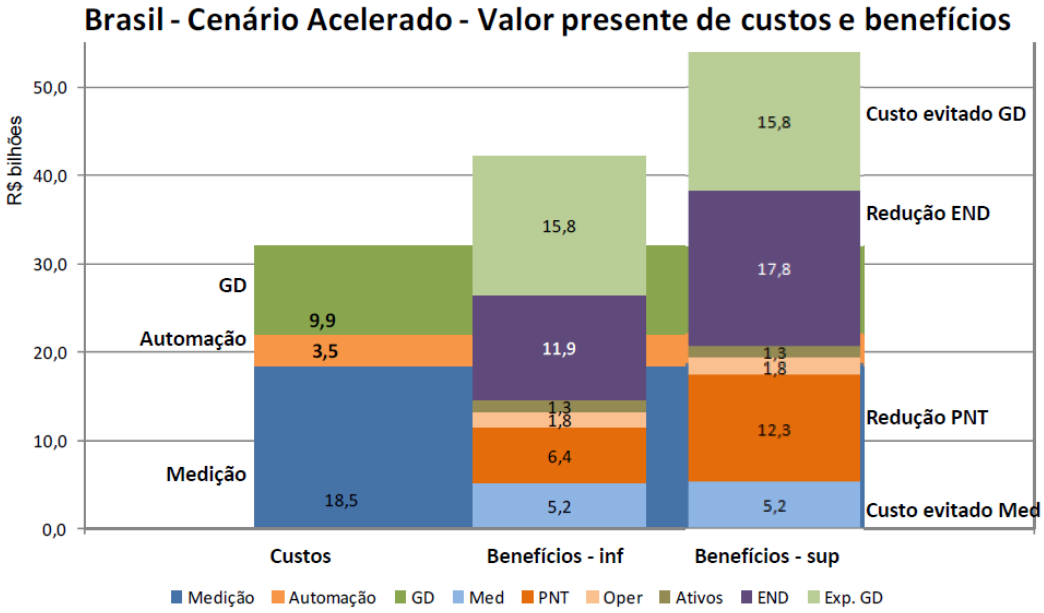


Figura 3.11 - Brasil - Cenário Acelerado - Custos e Benefícios em Valor Presente [10]

Dos resultados apresentados, observa-se que, mesmo no cenário conservador, o plano de implantação de Redes Elétricas Inteligentes no Brasil mostra-se economicamente viável sob o ponto de vista da sociedade, sendo necessário o estabelecimento de regras adequadas para permitir a partição justa de custos e benefícios.

Conforme apontado em [10], os principais pontos conclusivos do trabalho foram:

- Os investimentos necessários para a implantação das redes elétricas inteligentes são expressivos, representando de 30% a 50% do atual esforço de investimento das concessionárias (cerca de R$ 8 bi ao ano).

- É necessária a criação de linhas especiais de financiamento para as distribuidoras, compatíveis com a duração dos ativos, para que as mesmas possam fazer frente a esses investimentos.

- O tratamento regulatório dos investimentos das distribuidoras necessita ser aprimorado de modo a contemplar o período entre duas revisões tarifárias.

- É necessário o reconhecimento adequado dos novos equipamentos (módulos de comunicação, corte-religa e displays), tanto em custo quanto em vida útil, bem como as novas despesas (TI e Telecom).

Os resultados indicam a necessidade de formulação de um conjunto de políticas públicas e ajustes regulatórios de modo a promover a captura das externalidades positivas para a sociedade dando os adequados incentivos para a indústria.

Tais políticas envolvem diversos aspectos como:

- Incentivos à inovação e desenvolvimento de produtos locais;
- Incentivos (ou exigência) de conteúdo nacional nos equipamentos e softwares;
- Capacitação Profissional para as Redes Elétricas Inteligentes;
- Definição de padrões de interoperabilidade (protocolos);
- Licenciamento de espectro de frequência para aplicação em Redes Elétricas Inteligentes;
- Compartilhamento da infraestrutura de Redes Elétricas Inteligentes com outros serviços públicos (água, gás, cidades inteligentes, etc.)
- Definição de um horizonte para introdução de pagamento do serviço de rede pelos produtores independentes (tarifa binômia ou custo de capacidade);
- Novas modalidades tarifárias;
- Engajamento dos consumidores.

3.1.5.2 Projetos Demonstrativos Desenvolvidos Nacionalmente

Visando promover a inovação no setor de energia elétrica do Brasil, foi aprovada a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, estabelecendo a obrigatoriedade de investimentos de montante financeiro correspondente a percentual mínimo da Receita Operacional Líquida (ROL) de empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Mais recentemente, a Lei 12.212/2010 alterou os incisos I e III do art. 1º da Lei 9.991/2000, redefinido o percentual mínimo a ser investido em projetos de P&D, conforme tabela apresentada a seguir.

Tabela 3.4 - Percentuais para Investimentos em P&D [11]

Segmento	Vigência: 21/01/2010 a 31/12/2015	A partir de 1º/01/2016
D	0,2%	0,3%
G	0,4%	0,4%
T	0,4%	0,4%

Dentro os projetos de P&D desenvolvidos atualmente pelas empresas de distribuição, destacam-se aqueles afetos ao conceito de Redes Elétricas Inteligentes, dado o caráter inovador e os desafios inerentes à aplicação de tecnologias emergentes de forma sinérgica.

Em especial, a agência reguladora (ANEEL) tem incentivado a implantação de projetos piloto demonstrativos, envolvendo a aplicação intensiva de recursos tecnológicos inovadores em determinada região de cada área de concessão, com o objetivo de experimentar soluções, identificar entraves e buscar formas de mitigação visando avaliar as soluções que mais se alinhem às especificidades do setor brasileiro.

Neste sentido, destacam-se alguns projetos, ou programas coorporativos acerca do tema, envolvendo investimento de maior monta, sobretudo os das seguintes empresas:

- AES Eletropaulo
- Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG
- Light
- EDP Bandeirantes
- Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás

- Ampla Energia e Serviço

A AES Eletropaulo, empresa responsável pelo serviço de distribuição em 24 municípios do Estado de São Paulo (incluindo a capital), com mercado composto de 6,3 milhões de consumidores, iniciou no ano de 2013 o maior projeto demonstrativo de Redes Elétricas Inteligentes do país, chamado “Projeto Eletropaulo Digital”, com duração prevista de 3 anos [12].

O projeto abarca uma série de vertentes tecnológicas e sua aplicação em região metropolitana composta pelos municípios de Barueri e Vargem Grande, totalizando mais de 80.000 clientes atendidos por 5 subestações e 44 alimentadores. A Figura 3.12 apresenta a estrutura e os temas abordados no projeto para os quais estão sendo desenvolvidas soluções inovadoras.

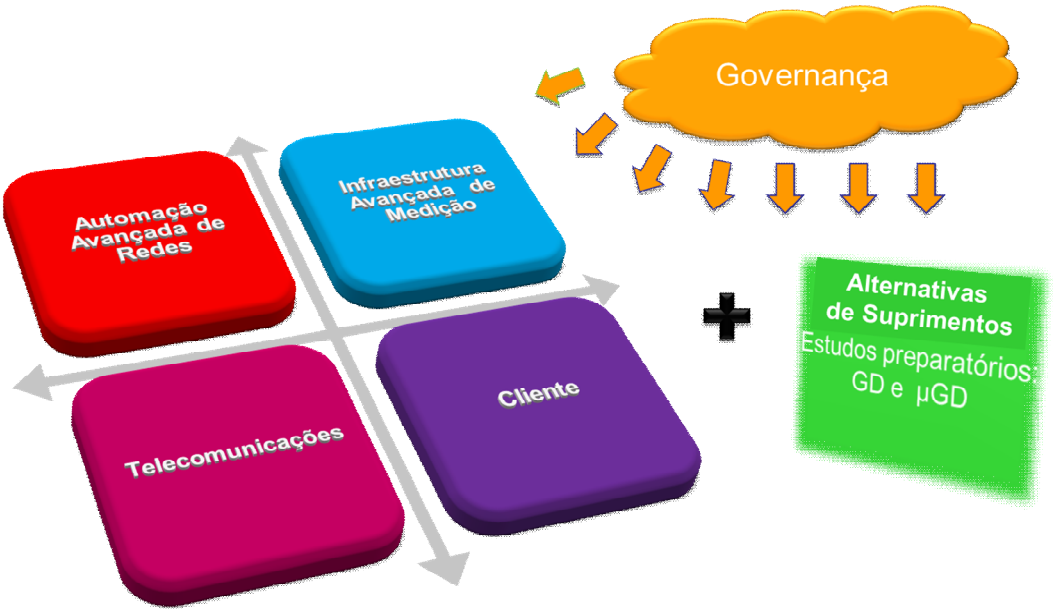


Figura 3.12 - Estrutura do Projeto Demonstrativo "Eletropaulo Digital" [13]

A frente de trabalho chamada de “Governança”, em particular, envolve uma série de estudos fundamentais para o planejamento, execução e acompanhamento de projetos desta natureza, com destaque para a atividade de elaboração de “*roadmap*”, para a qual metodologias como a proposta nesta tese são de fundamental importância.

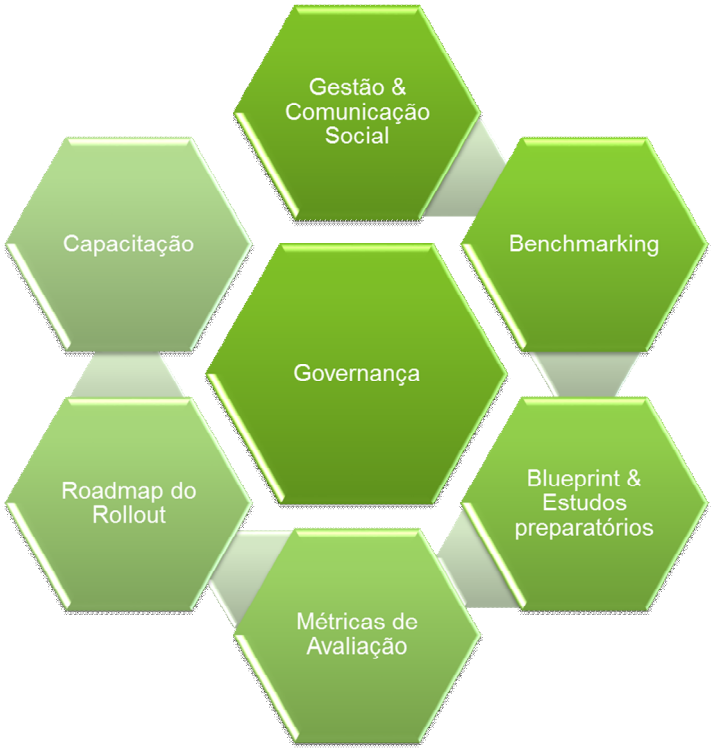


Figura 3.13 - Atividades da Governança do Projeto "Eletropaulo Digital" [12]

A CEMIG, empresa responsável pelo serviço de distribuição de energia no estado de Minas Gerais, está desenvolvendo projeto dentro de seu programa de P&D, intitulado “Cidades do Futuro”, que visa a implementação de tecnologias diversas no sistema responsável pela alimentação da cidade de Sete Lagoas, localizada a aproximadamente 60 km de Belo Horizonte. A Figura 3.14 destaca as frentes tecnológicas a serem abordadas no referido projeto.

Figura 3.14 - Frentes Tecnológicas - Projeto CEMIG [13]

A região escolhida pela CEMIG envolve a cidade de Sete Lagoas e municípios adjacentes, totalizando população de 290.000 habitantes e é suprida por três subestações de distribuição com dois transformadores de 25 MVA cada uma. Destas subestações migram 24 alimentadores de média tensão para atendimento de 95.000 clientes.

O objetivo central do projeto é o de gerar provas de conceito que possibilitem a elaboração de modelo de referência para a implantação de soluções de Redes Elétricas Inteligentes no sistema da CEMIG.

A Light, empresa responsável pelo serviço de distribuição em cidades do estado do Rio de Janeiro, incluindo a capital, possui programa voltado ao desenvolvimento e aplicação de soluções em Redes Elétricas Inteligentes. Este programa, que é composto de cinco grandes projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, foi iniciado em Setembro de 2010 e tem duração prevista para três anos. A Figura 3.15 apresenta o programa com os temas abordados por cada projeto.

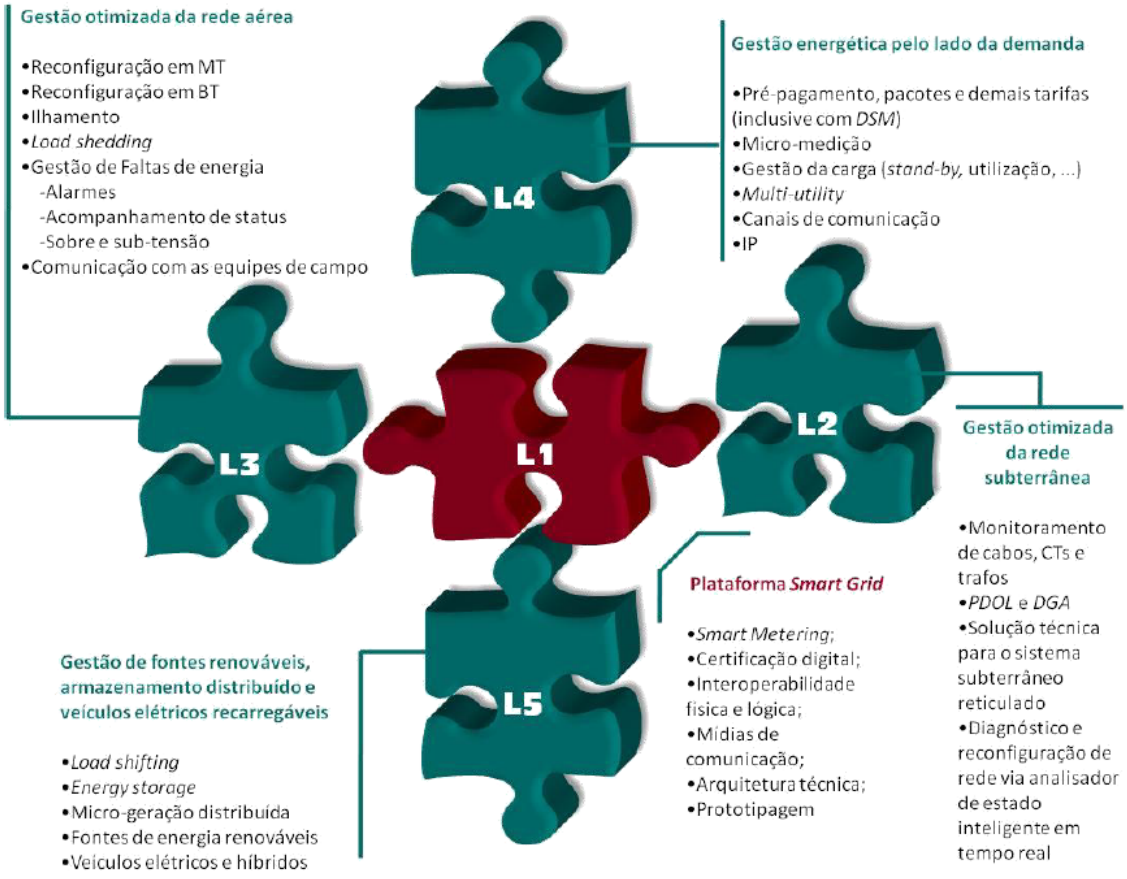


Figura 3.15 - Projeto de P&D - Programa de Smart Grid da Light [14]

A EDP Bandeirantes, responsável pelo serviço de distribuição de energia para municípios da região do Vale do Paraíba e Alto Tietê, no estado de São Paulo, tem dispendido esforços para implementar projeto piloto de Redes Elétricas Inteligentes no Estado de São Paulo.

O projeto, chamado InovCity, está sendo realizado na cidade de Aparecida, localizada no estado de São Paulo, e envolve as fases apresentadas na Figura 3.16.

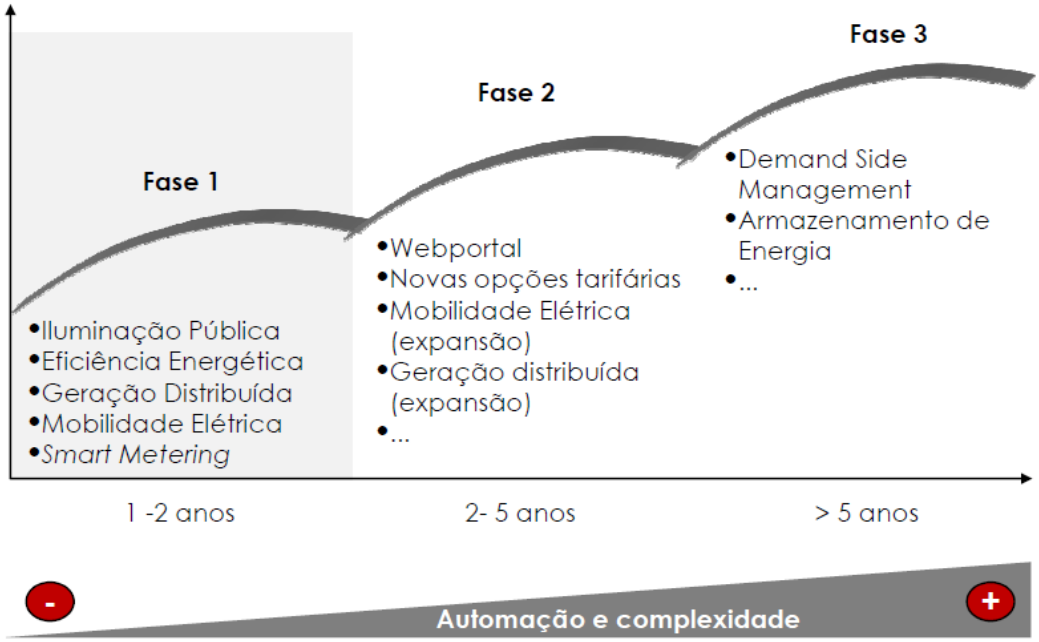


Figura 3.16 - Plano de Implantação de Projeto Piloto - EDP [15]

A Figura 3.17 apresenta as iniciativas previstas dentro do projeto.

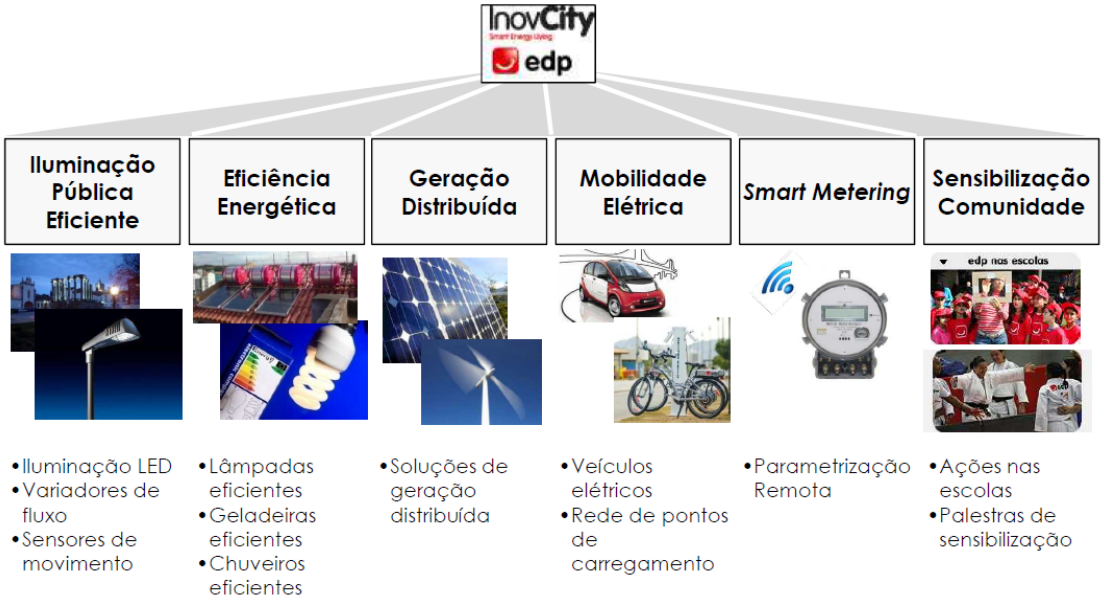


Figura 3.17 - Iniciativas do Projeto Piloto - EDP [15]

A Eletrobrás, representando 6 (seis) empresas distribuidoras responsáveis pelo atendimento de grande parte do mercado das regiões Norte e Nordeste do Brasil,

desenvolve desde agosto de 2010 projeto para implantação de soluções piloto em Redes Elétricas Inteligentes na cidade de Parintins, no estado de Amazonas.

O objetivo do chamado “Projeto Parintins” é o de estabelecer modelo de referência para aplicação em larga escala no mercado das Empresas de Distribuição da Eletrobrás. As iniciativas abordadas visam em especial a eficientização do consumo, com instalação de medidores inteligentes e ferramentas para interação com o consumidor.

A Ampla, empresa responsável pelo serviço de distribuição de energia elétrica em municípios do Estado do Rio de Janeiro, possui projeto de Pesquisa e Desenvolvimento que visa a implantação do conceito de Cidade Inteligente na cidade de Búzios, localizada no estado do Rio de Janeiro.

O projeto envolve 67 km de alimentadores em média tensão (15 kV) distribuídos em três diferentes circuitos, 450 estações transformadoras MT/BT, atendendo 10.363 clientes residenciais, comerciais e industriais. A Figura 3.18 apresenta os tmas abordados no referido projeto

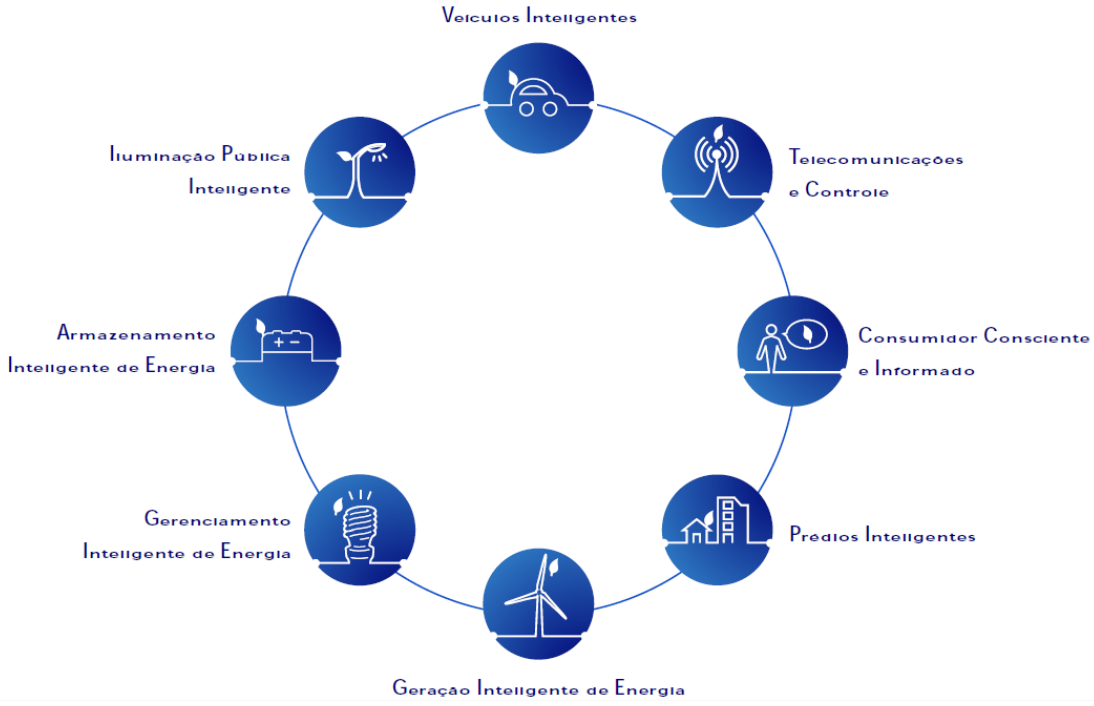


Figura 3.18 - Linhas Tecnológicas do Projeto AMPLA [16]

Foram aqui apresentados, de forma sintética, os principais projetos e programas de Redes Elétricas Inteligentes em vigência no Brasil, incentivados com recursos advindos de lei que define percentual da receita das empresas a ser investido em Pesquisa & Desenvolvimento. Não obstante, exista uma série de outros projetos realizados de forma pulverizada, além de programas ainda em fase de elaboração por outras concessionárias do país.

Os projetos apresentados estão, em sua maioria, ainda em fase inicial de implantação, sendo prematura qualquer avaliação acerca de resultados obtidos das aplicações pretendidas.

3.1.5.3 Regulamentações Emergentes

Na atualidade, a expansão demográfica e tecnológica faz com que a energia elétrica esteja presente em todos os setores produtivos e de lazer da sociedade. Por tal razão, qualquer disposição referente a esse sistema elétrico pode afetar toda a estrutura organizacional da sociedade. No Brasil, a regulação do setor elétrico é de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que, junto com Ministério de Minas e Energia e demais órgãos governamentais são responsáveis também pela formulação de políticas públicas.

A ANEEL, já tem avançado no caminho da regulamentação das Redes Elétricas Inteligentes, nos diferentes níveis de tensão. No entanto, os pontos de maior complexidade são a integração das novas tecnologias nas redes de distribuição e a interação entre concessionárias e usuários que passam a ter uma participação mais ativa na rede. Entre as iniciativas mais recentes desses temas se ressaltam: a tarifa branca, a regulamentação de medidores, a regulamentação de microgeração e a regulamentação de pré-pagamento de energia, descritas a seguir:

- Tarifa Branca [17]:

  RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010, revisada pela Resolução Normativa ANEEL nº 499, publicada em 24.07.2012, Artigo 56ª, que prevê a alteração da estrutura tarifária dos consumidores do Grupo B (residencial, rural e demais classes, exceto baixa renda e iluminação pública) mediante a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas reduzidas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores. Estrutura Tarifária é a forma como os diversos tipos de consumidores pagam pelo serviço de energia elétrica, classificados por subgrupos e modalidades de tarifas de acordo com horas de uso, nível de tensão e localização.

  A modalidade tarifária branca, que será uma alternativa à convencional, hoje vigente, oferecerá três diferentes patamares para a tarifa de energia, de acordo com os horários de consumo. De segunda a sexta-feira, uma tarifa reduzida será empregada na maioria das horas do dia; outra mais cara, no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite; e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa reduzida será empregada para todas as horas do dia. A nova sistemática, que será aplicada a cada distribuidora a partir de sua revisão tarifária, entre 2012 e 2014, começará a valer quando as distribuidoras substituírem os medidores de energia eletromecânicos pelos eletrônicos. No entanto, a tarifa branca será opcional e, caso o consumidor não pretenda modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continuará disponível.

- Regulamentação de medidores eletrônicos [18]:

  RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 502, DE 7 DE AGOSTO DE 2012, que regulamenta os requisitos básicos para os sistemas de medição eletrônica de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B.

  Os medidores eletrônicos, que não necessariamente podem ser chamados de medidores inteligentes (para tanto é necessário que este tenha a capacidade de

se comunicar com outros níveis), proporcionarão uma série de benefícios para os consumidores de energia, como a criação das condições para difundir a microgeração distribuída, ou seja, a possibilidade de que consumidores também atuem como pequenos geradores de fontes alternativas de energia.

Com a instalação de uma infraestrutura de telecomunicações que permita a comunicação destes medidores com outros níveis, estão desenvolvidos sistemas de TI aptos a receber e tratar a massa de dados disponibilizada, abrindo assim uma série de oportunidades. O novo sistema de medição possibilitará ao consumidor maior eficiência no consumo de energia, pois ele terá mais informações sobre o seu perfil. No medidor, deverá estar disponível por meio de mostrador existente no próprio medidor ou em dispositivo localizado internamente à unidade consumidora o valor de energia elétrica ativa consumida acumulada em cada patamar tarifário. Outros benefícios são a possibilidade de atendimento remoto pela concessionária; o melhor monitoramento da rede pela distribuidora, devido ao fluxo de comunicação consumidor-concessionária; a redução de perdas técnicas e não técnicas e a oferta de novos serviços aos consumidores.

As distribuidoras terão 18 meses para oferecer os medidores eletrônicos aos seus consumidores. Haverá dois tipos de equipamentos: o primeiro, a ser instalado sem ônus, permitirá ao consumidor aderir à tarifa. O outro modelo de medidor, mais completo, oferecerá acesso a informações específicas individualizadas sobre o serviço prestado, e a instalação poderá ser cobrada pela distribuidora.

- Regulamentação da microgeração [19]:

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração fornecida aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ela visa a reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, a partir de fontes de energia incentivadas.

Na resolução se define uma unidade de microgeração como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW. A minigeração é definida como central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Em qualquer dos dois casos, devem utilizar fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Além disso, as centrais devem estar conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

Para o usuário, no faturamento deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade. O consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, em cada patamar horário e, quando for o caso, a distribuidora deverá utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

- Regulamentação sobre pré-pagamento de energia [20]:

A Audiência Pública Nº 048/2012, discute a regulamentação das modalidades de pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica. As contribuições para regulamentar o assunto finalizaram em 25 de setembro de 2012, e está aguardando a resolução definitiva.

O sistema de pré-pagamento proposto pela ANEEL é similar ao que existe na telefonia móvel: o consumidor adquire seus créditos em postos de venda e os insere no medidor. O pré-pagamento será feito por meio de um medidor

eletrônico, que permitirá a leitura do consumo em tempo real. O consumidor poderá comprar quaisquer valores, considerando-se como valor mínimo o equivalente a 1,0 quilowatt/hora (kWh) – o crédito inicial será de 5,0 kWh, a ser pago na primeira compra. Os créditos comprados não terão prazo de validade.

O medidor eletrônico permitirá a visualização da quantidade de créditos disponíveis, em kWh, e possuirá alarme visual e sonoro para alertar a proximidade do fim dos créditos. Por telefone ou pelo próprio medidor, o consumidor poderá solicitar a distribuidora um crédito emergencial para não ficar sem energia – o valor equivalente será descontado da recarga de créditos seguinte, sendo vedado o acúmulo de créditos não quitados.

De acordo com a regulamentação proposta, caberá a cada distribuidora definir seu interesse na modalidade de pré-pagamento. Aquelas que a adotarem terão três anos para oferecer essa opção a todos os consumidores de baixa tensão em suas áreas de concessão, com exceção da iluminação pública. Entre os atrativos para as concessionárias estão a perspectiva de reduzir os custos de atividades comerciais, os níveis de inadimplência e de perdas comerciais, as reclamações por suspensão e por faturamento incorreto.

Como pode ser observado, já há por parte do órgão regulador uma série de iniciativas a fim de viabilizar o avanço das Redes Elétricas Inteligentes, tornando primordial o investimento em desenvolvimentos experimentais afim não só de validar o funcionamento de soluções tecnológicas integradas, mas também de adquirir conhecimento acerca do comportamento do consumidor frente a esta nova realidade.

3.1.6 Redes Elétricas Inteligentes e *Roadmaps* Tecnológicos

As empresas de energia tem passado a investir em estudos para a definição de estratégias para a implantação das Redes Elétricas Inteligentes, procurando encontrar soluções que se adequem à sua cultura e ao perfil de sua área de concessão, ao mesmo tempo que possibilitem mitigar os riscos do novo contexto

regulatório advindo das mudanças setoriais que vem ocorrendo. Com a introdução das tecnologias digitais que possuem uma vida útil mais curta quando comparadas a dos equipamentos comumente usados no setor, como por exemplo, um transformador que tem a sua vida útil estimada em mais de 30 anos no Brasil ou os medidores de energia eletromecânicos cuja vida útil esperada é maior que 25 anos, torna-se cada vez mais difícil o desafio de atender as exigências de todas as partes interessadas e envolvidas na gestão de uma empresa de distribuição de energia. Esse cenário demanda das empresas maior disciplina no planejamento de implantações dessas novas tecnologias. Portanto, o emprego regular de *roadmaps* torna-se, cada vez mais, um elemento essencial na preparação da empresa de distribuição de energia para a transformação advinda das Redes Elétricas Inteligentes.

Do ponto de vista teórico, um *roadmap* tecnológico é um processo de planejamento de soluções tecnológicas direcionado pelas necessidades de negócio da empresa que busca auxiliar a identificação, a seleção e o desenvolvimento de alternativas técnicas que satisfaçam esse conjunto de necessidades da empresa [31].

A necessidade de um *roadmap* resulta da dificuldade de se chegar a uma concordância sobre os motivadores dos projetos, das necessidades de negócio que estes direcionadores incitam e, por fim, das tecnologias fundamentais para se orientar essas necessidades. O emprego de um *roadmap* demonstra a importância do planejamento dentro da organização, apresenta a visão futura da operação da empresa e reforça o direcionamento da empresa demonstrando que ela conhece as suas necessidades de negócio a curto e longo prazos. Como consequência, espera-se uma maior confiança na empresa das partes interessadas no setor, tanto internamente como externamente [21].

Diversas entidades envolvidas no setor elétrico optaram por utilizar a estratégia de elaboração de roadmaps para planejar objetivos a longo prazo relacionados as Redes Elétricas Inteligentes. Entre as justificativas para o desenvolvimento destes planejamentos, destaca-se a necessidade de organizar os esforços relacionados a pesquisa e desenvolvimento sobre Redes Elétricas Inteligentes evitando duplicidade de projetos, garantindo o compartilhamento, a comunicação e a promoção de

resultados, a replicação e o intercâmbio de melhores práticas. Entre estas entidades pode-se citar a *California Independent System Operator*, responsável pela operação e mercado varejista de energia do estado da Califórnia [22] nos Estados Unidos e o *European Electricity Grid Initiative* (EEGI), programa de pesquisa, desenvolvimento e demonstração europeu sobre Redes Elétricas Inteligentes [23].

Empresas de distribuição também identificaram esta dificuldade, principalmente no momento de integração de seus diferentes programas relacionados às Redes Elétricas Inteligentes, como é o caso da distribuidora americana *San Diego Gas & Electric* [24]. Entidades como o *International Electrotechnical Commision* - IEC, responsável pelo estabelecimento de padrões internacionais, perceberam a necessidade de estabelecimento de um plano detalhado para identificação de *gaps* no seu conjunto de padrões definidos para Redes Elétricas Inteligentes, justificando esta necessidade através da extensa abrangência do escopo deste tipo de projeto [25].

Além disso, diversas distribuidoras de energia, associações e governos reconheceram a necessidade de estudos detalhados sobre as Redes Elétricas Inteligentes em seu contexto regional para fundamentar o planejamento da implementação de funcionalidades adequadas às características de seu mercado e de sua área de concessão, como os estudos realizados pelas distribuidoras *South California Edison* [26] e *Kentucky* [27] dos Estados Unidos, os governos de Índia [28], Coréia do Sul [29] e Equador [30] e a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), através do P&D Estratégico ANEEL sobre Redes Elétricas Inteligentes [8]. Ademais, distribuidoras brasileiras de energia, como AES Eletropaulo e [12], Cemig [13] estabeleceram como meta a definição de um *roadmap* para implantação de seus programas de Redes Elétricas Inteligentes com base em resultados de provas de conceito realizadas em regiões representativas de sua área de concessão.

Mais importante que a definição são os benefícios da utilização de uma metodologia de desenvolvimento de *roadmap* cujas características remetem a um plano de negócio. Em condições incertas para a realização de previsões, esse processo de desenvolvimento auxilia a identificação de um conjunto de alternativas de caminhos

a serem seguidos e representa um instrumento de apoio às decisões sob condições variáveis. Além disso, o *roadmap* delineia a expectativa temporal para a conclusão das atividades e alcance dos resultados, insere os marcos no planejamento e garante a capacidade de acompanhamento do projeto [21].

O *roadmap* integra todos os aspectos relevantes do negócio, fazendo uma ponte entre estratégia e tecnologias, para apoiar as decisões [32]. Desta forma, entende-se que a metodologia conecta as necessidades de negócio aos requisitos tecnológicos garantindo o alinhamento entre o projeto e o planejamento estratégico da empresa.

Em suma, o principal benefício deste processo de planejamento é a disponibilização de informações para auxílio a processos decisórios sobre investimentos em soluções, identificando tecnologias críticas e lacunas tecnológicas a serem preenchidas através de desenvolvimento [31]. Portanto, esta ferramenta reforça o conceito de priorização dentro do planejamento e gestão de projetos. Conforme apresentado em [21], existe um grande impacto orçamentário e de disponibilidade de recursos decorrido das escolhas tecnológicas realizadas no período anterior a implementação de um projeto. Isto posto, o *roadmap* permite a otimização da aplicação dos recursos financeiros e humanos através da inserção da classificação das prioridades no momento dos processos de seleção de tecnologias.

Para esta tese, parte-se da definição descrita em [32], onde o *roadmap* é definido como uma visualização de um futuro próximo (10 a 20 anos), que integra todos os aspectos relevantes do negócio para auxiliar processos decisórios sobre investimentos, planejamento de projetos e comunicação da estratégia da empresa para as diversas áreas que a compõem.

Existem diferentes tipos de *roadmaps*. Em [31], por exemplo, são citados o uso destas técnicas com foco no planejamento de novos produtos, estudos de assuntos emergentes (ambientais, sociais, novos padrões técnicos, etc.) e desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras.

Em geral, os *roadmaps* são abrangidos por diversas camadas que representam o plano a ser implementado. No contexto das redes elétricas inteligentes, ele engloba todos os requisitos que objetivam impulsionar a transformação da rede elétrica atual em uma rede inteligente [21]. O *roadmap* pode ser constituído então de diferentes domínios, os quais podemos citar: estratégia ou visão da empresa, necessidades de negócio ou requisitos funcionais, requisitos para implantação das tecnologias, recursos financeiros disponíveis, recursos humanos disponíveis, planos de implantação e mudanças organizacionais ou em processos. A chave para a criação de um *roadmap* de sucesso é levantar todas as questões relevantes em cada um dos domínios considerados [32], construindo um caminho para o planejamento considerando as interdependências entre esses componentes, buscando atender todas as necessidades levantadas ao delinear uma linha prioritária e, enfim, estabelecer um período de tempo para a conclusão dos resultados [21].

O desenvolvimento do *roadmap* geralmente é fundamentado na modelagem dos processos de negócio atuais da empresa, muitas vezes chamada de modelo "*as-is*", em contraste com a modelagem de um estado futuro esperado, conhecido como modelo "*to be*". Definidos os pontos de partida e de chegada da implementação do projeto ou desenvolvimento de produto, parte-se para o estabelecimento do procedimento que identifica cada um dos passos que permite a evolução do modelo "*as-is*" para o modelo "*to be*" [33]. Este procedimento é a elaboração do planejamento da implementação.

Por fim, para concluir a apresentação da base teórica de elaboração de roadmaps tecnológicos, cabe observar que existe uma série de desafios específicos para o desenvolvimento deste processo. Em [21], foi realizado um levantamento dos principais entraves presentes na realização do planejamento de soluções de Redes Elétricas Inteligentes, sendo os principais desafios aplicáveis ao contexto brasileiro:

- Complexidade, interdependência e rápida evolução das tecnologias;
- Altos custos de implantação;
- Necessidade de adaptação tecnológica para o cenário nacional;
- Dificuldade de mensuração de benefícios intangíveis como a "satisfação do consumidor";

- Resistência a mudanças em um setor conservador;
- Impacto em diversas áreas da empresa que possuem necessidades de negócio distintas;
- Incerteza sobre o engajamento do consumidor e limitação de alternativas de aplicação de programas de resposta à demanda;
- Incertezas sobre os futuros direcionamentos do ambiente regulatório.

Observa-se, do exposto, que há de fato uma preocupação dos agentes do setor em planejar o processo de migração dos sistemas atuais à nova realidade trazida com o conceito de Redes Elétricas Inteligentes. Porém, as iniciativas fundamentadas em análises pontuais, no tempo e no espaço, carecendo de metodologia robusta que permita a sistematização de estudos desta natureza.

Dado que as funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes envolvem a convergência de uma série de tecnologias afetas a mais de um campo do conhecimento, como estabelecer um plano ótimo de evolução de tais funcionalidades de forma a se extrair o máximo possível de benefícios com custos que garantam a exequibilidade do ritmo de implantação pretendido?

Os capítulos a seguir pretendem responder a esta pergunta de forma a caracterizar a contribuição desta tese.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 ESTRUTURA METODOLÓGICA

A determinação da evolução das Redes Elétricas Inteligentes em determinado sistema envolve basicamente três questões principais:

i. Quais as características da rede em questão?

   As Redes Elétricas Inteligentes envolvem uma série de funcionalidades e aplicativos que, em geral, resultam em formas diversas de operação da rede e de relacionamento entre os agentes.

   A avaliação do impacto destas funcionalidades e das novas formas de relacionamento necessita, imprescindivelmente, da caracterização da rede em função de atributos que espelhem os entraves e os potenciais benefícios afetos às Redes Elétricas Inteligentes.

   Esta caracterização deve ser feita tanto em função dos atributos físicos da rede como dos aspectos operacionais e mercadológicos. Ademais, é necessária a definição de atributos que caracterizem o sistema quanto ao nível atual de implementação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, de forma a possibilitar a análise de sua evolução.

ii. Quais os elementos ou funcionalidades envolvidas nas Redes Elétricas Inteligentes que devem ser avaliados? Quais as suas características?

   Para a avaliação da penetração das Redes Elétricas Inteligentes, é necessária a definição dos elementos ou funcionalidades que as compõem, os quais necessitam de métricas para avaliação individual do impacto de sua penetração na rede.

Estes elementos e funcionalidades devem ser caracterizados através da definição de sua função no sistema, dos requisitos necessários à sua aplicação e de modelos de impactos destes na rede.

É através da análise da implementação individual de cada elemento ou funcionalidade que a evolução das Redes Elétricas Inteligentes poderá ser avaliada. Obviamente, a sinergia existente entre as funcionalidades devem ser consideradas, sendo este um dos alicerces do conceito supracitado.

Nesta tese, as principais funcionalidades consideradas como componentes das Redes Elétricas Inteligentes são as apresentadas no item 3.1.4, não obstante possa haver variações ou até mesmo outras não mencionadas.

iii. Como considerar as externalidades que impactam na evolução do sistema ao longo dos anos?

As Redes Elétricas Inteligentes trazem consigo uma série de fatores decorrentes de aspectos externos à esfera de negócios das empresas de distribuição de energia elétrica, como, por exemplo, evolução tecnológica, políticas públicas etc.

Estes fatores impactam diretamente na avaliação da necessidade e da aplicabilidade das funcionalidades na rede, podendo ser ou não agentes viabilizadores ou até promotores de soluções de Redes Elétricas Inteligentes.

Destarte, entende-se que para a formulação de metodologia que possibilite a definição e avaliação de políticas de implementação das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, é de vital importância que as questões supracitadas sejam consideradas adequadamente.

A metodologia proposta consiste, de forma geral, na caracterização do sistema em função de atributos relevantes para a análise de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, utilizando agrupamentos para garantia de representatividade das redes elétricas reais, na definição de cenários para a evolução destas redes em função de

externalidades que dependem tanto de avanços tecnológicos como de políticas públicas voltadas ao tema e na análise técnico-econômica das políticas de evolução estabelecidas, de forma a possibilitar a definição da melhor estratégica, considerando as probabilidades de ocorrência dos cenários pré-estabelecidos.

A Figura 4.1 apresenta uma visão geral da metodologia proposta, ilustrando o fluxo dos processos nela contidos.

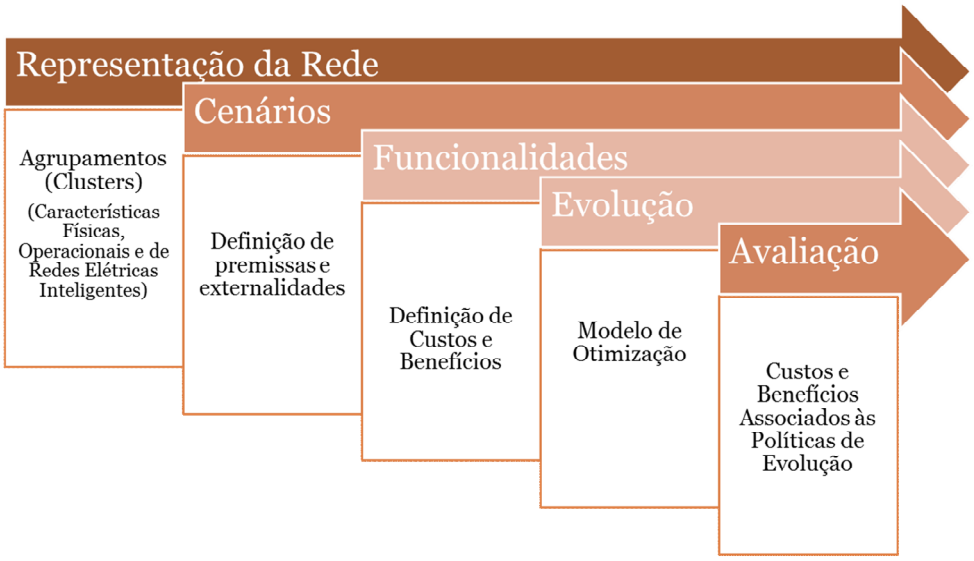


Figura 4.1 - Visão Geral da Metodologia Proposta

A seguir serão apresentadas as formas previstas para o tratamento de cada processo que compõe a metodologia proposta, de acordo com o apresentado na figura anterior.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA

Como o objetivo proposto é de conceber uma metodologia que permita sistematizar estudos referentes à definição de políticas de implementação de Redes Elétricas Inteligentes, buscou-se um método de caracterização do sistema que possibilitasse a representação de um conjunto genérico de redes, tornando sua aplicação possível a qualquer tipo de região ou sistema.

Neste sentido, optou-se por utilizar técnicas de agregação de redes que possibilitem a captura das diferenças entre diferentes sistemas possam fazer parte de um mesmo estudo. A estas técnicas deu-se o nome de “Modelo de Clusters”.

Este modelo consiste em representar determinado segmento do sistema através de atributos que expliquem características físicas, operacionais e de mercado e, com base em modelos estatísticos, dividir a totalidade dos sistemas em grupos semelhantes que possam ser representados por um sistema típico (cluster). A Figura 4.2 ilustra graficamente o conceito de “agregação” ou “*clusterização*”.

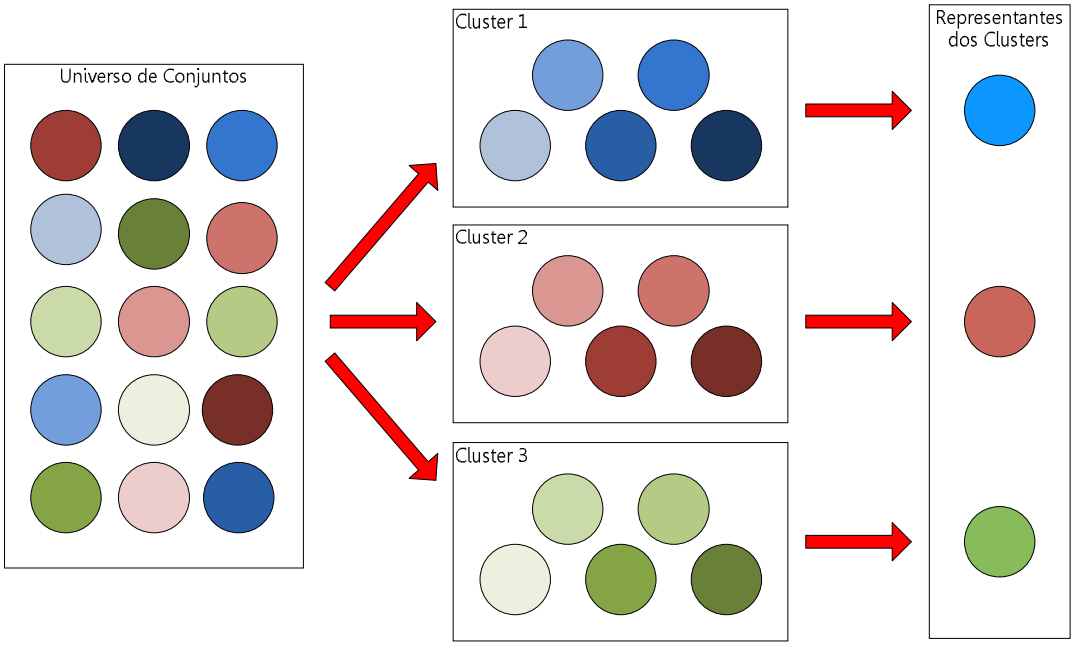


Figura 4.2 - Ilustração do Conceito de Cluster [8]

A ANEEL, para fins de regulação dos indicadores de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, utiliza-se deste tipo de modelo, onde o segmento de sistema, denominado “Conjunto”, é circunscrito a uma subestação e seus respectivos alimentadores de média tensão (desde que o número de consumidores atendidos por esta seja superior a 1.000) totalizando 2854 conjuntos para o Brasil que, quando agrupados, resultam em 30 conjuntos representantes (clusters). [5]

Tendo em vista que os atributos que definem os conjuntos ANEEL visam espelhar as características físicas e de mercado do sistema, resultando em metas de qualidade

que representam suas características operacionais, além de representarem a totalidade do sistema de distribuição do Brasil e estabelecerem linguagem familiar às empresas de distribuição e ao órgão regulador, optou-se por aproveitar este conceito.

Assim, convencionam-se neste estudo as nomenclaturas de “Conjunto” para definir a subestação real com seus respectivos alimentadores de média tensão, expressos através de atributos e “Cluster” para definir o conjunto representativo de um grupo de conjuntos reais, expresso pelos mesmos atributos dos conjuntos.

Como apresentado na referência [34], o método de *clusterização* é composto dos seguintes procedimentos:

1. Fixar a ênupla de atributos de interesse;

2. Fixar desvios admissíveis entre os atributos dos elementos de cada grupo e os atributos do c*luster* representante;

3. Normalizar os atributos de todas redes reais [(atributo i – média do atributo i) / desvio padrão do atributo i], permitindo operação entre eles;

4. Selecionar aleatoriamente 2 (dois) elementos que serão núcleos dos agrupamentos. Os demais elementos são incluídos no grupo em que a distância ao núcleo (raiz quadrada da somatória dos quadrados das diferenças entre o valor do atributo e do núclo) for menor;

5. Repetir o processo (item 4) aumentando-se o número de núcleos até que os desvios do item 2 seja atendidos.

Inicialmente os chamados “Conjuntos”, correspondentes às redes reais, devem ser caracterizados segundo alguns atributos para, posteriormente permitirem sua clusterização. Os atributos selecionados para a caracterização do sistema e formação dos clusters, com o objetivo de posterior avaliação do sistema no tocante à evolução do conceito de Redes Elétricas Inteligentes, podem ser divididos em três

categorias principais, quais sejam: características físico-mercadológicas, características operacionais e grau de inteligência da rede.

O processo de clusterização aplicado ao objetivo desta tese e considerando os atributos a seguir relacionados será objeto de detalhamento do item 4.2.4.

Nos itens subsequentes serão detalhados os atributos supracitados, com o objetivo de definir o significado e as formas de obtenção de cada um, com destaque para a importância destes na posterior análise de evolução das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes.

4.2.1 Características Físico-Mercadológicas

As características físicas da rede em estudo são extremamente relevantes para definir critérios de aplicabilidade de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, uma vez que o desempenho de muitas dessas funcionalidades decorre de características topológicas da rede.

A caracterização do mercado de cada região atendida pelo sistema de distribuição, tanto no que se refere ao número de consumidores e ao consumo médio destes quanto à sensibilidade dos consumidores a interrupções no fornecimento, é fundamental para a avaliação dos benefícios de cada funcionalidade. Isto decorre do fato que o avanço das Redes Elétricas Inteligentes depende vertiginosamente do ganho de escala de suas aplicações, quer seja no montante de energia cuja interrupção foi evitada como na quantidade de consumidores contemplados em determinada aplicação.

Os atributos físicos e de mercado considerados para a caracterização do sistema são os apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Atributos Físico-Mercadológicos

PNI	CMM*	NUC*	RAP	AREA	PCOM	PTEC	TXC	CEND
Potência Instalada (kVA)	Consumo médio mensal (MWh)	Número de unidades consumidoras	Extensão de rede primária (km)	Área de atendimento (km²)	Perda comercial (%)	Perda técnica (%)	Taxa de crescimento de carga (% a. a.)	Custo da Energia Não Distribuída (R$/kWh)

Os atributos destacados em amarelo correspondem aos utilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para a clusterização do sistema de distribuição nacional com o objetivo de definição de metas de qualidade e continuidade de serviço. [5]

A definição com maiores detalhes de cada atributo demarcado com a cor amarela na Tabela 4.1 é a seguinte:

PNI "Potência instalada correspondente à soma das potências unitárias nominais de todos os transformadores, inclusive os de propriedade particular constantes do plano de incorporação da distribuidora, excetuando-se os transformadores pertencentes às cooperativas de eletrificação rural e os transformadores de potência cuja tensão secundária seja maior do que 1 kV", dado em kVA;

CMM "Média mensal da energia consumida correspondente à média aritmética simples relativa ao consumo verificado nos últimos 12 meses pelas unidades consumidoras atendidas em MT ou BT, excluindo-se o consumo de cooperativas de eletrificação rural e de outras

distribuidoras”, dado em MWh. Para o processo de formação do cluster será utilizada a média dos consumos de todos os consumidores. Porém, para a caracterização do cluster, este atributo será segmentado por classe de consumidor, a fim de possibilitar o cálculo do custo da Energia Não Distribuída para cada cluster;

NUC “Total de unidades consumidoras atendidas correspondente ao número de unidades consumidoras faturadas no período de apuração e atendidas em MT ou BT”. Funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, sobretudo aquelas referentes à área de medição, possuem análise de viabilidade diretamente relacionada com o número de consumidores atendidos. Para o processo de formação do cluster será utilizada a soma dos consumidores, porém, para a caracterização do cluster, este atributo será segmentado por classe de consumidor, a fim de possibilitar o cálculo de custos de instalação de medidores, que diferem em relação à classe;

RAP “Extensão de rede MT deve computar as redes aéreas, subterrâneas, urbanas e não urbanas, considerando as redes próprias da distribuidora e as redes particulares constantes do plano de incorporação da distribuidora, excetuando-se as redes das cooperativas de eletrificação rural”, dado em km;

AREA “Área, em km², que abrange os transformadores de distribuição próprios e os particulares constantes do plano de incorporação da distribuidora, assim como a subestação supridora das redes MT, devendo a soma de todas as áreas dos conjuntos corresponder à área de concessão ou permissão da distribuidora”

A utilização das informações supracitadas para a caracterização da rede consiste em alternativa satisfatória, tanto pelo fato dos atributos em questão representarem características importantes da rede (tanto que são utilizadas para fins regulatórios) como devido à disponibilidade destas informações, uma vez que as concessionárias são obrigadas a enviá-las à ANEEL.

Porém, apenas os atributos em amarelo não traduzem todas as características desta natureza necessárias para a avaliação deste sistema quanto à penetração de funcionalidades e elementos de Redes Elétricas Inteligentes.

Dessa forma, optou-se por incorporar às informações citadas quatro novos atributos que possibilitassem a posterior quantificação dos impactos decorrentes da implementação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes.

Tais atributos, demarcados em vermelho na Tabela 4.1, podem ser descritos da seguinte forma:

PCOM — Perdas comerciais decorrentes de fatores não operacionais (furtos de energia, erros do processo etc.), expressas em porcentagem da média mensal de energia consumida em cada conjunto (CMM). Este é um dos principais (se não o principal) motivadores do investimento em Redes Elétricas Inteligentes no Brasil, sendo de fundamental importância a análise do impacto das funcionalidades no combate às perdas comerciais.

PTEC — Perdas técnicas decorrentes da operação do sistema, expressas em porcentagem da média mensal da energia consumida em cada conjunto (CMM). Há uma série de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes que visam otimizar a operação do sistema, elevando a eficiência do processo de distribuição de energia e pela redução das perdas técnicas.

TXC — Taxa de crescimento do consumo de energia, expressa pela porcentagem da média mensal de energia consumida (CMM) por ano. Como a avaliação do impacto das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes possui relação direta com a dimensão do mercado atendido, a definição de um plano de implementação destas ao longo do tempo (*roadmap*) deve considerar o crescimento deste mercado dentro do horizonte de estudo.

CEND Custo da Energia Não Distribuída (END), ou seja, o custo social da interrupção de fornecimento decorrente de contingências no sistema, expressa em R$/kWh. Diversas funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, sobretudo aquelas que visam a automação do sistema, impactam diretamente no aumento de confiabilidade da rede, sendo necessária a transformação deste fator em unidade monetária, de forma a possibilitar a análise da viabilidade econômica de cada intervenção desta natureza. O cálculo deste valor depende da atribuição de um fator multiplicativo da tarifa média, que expresse o impacto social da interrupção do fornecimento de energia. Este fator é definido por classe de consumidor (industrial, comercial, industrial e outros). Como faz parte da caracterização mercadológica do conjunto os números de consumidores por classe, é calculado o fator de custo da END para cada conjunto através da média ponderada dos fatores.

Com a definição destes nove atributos é possível a caracterização de cada conjunto do sistema, composto por uma subestação e seus alimentadores de média tensão, para, posteriormente, agrupá-los a fim de se obter menor número de clusters possível, sem prejuízo à representatividade de todos os conjuntos reais.

4.2.2 Características Operacionais

Além da definição das características físicas e de mercado de cada conjunto do sistema de distribuição, é de fundamental importância sua caracterização quanto ao seu desempenho operacional, ou seja, quanto aos resultados de desempenho, sobretudo de qualidade do serviço (continuidade), que traduzam a forma como este conjunto é operado.

A importância de caracterizar os conjuntos sob este aspecto está no fato de que um motivador importante do avanço das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes reside na expectativa de todos os agentes pela melhoria da qualidade do serviço prestado.

Assim, para espelhar as características operacionais de cada conjunto, optou-se pela utilização dos indicadores utilizados pela ANEEL para fiscalização da qualidade do serviço prestado pelas empresas de distribuição e estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST [5], conforme apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Atributos Operacionais

DEC	FEC
Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (horas)	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

A descrição dos atributos supracitados é apresentada a seguir:

DEC — Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que consiste no tempo médio, expresso em horas, em que cada unidade consumidora de determinado conjunto permaneceu com o fornecimento interrompido, dentro de determinado horizonte de tempo;

FEC — Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que consiste no número médio de vezes que cada unidade consumidora de determinado conjunto teve seu fornecimento interrompido, dentro de determinado horizonte de tempo;

Na análise da evolução da penetração das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, cuja metodologia será objeto de item a ser apresentado mais adiante

nesta tese, estes dois atributos servirão de ferramenta para avaliação dos ganhos de qualidade do serviço proporcionados por estas.

4.2.3 Nível de Penetração de Funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes na Redes

Os sistemas elétricos existentes no Brasil já possuem certo grau de inteligência. Assim, para a definição de políticas que visem a evolução do nível de inteligência da rede, faz-se necessária a definição do estágio inicial decorrente da condição atual destes sistemas.

Porém, sobretudo no Brasil, há considerável heterogeneidade de condições de redes, de sistemas corporativos e de elementos componentes das Redes Elétricas Inteligentes, em função das diversidades sociais e ambientais encontradas nas diversas áreas de concessão (e as vezes dentro da mesma área de concessão) e nas diversas empresas concessionárias responsáveis pelo serviço de distribuição de energia elétrica.

Assim, a definição do estágio inicial de penetração das funcionalidades e elementos de Redes Elétricas Inteligentes deve fazer parte da caracterização do sistema, sendo incorporados ao modelo como descritores dos clusters, não fazendo parte do processo de *clusterização*.

Neste sentido, estabelece-se tantos descritores quantos forem as funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes que se deseja estudar.

A caracterização do sistema no tocante às funcionalidades se dará pela atribuição, ao cluster já formado, de graus de penetração de cada funcionalidade em particular. Isso se deve ao fato de que os descritores mencionados anteriormente não tem obrigatoriamente relação direta com estes.

Por este motivo, estes graus de penetração não fazem parte do processo de clusterização, mas são atribuídos aos clusters depois de realizado o processo.

Entende-se que tal consideração não afeta a representatividade dos clusters, primeiramente porque o nível de penetração de funcionalidades de automação e medição ainda é muito reduzido no Brasil, sobretudo nas redes de média e baixa tensão. Ademais, embora não se garanta relação direta entre a penetração das funcionalidades e os demais atributos relacionados em itens anteriores, espera-se que haja, principalmente no que diz respeito aos atributos operacionais.

A expressão dos descritores considerados nesta categoria se dará através da porcentagem dos conjuntos que compõem cada cluster que possui implementada cada funcionalidade entre as descritas no item 4.3.

A Tabela 4.3 apresenta exemplo de atributos de Redes Elétricas Inteligentes.

Tabela 4.3 – Exemplo de Atributos de Redes Elétricas Inteligentes

MON	TLC	TRN	RJC	MPR	EQL	PRR	OSC
Monitoramento do Carregamento	Telecomando de Equipamentos	Transferência Automática de Carga entre Transformadores	Sistema Automático de Rejeição de Carga	Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos	Esquemas Lógicos de Proteção e Controle	Parametrização Remota dos Dispositivos de Proteção	Análise Automática de Oscilografia para Diagnóstico de Ocorrências

Com a possibilidade de caracterização de cada conjunto de rede através da definição de existência ou não de cada uma das funcionalidades supracitadas, torna-se possível definir a porcentagem dos conjuntos que compõem cada cluster nos quais cada funcionalidade está presente.

Ressalta-se mais uma vez que estas informações caracterizam o cluster já formado, não fazendo parte do processo de clusterização. Havendo a percepção que determinado cluster abrigue redes com condições muito diferentes no que se refere

à penetração das funcionalidades citadas, pode-se optar pela segregação do referido cluster em dois outros.

O grau de penetração de cada funcionalidade em um cluster é função da penetração desta funcionalidade nos conjuntos que são representados por este. Para os conjuntos, considera-se que a funcionalidade esteja ou não esteja implementada, não sendo consideradas implementações parciais. Como exemplo, considere-se um cluster que represente 100 (cem) conjuntos, dos quais 70 possuam implementada a funcionalidade de monitoramento do carregamento (MON), assim, o valor do descritor “MON” que caracterizará a penetração desta funcionalidade do referido cluster será 70%.

4.2.4 Processo de Formação dos Clusters

Como exposto no item anterior, para fins de avaliação da evolução de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, será utilizado o conceito de clusterização considerando as seguintes categorias de atributos:

- ✓ Características Físico-Mercadológicas;
- ✓ Características Operacionais;
- ✓ Grau de Penetração de Funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes na Rede:

No modelo proposto para formação dos clusters, as categorias de fatores explicativos do sistema podem ser classificadas nas seguintes duas classes: Atributos e Descritores.

- ✓ Classe 1 Atributos que fazem parte do processo de clusterização, através do qual serão definidos atributos representativos dos elementos que compõem cada cluster. O modelo utilizado para o

tratamento desta classe de atributos é conhecido como “Classificação por Clusters-Kmédias”. [34]

- ✓ Classe 2 Descritores que não exercem influência sobre o processo de clusterização, sendo apenas atribuídos aos clusters já formados segundo regra pré-definida (“Caracterização Direta”).

A definição do processo de clusterização e a associação das categorias de atributos às classes supracitadas são apresentadas na Figura 4.3.

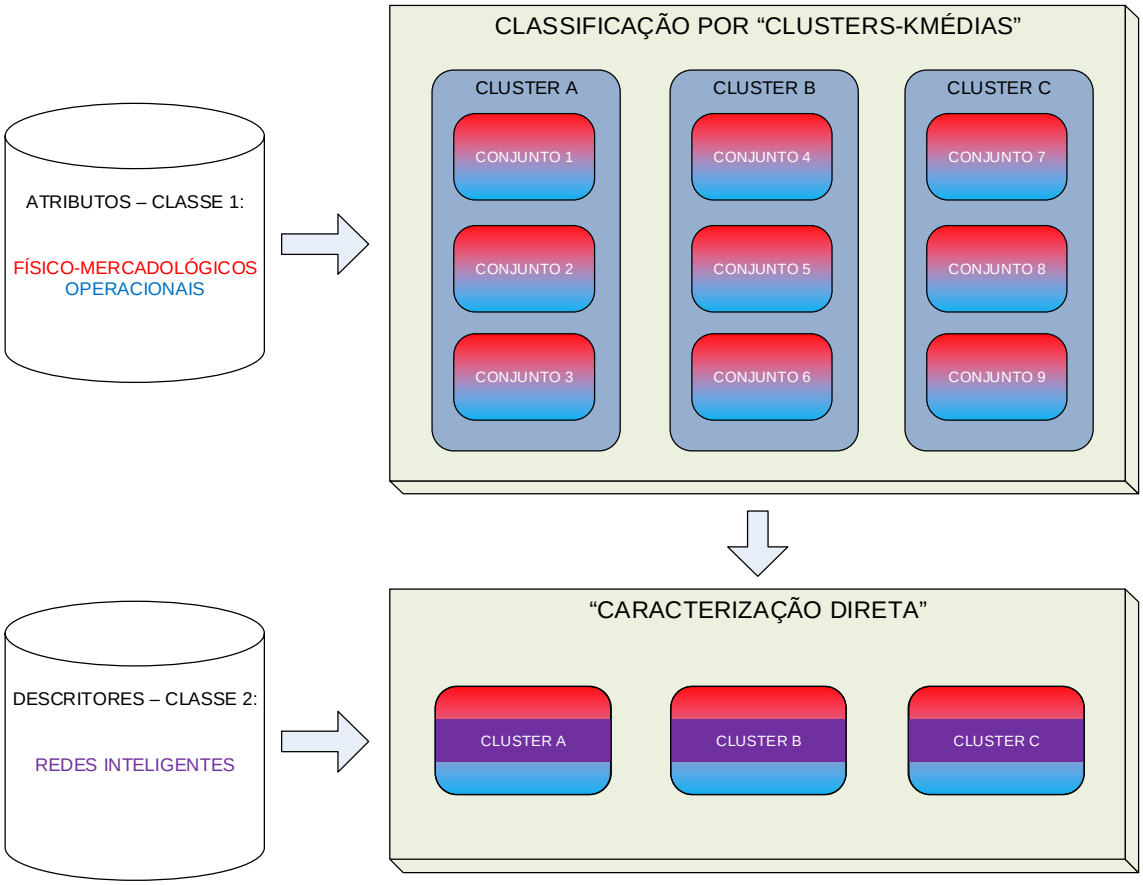


Figura 4.3 - Processo de Formação de Clusters

4.3 MODELOS DE AVALIAÇÃO CUSTO-BENEFÍCIO

As funcionalidades selecionadas para a caracterização da penetração das Redes Elétricas Inteligentes no sistema são as já apresentadas no item 3.1.4. Embora no

referido item já tenha sido exposta a caracterização funcional de tais funcionalidades, incluindo os requisitos de infraestrutura de rede, de TI e de telecomunicações, faz-se necessária para avaliação de sua aplicabilidade a definição de modelos que expliquem custos e benefícios destas em função dos atributos caracterizadores da rede.

Nos itens a seguir serão apresentadas considerações gerais sobre o modelo utilizado para contabilização de custos e benefícios e posterior aplicação às funcionalidades propriamente ditas.

4.3.1 Modelagem de Sistema Típico

Nos itens a seguir serão apresentados os modelos de custos e benefícios das funcionalidades, expressos através de equações que, em função dos atributos dos clusters, caracterizam os benefícios esperados.

Para tanto se faz necessária a quantificação de ativos elétricos existentes em cada cluster, possibilitando assim tanto o cálculo dos custos incorridos na implantação de cada funcionalidade como a quantificação dos benefícios esperados de cada uma.

Assim, são definidos modelos típicos de subestação e de alimentador de distribuição, conforme Figura 4.4 e Figura 4.5. Ressalta-se que a metodologia proposta nesta tese permite a utilização de qualquer outro modelamento de rede, devendo sempre adequá-lo de acordo com o conhecimento que se tem da rede real em estudo (padrões da concessionária etc.).

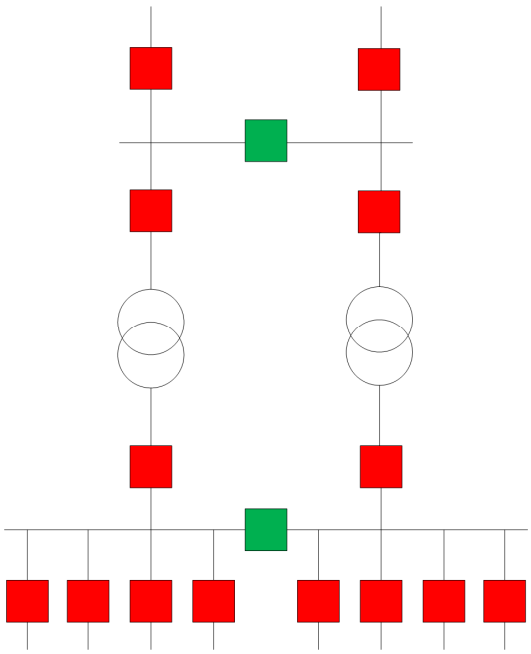


Figura 4.4 - Modelo de Subestação de Distribuição

Para subestações de distribuição, convenciona-se diagrama unifilar contendo dois transformadores de potência, interligados à barramentos de alta e média tensão através de dois disjuntores cada, além de duas entradas de linha e oito alimentadores de média tensão.

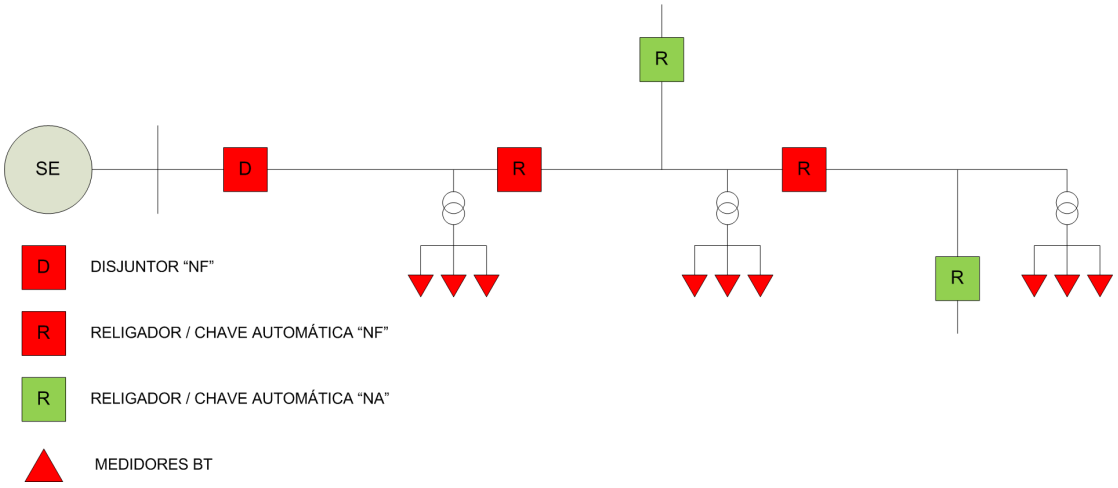


Figura 4.5 - Modelo de Alimentador de Distribuição

Para o modelo de alimentadores de distribuição, são considerados, quando implantadas funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, por exemplo, no

máximo dois religadores automáticos em série, com mais dois religadores normalmente abertos para viabilização de transferência de carga entre alimentadores. Ademais, assume-se que a densidade de carga é constante ao longo do alimentador, resultando em três blocos de carga com mesmo consumo médio mensal.

4.3.2 Caracterização dos Custos das Funcionalidades

Os custos de cada funcionalidade devem ser fundamentados nos modelos de subestação e rede apresentados no item anterior. Com base nestes modelos, devem ser definidos os custos para aquisição de equipamentos e sistemas além de infraestrutura de TI necessários para a implantação das funcionalidades.

Ademais, devem ser somados a estes os custos referentes associados à instalação e colocação em serviço das funcionalidades (mão de obra etc.).

Entende-se que os custos mencionados podem variar significativamente de empresa para empresa, tanto devido às escolhas tecnológicas diferentes (há funcionalidades que podem ser implantadas com diferentes soluções tecnológicas) como às diferenças de custos de mão-de-obra, muito comuns em um país com as dimensões e diversidades do Brasil.

Assim, quando o estudo de *roadmap* envolve sistemas de mais de uma concessionária (a exemplo de um Plano Nacional), sugere-se a utilização de custos médios, possibilitando a aderência dos resultados em um ambiente de análise agregado.

Todavia, entende-se que o custo total da aplicação de uma funcionalidade de Redes Elétricas Inteligentes pode ser expresso através de três diferentes categorias de custo, que diferem não só devido à natureza de seus elementos, mas também à forma de contabilização destes custos no plano integral da empresa. São estes:

- ✓ Custos de equipamentos e dispositivos

  Estes custos referem-se aos elementos de infraestrutura de rede elétrica com os *Intelligent Electronic Device* (IED) associados. A associação dos custos decorrentes destes dispositivos aos *clusters* é imediata, uma vez que estão diretamente associados ao sistema elétrico.

- ✓ Custos de Telecomunicações

  Estes custos referem-se à infraestrutura de telecomunicações necessária ao intercâmbio de informações entre dispositivos instalados no mesmo nível do sistema ou entre um dispositivo e os sistemas corporativos residentes no COD da empresa, de forma a viabilizar a execução das ações inerentes à determinada funcionalidade.

- ✓ Custos de Tecnologia da Informação

  Estes custos referem-se à infraestrutura de TI necessária ao processamento de informações de campo segundo lógicas definidas na especificação funcional de cada funcionalidade de Redes Elétricas Inteligentes implementada.

Destarte, o desempenho funcional de cada funcionalidade de Redes Elétricas Inteligentes deverá balizar a definição dos equipamentos, elementos de TI e infraestrutura de telecomunicações necessários à sua correta operação e, em função das alternativas tecnológicas escolhidas (sobretudo para infraestrutura de TI e telecomunicações), deverá ser composto o custo total de cada passo de implementação das referidas funcionalidades.

4.3.3 Caracterização dos Benefícios das Funcionalidades

Assim como foram caracterizados os custos associados às funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, também devem ser caracterizados os benefícios proporcionados por estas.

Os benefícios considerados neste trabalho são contabilizados de acordo com quatro grandes motivadores. A seguir estes motivadores serão apresentados com a respectiva descrição da natureza dos benefícios considerados em cada um.

- Eficiência Operacional

  Entendem-se como benefícios enquadrados na rubrica de eficiência operacional todos aqueles que resultem de redução de custos operacionais sem degradação da qualidade do serviço prestado ou que advenham do aumento de eficiência da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Dentre estes podem ser citados: redução de turmas, redução de campanhas de medição, redução de perdas técnicas etc.

- Confiabilidade

  Os benefícios advindos do aumento da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica são contabilizados fundamentalmente através da redução da Energia Não Distribuída (END) propiciada pelas funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes. Esta redução de END, dada em kWh/ano, é transformada em valores financeiros através da associação de um custo da END, função de características específicas de cada cluster estudado, como descrito no item 4.2.1.

- Gestão de Ativos

  As funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, por permitirem maior monitoramento do sistema, que podem levar a proposição, muitas vezes automática, de ações que busquem otimizar a utilização das instalações, permitem ganhos relevantes no que tange à gestão dos ativos elétricos. Tais benefícios são contabilizados através do ganho de vida útil obtido da melhor gestão dos equipamentos, assim como da postergação de investimentos em expansão oriundos da melhor utilização dos ativos em serviço.

- Perdas Comerciais

  As perdas comerciais, como dito no item 3.1.3, consistem em um dos principais motivadores ao avanço das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil. O aumento do monitoramento das redes elétricas, propiciado pela instalação de maior número de sensores e infraestrutura de telecomunicações ao longo do sistema, permite melhor identificação dos pontos com fraude (muito embora o processo de mitigação deste problema não esteja circunscrito apenas à identificação do local).

Os benefícios aqui expostos são passíveis de contabilização financeira, de forma a permitir o estabelecimento de ambiente comparativo entre os custos e benefícios envolvidos nas políticas de implantação das funcionalidades, que devem ter seus impactos modelados segundo os motivadores supracitados.

As formulações de benefícios apresentadas nesta tese são função dos modelos de subestação e alimentador adotados. Alterações neste modelo exigem revisão das equações. O Apêndice II apresenta a dedução das formulações mais complexas.

4.3.4 Agrupamento de Funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes

Para possibilitar a avaliação de uma política de implementação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, faz-se necessária a definição de modelos para estimativa de custos e benefícios para cada uma.

Dentre as funcionalidades selecionadas há muitos casos onde a infraestrutura necessária à sua viabilização, assim como os impactos decorrentes de sua aplicação, são comuns a duas destas ou mais. Assim, optou-se, para fins de modelamento de custos e benefícios, por se trabalhar com grupos de funcionalidades.

As funcionalidades foram agrupadas com o propósito de organizar e direcionar a formulação de possibilidades de evolução de suas penetrações, ao longo do tempo,

nos clusters representativos do sistema de distribuição objeto deste projeto. Ou seja, cada cluster, que representa diversos conjuntos de consumidores (de diferentes empresas do país, agrupados de acordo com critério de classificação da ANEEL), deverá ser representado por funcionalidades organizadas em grupos, conforme descrição a seguir.

O critério de agrupamento das funcionalidades se fundamentou basicamente na similaridade de requisitos de infraestrutura de telecomunicação e de TI, bem como de Medição para as funcionalidades de um determinado Grupo.

A penetração de cada grupo de funcionalidades é definida a partir das penetrações das funcionalidades que o compõem, tomando-se, como hipótese, o maior valor de cada funcionalidade como sendo o valor do grupo. Por hipótese de agrupamento as penetrações de todas as funcionalidades de um Grupo devem ser iguais no ano horizonte.

Para exemplificação do modelamento, foram definidos 5 (cinco) grupos de Funcionalidades para Subestações, 6 (seis) grupos para redes primárias e 2 (dois) grupos para redes secundárias, conforme apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Definição de Grupos de Funcionalidades

Subestação	Grupo 1	Monitoramento de Carregamento (Entradas de Linha, Transformador, saída de Alimentadores)
		Telecomando de equipamentos
		Transferência Automática de Carga Entre Transformadores
	Grupo 2	Sistema Automático de Rejeição de Carga
	Grupo 3	Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos
	Grupo 4	Esquemas Lógicos de Proteção e Controle
Rede MT	Grupo 1	Monitoramento de Carregamento ao Longo do Alimentador (chaves e religadores)
		Telecomando de equipamentos (chaves e religadores)
		Localização automática de Defeito - Nivel I (chaves, religadores)
		Monitoramento de "Power Quality"
	Grupo 2	Manutenção Preditiva focada na condição dos Equipamentos
	Grupo 3	Localização automática de Defeito - Nivel II (+ medidores inteligentes e/ou localizadores de falta monitorado)
		Balanço de Energia na Media Tensão
	Grupo 4	Isolamento automático do trecho em falta e recomposição dos demais (Self-Healing) - Nivel I (automação local)
	Grupo 5	Isolamento automático do trecho em falta e recomposição dos demais (Self-Healing) - Nivel II (automação central)
		Reconfiguração Automática para Gerenciamento dos Índices Técnicos
	Grupo 6	Controle de tensão/VAR
Rede BT	Grupo 1	Resposta a Demanda
	Grupo 2	Atuação sobre os Dispositivos Instalados no Consumidor

4.3.5 Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED)

Funcionalidades: Monitoramento de carregamento (entradas de linha, transformador, saída de alimentadores), telecomando de equipamentos e transferência automática de carga entre transformadores.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Eficiência Operacional:

    - o Benefício advindo da possibilidade de comandar equipamentos remotamente (telecomando) e, em situações de contingência, não ser necessário o deslocamento imediato de equipes de campo para transferência de carga entre transformadores.

$$B_{EFC} = \left(N_{TSEDEF/ANO} \times T_{MM} + \left(N_{TSEDEF/ANO} - \frac{T_{REP}}{2 \times 8760} \times N_{TSEDEF/ANO}{}^{2} \right) \times T_{L}\right) \times C_{EQ} \times \Delta_{PEN}$$

[3]

Onde:

$N_{TSEDEF/ANO}$ Número de defeitos no ano em transformadores de subestação, no cluster (vezes/ano)

C_{EQ} Custo horário de equipe de campo (R$/hora)

T_L Tempo de preparação mais deslocamento até a subestação (horas)

T_{REP} Tempo de reparo de um elemento da subestação (transformador) (horas)

T_{MM} Tempo de manobra manual da chave/disjuntor (horas)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro (%)

- Benefício – Confiabilidade:

- Benefício advindo da possibilidade de transferir carga entre transformadores de forma automática em situações de contingência. Assume-se que em uma parcela das vezes a transferência não pode ser efetivada por restrições de capacidade.

$$B_{CONF} = \left(N_{TSEDEF/ANO} - \frac{T_{REP}}{2 \times 8760} \times N_{TSEDEF/ANO}^{2}\right) \times (T_L + T_{MM}) \times (1 - P_{BLOQ}) \times \frac{E_T \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [4]$$

Onde:

T_L	Tempo de preparação mais deslocamento até a subestação (horas)
T_{REP}	Tempo de reparo de um elemento da subestação (transformador) (horas)
T_{MM}	Tempo de manobra manual da chave/disjuntor (horas)
E_T	Energia total do representante do cluster (MWh/ano)
$N_{TSEDEF/ANO}$	Número de defeitos no ano em transformadores de subestação, no cluster (vezes/ano)
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro (%)
P_{BLOQ}	Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições de capacidade (%)
C_{END}	Custo da END (R$/MWh)
K_{EM}	Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

- Benefício – Gestão de Ativos:

  - Benefício advindo do aumento de vida útil dos equipamentos da subestação em decorrência de seu monitoramento. Resulta em benefício monetário função do custo do valor novo de reposição do ativo.

$$B_{GA} = C_{SE} \times T_{AT} \times G_{GAMT} \times \Delta_{PEN} \times N_{SE} \quad [5]$$

Onde:

C_{SE} Custo de subestação (apenas equipamentos) (R$)

T_{AT} Taxa de atualização de capital (%)

G_{CAMT} Ganho esperado do processo de gestão de ativos, em % do ativo – Monitoramento (%)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro (%)

N_{SE} Número de Subestações

4.3.6 Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED)

Funcionalidades: Sistema automático de rejeição de carga.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Confiabilidade:

  - o Benefício advindo da possibilidade de rejeição de carga para possibilitar a execução de transferência de carga entre alimentadores em situações de contingência, nos casos onde anteriormente esta era bloqueada por problemas de sobrecarga.

$$B_{CONF} = \left(N_{TSEDEF/ANO} - \frac{T_{REP}}{2 \times 8760} \times {N_{TSEDEF/ANO}}^2\right) \times (T_L + T_{MM}) \times P_{BLOQ} \times (1 - E_{REJ}) \times \frac{E_T \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [6]$$

Onde:

T_L Tempo de preparação mais deslocamento até a subestação (horas)

T_{MM} Tempo de manobra manual da chave/disjuntor (horas)

T_{REP} Tempo de reparo de um elemento da subestação (transformador)

E_T Energia total do representante do cluster (MWh/ano)

$N_{TSEDEF/ANO}$ Número de defeitos no ano em transformadores de subestação, no cluster (vezes/ano)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro (%)

P_{BLOQ} Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições de capacidade (%)

E_{REJ} Montante rejeitado na transferência (%)

C_{END} Custo da END (R$/MWh)

K_{EM} Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

4.3.7 Modelos de Benefícios do Grupo 3 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED)

Funcionalidades: Manutenção preditiva focada na condição dos equipamentos.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Confiabilidade:

    - o Benefício advindo da redução de desligamentos promovida pelo estabelecimento de políticas de manutenção preditiva focada na condição dos equipamentos.

$$B_{CONF} = \left(\frac{T_{REP}}{2 \times 8760} \times {N_{TSEDEF/ANO}}^2\right) \times (T_L + T_{REP}) \times F_{RMAN} \times \frac{E_{TOT} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [7]$$

Onde:

T_L Tempo de preparação mais deslocamento até a subestação (horas)

T_{REP} Tempo de reparo de um elemento da subestação (transformador) (horas)

F_{RMAN} Fator de Redução de defeitos devido à manutenção preventiva (%)

E_{TOT} Energia total do representante do cluster (MWh/ano)

$N_{SEDEF/ANO}$ Número de defeitos no ano em um equipamento da subestação (vezes/ano)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro (%)

C_{END} Custo da END (R$/MWh)

K_{EM} Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

- Benefício – Gestão de Ativos:

  - Benefício advindo do aumento da vida útil dos ativos promovida pelo estabelecimento de políticas de manutenção preditiva focada na condição dos equipamentos. Resulta em benefício monetário função do custo do valor novo de reposição do ativo.

$$B_{GA} = T_{AT} \times G_{GAMN} \times \Delta_{PEN} \times N_{SE} \times C_{SE} \quad [8]$$

Onde:

N_{SE} Número total de subestações do cluster

C_{SE} Custo de uma subestação nova (apenas equipamentos) (R$)

T_{AT} Taxa de atualização de capital (%)

G_{CAMN} Ganho esperado do processo de gestão de ativos, em % do ativo – Manutenção (%)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

4.3.8 Modelos de Benefícios do Grupo 4 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED)

Funcionalidades: Esquemas lógicos de proteção e controle.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Confiabilidade:

    - o Benefício advindo da eliminação das atuações indevidas decorrentes de problemas de coordenação e seletividade entre dispositivos de proteção.

$$B_{CONF} = \left(\frac{T_{REP}}{2 \times 8760} \times {N_{TSEDEF/ANO}}^2\right) \times F_{ATI} \times \frac{E_{TOT} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [9]$$

Onde:

T_L	Tempo de preparação mais deslocamento até a subestação
T_{REP}	Tempo de reparo de um elemento da subestação (transformador)
F_{ATI}	Fator de atuações indevidas da proteção em relação aos defeitos, por ano
E_{TOT}	Energia total do representante do cluster
$N_{SEDEF/ANO}$	Número de defeitos no ano em um equipamento da subestação
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro
C_{END}	Custo da END
K_{EM}	Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

- Benefício – Gestão de Ativos:

    - o Benefício advindo do aumento da vida útil dos ativos promovida pela redução dos tempos a que os ativos ficam expostos às correntes de

curto-circuito, função da maior rapidez de atuação dos esquemas lógicos de proteção. Resulta em benefício monetário função do custo do valor novo de reposição do ativo.

$$B_{GA} = T_{AT} \times G_{GAIEC} \times \Delta_{PEN} \times N_{SE} \times C_{SE} \quad [10]$$

Onde:

N_{SE}	Número total de subestações do cluster
C_{SE}	Custo de uma subestação nova (apenas equipamentos) (R$)
T_{AT}	Taxa de atualização de capital (%)
G_{CAIEC}	Ganho esperado da redução dos tempos de atuação da proteção devido aos esquemas mais elaborados de proteção (%)
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

4.3.9 Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

Funcionalidades: Monitoramento de carregamento ao longo do alimentador, telecomando de equipamentos, monitoramento de "Power Quality" e localização de defeito – nível I (chaves e religadores).

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Eficiência Operacional:

  - Benefício advindo da eliminação de manobras manuais de chaves e da maior precisão na localização de defeitos, reduzindo os tempos de deslocamento das equipes de campo.

$$B_{EFC} = \left(N_{OP} \times T_{MM} + N_{DEF/ANO} \times (T_L - T_{LN1})\right) \times C_{EQ} \times \Delta_{PEN} \times N_{AL} \quad [11]$$

Onde:

N_{OP} Quantidade anual de operações de manobra de chaves (vezes/ano)

$N_{DEF/ANO}$ Número de defeitos no ano, no tronco do alimentador (vezes/ano)

C_{EQ} Custo horário de equipe de campo (R$/hora)

T_L Tempo de preparação mais deslocamento até a chave (função do comprimento do alimentador, por exemplo: tempo de preparação de 0,2h e, para deslocamento de equipe, velocidade de 20 km/h, com deslocamento médio de 75% do comprimento do tronco do alimentador). (horas)

T_{LN1} Tempo de preparação mais deslocamento até a chave (idem anterior mas com deslocamento médio de, por exemplo, 50% do comprimento do tronco do alimentador). (horas)

T_{MM} Tempo de manobra manual da chave (por exemplo = 0,3horas)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

N_{AL} Número de Alimentadores

- Benefício – Confiabilidade:

    - Benefício advindo da redução dos tempos para manobras de chaves e localização de defeitos.

$$B_{CONF} = [(T_{LSL} + T_{MM}) + (T_{LSL} + T_{MM} - T_{PO} - T_{MT}) + (T_{LSL} - T_{LN1})] \times \frac{E_T \times N_{DEF/ANO} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [12]$$

Onde:

T_{LSL} Tempo de preparação mais deslocamento até a chave sem localização automática

T_{LN1} Tempo de preparação mais deslocamento até a chave com localização automática nível I

T_{MM} Tempo de manobra manual da chave (por exemplo = 0,3 horas)

T_{PO} Tempo de percepção do defeito pelo operador (por exemplo = 0,1 hora)

T_{MT} Tempo de manobra telecomandada (por exemplo = 0,1 hora)

E_T Energia total do representante do cluster (MWh/ano)

$N_{DEF/ANO}$ Número de defeitos no ano, no tronco e no cluster (vezes/ano)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

C_{END} Custo da END (R$/MWh)

K_{EM} Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

- Benefício – Gestão de Ativos:

  - Benefício advindo do aumento de vida útil dos equipamentos da média tensão em decorrência de seu monitoramento. Resulta em benefício monetário função do custo do valor novo de reposição do ativo.

$$B_{GA} = L_{AL} \times C_{AL} \times T_{AT} \times G_{GAMT} \times \Delta_{PEN} \times N_{AL} \quad [13]$$

Onde:

L_{AL} Comprimento total do alimentador (km)

C_{AL} Custo de um alimentador novo (R$/km)

T_{AT} Taxa de atualização de capital (%)

G_{CAMT} Ganho esperado do processo de gestão de ativos, em % do ativo - Monitoramento

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

N_{AL} Número de Alimentadores

4.3.10 Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

Funcionalidades: Manutenção preditiva focada na condição dos equipamentos.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Confiabilidade:

- Benefício advindo da redução de desligamentos promovida pelo estabelecimento de políticas de manutenção preditiva focada na condição dos equipamentos.

$$B_{CONF} = \left(\frac{2}{3} \times T_{MT} + \frac{1}{3} \times T_{LN1} + \frac{1}{3} \times F_{REND} \times T_{REP}\right) \times F_{RMAN} \times \frac{E_{TOT} \times N_{TDEF/ANO} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8769 \times K_{EM}} + (T_{LN1} + F_{REND} + T_{REP}) \times F_{RMAN} \times \Delta_{PEN} \times \left(N_{RDEF/ANO} \times E_{RAM}\right) \quad [14]$$

Onde:

T_{LN1}	Tempo de preparação mais deslocamento até a chave com localização automática nível I (por exemplo, deslocamento médio de 50% do comprimento do tronco do alimentador)
T_{REP}	Tempo de reparo ou manutenção de um trecho de alimentador (horas)
F_{REND}	Relação do custo da END para desligamentos não programados e programados
F_{RMAN}	Fator de Redução de defeitos permanentes devido à manutenção preventiva (%)
T_{MT}	Tempo de manobra telecomandada (por exemplo = 0,1 hora)
E_{TOT}	Energia total do representante do cluster (MWh/ano)
E_{RAM}	Energia total dos ramais do representante do cluster (MWh/ano)
$N_{TDEF/ANO}$	Número de defeitos no ano, nos troncos do cluster
$N_{RDEF/ANO}$	Número de defeitos no ano, nos ramais do cluster
$N_{RDEF/ANO}$	Número de defeitos no ano, em um transformador de distribuição
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro
C_{END}	Custo da END (R$/MWh)
N_{AL}	Número de Alimentadores
K_{EM}	Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

- Benefício – Gestão de Ativos:

- Benefício advindo do aumento da vida útil dos ativos promovida pelo estabelecimento de políticas de manutenção preditiva focada na condição dos equipamentos. Resulta em benefício monetário função do custo do valor novo de reposição do ativo.

$$B_{GA} = T_{AT} \times G_{GAMN} \times \Delta_{PEN} \times L_{AL} \times C_{AL} \quad [15]$$

Onde:

L_{AL}	Comprimento total de alimentadores do cluster (km)
C_{AL}	Custo de um alimentador novo (R$/km)
T_{AT}	Taxa de atualização de capital (%)
G_{CAMN}	Ganho esperado do processo de gestão de ativos, em % do ativo - Manutenção
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

4.3.11 Modelos de Benefícios do Grupo 3 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

Funcionalidades: Localização de Defeito – Nível II (Chaves, Religadores, AMR e/ou Localizadores de Falta Monitorados) e Balanço de Energia na Média Tensão.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Eficiência Operacional:

  - Benefício advindo da maior precisão na localização de defeitos, reduzindo os tempos de deslocamento das equipes de campo.

$$B_{EFC} = N_{DEF/ANO} \times C_{EQ} \times (T_{LN1} - T_{LN2}) \times \Delta_{PEN} \quad [16]$$

Onde:

$N_{DEF/ANO}$	Número de defeitos no ano, no cluster (vezes/ano)
C_{EQ}	Custo horário de equipe de campo (R$/hora)

T_{LN1} Tempo de preparação mais deslocamento até a chave com localização automática nível I (por exemplo, deslocamento médio de 50% do comprimento do tronco do alimentador). (horas)

T_{LN2} Tempo de preparação mais deslocamento até a chave com localização automática nível II (por exemplo, deslocamento médio de 33% do comprimento do tronco do alimentador). (horas)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

- Benefício – Confiabilidade:

  - Benefício advindo da maior precisão na localização de defeitos, reduzindo os tempos de desligamento.

$$B_{CONF} = \left[\frac{1}{3} \times (T_{LN1} - T_{LN2})\right] \times \frac{E_T \times N_{DEF/ANO} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [17]$$

Onde:

T_{LN1} Tempo de preparação mais deslocamento até a chave com localização automática nível I (por exemplo, deslocamento médio de 50% do comprimento do tronco do alimentador). (horas)

T_{LN2} Tempo de preparação mais deslocamento até a chave com localização automática nível II (por exemplo, deslocamento médio de 33% do comprimento do tronco do alimentador). (horas)

E_T Energia total do representante do cluster. (MWh/ano)

$N_{DEF/ANO}$ Número de defeitos no ano, no cluster. (vezes/ano)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

C_{END} Custo da END. (R$/MWh)

N_{AL} Número de Alimentadores

K_{EM} Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

- Benefício – Perdas Comerciais:

  - Benefício advindo da melhor identificação e localização dos focos de perdas comerciais.

$$B_{PCOM} = E_T \times P_{COM} \times R_{PCOM} \times TAR_{MB} \times \Delta_{PEN} \quad [18]$$

Onde:

E_T Energia total do representante do cluster (MWh/ano)

P_{COM} Perda Comercial do Cluster (%)

R_{PCOM} Redução Esperada de Perdas Comerciais (%)

TAR_{MB} Tarifa Média Brasileira (R$/MWh)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

4.3.12 Modelos de Benefícios do Grupo 4 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

Funcionalidades: Isolamento automático do trecho em falta e recomposição dos demais (Self-Healing) - nível I (Automação Local).

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Confiabilidade:

  - Benefício advindo da maior rapidez na isolação de blocos de carga em defeito e recomposição dos demais blocos de carga. Como nesta funcionalidade as manobras são pré-definidas, entende-se que em

uma parcela dos casos a manobra será inviabilizada por problemas de capacidade de condução do alimentador socorrista.

$$B_{CONF} = \frac{1}{3} \times (T_{PO} + T_{MT}) \times (1 - P_{BLOQ}) \times \frac{E_T \times N_{DEF/ANO} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [19]$$

Onde:

T_{MT}	Tempo de manobra telecomandada = 0,1h
T_{PO}	Tempo de percepção do defeito pelo operador = 0,1h
P_{BLOQ}	Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições técnicas
E_T	Energia total do representante do cluster
$N_{DEF/ANO}$	Número de defeitos no ano, no tronco e no cluster
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro
C_{END}	Custo da END
K_{EM}	Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

4.3.13 Modelos de Benefícios do Grupo 5 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

Funcionalidades: Isolamento automático do trecho em falta e recomposição dos demais (Self-Healing) - nível II (Automação Central) e reconfiguração automática para gerenciamento dos índices técnicos.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Eficiência Operacional:

    - Benefício advindo da redução de perdas técnicas do sistema em decorrência do melhor balanceamento de cargas entre alimentadores.

$$B_{EFC} = E_T \times P_{TEC} \times R_{PTECREC} \times TAR_{MB} \times \Delta_{PEN} \quad [20]$$

Onde:

E_T	Energia total do representante do cluster (MWh/ano)
P_{TEC}	Perda Técnica do Cluster (%)
$R_{PTECREC}$	Redução Esperada de Perdas Técnicas por Reconfiguração Automática (%)
TAR_{MB}	Tarifa Média Brasileira (R$/MWh)
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

- Benefício – Confiabilidade:

  - Benefício advindo da maior rapidez na isolação de blocos de carga em defeito e recomposição dos demais blocos de carga. Nesta funcionalidade é possível analisar diferentes alternativas de socorro, o que reduz as chances de insucesso do processo de recomposição (na formulação abaixo estimou-se em 50% essa redução).

$$B_{CONF} = \frac{1}{3} \times (T_{PO} + T_{MT}) \times (0{,}5 \times P_{BLOQ}) \times \frac{E_T \times N_{DEF/ANO} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} \quad [21]$$

Onde:

T_{MT}	Tempo de manobra telecomandada (horas)
T_{PO}	Tempo de percepção do defeito pelo operador (horas)
P_{BLOQ}	Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições técnicas (%)
E_T	Energia total do representante do cluster (MWh)
$N_{DEF/ANO}$	Número de defeitos no ano, no tronco e no cluster (vezes/ano)
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro
C_{END}	Custo da END (R$/MWh)
K_{EM}	Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito

- Benefício – Gestão de Ativos:

    - o Benefício advindo da melhoria na utilização dos ativos, evitando sobrecargas em decorrência do melhor balanceamento de cargas entre alimentadores e subestações.

$$B_{GA} = (L_{TR} \times C_{AL} + N_{SE} \times C_{SE}) \times T_{AT} \times G_{GARC} \times \Delta_{PEN} \quad [22]$$

Onde:

L_{TR}	Comprimento do tronco do alimentador, do cluster (km)
C_{AL}	Custo de um alimentador novo, por km (R$/km)
T_{AT}	Taxa de atualização de capital (%)
G_{CARC}	Ganho esperado do processo de gestão de ativos, em % do ativo – Reconfiguração Automática
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

4.3.14 Modelos de Benefícios do Grupo 6 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

Funcionalidades: Controle de Tensão/VAR.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Eficiência Operacional:

    - o Benefício advindo da redução de perdas técnicas no sistema em decorrência do controle automático e integrado de tensão e reativos no sistema.

$$B_{EFC} = E_T \times P_{TEC} \times R_{PTECCT} \times TAR_{MB} \times \Delta_{PEN} \quad [23]$$

Onde:

E_T Energia total do representante do cluster (MWh/ano)

P_{TEC} Perda Técnica do Cluster (%)

R_{PTECCT} Redução Esperada de Perdas Técnicas por Controle de Tensão (%)

TAR_{MB} Tarifa Média Brasileira (R$/MWh)

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

- Benefício – Gestão de Ativos:

  - Benefício advindo da melhor utilização dos ativos em decorrência do controle automático e integrado de tensão e reativos no sistema.

$$B_{GA} = L_{TR} \times C_{AL} \times T_{AT} \times G_{GACT} \times \Delta_{PEN} \quad [24]$$

Onde:

L_{TR} Comprimento do tronco do alimentador, do cluster (km)

C_{AL} Custo de um alimentador novo. (R$/km)

T_{AT} Taxa de atualização de capital (%)

G_{CACT} Ganho esperado do processo de gestão de ativos, em % do ativo – Controle de tensão

Δ_{PEN} Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

4.3.15 Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Baixa Tensão (SDBT)

Funcionalidades: Resposta a Demanda.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Eficiência Operacional:

- Benefício advindo da redução de perdas técnicas no sistema em decorrência da elevação do fator de carga do sistema devido modulação da curva de carga com base em sinais tarifários e da redução de investimentos em expansão tendo em vista que com a elevação do fator de carga há uma queda nos valores de demanda máxima, para os quais a infraestrutura é dimensionada.

$$B_{EFC} = F_{RDM} \times \frac{E_T \times C_{MARG}}{8760 \times F_C \times F_P} + \left[P_{TEC} - \left(0{,}7 \times \left(\frac{1}{F_{RDM}} \times F_C\right)^2 + 0{,}3 \times 0{,}45\right) \times (1 - F_{RDM})^2 \times P_{MAX}\right] \times E_T \times TAR_{MB} \times \Delta_{PEN}$$

[25]

Onde:

E_T	Energia total do representante do cluster (MWh/ano)
P_{TEC}	Perda Técnica do Cluster (%)
F_C	Fator de Carga
F_P	Fator de Potência
C_{MARG}	Custo Marginal de Expansão (R$/MW)
F_{RDM}	Fator de redução esperada de da demanda máxima por Resposta à Demanda (%)
TAR_{MB}	Tarifa Média Brasileira (R$/MWh)
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro

4.3.16 Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Baixa Tensão (SDBT)

Funcionalidades: Rejeição de Carga pela Baixa Tensão.

As equações de benefícios em função dos motivadores são:

- Benefício – Confiabilidade:

  - Benefício advindo da redução dos consumidores desligados em situações críticas do sistema quando comparado à funcionalidade de

rejeição de carga na subestação. Além disso, o corte de carga na baixa tensão viabiliza parte das transferências de carga entre alimentadores para socorro, antes inviáveis por problemas de capacidade de condução de corrente dos alimentadores socorristas.

$$B_{CONF} = \frac{1}{2} \times (T_L + T_{MM}) \times P_{BLOQSE} \times (E_{REJSE} - E_{REJBT}) \times \frac{E_T \times N_{TSEDEF/ANO} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}} + \frac{2}{3} \times (T_{PO} + T_{MT}) \times (0{,}3 \times P_{BLOQMT}) \times \frac{E_T \times N_{DEF/ANO} \times \Delta_{PEN} \times C_{END}}{8760 \times K_{EM}}$$

[26]

Onde:

T_L	Tempo de preparação mais deslocamento até a subestação (horas)
T_{MM}	Tempo de manobra manual da chave/disjuntor (horas)
E_T	Energia total do representante do cluster (MWh)
$N_{TSEDEF/ANO}$	Número de defeitos no ano em transformadores de subestação, no cluster (vezes/ano)
Δ_{PEN}	Variação da penetração da funcionalidade de um ano pra outro
P_{BLOQSE}	Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições de capacidade (%)
E_{REJSE}	Montante rejeitado na transferência com rejeição na SE (%)
E_{REJBT}	Montante rejeitado na transferência com rejeição na BT (%)
C_{END}	Custo da END (R$/MWh)
K_{EM}	Relação entre o consumo médio e o consumo no momento do defeito
T_{MT}	Tempo de manobra telecomandada (horas)
T_{PO}	Tempo de percepção do defeito pelo operador (horas)
P_{BLOQMT}	Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições técnicas (%)
$N_{DEF/ANO}$	Número de defeitos no ano, no tronco e no cluster (vezes/ano)

4.4 DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS

Todo processo que envolva a projeção de fatores que constituam externalidades à ação da empresa concessionária de distribuição demanda a criação de cenários futuros com base nos insumos disponíveis hoje, de forma a permitir a avaliação do impacto destes nas políticas estratégicas da empresa.

Como já exposto, o avanço das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes tende a caminhar no sentido de adequar o sistema elétrico à nova realidade de consumo para a qual a sociedade caminha.

Assim, o avanço destas funcionalidades está permeado de externalidades que impactam diretamente na forma de projetar, operar e planejar o sistema, que podem ir desde o avanço da penetração de unidades de Geração Distribuída, Microgeração e Veículos Elétricos até mesmo avanços tecnológicos que permitam a redução de custos dos equipamentos e sistemas utilizados na composição das funcionalidades.

Ademais, as prementes quebras de paradigmas atreladas ao conceito de Redes Elétricas Inteligentes carecem de arcabouço regulatório adequado para definição das formas de relacionamento entre os diversos agentes atuantes no setor. Somam-se a isso as políticas públicas governamentais que possuem potencial de catalisadores ou retardadores do avanço das referidas funcionalidades.

Soma-se a isso o fato de que há, na quantificação de custos e benefícios das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, uma série de fatores estimados, que tendem a ser aprimorados através da avaliação de casos práticos, ainda incipientes no caso de muitas funcionalidades.

Assim, a criação de cenários envolve a definição de uma série de parâmetros de difícil precisão, e que podem exercer influência significativa nos resultados de proposição e avaliação de um plano de implantação. Seguem alguns exemplos:

- Custos de equipamentos e sistemas

  O comportamento dos custos de mercado de equipamentos e sistemas ainda não consolidados, em face a uma aplicação em larga escala é de difícil previsão, embora espere-se uma redução significativa destes custos com o tempo, fruto da referida escala de aplicação.

- Fatores de cálculo de benefício

  Como pode ser observado nas formulações apresentadas no item 4.3, a quantificação de benefícios depende de uma série de parâmetros, muitas vezes arbitrados, que dependem da observação dos resultados de casos práticos de aplicação. Porém, muitas das funcionalidades apresentadas são de implantação extremamente incipiente, sobretudo as que envolvem interação com o consumidor (por exemplo, resposta à demanda), dificultando a atribuição de valor determinístico.

- Custo da Energia Não Distribuída - END

  Sendo a melhoria da qualidade do serviço um dos grandes motivadores das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil e dada a dificuldade em se definir um valor determinístico para este custo, é prudente a avaliação de resultados em função de diferentes cenários de custo da END

- Orçamentos Anuais

  Um plano de evolução tecnológica deverá partir de um montante anual de recursos que pretende-se disponibilizar para este fim. Este limite orçamentário pode representar não só a capacidade de alavancagem financeira dos agentes responsáveis pela implantação das funcionalidades mas também a capacidade de execução do referido plano, inclusive considerando a capacidade de produção dos equipamentos e sistemas envolvidos

Os itens supracitados são apenas exemplos de fatores a serem considerados na formação de cenários de análise, cabendo ao planejador inserir aqueles sobre os quais possuir menor domínio e criar tantos cenários quantos se fizerem necessários para uma análise mais sólida que apoie a tomada de decisão que se pretende.

4.5 MÉTODO DE EVOLUÇÃO DA REDE

No processo de definição de um "*roadmap*", a primeira tarefa a ser realizada consiste na definição de onde se está, ou seja, qual o seu estado atual do sistema elétrico no que se refere às funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes.

Uma vez definido o estágio atual do sistema, a evolução das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes é representada pelo aumento de suas penetrações percentuais nos clusters ao longo da linha do tempo, até o horizonte de estudo, conforme uma curva crescente definida pelo incremento anual na penetração de cada funcionalidade "j" em cada cluster "i".

A Figura 4.6 apresenta graficamente um exemplo de política de implementação de uma funcionalidade "j" em um cluster "i".

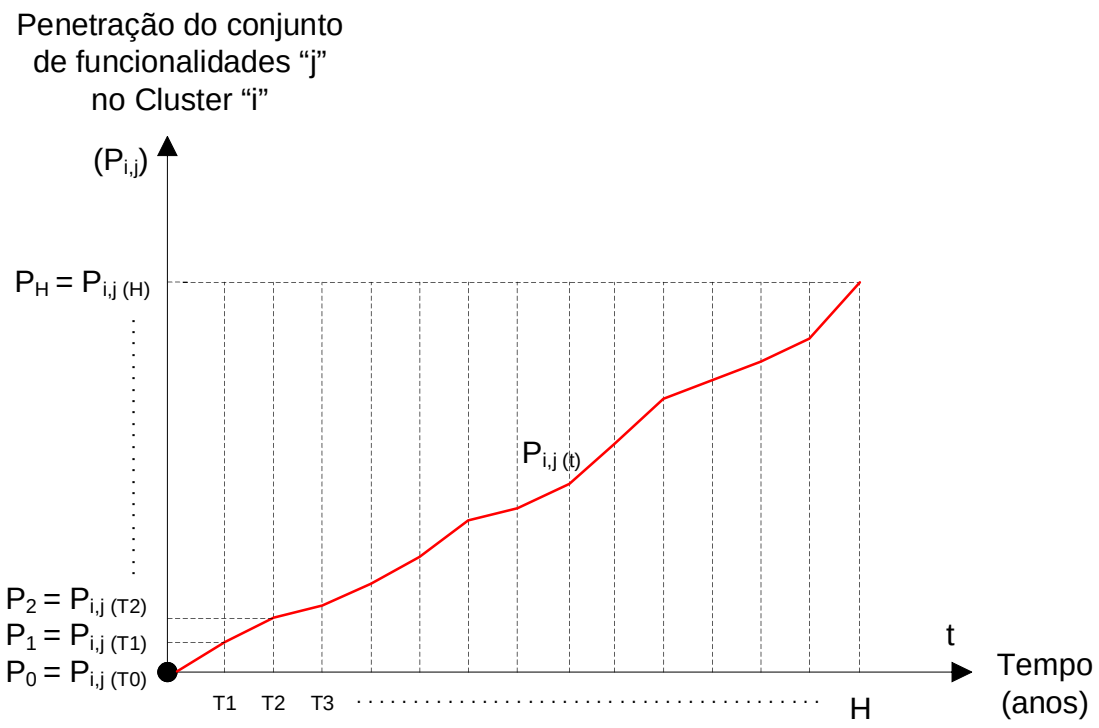


Figura 4.6 - Exemplo de Estratégia de Evolução da Funcionalidade “j” no Cluster “i”

Nesta tese, propõe-se modelo de otimização para definição dos parâmetros $P_{i,j(t)}$, que definem o ritmo da implementação de cada funcionalidade em cada cluster ao longo do tempo.

Para a definição destes parâmetros é utilizada técnica de otimização considerando os custos e os benefícios potenciais da aplicação de cada grupo de funcionalidade em cada cluster.

Obtém-se com isso um plano ótimo de evolução das funcionalidades, uma vez que se defina uma função objetivo de forma a maximizar indicadores que expliquem a atratividade da implantação, tendo como restrições os limites orçamentários propostos (que espelham a capacidade de implantação) e as regras de precedências entre funcionalidades.

4.5.1 Parâmetros e Variáveis do Modelo

O modelo proposto nesta tese visa estabelecer políticas otimizadas de implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, promovendo a extração do melhor benefício - custo para a sociedade.

Para tanto, o sistema elétrico e as funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes foram modelados de forma a possibilitar a obtenção de parâmetros que expressem estes custos e benefícios de forma quantitativa, conforme apresentado no item 4.3.

Assim, buscando a formulação de um modelo de otimização apropriado ao objetivo pretendido, são definidos os seguintes parâmetros e variáveis:

- Penetrações iniciais de cada funcionalidade em cada cluster e para cada ano – $P_{i,j(t)}$, em %

  Este dado define o nível de penetração inicial a ser considerado no processo de otimização. Este parâmetro é atualizado ano a ano em função da evolução verificada no ano anterior.

- Variação anual do nível de penetração de uma funcionalidade em um cluster – $\Delta P_{i,j(t)}$, em %

  Esta variável corresponde à saída do modelo, ou seja, é o valor que se deseja obter como fruto do processo de otimização. Consiste na porcentagem acrescida à penetração de dada funcionalidade em determinado cluster no ano de estudo, definindo assim o ritmo de implantação das Redes Elétricas Inteligentes.

- Custo de implantação de uma funcionalidade em um cluster – $C_{i,j(t)}$, em R$ / %

  Os parâmetros de custo a serem utilizadas no modelo correspondem ao custo da penetração marginal de uma funcionalidade em um cluster, ou seja, custo

de um acréscimo de penetração em 1% de cada funcionalidade em cada cluster. Ter-se-á, assim, tantos parâmetros de custo quantos os grupos de funcionalidades e clusters avaliados.

- Benefício de implantação de uma funcionalidade em um cluster – $B_{i,j(t)}$, em R$ / %

  As variáveis de benefícios seguem a mesma lógica dos parâmetros de custo, respeitada a mesma porcentagem de penetração a fim de normalizar a análise pretendida.

- Limite orçamentário – $O_{(t)}$, em R$

  Valor referente ao esforço de investimento máximo definido para cada ano de análise.

4.5.2 Formulação do Modelo de Evolução

Modelado o sistema elétrico e os grupos de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, definidos os parâmetros e variáveis relevantes à tomada de decisão pela implantação ou não destas funcionalidades, é proposto neste item modelagem com vistas à otimização desta implantação de maneira a estabelecer políticas de evolução de Redes Elétricas Inteligentes em sistemas de distribuição.

Para tanto, optou-se pela aplicação da técnica de programa linear, com formulação de função objetivo e série de restrições visando estabelecer ordem de precedências entre funcionalidades e limites orçamentários anuais. O modelo busca a otimização do avanço das funcionalidades para cada ano do horizonte de estudo, sempre tendo como dados de entrada os resultados do ano anterior.

A função objetivo, aplicada anualmente, é apresentada na equação a seguir.

$$F.O. = MAX \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} \left(IND_{i,j} \times \Delta P_{i,j} \right) \quad [27]$$

Onde:

$IND_{i,j}$ Indicador de atratividade da implantação da funcionalidade “j” no cluster “i” para o ano em estudo (por exemplo, relação “benefício – custo” marginal de cada funcionalidade em cada cluster).

$\Delta P_{i,j}$ Variável representativa da evolução da penetração da funcionalidade “j” no cluster “i” para o ano em estudo, em %.

n Número de clusters estudados

m Número de funcionalidades consideradas

As restrições são de três diferentes naturezas, a saber: restrições de penetração máxima, restrições de precedências de funcionalidades e restrições de máximo esforço de investimento anual. As formulações são apresentadas a seguir.

- Restrições de penetração máxima:

  Expressa o limite máximo de penetração de uma funcionalidade em um cluster. Este limite, a princípio, poderá ser 100%, porém, o conhecimento do planejador acerca dos conjuntos que compõem o cluster pode orientar a definição de valor inferior a 100% devido à ciência da impossibilidade de implantação de determinada funcionalidade em alguns conjuntos representados por aquele cluster (por exemplo, impossibilidade de implantação de infraestrutura de telecomunicações).

  A fórmula que expressa esta restrição é apresentada a seguir:

$$P_{i,j} + \Delta P_{i,j} \leq P_{MAX} \quad [28]$$

  Onde:

  $P_{i,j}$ Penetração da funcionalidade “j” no cluster “i” no início do ano em estudo, em %.

  $\Delta P_{i,j}$ Variável representativa da evolução da penetração da funcionalidade “j” no cluster “i” para o ano em estudo, em %.

  P_{MAX} Penetração máxima admissível para a funcionalidade “j” no cluster “i”, em %

- Restrições de precedências de funcionalidades

  As funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes apresentam, por suas características, elevado grau de sinergia entre soluções, resultando na necessidade de avaliação integrada das implementações, respeitando as precedências de umas funcionalidades sobre outras.
  Sempre que houver dependência entre funcionalidades, estas deverão ser expressas através de restrição representada de forma genérica pela seguinte fórmula (funcionalidade "j" precedente à funcionalidade "k"):

$$P_{i,k} + \Delta P_{i,k} \leq P_{i,j} + \Delta P_{i,j} \ , \quad \forall i \qquad [29]$$

  Onde:

  $P_{i,j}$ Penetração da funcionalidade "j" no cluster "i" no início do ano em estudo, em %.

  $\Delta P_{i,j}$ Variável representativa da evolução da penetração da funcionalidade "j" no cluster "i" para o ano em estudo, em %.

  $P_{i,k}$ Penetração da funcionalidade "k" no cluster "i" no início do ano em estudo, em %.

  $\Delta P_{i,k}$ Variável representativa da evolução da penetração da funcionalidade "k" no cluster "i" para o ano em estudo, em %.

- Restrições de máximo esforço de investimento anual

  Esta categoria de restrição refere-se à limitação orçamentária anual que deverá limitar a implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes.

A restrição é expressa através da seguinte fórmula:

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}\left(C_{i,j}\times\Delta P_{i,j}\right)\leq O_{(t)} \qquad [30]$$

Onde:

$C_{i,j}$ Custo da implantação da funcionalidade "j" no cluster "i" para 1% de variação na penetração.

$\Delta P_{i,j}$ Variável representativa da evolução da penetração da funcionalidade "j" no cluster "i" para o ano em estudo, em %.

n Número de clusters estudados

m Número de funcionalidades consideradas

$O_{(t)}$ Limite de investimento anual

A formulação básica apresentada pode ser aplicada a dois diferentes modelos de otimização, definidos como: modelo "pseudodinâmico" e modelo "dinâmico".

No modelo "pseudodinâmico", a formulação é construída para cada ano de estudo de forma isolada, apenas sendo atualizadas as informações de penetrações iniciais de cada ano, fruto dos resultados obtidos no ano anterior. A formulação é construída da seguinte maneira:

Repetir para t = 1 a "H":

$$F.O. = MAX\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}\left(IND_{i,j}\times\Delta P_{i,j}\right)$$

s.a. $P_{i,j(t-1)} + \Delta P_{i,j(t)} \leq P_{MAX}$

$P_{i,k} + \Delta P_{i,k} \leq P_{i,j} + \Delta P_{i,j}$ (Funcionalidade "j" precede "k")

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}\left(C_{i,j}\times\Delta P_{i,j}\right)\leq O_{(t)}$$

No modelo dinâmico, a formulação contempla, no mesmo processo de otimização, todos os anos do horizonte de estudo, sendo necessário trazer o valor do indicador a

valor presente quando este representar valor monetário, como por exemplo, benefício – custo. A formulação é construída da seguinte maneira:

$$F.O. = MAX \sum_{t=1}^{H} \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} \left(IND_{i,j(t)} \times \frac{1}{(1+tax)^t} \times \Delta P_{i,j(t)} \right)$$

s.a. Para t = 1 a “H”, i = 1 a “n” e j = 1 a “m”

$$P_{i,j(t-1)} + \Delta P_{i,j(t)} \leq P_{MAX}$$

$$P_{i,k(t)} + \Delta P_{i,k(t)} \leq P_{i,j(t)} + \Delta P_{i,j(t)} \qquad \text{(para todo “j” que preceda “k”)}$$

$$\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} \left(C_{i,j(t)} \times \Delta P_{i,j(t)} \right) \leq O_{(t)}$$

Onde:

tax = taxa de atualização de capital, em %.

O Capítulo a seguir ilustrará a aplicação do modelo proposto através de estudo de caso com dados reais de diversas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

5 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentada aplicação da metodologia em um estudo de caso para validação do modelo. O estudo considera 573 conjuntos reais distribuídos geograficamente conforme apresentado na Figura 5.1 para elaborar um plano de implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes em um horizonte de 10 anos.

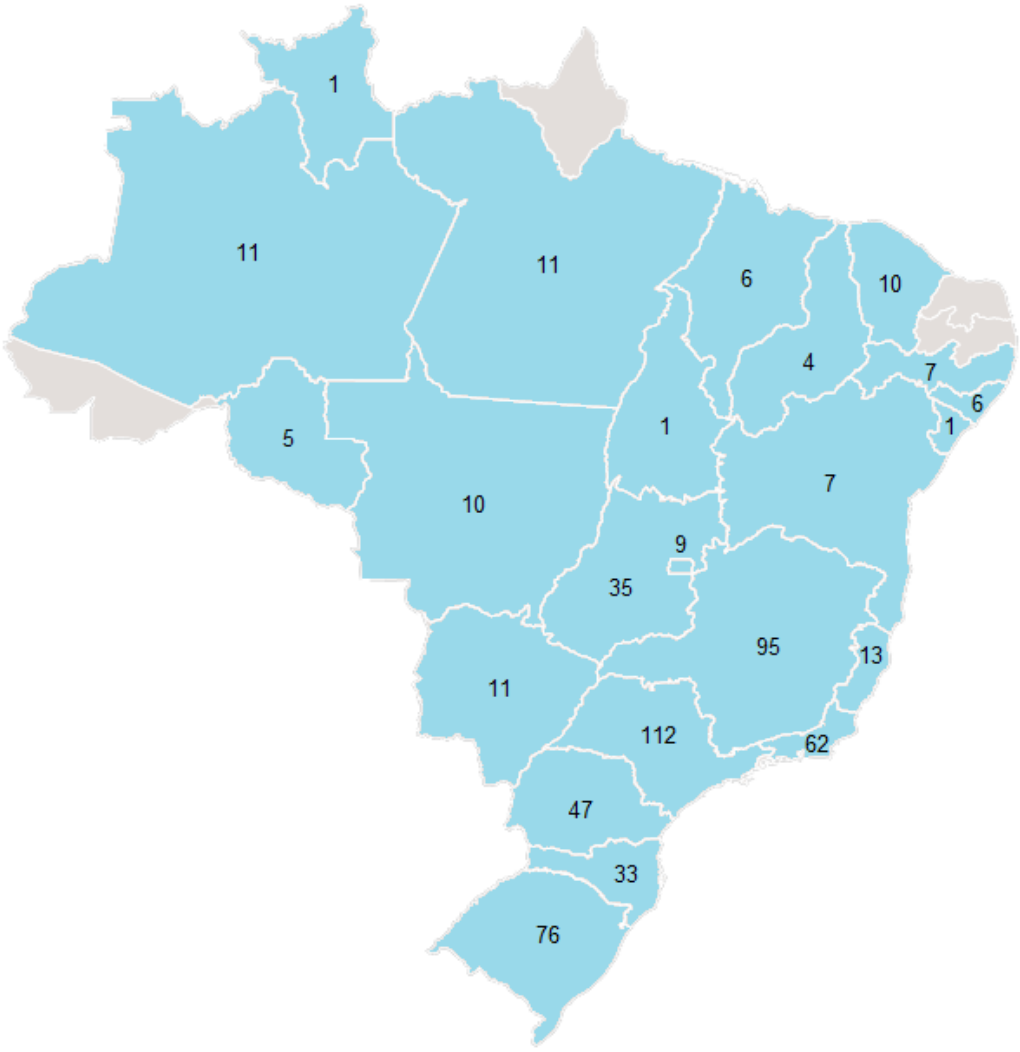


Figura 5.1 - Distribuição dos Conjuntos nos Estados

5.1 PREMISSAS DO ESTUDO

O quantificação dos benefícios da implantação das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes é realizada através de equacionamento apresentado no item 4.3, onde observa-se a consideração de uma série de parâmetros de cálculo que devem ser definidos para a realização do estudo.

Muitos destes parâmetros são função do sistema analisado e das particularidades inerentes aos processos de cada empresa concessionária e podem ser divididos em quatros diferentes tipos: (i) parâmetros da rede e da carga, (ii)características de atendimento e análise de ocorrências, (iii) custo da Energia Não Distribuída, (iv) fatores de Benefícios de Funcionalidades.

Para a realização do estudo de caso, adotou-se como cenário de proposição e avaliação a relação de valores apresentada nas tabelas a seguir.

Tabela 5.1 - Parâmetros de Rede e de Carga

Parâmetros de Entrada		Valor	Utilização na Metodologia
Fator de Carga		0,45	Cálculo de demanda máxima
Fator de Potência		0,9	Cálculo de demanda máxima
Relação entre o consumo médio e o consumo máximo no momento do defeito		0,8	Fórmulas de quantificação de benefícios
Percentual de DEC e FEC devido aos alimentadores	(%)	70%	Fórmulas de quantificação de benefícios
Total da Taxa de Crescimento Correspondente ao Horizontal	(%)	20%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidades de SDMT
Demanda de um Transformador da Subestação Típica	(MVA)	40	Quantificação de subestações por conjunto
Demanda dos Alimentadores Típicos	(MVA)	4	Quantificação de alimentadores por conjunto
Distância no tronco entre dois ramais consecutivos	(km)	0,2	Quantificação de ramais (formulação de benefícios da funcionalidade de gestão de ativos no SDMT)
Vida Útil dos Equipamentos de Automação	(anos)	25	Anualização de investimentos
Taxa de Defeitos Anual em Equipamentos da Subestação	(def/ano)	0,2	Fórmulas de quantificação de benefícios para funcionalidades de SED

Tabela 5.2 - Características de Atendimento e Análise de Ocorrências

Parâmetros de Entrada		Valor	Utilização na Metodologia
Relação do custo da END de desligamentos não programados com programados		0,3	Fórmulas de quantificação de benefícios para funcionalidades de Manutenção Preditiva
Fator de atuações indevidas da proteção em relação aos defeitos, por ano		0,1	Fórmulas de quantificação de benefícios para funcionalidade de esquemas lógicos
Quantidade de operação de chaves para cada defeito		4	Fórmulas de quantificação de benefícios para funcionalidades de SDMT
Velocidade Média de Deslocamento de Equipes - Rural	(km/hora)	80	Cálculo dos tempos de localização de defeitos para quantificação de benefícios das funcionalidades de localização automática
Velocidade Média de Deslocamento de Equipes - Urbano	(km/hora)	40	Cálculo dos tempos de localização de defeitos para quantificação de benefícios das funcionalidades de localização automática
Tempo Médio de Preparação de Equipes	(horas)	0,25	Cálculo dos tempos de deslocamento de equipes para quantificação de benefícios das funcionalidades de SED e SDMT
Tempo Médio de Manobra Manual de Chaves	(horas)	0,17	Cálculo dos tempos de manobra manual para quantificação de benefícios das funcionalidades de SED e SDMT
Tempo Médio de Telecomando de Equipamentos	(horas)	0,08	Cálculo dos tempos de manobra telecomandada para quantificação de benefícios das funcionalidades de SED e SDMT
Tempo de percepção do defeito pelo operador e visualização de alternativas	(horas)	0,17	Cálculo dos tempos de manobra telecomandada para quantificação de benefícios das funcionalidades de SED e SDMT
Tempo de reparo e/ou manutenção em alimentadores	(horas)	0,67	Cálculo dos benefícios das funcionaldiades de SDMT
Tempo de reparo em subestações	(horas)	4	Cálculo dos benefícios das funcionaldiades de SED

Tabela 5.3 - Parâmetros de Custo da Energia Não Distribuída

Parâmetros de Entrada		Valor	Utilização na Metodologia
Custo da END Residencial - Fator multiplicativo da tarifa média Brasil		15	Cálculo do atributo "Custo da Energia Não Distribuída" para os clusters
Custo da END Rural - Fator multiplicativo da tarifa média Brasil		15	
Custo da END Outros - Fator multiplicativo da tarifa média Brasil		15	
Custo da END Comercial - Fator multiplicativo da tarifa média Brasil		25	
Custo da END Industrial - Fator multiplicativo da tarifa média Brasil		25	
Tarifa Média de Venda de Energia - Brasil	R$/MWh	281,4	

Tabela 5.4 - Fatores de Benefícios de Funcionalidades

Parâmetros de Entrada		Valor	Utilização na Metodologia
Benefício de Gestão de Ativos (em função do valor do ativo) - Monitoramento	(%)	1%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidades de monitoramento
Benefício de Gestão de Ativos (em função do valor do ativo) - Manutenção Preventiva	(%)	1%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidades de manutenção preditiva
Benefício de Gestão de Ativos (em função do valor do ativo) - Reconfiguração Automática	(%)	1%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidade de reconfiguração automática
Benefício de Gestão de Ativos (em função do valor do ativo) - Controle de Tensão	(%)	1%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidade de controle de volt/VAR
Benefício de Gestão de Ativos (em função do valor do ativo) - Esquemas Lógicos	(%)	1%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidade de esquemas lógicos
Benefício de Redução de Perdas Técnicas - Reconfiguração	(%)	15%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidade de reconfiguração automática
Benefício de Redução de Perdas Técnicas - Controle de Tensão	(%)	15%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidade de controle de volt/VAR
Fator de Redução da demanda máxima devido à Resposa à Demanda	(%)	10%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidade de Resposa à Demanda
Fator de Redução de defeitos permanentes devido à manutenção preventiva em alimentadores	(%)	50%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidades de manutenção preditiva
Fator de Redução de defeitos devido à manutenção preventiva em subestações	(%)	40%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidades de manutenção preditiva
Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições técnicas - Self-Healing Nível I	(%)	20%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidades de self-healing
Parcela dos eventos onde a transferência é bloqueada por restrições de carregamento - Subestação	(%)	30%	Fórmulas de quantificação de benefícios de funcionalidades de SED e SDMT
Montante de carga rejeitada na transferência entre transformadores com rejeição de carga na SE	(%)	20%	Fórmulas de quantificação de benefícios da funcionalidade de rejeição de carga na subestação
Montante de carga rejeitada na transferência entre transformadores com rejeição de carga na BT	(%)	5%	Fórmulas de quantificação de benefícios da funcionalidade de rejeição de carga na BT

Tabela 5.5 - Parâmetros de Custo

Parâmetro de Entrada							Valor
Custo de Homem-Hora de engeharia							R$ 120,00
Custo horário de equipe							R$ 133,00
Custo de um IED instalado							R$ 3.000,00
Custo de um localizador de defeitos monitorado							R$ 3.000,00
Custo de chave religadora instalada							R$ 30.000,00
Custo Médio de Alimentador (por km)							R$ 120.000,00
Custo Médio de uma Subestação Típica (só equipamentos de potência)							R$ 10.000.000,00
Custos		Quantidades				Fórmula de Cálculo do Custo da Funcionalidade	Valor
		HH	IED	Chaves	Localizador		
Por Subestação	SED-G1	400	14	0	0	400 HH + 14 IED's	R$ 90.000,00
	SED-G2	200	0	0	0	200 HH	R$ 24.000,00
	SED-G3	200	3	0	0	200 HH + 3 IED's	R$ 33.000,00
	SED-G4	500	0	0	0	500 HH	R$ 60.000,00
Rede MT por Alimentador	SDMT-G1	400	0	3	0	400/8 HH + 3 CHAVES	R$ 96.000,00
	SDMT-G2	200	0	0	0	200/8 HH	R$ 3.000,00
	SDMT-G3	400	0	0	2	400/8 HH + 2 LOCALIZADORES	R$ 12.000,00
	SDMT-G4	400	0	0	0	400/8 HH	R$ 6.000,00
	SDMT-G5	500	0	0	0	500/8 HH	R$ 7.500,00
	SDMT-G6	400	2	0	0	400/8 HH + 2 IED's	R$ 12.000,00
Rede BT por Alimentador	SDBT-G1	400	0	0	0	400/8 HH	R$ 6.000,00
	SDBT-G2	200	0	0	0	200/8 HH	R$ 3.000,00

5.2 GRUPOS DE FUNCIONALIDADES CONSIDERADOS

Para o estudo de caso serão considerados os seguintes grupos de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes:

Tabela 5.6 - Funcionalidades Consideradas no Estudo de Caso

Subestação - SED	Grupo 1 SED-G1	Monitoramento de Carregamento (Entradas de Linha, Transformador, saída de Alimentadores)
		Telecomando de equipamentos
		Transferência Automática de Carga Entre Transformadores
	Grupo 2 SED-G2	Sistema Automático de Rejeição de Carga
	Grupo 3 SED-G3	Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos
	Grupo 4 SED-G4	Esquemas Lógicos de Proteção e Controle
Rede MT - SDMT	Grupo 1 SDMT-G1	Monitoramento de Carregamento ao Longo do Alimentador (chaves e religadores)
		Telecomando de equipamentos (chaves e religadores)
		Localização automática de Defeito - Nivel I (chaves, religadores)
		Monitoramento de "Power Quality"
	Grupo 2 SDMT-G2	Manutenção Preditiva focada na condição dos Equipamentos
	Grupo 3 SDMT-G3	Localização automática de Defeito- Nivel II (+ AMR e/ou localizadores de falta monitorado)
	Grupo 4 SDMT-G4	Isolamento automático do trecho em falta e recomposição dos demais (Self-Healing) - Nivel I (automação local)
	Grupo 5 SDMT-G5	Isolamento automático do trecho em falta e recomposição dos demais (Self-Healing) - Nivel II (automação central)
		Reconfiguração Automática para Gerenciamento dos Índices Técnicos
	Grupo 6 SDMT-G6	Controle de tensão/VAR
Rede BT - SDBT	Grupo 1 SDBT-G1	Resposta a Demanda
	Grupo 2 SDBT-G2	Atuação sobre os Dispositivos Instalados no Consumidor

As precedências entre funcionalidades são apresentadas na tabela a seguir.

Tabela 5.7 - Relação de Precedências entre as Funcionalidades

Funcionalidades	Requisitos exigidos
SED-G1	Nenhum
SED-G2	Implantação SED-G1
SED-G3	Implantação SED-G1
SED-G4	Implantação SED-G1
SDMT-G1	Implantação SED-G2
SDMT-G2	Implantação SED-G3 e SDMT-G1
SDMT-G3	Implantação SDMT-G1
SDMT-G4	Implantação SDMT-G1
SDMT-G5	Implantação SDMT-G4
SDMT-G6	Implantação SDMT-G1
SDBT-G1	Nenhum
SDBT-G2	Nenhum

5.3 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA

O sistema em estudo é composto de 573 subestações (conjuntos elétricos) e seus alimentadores, cuja caracterização através de atributos é apresentada no ANEXO II.

A seguir são apresentados os resultados da aplicação da metodologia através de 4 (quatro) fases:

I. Formação dos clusters
II. Cálculo de custos e benefícios potenciais
III. Evolução da implantação
IV. Avaliação de resultados

5.3.1 FASE I - Formação dos Clusters

Com base nas características dos conjuntos e na metodologia de clusterização apresentada no item 4.2.4, foram obtidos os 10 (dez) clusters representativos apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.8 - Caracterização dos Clusters

	Clusters									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Quantidade de conjuntos representados	65	78	54	37	51	32	50	39	94	73
DEC Anual (horas)	14,2	11,8	6,4	15,4	26,5	23,7	35,2	19,6	9,7	21,3
FEC Anual (vezes)	9,3	8,6	4,1	9,0	17,7	17,1	20,5	12,9	7,5	13,5
Taxa anual de Crescimento da Carga	3,8%	4,2%	3,9%	3,7%	4,2%	4,4%	4,2%	4,3%	4,1%	4,3%
Custo da END (fator multiplicativo da tarifa média)	20,6	19,3	20,5	18,9	19,5	17,7	18,9	20,1	20,0	18,3
Perdas Comerciais	11,6%	3,7%	6,9%	11,3%	6,8%	9,9%	5,4%	7,5%	3,7%	5,3%
Perdas Técnicas	7,1%	7,3%	6,4%	6,1%	7,4%	8,0%	7,3%	6,9%	6,5%	8,2%
Extensão de Rede MT (km)	106	2508	191	229	868	539	1598	280	832	3030
Área (km²)	16	3174	22	35	1185	332	3079	237	1417	6785
Potência (kVA)	125703	137193	197111	190071	93394	145630	72056	92615	91753	80121
Número Total de Consumidores	32598	49324	68834	70722	34682	64163	15965	33812	33152	28077
Consumo Médio Mensal (kWh)	725	350	641	505	392	317	535	501	418	257

5.3.2 Estágio Inicial de Penetração de Funcionalidades

Com base na informação da pré-existência das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes nos conjuntos (realizada através de pesquisa junto às concessionárias), são compostas as penetrações iniciais nos clusters, resultando no panorama inicial apresentado na tabela a seguir.

Tabela 5.9 - Penetrações Iniciais das Funcionalidades nos Clusters

			Clusters									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Grupos de Funcionalidades	SED	SED-G1	100%	99%	100%	100%	72%	27%	48%	66%	99%	21%
		SED-G2	37%	46%	65%	50%	23%	19%	42%	50%	65%	24%
		SED-G3	45%	43%	48%	50%	72%	27%	48%	66%	60%	21%
		SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	SDMT	SDMT-G1	9%	9%	40%	4%	0%	19%	0%	5%	13%	0%
		SDMT-G2	7%	0%	40%	4%	0%	0%	0%	0%	4%	0%
		SDMT-G3	7%	0%	4%	4%	0%	0%	0%	0%	3%	0%
		SDMT-G4	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		SDMT-G5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%
		SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	SDBT	SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

5.4 FASE II – CÁLCULO DE CUSTOS E BENEFÍCIOS

Com base nas formulações apresentadas anteriormente, foram calculadas as relações benefício/custo da penetração de cada funcionalidade em cada cluster, sendo estes os indicadores representativos do grau de atratividade de cada funcionalidade em cada cluster.

Como a quantificação dos benefícios se dá em base anual, faz-se necessário também anualizar os esforços de investimentos, possibilitando assim a realização de análises de custo e benefício para cada ano do horizonte de estudo. Para tanto, foi utilizada taxa de juros de 11% ao ano, similar ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) bruta definida na regulação para o terceiro ciclo de revisão tarifária das empresas de distribuição.

Como o sistema evolui a cada ano (crescimento de carga etc.), verifica-se também variação anual nos valores de custos e benefícios potenciais e, consequentemente, nos indicadores de avaliação (relação “benefício-custo” marginal). Assim, foram geradas 100 (cem) tabelas contendo os indicadores para os 10 clusters e 10 anos de análise. A Tabela 5.10 apresenta, como exemplo, os indicadores do cluster 1 para o ano 1.

Tabela 5.10 - Indicadores "Benefício - Custo" para Cluster 1 e Ano 1

Indicadores "Benefício-Custo" para variação de penetração de 1% (anos)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
R$ 36.082,92	R$ 32.842,78	R$ 183.454,90	R$ 69.001,42	R$ 11.272,80	R$ 17.719,02	R$ 2.407,39	R$ 13.121,22	R$ 23.606,46	R$ 3.852,60
R$ 8.557,94	R$ 6.811,16	R$ 55.490,75	R$ 19.924,54	R$ 1.767,10	R$ 4.101,66	-R$ 311,03	R$ 2.720,18	R$ 4.052,80	-R$ 452,58
R$ 168.869,82	R$ 188.555,11	R$ 765.779,31	R$ 295.794,87	R$ 68.682,09	R$ 91.910,03	R$ 20.856,12	R$ 70.262,68	R$ 140.809,18	R$ 33.126,14
-R$ 6.980,62	-R$ 8.482,12	-R$ 13.556,47	-R$ 6.834,75	-R$ 3.986,15	-R$ 3.705,33	-R$ 2.166,55	-R$ 3.334,38	-R$ 7.677,97	-R$ 3.384,64
R$ 2.507,16	R$ 2.706,23	R$ 29.190,25	R$ 9.710,82	R$ 113,52	R$ 1.619,81	-R$ 866,74	R$ 747,79	R$ 706,57	-R$ 1.319,77
R$ 1.603.076,43	R$ 1.557.256,14	R$ 1.328.879,40	R$ 2.290.053,27	R$ 2.294.042,40	R$ 1.521.660,00	R$ 1.972.937,21	R$ 1.450.595,38	R$ 884.332,15	R$ 1.606.805,67
R$ 274.032,27	R$ 611.830,00	R$ 271.857,53	R$ 304.824,55	R$ 386.813,24	R$ 277.970,09	R$ 345.957,22	R$ 221.988,80	R$ 340.467,80	R$ 568.153,07
R$ 65.531,57	R$ 19.198,20	R$ 19.699,84	R$ 109.621,60	R$ 84.426,19	R$ 55.173,02	R$ 76.578,22	R$ 58.672,42	-R$ 2.908,02	R$ 49.554,22
R$ 151.780,04	R$ 204.689,32	R$ 130.416,42	R$ 158.808,12	R$ 219.908,61	R$ 185.314,30	R$ 134.245,88	R$ 135.792,17	R$ 162.921,51	R$ 131.461,18
R$ 261.523,72	R$ 446.046,07	R$ 523.184,73	R$ 255.190,38	R$ 212.242,77	R$ 206.835,37	R$ 131.799,68	R$ 154.784,72	R$ 324.556,87	R$ 252.437,79
R$ 205.711,32	R$ 473.757,79	R$ 433.589,94	R$ 200.182,92	R$ 185.896,99	R$ 172.875,08	R$ 142.970,06	R$ 125.133,91	R$ 300.458,27	R$ 329.161,26
R$ 135.955,66	R$ 204.047,45	R$ 304.809,23	R$ 145.269,34	R$ 97.761,80	R$ 98.942,43	R$ 51.919,89	R$ 79.807,66	R$ 170.263,22	R$ 89.004,76
R$ 1.111,06	R$ 2.768,68	-R$ 2.887,39	R$ 4.019,39	R$ 10.289,38	R$ 8.520,47	R$ 6.469,97	R$ 5.154,47	R$ 391,28	R$ 4.250,02

5.5 FASE III – EVOLUÇÃO DA IMPLANTAÇÃO DAS FUNCIONALIDADES

Neste item serão apresentados os resultados da execução do modelo proposto, através da evolução das penetrações dos grupos de funcionalidades nos clusters em estudo. Para a execução dos modelos foi utilizado o software MatLab.

Primeiramente é realizado um caso teste, a fim de comparar as duas formulações apresentadas no item 4.5.2, quais sejam: “pseudodinâmico” e “dinâmico”.

5.5.1 Comparação entre Formulação “Pseudodinâmica” e “Dinâmica”

Para a realização da referida comparação são executados os modelos contendo ambas as formulações, considerando apenas a evolução do cluster número 1 e com orçamento anual de R$ 200.000,00.

As execuções do modelo contendo as duas formulações resultaram no mesmo ritmo de implantação, que é apresentado na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 - Resultado das Simulações - Modelos "Pseudodinâmico" e "Dinâmico" para o Cluster 1

	Cluster 1										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G2	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	41%	45%
SED-G3	45%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	9%	9%	11%	15%	20%	24%	29%	33%	37%	41%	45%
SDMT-G2	7%	9%	11%	15%	20%	24%	29%	33%	37%	41%	45%
SDMT-G3	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
SDMT-G4	0%	9%	11%	15%	20%	24%	29%	33%	37%	41%	45%
SDMT-G5	0%	9%	11%	15%	20%	24%	29%	33%	37%	41%	45%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	51%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Não obstante a compatibilidade dos resultados, é possível que a consideração de funcionalidades com modelamento mais complexo, envolvendo variações de custos e benefícios ao longo dos anos muito diferentes das modeladas nesta tese, resultem em variações nos resultados obtidos com ambos os modelos.

Outra observação importante reside na possibilidade de, no modelo “dinâmico”, se definir um único limite orçamentário para o período. Porém, este fato resulta na concentração de todos os investimentos no primeiro ano do estudo, uma vez que este oferece maior Valor Presente do indicador “Benefício – Custo”. Este resultado acaba por ser infactível pois não espelha a capacidade de alavancagem das empresas e consequente capacidade de execução envolvida na implantação das funcionalidades.

Assim, no estudo de caso desta tese será utilizado o modelo “pseudodinâmico”, por ser de formulação mais simples e, pra as funcionalidades consideradas, obter os mesmos resultados do modelo “dinâmico”.

5.5.2 Aplicação e Resultados do Modelo Pseudodinâmico no Sistema em Estudo

Para o estudo de caso é definido orçamento anual de R$ 100.000.000,00 para o universo de conjuntos, ao longo dos 10 anos que compõem o horizonte de estudo. Os resultados são apresentados, por cluster, ano a ano, nas tabelas e gráficos a seguir.

Tabela 5.12 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 1

	Cluster 1										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G2	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
SED-G3	45%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
SDMT-G2	7%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
SDMT-G3	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
SDMT-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

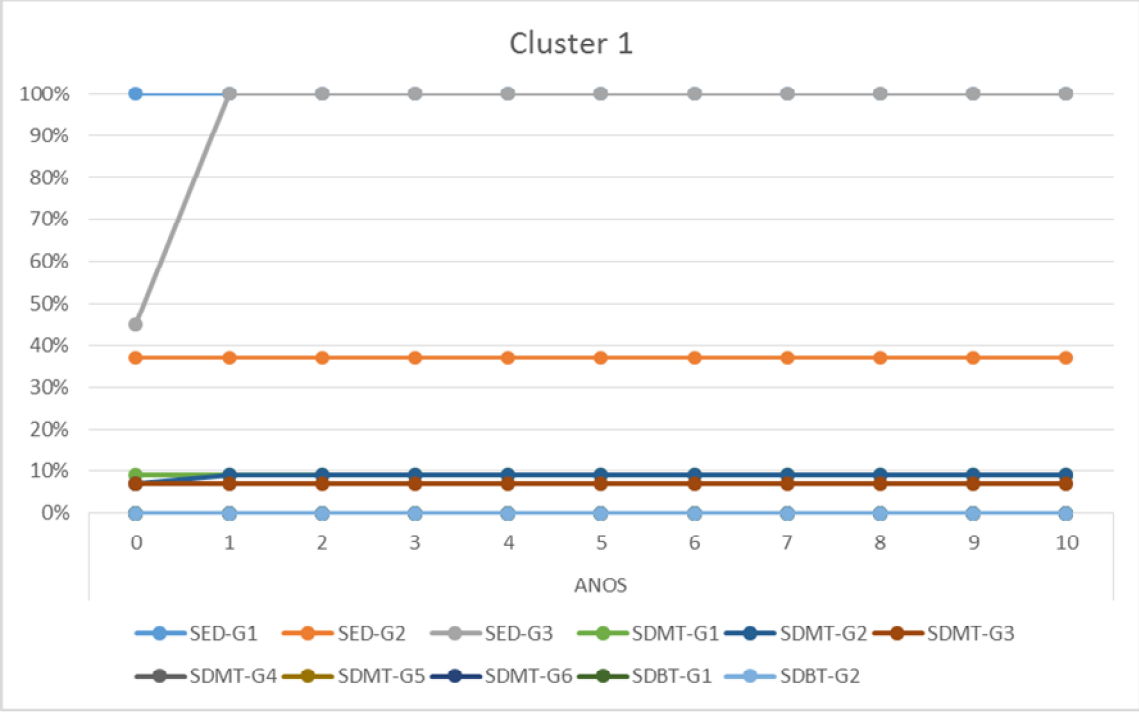


Figura 5.2 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 1

Tabela 5.13 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 2

	Cluster 2										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
SED-G2	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%
SED-G3	43%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
SDMT-G2	0%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
SDMT-G3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	9%	9%	9%
SDMT-G5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	9%	9%	9%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

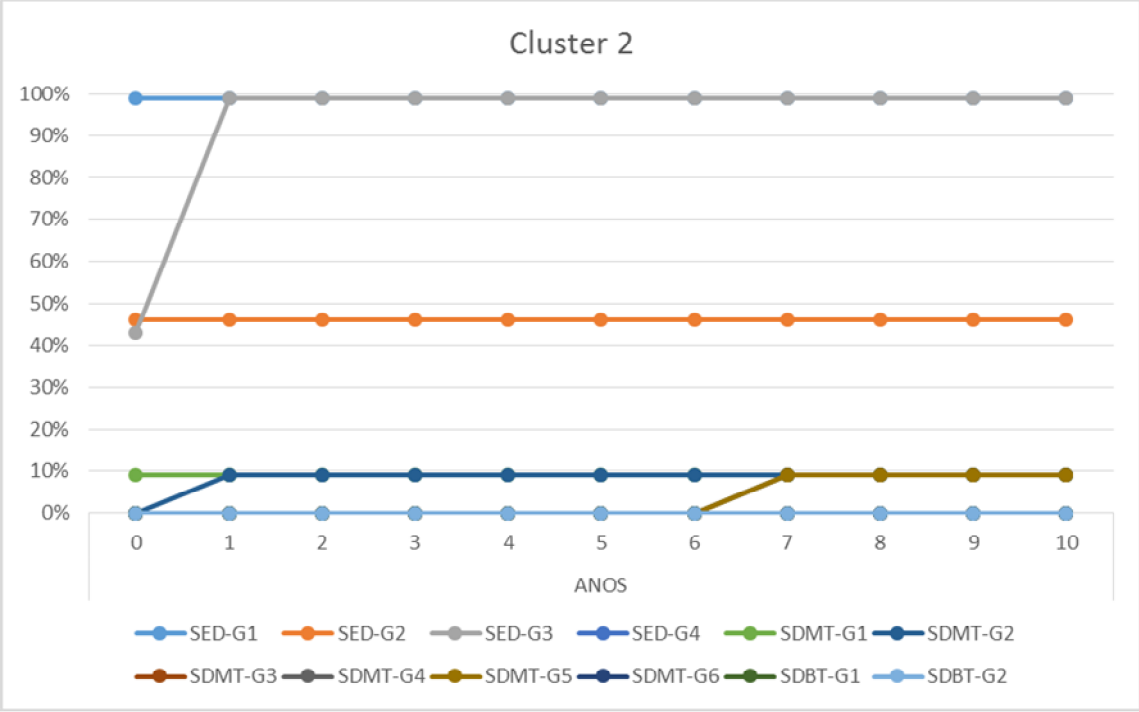


Figura 5.3 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 2

Tabela 5.14 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 3

	Cluster 3										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G2	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
SED-G3	48%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
SDMT-G2	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
SDMT-G3	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SDMT-G4	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
SDMT-G5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

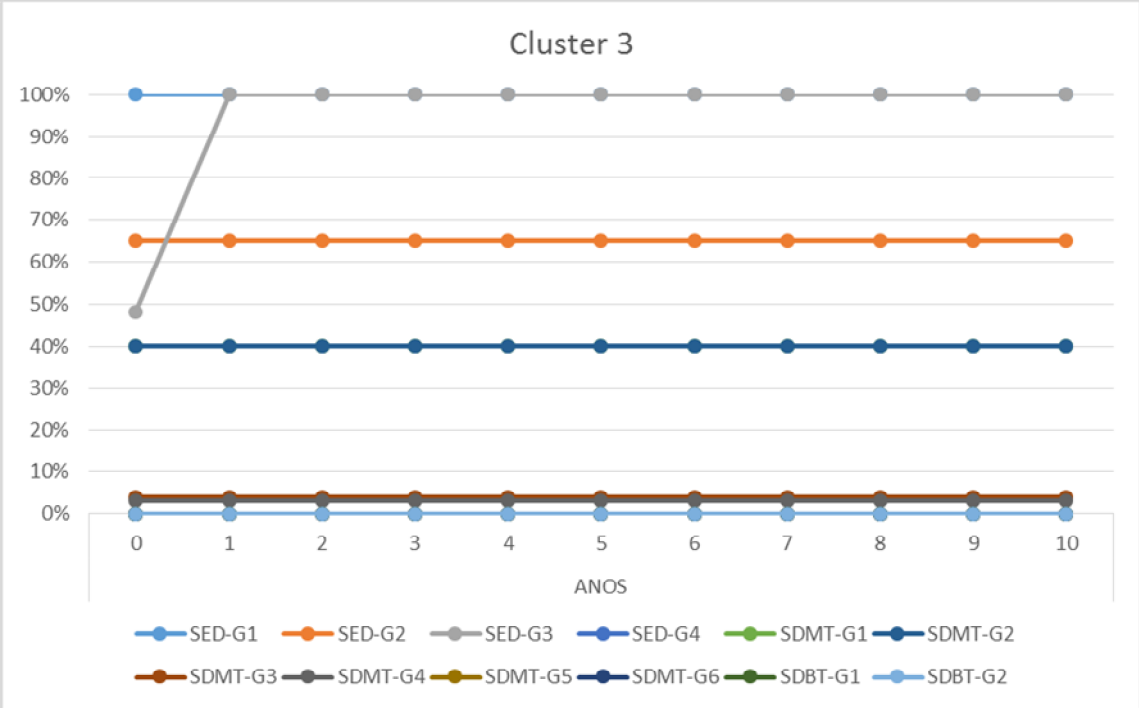


Figura 5.4 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 3

Tabela 5.15 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 4

	Cluster 4										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G2	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
SED-G3	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SDMT-G2	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SDMT-G3	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
SDMT-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

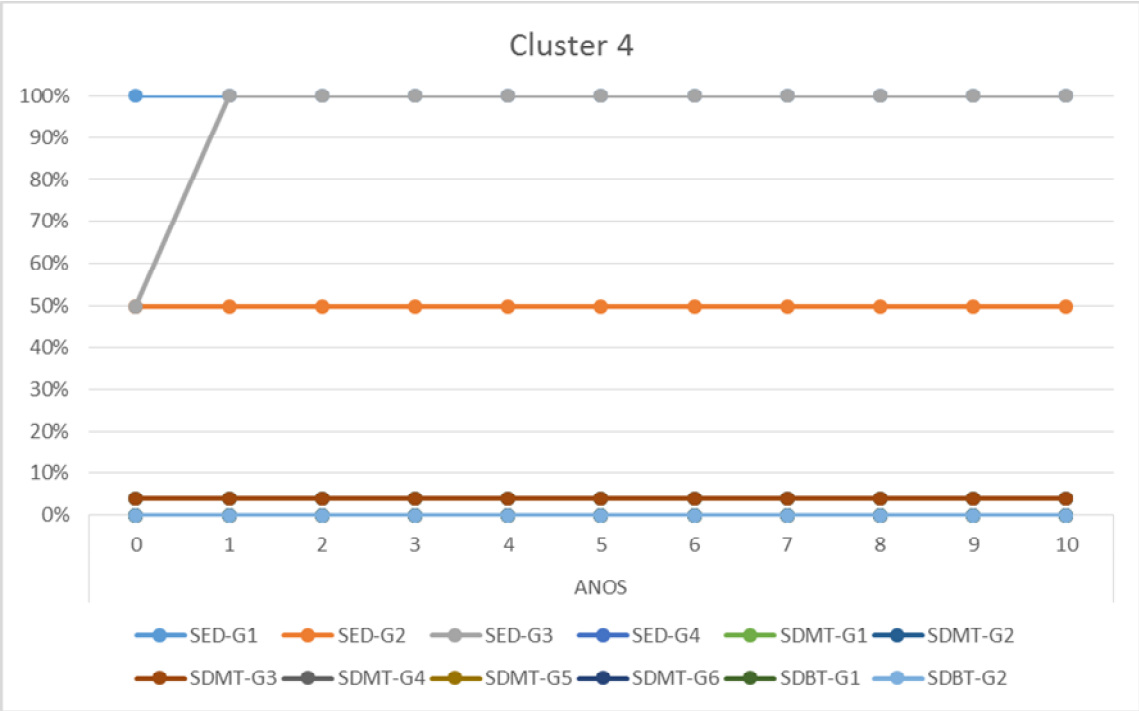


Figura 5.5 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 4

Tabela 5.16 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 5

	Cluster 5										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	72%	72%	72%	72%	72%	72%	74%	100%	100%	100%	100%
SED-G2	23%	23%	23%	23%	23%	36%	74%	100%	100%	100%	100%
SED-G3	72%	72%	72%	72%	72%	72%	74%	100%	100%	100%	100%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	36%	74%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	36%	74%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G4	0%	0%	0%	0%	0%	36%	74%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G5	0%	0%	0%	0%	0%	36%	74%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Figura 5.6 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 5

Tabela 5.17 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 6

	Cluster 6										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	59%	97%
SED-G2	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	21%	59%	97%
SED-G3	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	59%	97%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	21%	59%	97%
SDMT-G2	0%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	21%	59%	97%
SDMT-G3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G4	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	21%	59%	97%
SDMT-G5	0%	0%	0%	19%	19%	19%	19%	19%	21%	59%	97%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

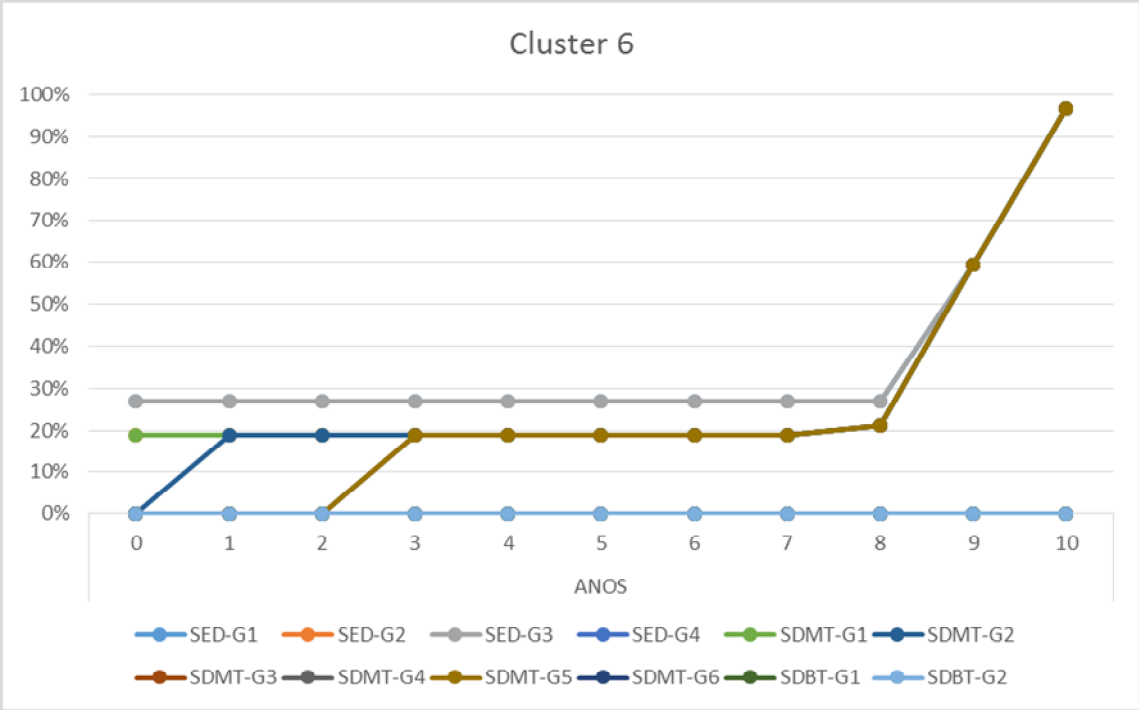


Figura 5.7 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 6

Tabela 5.18 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 7

	Cluster 7										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	48%	55%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G2	42%	55%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G3	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	100%	100%	100%	100%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	0%	55%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G2	0%	55%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G4	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G5	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Figura 5.8 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 7

Tabela 5.19 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 8

	Cluster 8										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%
SED-G2	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
SED-G3	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	7%	50%	50%	50%
SDMT-G2	0%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	7%	50%	50%	50%
SDMT-G3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	50%	50%	50%
SDMT-G5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	50%	50%	50%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Figura 5.9 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 8

Tabela 5.20 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 9

	Cluster 9										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
SED-G2	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
SED-G3	60%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
SDMT-G2	4%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%
SDMT-G3	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
SDMT-G4	0%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
SDMT-G5	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
SDMT-G6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

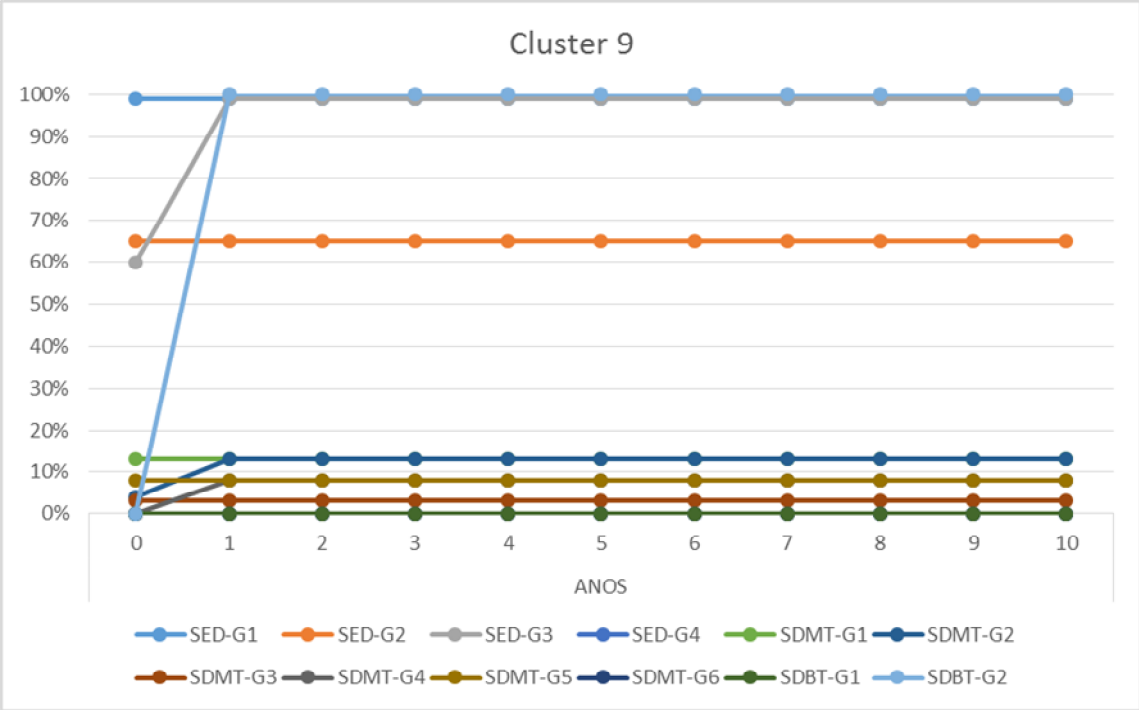


Figura 5.10 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 9

Tabela 5.21 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 10

	Cluster 10										
	ANOS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SED-G1	21%	24%	24%	54%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G2	24%	24%	24%	54%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SED-G3	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	100%	100%	100%	100%
SED-G4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G1	0%	0%	14%	54%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G2	0%	0%	14%	54%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDMT-G4	0%	0%	14%	54%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G5	0%	0%	14%	54%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDMT-G6	0%	0%	14%	54%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
SDBT-G1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SDBT-G2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Figura 5.11 - Resultados de Evolução das Funcionalidades - Cluster 10

No item a seguir serão apresentados os resultados econômicos do plano de evolução proposto, com as respectivas análises e reflexões.

5.6 FASE IV – ANÁLISE DE RESULTADOS

Como já dito anteriormente, dado o corte temporal de análise, os esforços de investimento foram anualizados considerando a vida útil mencionada e taxa de juros anual de 11%, possibilitando assim a avaliação real da relação entre custos e benefícios do plano de evolução proposto.

Os resultados globais de custos e benefícios são apresentados na Tabela 5.22.

Tabela 5.22 - Resultados Globais do Plano de Implantação Proposto

Investimento*	Benefícios**	Relação B/C
R$ 325.477.430,80	R$ 3.030.930.859,05	9,3

* Investimento anualizado em 25 anos com as 10 primeiras parcelas trazidas à V. P.
** Benefício considerados para os 10 primeiros anos e trazidos à V. P.

Observa-se que os benefícios suplantaram os custos de forma expressiva. Isso se deve, sobretudo, ao fato de boa parte do universo de conjuntos estudados advir de regiões com alta densidade de carga. Dos conjuntos considerados, 49,2% estão concentrados na região Sudeste e 27,2% na região Sul, localidades com alta densidade de carga.

O fluxo anual dos benefícios anuais, em valor corrente, obtidos pode ser observado na Figura 5.12. Ressalta-se que o referido gráfico apresenta os benefícios incrementais, e não acumulados.

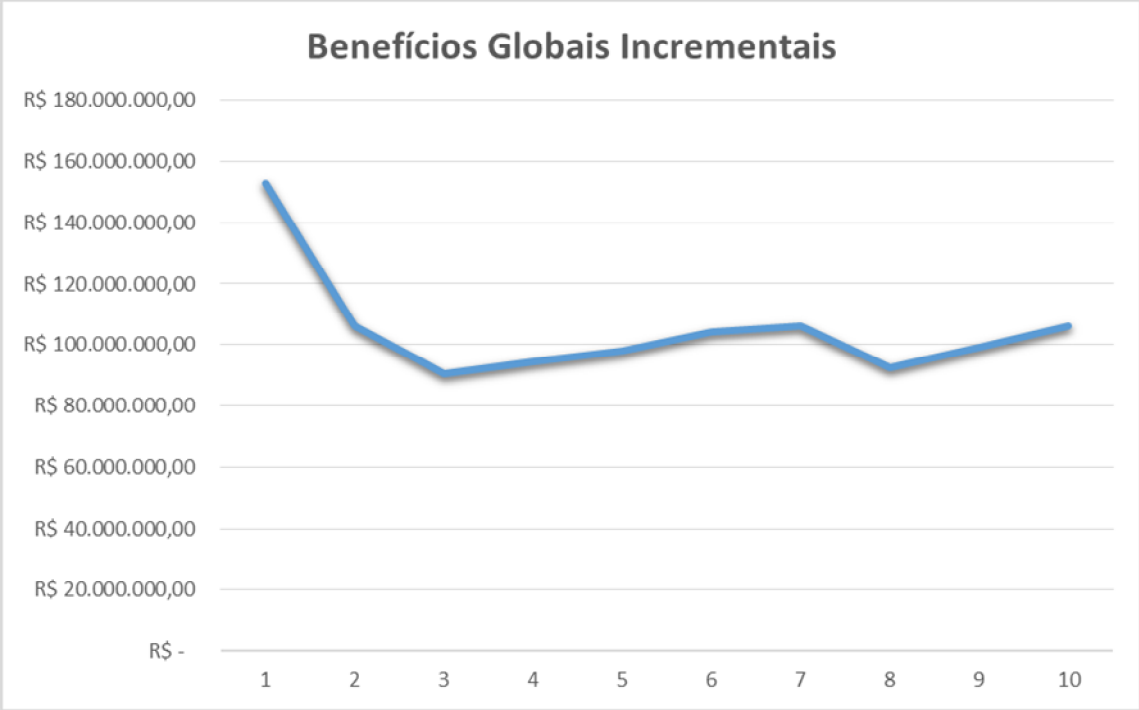


Figura 5.12 - Benefícios Globais Incrementais

As Figura 5.13 e Figura 5.14 apresentam, respectivamente, as distribuições dos investimentos dispendidos, em valor corrente e os benefícios, em valor presente.

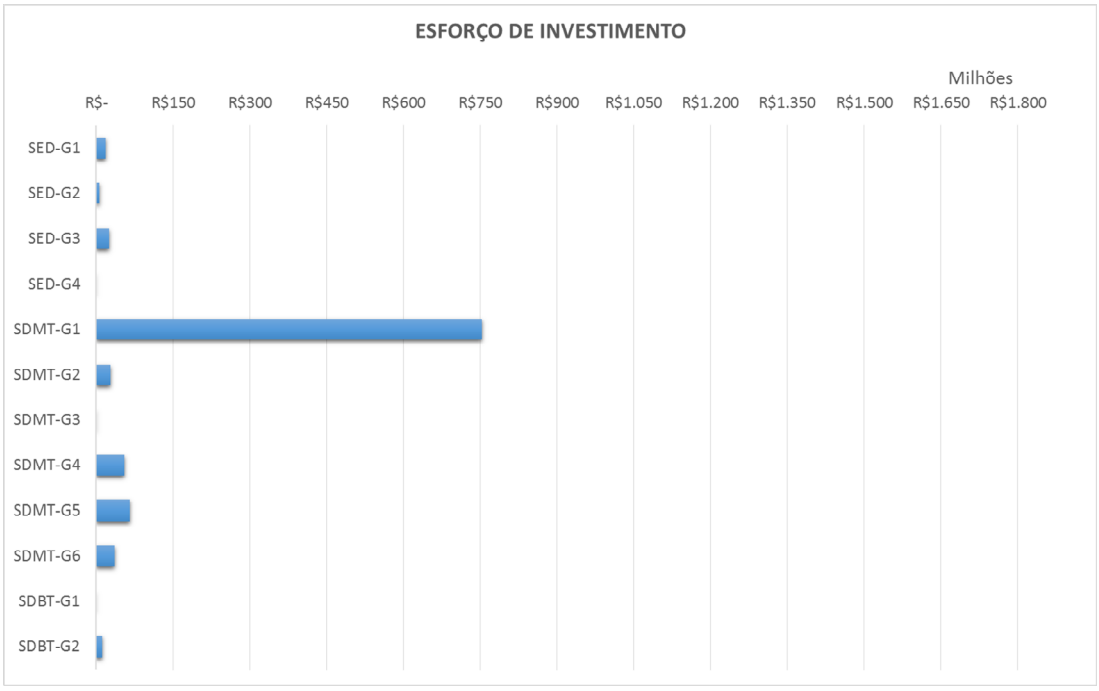


Figura 5.13 - Esforço de Investimento (valor corrente)

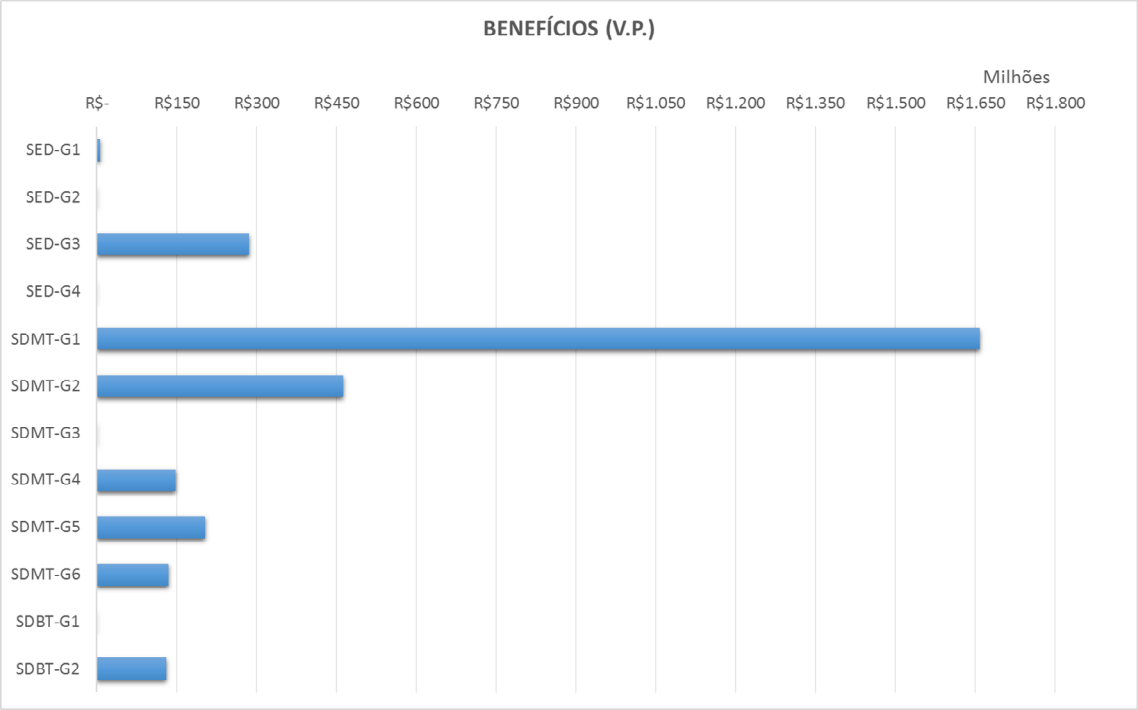


Figura 5.14 - Benefícios Acumulados (valor presente)

Verifica-se no gráfico apresentado que a maior parte do recurso disponível foi investido na funcionalidade “SDMT-G1” que consiste na instalação de religadores automáticos ao longo dos alimentadores, com funções de monitoramento e telecomando. O gráfico apresentado na Figura 5.15 demonstra que 75% dos recursos disponíveis foram investidos nesta funcionalidade.

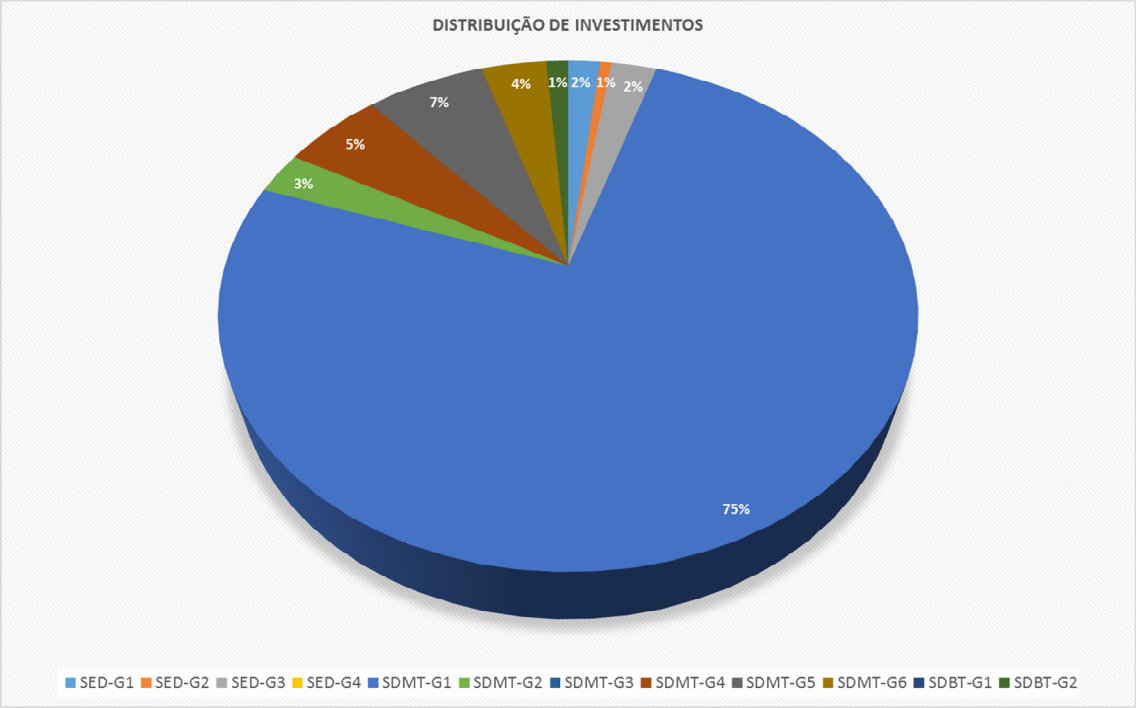


Figura 5.15 - Distribuição de Investimentos (considerando V.P.)

O investimento expressivo nesta funcionalidade explica-se pela elevada atratividade que esta oferece, como pode ser observado na Figura 5.16, que apresenta as relações benefício/custo resultantes do plano de implantação proposto. Nota-se que o grupo de funcionalidades que apresenta melhor relação é a SDMT-G2.

O fato do grupo de funcionalidades SDMT-G2 ter melhor relação benefício/custo e, mesmo assim, representar percentual reduzido de investimentos deve-se a dois fatos: os custos de implantação deste grupo de funcionalidades possuir custo muito baixo de implantação uma vez que a infraestrutura básica necessária ao seu funcionamento é implementada junto ao grupo SDMT-G1 e, por este mesmo motivo, o grupo SDMT-G1 deve preceder a implantação do SDMT-G2.

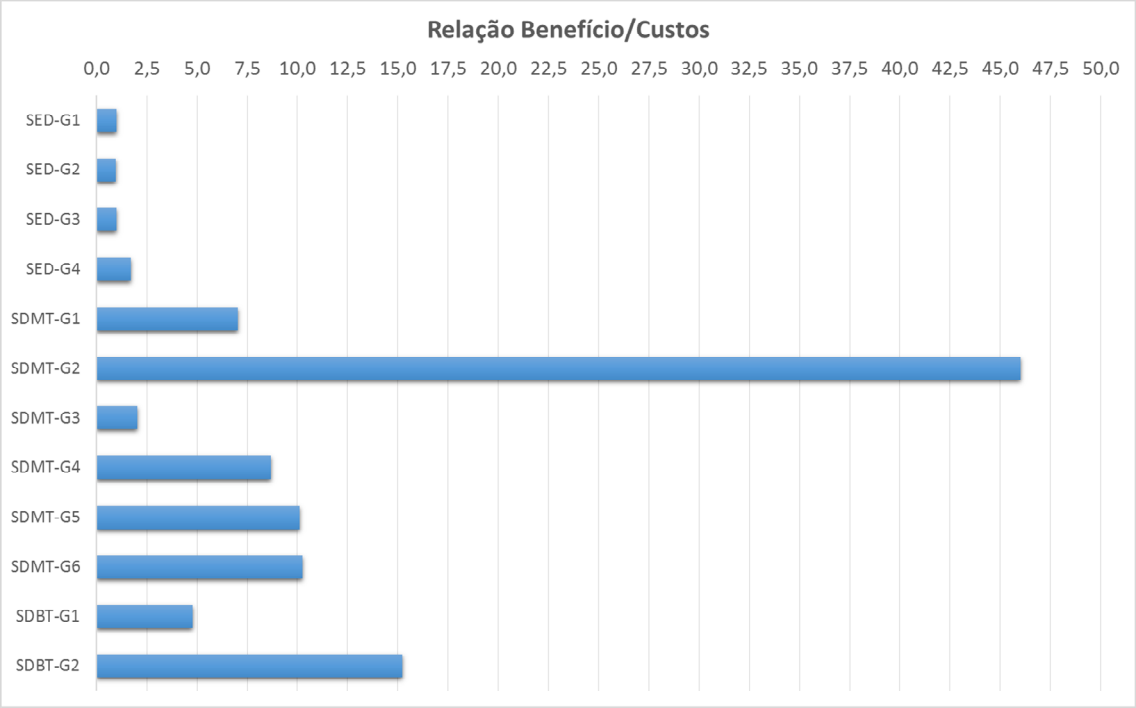


Figura 5.16 - Relação Benefício/Custo por Funcionalidade

O acentuado benefício verificado com a automação de alimentadores de distribuição deve-se ao fato de que há no Brasil problemas relevantes no tocante à qualidade do serviço, para os quais qualquer investimento em instalação de religadores automáticos propicia solução significativamente impactante.

Cabe ressaltar que o resultado também suscita questões relevantes quanto ao estado atual das redes de distribuição estudadas. Muito embora investimentos em automação em redes em mau estado de conservação possam apresentar resultados expressivos, o dispêndio de recursos para melhoria da rede antes da instalação de funcionalidades de automação resultaria em solução mais consistente à longo prazo.

A Figura 5.17 apresenta os benefícios globais acumulados, também em valor corrente.

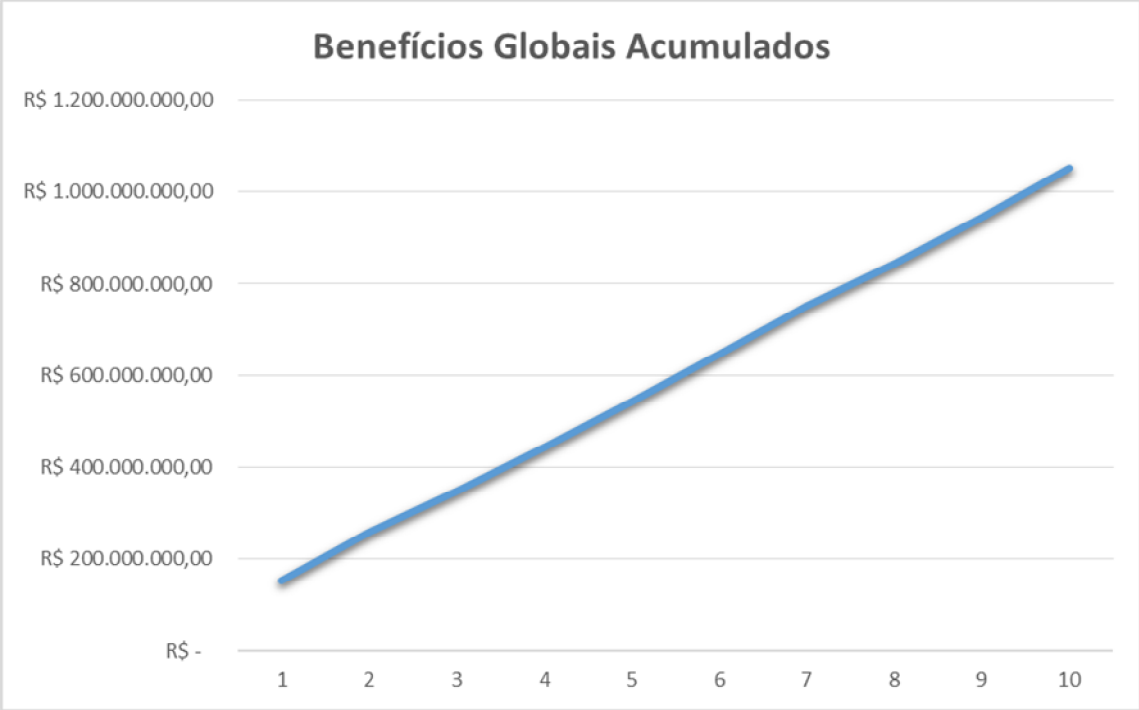


Figura 5.17 - Benefícios Globais Acumulados

Nota-se um crescimento praticamente constante no benefício acumulado, porém, se elevados os investimentos deverá ser observada queda no benefício incremental ao longo dos anos. Isso decorre da saturação natural da relação entre investimentos e benefícios, somado ao fato de que o modelo busca as implementações com maior atratividade logo nos primeiros anos de estudo.

Para exemplificar este conceito, foi realizada simulação hipotética elevando os recursos disponíveis para investimento na rede em 5 vezes (R$ 500.000.000,00 por ano). A Figura 5.18 ilustra a saturação de benefícios mencionada.

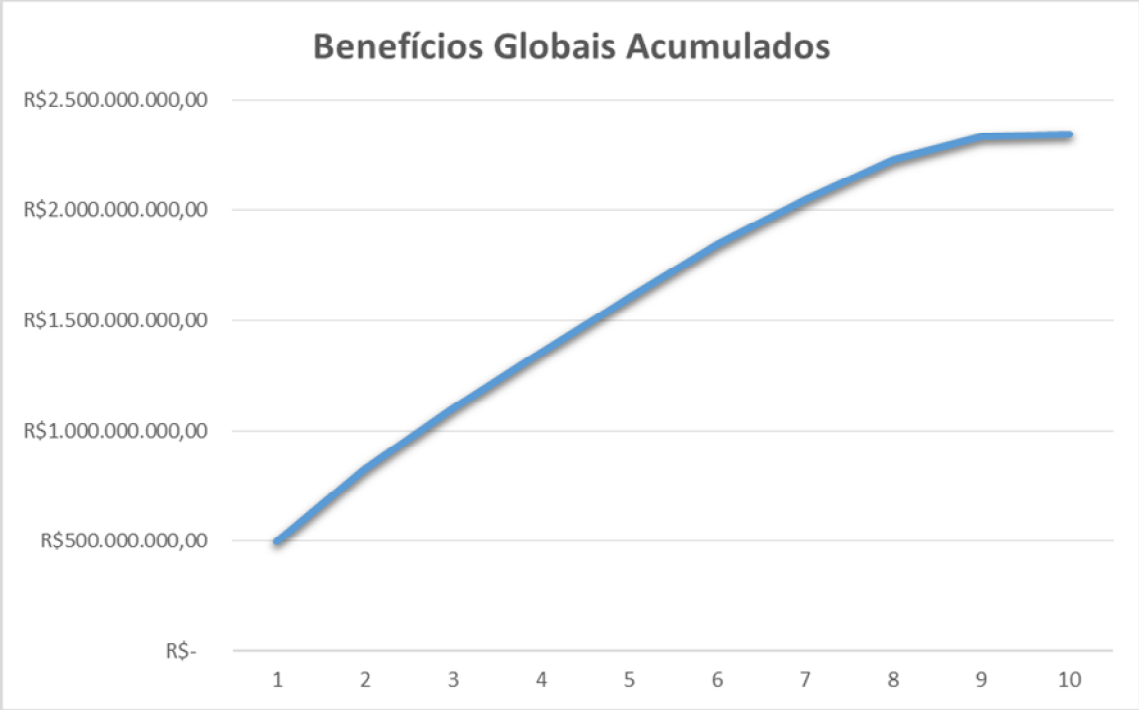


Figura 5.18 - Saturação dos Benefícios em Função dos Investimentos

Outra análise interessante dos resultados obtidos reside na observação da distribuição de esforços de investimento e de benefícios obtidos nos clusters estudados.

As Figura 5.19 e Figura 5.20 apresentam, respectivamente, a divisão percentual de esforços de investimentos e de benefícios no conjuntos representativos dos clusters (ou seja, sem considerar a multiplicação pelo número de conjuntos representados), considerando os montantes trazidos para valor presente.

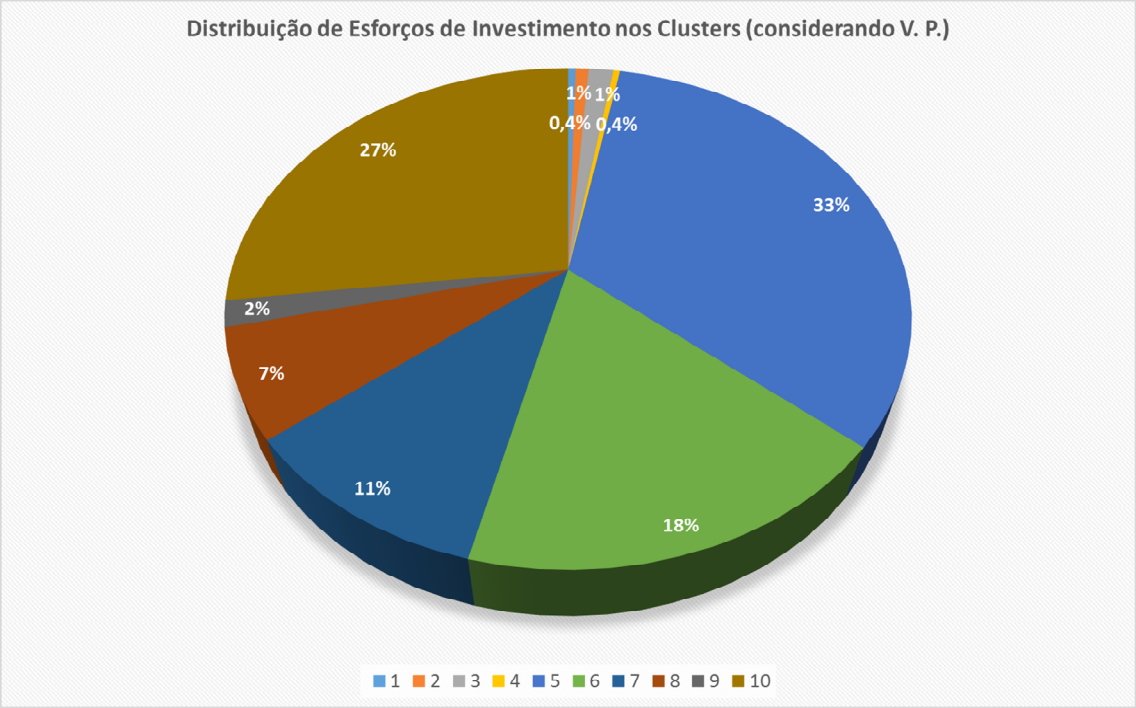


Figura 5.19 - Distribuição de Esforços de Investimento nos Clusters (considerando V.P.)

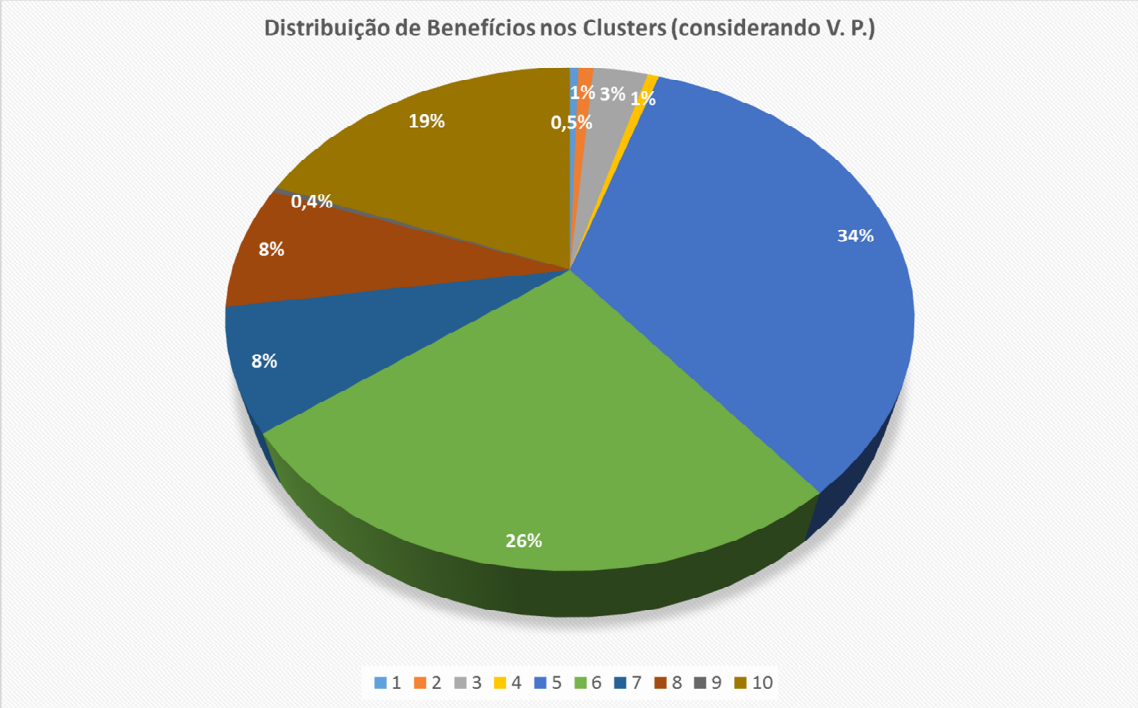


Figura 5.20 - Distribuição de Benefícios nos Clusters (considerando V.P.)

É possível observar na Figura 5.19 que os clusters 5, 6 e 10 foram os que concentraram maior parte dos recursos investidos (78% do total, quando somados) e, consequentemente, dos benefícios (79% do total).

Para possibilitar uma análise da aderência deste resultado, os gráficos apresentados nas Figura 5.21, Figura 5.22 e Figura 5.23, possibilitam a visualização de três atributos dos clusters que exercem grande influência na atratividade de uma rede quanto às funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, quais sejam: Consumo Mensal (Consumo Médio Mensal multiplicado pelo Número Total de Consumidores), DEC e FEC.

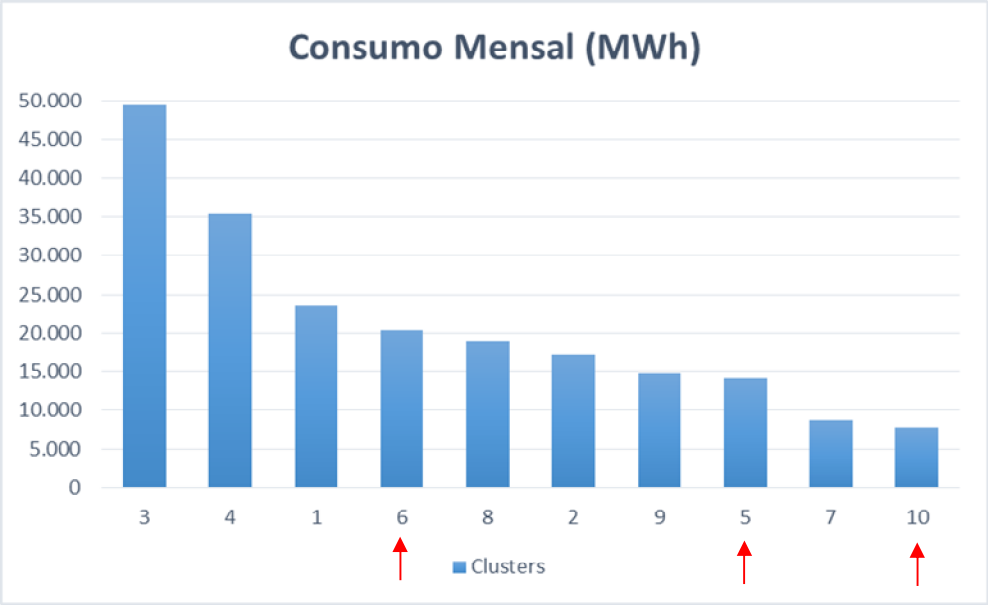


Figura 5.21 - Classificação dos Clusters por Consumo Mensal

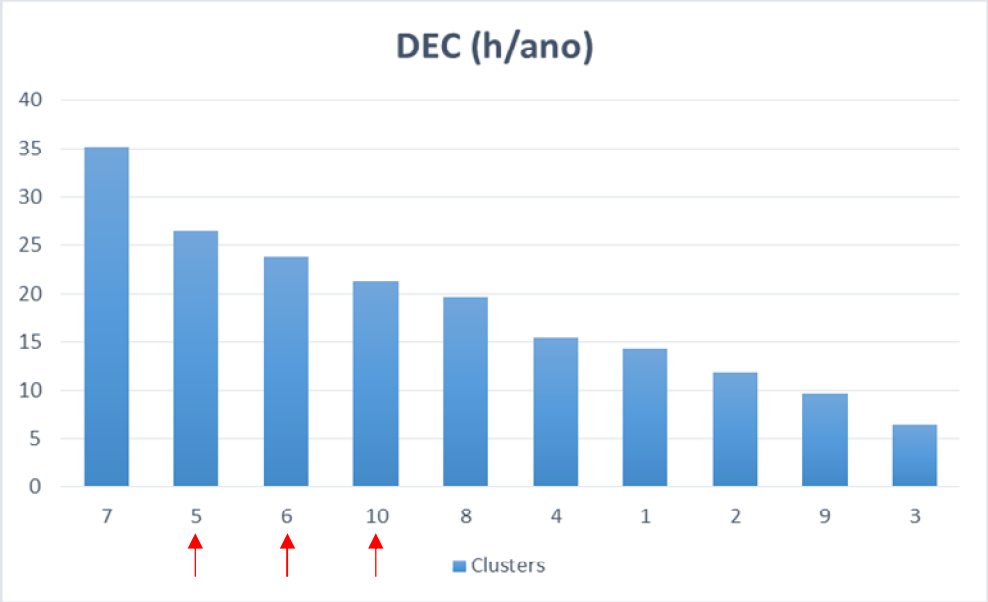


Figura 5.22 - Classificação dos Clusters por DEC Anual

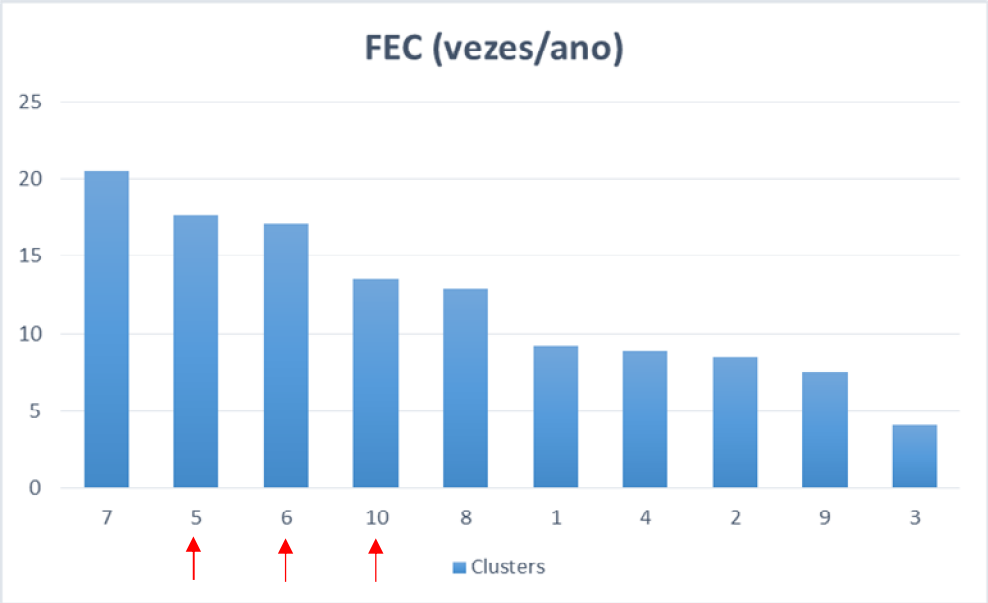


Figura 5.23 - Classificação dos Clusters por FEC Anual

Observando o gráfico do Consumo Médio Mensal, é possível verificar que dos clusters que se destacaram no plano de evolução proposto (5, 6 e 10), apenas o de número 6 figura entre aqueles com consumo mais elevado, ficando os de número 5 e 10 entre aqueles com menor consumo.

Também chama a atenção o elevado Consumo Médio Mensal verificado no conjunto de número 3, com valor atingindo o dobro do verificado no terceiro cluster de maior consumo (cluster 1), fato este que deveria torná-lo candidato a ser um dos clusters prioritários no recebimento dos recursos.

Porém, avaliando os gráficos de DEC e FEC, que espelham as condições operacionais atuais das redes, verifica-se que o cluster de número 3 é aquele que apresenta melhores índices.

Como um dos grandes benefícios obtidos com a instalação das funcionalidades propostas no estudo de caso advém da melhoria da qualidade do serviço, o cluster 3 perde em atratividade por apresentar menor margem para ganho.

Esta inversão na classificação entre Consumo Médio Mensal e indicadores de qualidade pode ser verificada de forma geral nos gráficos, e faz sentido uma vez que sistemas que atendam centros urbanos, com alta densidade de carga, normalmente possuem extensão reduzida (cluster 3 apresenta a segunda menor extensão de rede), além de serem alvos de ações de manutenção e operação que visem a garantia da qualidade, dada a criticidade do mercado atendido.

Os clusters 5, 6 e 10, ao contrário do 3, possuem reduzido Consumo Médio Mensal, porém estão entre os de pior desempenho operacional, apresentado elevadas margens para ganho em decorrência dos elevados indicadores de qualidade do serviço.

5.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE O ESTUDO DE CASO E RESULTADOS OBTIDOS

A aplicação da metodologia na proposição de um plano de evolução de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes em um sistema real, composto de um número considerável de subestações e alimentadores, propiciou a obtenção de resultado relevante para a validação da proposta.

Refletindo acerca da análise dos resultados, foi possível observar coerência nos número obtidos, tanto no que refere-se à priorização de funcionalidades quanto à priorização de clusters para a implantação das funcionalidades.

Foi possível observar também que a utilização de um ou outro atributo de rede de forma isolada para avaliar a atratividade de um sistema para a implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes pode levar a conclusões equivocadas, destacando assim a importância do modelo proposto uma vez que este busca representar a rede através de diversos atributos que definem características técnicas, operacionais e de mercado.

Cabe observar que, como destacado ao longo do texto, os resultados agregados obtidos devem ser transportados com cautela para casos específicos, havendo a necessidade de estudos mais aprofundados quando o objetivo for a avaliação de pontos específicos do sistema, a fim de avaliar a exequibilidade das implantações propostas.

Por fim, o estudo de caso apresentou aplicação da metodologia e demonstrou seu elevado potencial no apoio à tomada de decisão para o estabelecimento de *roadmaps* tecnológicos para empresas do setor e para um país como um todo.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONTRIBUIÇÕES E PROSSEGUIMENTO DOS ESTUDOS

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente tese propôs modelo para definição de plano de implantação de Redes Elétricas Inteligentes em nível agregado, incorporando a avaliação de custos e benefícios que vão além daqueles circunscritos ao setor elétrico e capturam também o impacto destas tecnologias na sociedade como um todo (exemplo disso é a definição do custo da Energia Não Distribuída).

Em um momento onde a implantação de soluções relacionadas a este conceito é ainda incipiente e, tanto concessionárias como órgão regulador e outras instâncias governamentais ainda não possuem planos bem definidos acerca dos rumos que estas tecnologias deverão seguir no Brasil, o modelo proposto oferece oportunidade valiosa, tanto para a definição de implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes quanto para a realização de estudos aprofundados que apoiem a tomada de decisão por políticas públicas mais aderentes à realidade e, consequentemente, mais aptas à potencializar os benefícios oferecidos por este novo conceito.

O desenvolvimento de metodologia de representação da rede através de atributos e descritores explicativos, além de inovador na análise de *roadmaps* tecnológicos, garante flexibilidade para representação de redes com alto grau de heterogeneidade, aspecto de grande relevância neste tipo de análise, sobretudo no Brasil onde a diversidade de sistemas e mercados é significativa.

A definição e a modelagem das funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes também é essencial em um momento onde o termo “*smartgrid*” é amplamente discutido, com extensa gama de abordagens e definições. Porém, deve ser destacado que a caracterização de funcionalidades desta natureza está fortemente atrelada à tecnologia, e esta têm evoluído de forma exponencial, o que faz com que as modelagens apresentadas nesta tese devam ser revistas constantemente, com a

incorporação de outras não contempladas no trabalho. Sob este aspecto reside mais um ponto relevante desta tese, tendo em vista que é estabelecida metodologia que permite o modelamento e a incorporação de novas funcionalidades, tornando-a flexível à evolução tecnológica e, consequentemente, permitindo a sistematização de estudos desta natureza ao longo dos anos.

Destaca-se também a importância da realização de projetos demonstrativos de aplicação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, sobretudo aquelas emergentes, para balizamento das modelagens de custos e benefícios visando garantir maior aderência à realidade. Especial atenção deve ser dada àquelas funcionalidades que envolvem interação com consumidores, pois, por serem ainda muito incipientes, apresentam algo grau de imprevisibilidade nos resultados.

O estudo de caso realizado pôde comprovar a razoabilidade dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia em conjunto significativo do sistema, validando os desenvolvimentos realizados e certificando o modelo como uma ferramenta com grande potencial para auxiliar na definição de diretrizes nacionais e empresariais, além da geração de insumos de grande valia à definição de arcabouço regulatório adequado à nova realidade.

Dada a flexibilidade dos modelos, a aplicação do metodologia em casos pontuais ou cujo conhecimento por parte do planejador seja mais detalhado, pode contemplar pequenos ajustes tanto nos atributos para caracterização dos conjuntos como nas modelagens de benefícios, a fim de reproduzir com maior precisão o comportamento de cada funcionalidade no sistema em estudo.

6.2 CONTRIBUIÇÕES

Como principais contribuições da tese, destacam-se:

- Proposta de conceito de Redes Elétricas Inteligentes não relacionado às novas tecnologias em si (o que limita o conceito e obriga-o a ser revisto de tempos em tempos), mas entendendo que estas são fruto de uma mudança

social (desmassificação da sociedade) que gera novas demandas por parte do mercado consumidor e da sociedade como um todo.

- Definição e conceituação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, apresentando especificação funcional, equipamentos e sistemas envolvidos e o fluxo de informações através de sistemas de telecomunicações e de TI.

- Modelo de representação agregada do sistema elétrico a partir de atributos elétricos, operacionais e de mercado, para fins de avaliação da atratividade do sistema às funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes.

- Modelagem de custos e benefícios de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, a partir dos atributos representativos do sistema.

- Comparação entre diferentes formulações do problema (modelos “dinâmico” e “pseudodinâmico”) e definição de modelo de proposição de plano ótimo de implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, considerando os custos de implantação e os benefícios desta não só no setor elétrico mas na sociedade como um todo, auxiliando o planejamento de empresas concessionárias de distribuição na definição de *roadmaps* tecnológicos, além do balizamento de políticas públicas para o tema.

6.3 PROSSEGUIMENTO DOS ESTUDOS

A presente tese, na medida em que propôs um modelo abrangente para a definição de planos de implantação de funcionalidades de Redes Elétricas Inteligentes, acabou por abrir uma série de perspectivas de aprimoramentos e aprofundamentos para os quais sugere-se a realização de trabalhos futuros. Dentre os pontos verificados destacam-se:

1. Fundamentar a relação entre os conceitos de Redes Elétricas Inteligentes e Desmassificação da sociedade, através de análises acerca da evolução do

setor e da sociedade, assim como de exemplos de outros setores de infraestrutura já afetados por este fenômeno (p. ex. telecomunicações).

2. A partir da avaliação dos resultados dos projetos demonstrativos em curso no país, poder-se-á ajustar os modelos de custos e benefícios das funcionalidades, buscando garantir maior aderência possível do modelo com as aplicações reais.

3. Aumentar a abrangência das funcionalidades propostas e modeladas. As apresentadas nesta tese são mais afetas à automação do sistema, devendo ser incorporadas outras funcionalidades específicas, como por exemplo as dos sistemas de medição inteligente.

4. Incorporar novos atributos para a representação do sistema, visando melhorar a proposição e a avaliação das funcionalidades. Exemplo disso é a consideração de níveis de penetração de geração distribuída e veículos elétricos, para os quais há a necessidade de desenvolvimento de modelo de estabelecimento de cenários de evolução destes novos agentes.

5. Modelamento de sistemas de telecomunicações e de TI, permitindo a avaliação mais precisa acerca dos custos envolvidos na implantação destes sistemas, assim como a avaliação de sua escalabilidade dentro de um modelo de representação da rede através de clusters.

7 BIBLIOGRAFIA

[1] **TOFFLER, A.** *A Terceira Onda.* São Paulo : Record, 2007. 85-0101-797-3.

[2] **EPRI.** *Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap.* Palo Alto, California : s.n., 2009.

[3] **EUROPEAN COMMISSION.** *European Technology Platform SmartGrids Platform: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future.* 2006.

[4] **ALCÂNTARA, M. V. P.** Mapa de Projetos de P&D em Redes Elétricas Inteligentes. *III Seminário Internacional de Smart Grid.* 2011.

[5] **ANEEL.** *PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.* Brasília : SRD, 2011.

[6] **ANEEL** - *Agência Nacional de Energia Elétrica* http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_Qualidade/pesquisaGeral.cfm [Online]

[7] **INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION.** *IEC 61968 - Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management.* Genebra, Suíca : IEC, 2003.

[8] **KAGAN, N.; GOUVÊA, M.R.; MAIA, F.; DUARTE, D. P.; LABRONICI, J.; GUIMARÃES, D. S.; BARRETO NETO, A.; DA SILVA, J. F. R.; PARTICELLI, F.** *Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação*. Editora Synergia, ISBN: 978-85-61325-87-9, Rio de Janeiro – RJ, 2013.

[9] **MME**. *Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes Ministério de Minas e Energia - Smart Grid*. Portaria nº 440, de 15 de abril de 2010.

[10] **MAIA, F**. *Projeto Estratégico de P&D Redes Elétricas Inteligentes: Desdobramentos do Projeto*. IV Seminário Internacional de Smart Grid. 2012

[11] Lei 12.212/2010

[12] **SIMONAGGE, S.** *Programa AES Eletropaulo Smart Grid. Aula São Paulo: A Energia das Metrópoles do Futuro*, São Paulo, 2013

[13] **SENNA, D**. CEMIG: *Redes Inteligentes de Energia Cemig Distribuição Realizações 2011-2012*. IV Seminário Internacional de Smart Grid. 2012

[14] **TOLEDO, F**. *Programa Smart Grid Light*. IV Seminário Internacional de Smart Grid. 2012.

[15] **EDP**. InovCity: *Implementando um projeto piloto de smart grid no Estado de São Paulo*, São Paulo, 03 de Agosto de 2011

[16] **AMPLA**. *Cidade Inteligente Búzios: A 1ª Cidade Inteligentes da América Latina*, 2012

[17] **ANEEL**. *Resolução Normativa Nº 414*, de 9 de Setembro de 2010

[18] **ANEEL**. *Resolução Normativa Nº 502*, de 7 de Agosto de 2012

[19] **ANEEL**. *Resolução Normativa Nº 482*, de 17 de Abril de 2012

[20] **ANEEL**. *Audiência Pública nº 48/2012*

[21] **BUXTON, J**. *Creating a Smart Grid Roadmap*, 2011.

[22] **CALIFORNIA ISO**. *Smart Grid Roadmap and Architecture*, 2010.

[23] **THE EUROPEAN ELECTRICITY GRID INITIATIVE**. *Roadmap 2010-18 and Detailed Implementation Plan 2010-12*, 2010

[24] **SAN DIEGO GAS & ELECTRIC**. *Smart Grid Deployment Plan 2011-2020*, 2011.

[25] **INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION**. *IEC Smart Grid Standardization Roadmap*, 2010

[26] **SOUTH CALIFORNIA EDISON**. *Smart Grid Strategy & Roadmap*, 2010

[27] **DU, Y**., *Kentucky Smart Grid Roadmap Initiative,* 2012

[28] **USAID/INDIA.** *The Smart Grid Vision for India's Power Sector*, 2010

[29] **KOREA SMART GRID INSTITUTE**. *Korea's Smart Grid Roadmap 2030*, 2010

[30] **METERING.COM**. *Smart Grid Roadmap and Program Launched in Ecuador*. Acesso em: 27 de Junho de 2013.

[31] **GARCIA, M. L., BRAY, O. H**., *Fundamentals of a Technology Roadmapping*, 1997

[32] **MULLER, G.**, *Roadmapping*, 2002

[33] **BRIDGELAND, D. M., ZAHAVI, R**., *Business Modeling: A Practical Guide to Realizing Business Value*, 2009

[34] **GOUVÊA, M. R.** *Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.* São Paulo, Brasil : Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Departamento de Energia e Automação Elétricas - Tese (Doutorado), 1993.

APÊNDICE I – DETALHAMENTO DAS FUNCIONALIDADES

FUNCIONALIDADES DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

MONITORAMENTO DE CARREGAMENTO

Descrição:

A funcionalidade de monitoramento de carregamento de subestações envolve os carregamentos de entradas de linha, dos transformadores de potência e das saídas de alimentadores de média tensão, contemplando as seguintes atividades:

- Aquisição remota dos valores de corrente, tensão, potência ativa, potência reativa, energia ativa, energia reativa nas entradas de linha, transformadores de potência e disjuntores de saída da subestação;

- Apresentação dos valores medidos, em tempo real, no Centro de Operação da Distribuição, de forma a permitir ao operador o monitoramento online das condições de carregamento do sistema;

- Armazenamento das informações coletadas em banco de dados adequado e, através destes, construção de curvas de cargas típicas e de tendências, de forma a subsidiar o monitoramento off-line dos carregamentos dos ativos e fornecer ferramenta de auxílio às tarefas de previsão de demanda.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED’s dos equipamentos monitorados (relés digitais, medidores dedicados ou unidades de aquisição e controle);

- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição”

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 1.

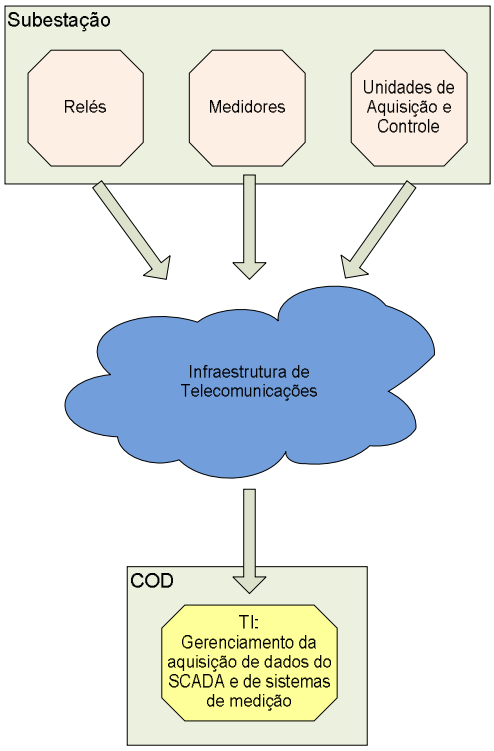


Figura 1 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Monitoramento de Carregamento de Subestações

TELECOMANDO DE EQUIPAMENTOS

Descrição:

A funcionalidade de telecomando de equipamentos de subestações consiste na execução remota (de ambiente externo à subestação) de comandos para acionamento de equipamentos, entendendo-se por acionamentos as ações de abrir/fechar e ligar/desligar.

De forma geral, os elementos contemplados por esta funcionalidade são os equipamentos de manobra da subestação (disjuntores e seccionadoras), podendo o

conceito ser estendido a outros sistemas, como por exemplo, a ventilação forçada e os tap's de eventual comutador dos transformadores de potência.

Esta funcionalidade exige uma precedência da apresentada anteriormente (monitoramento do carregamento), uma vez que, para a execução de manobras, o operador deve ter ciência das condições de carregamento do sistema a fim de efetuá-las de forma segura.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de subestações".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Controle de acesso de usuários".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Controles Assistidos: Chaveamento remoto, corte seletivo de cargas, redução de tensão, controle local por equipes de campo".

  O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.2.

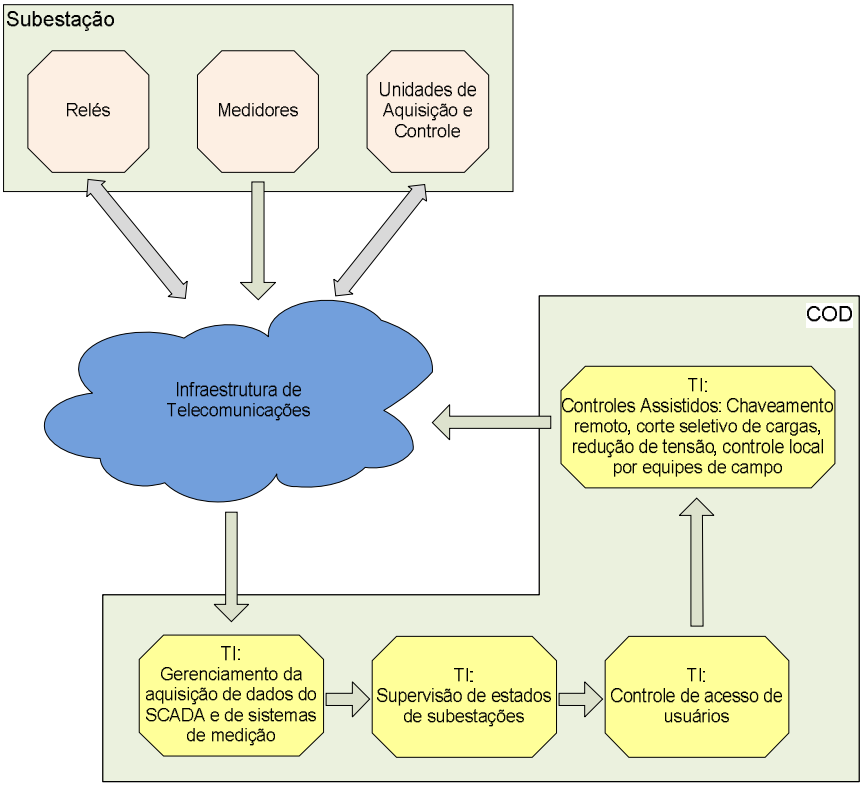


Figura 0.2 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Telecomando de Equipamentos de Subestações

TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA DE CARGA ENTRE TRANSFORMADORES

Descrição:

Muitas subestações de distribuição são projetadas para operar com reserva de capacidade suficiente para minimizar o desligamento de consumidores em caso de contingência de um componente, em geral o transformador de potência. Esta funcionalidade consiste na manobra de cargas entre transformadores, necessária à minimização do corte de carga em situações de contingência de um transformador.

Esta operação é normalmente realizada através de disjuntores de interligação de barras, quer seja no setor de média tensão (quando houver), quer seja no setor de alta tensão.

Normalmente esta funcionalidade é implementada com lógica local, sem a dependência de canal de comunicação com o COD, uma vez que envolve contingência com desligamento de grande monta de carga e os equipamentos e dispositivos envolvidos com a manobra estão próximos e encontram-se em ambiente controlado.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos transformadores e respectivos bays, se necessário (unidades de aquisição e controle);

Os esquemas de transferência de carga entre transformadores podem ser realizados de forma convencional, através de contatos de saída dos IED's e relés auxiliares, assim como através de rede de comunicação entre IED's. Porém, como esta é interna a subestação e a quase totalidade de subestações já possuem redes de comunicação interna, entende-se não ser necessário o dimensionamento de rede de comunicação para este fim.

SISTEMA AUTOMÁTICO DE REJEIÇÃO DE CARGA

Descrição:

O sistema de rejeição de carga em subestações consiste no corte seletivo de alimentadores de distribuição em situações onde o carregamento da subestação atinge níveis que podem comprometer a vida útil das instalações. Esta funcionalidade pode ser descrita através das seguintes atividades:

- Monitoramento do carregamento de transformadores e das saídas dos alimentadores de distribuição (ver item 0);

- Identificar situações críticas de carregamento dos equipamentos da subestação;

- Selecionar, de acordo com os carregamentos monitorados, os alimentadores cuja carga, se cortada, permita o restabelecimento de níveis aceitáveis de carregamento da subestação.

- Execução das manobras de abertura dos disjuntores de saída dos alimentadores selecionados.

- Esta funcionalidade, por utilizar dados de monitoramento de carregamento da subestação e demandar canal de comunicação para a execução de comando remoto de manobra de disjuntores, exige para sua viabilização a precedência das funcionalidades apresentadas nos itens 0 e 0.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais, medidores dedicados, unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de subestações".
- Componente de TI: Simulação de cálculos elétricos – "Cálculos de rede em tempo real: Perfil de carregamento/tensão".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Controles automáticos: Proteção (eliminação de faltas), Seccionamento, Controle local de tensão/potência reativa".

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.3.

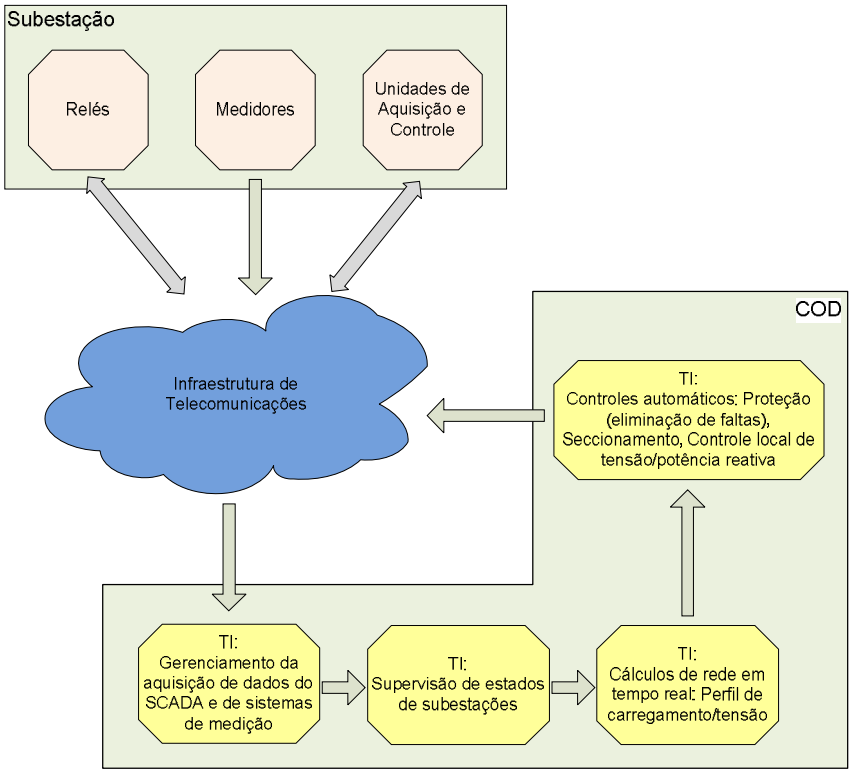


Figura 0.3 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Sistema Automático de Corte de Carga

MANUTENÇÃO PREDITIVA FOCADA NA CONDIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Descrição:

Esta funcionalidade consiste na definição de plano de manutenção onde as atividades são realizadas apenas quando os equipamentos apresentarem algum grau de deterioração. Para tanto, é necessário o monitoramento de uma série de parâmetros e grandezas que possam explicar a condição dos equipamentos, balizando a escolha dos períodos mais adequados à realização das ações de manutenção.

Esta política de manutenção é conhecida na literatura como MBC (Manutenção Baseada na Condição).

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED’s dos equipamentos comandados (relés digitais, medidores dedicados, unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Supervisão de estados de subestações”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Registro de eventos e operações”.
- Componente de TI: Sistema de Manutenção – “Histórico de falhas de ativos”.
- Componente de TI: Sistema de Manutenção – “Histórico de manutenção de ativos”.
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – “Planejamento de ciclo de vida”.
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – “Análises de confiabilidade”.
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – “Gerenciamento de riscos”.
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – “Estratégias de manutenção”.
- Componente de TI: Sistema de Manutenção – “Gerenciamento de programas de manutenção”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.4.

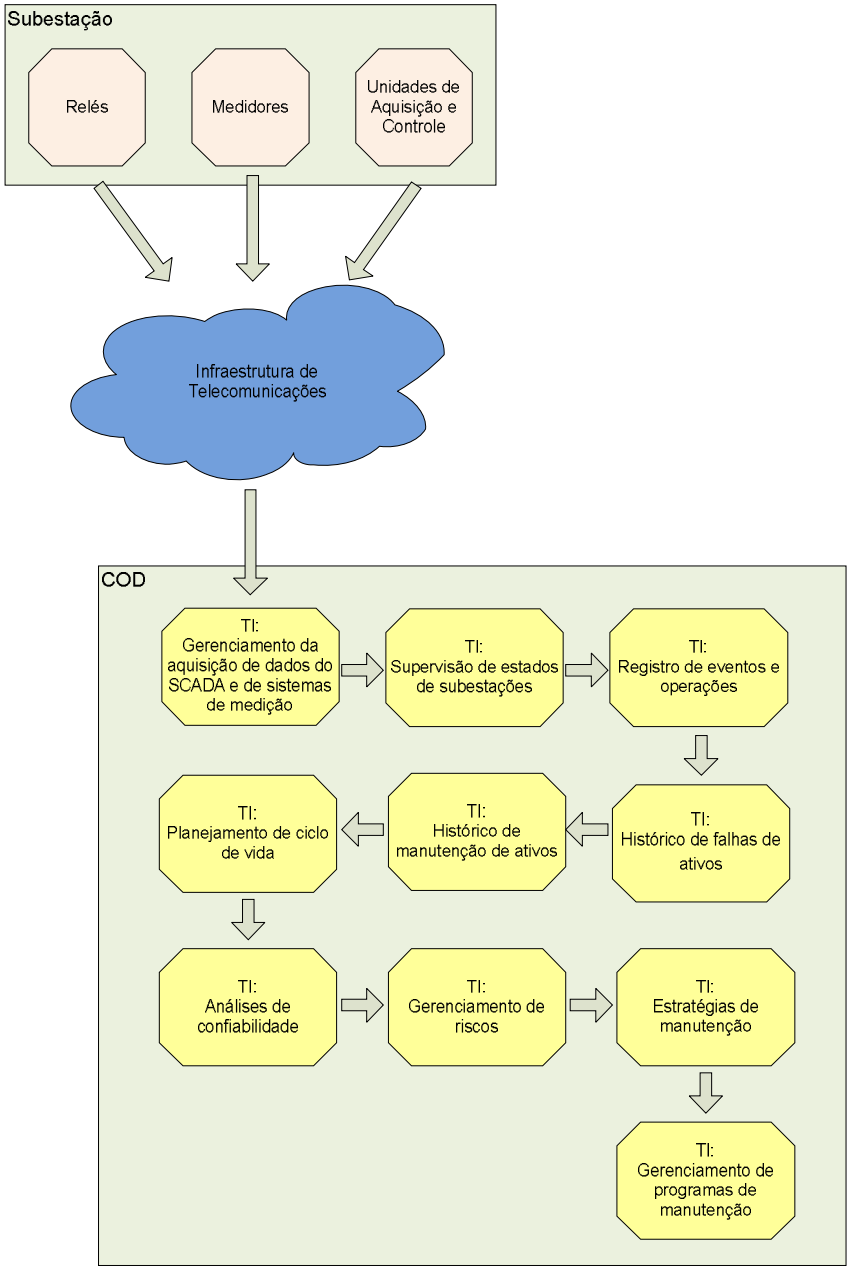


Figura 0.4 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos de Subestações

ESQUEMAS LÓGICOS DE PROTEÇÃO E CONTROLE

Descrição:

Esta funcionalidade está relacionada à utilização da norma IEC 61850 para a elaboração de esquemas de controle e proteção através de canais de comunicação entre diferentes IED's. A referida norma define um padrão de estrutura das informações nos IED's e as formas de troca de informações entre estes com a confiabilidade desejada, obtida através da garantia de interoperabilidade entre os dispositivos.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos transformadores e respectivos bays, se necessário (relés digitais, unidades de aquisição e controle);

Os esquemas lógicos de controle e proteção envolvem apenas os IED' instalados na subestação com canal de comunicação adequado e protocolo que garanta a interoperabilidade do sistema. Como esta rede é interna a subestação e a quase totalidade de subestações já possuem redes de comunicação interna, entende-se não ser necessário o dimensionamento de rede de comunicação para este fim.

PARAMETRIZAÇÃO REMOTA DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Descrição:

Esta funcionalidade consiste na viabilidade de realizar alterações nas parametrizações de dispositivos de proteção, ou IED's em geral, de forma remota, ou seja, de ambiente externo à subestação.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED’s dos transformadores e respectivos bays, se necessário (relés digitais, unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição”.
- Componente de TI: Simulação de cálculos elétricos – “Simulação da Operação: Cálculo de fluxo de potência”.
- Componente de TI: Simulação de cálculos elétricos – “Simulação da Operação: Análise de curto circuito”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Controle de acesso de usuários”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Controles Assistidos: Chaveamento remoto, corte seletivo de cargas, redução de tensão, controle local por equipes de campo”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.5.

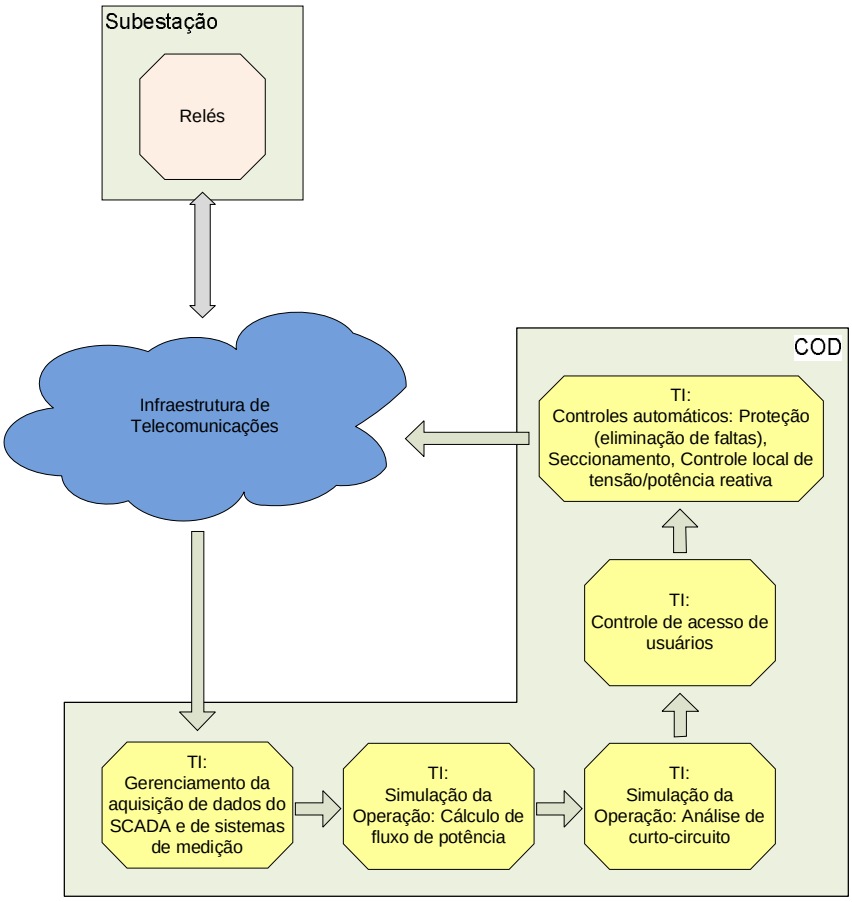


Figura 0.5 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Parametrização Remota de Dispositivos de Proteção

ANÁLISE AUTOMÁTICA DE OSCILOGRAFIA PARA DIAGNÓSTICO DE OCORRÊNCIAS

Descrição:

Esta funcionalidade consiste em diagnosticar desligamentos no sistema de forma automática, com base na aquisição e na análise automática de dados oscilográficos junto aos dispositivos de proteção instalados na subestação.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED’s dos transformadores e respectivos bays, se necessário (relés digitais);
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede (campo, clientes, desligamentos programados ou não)”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição”.
- Componente de TI: OMS – “Operação na rede: Análise da proteção por relés”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.6.

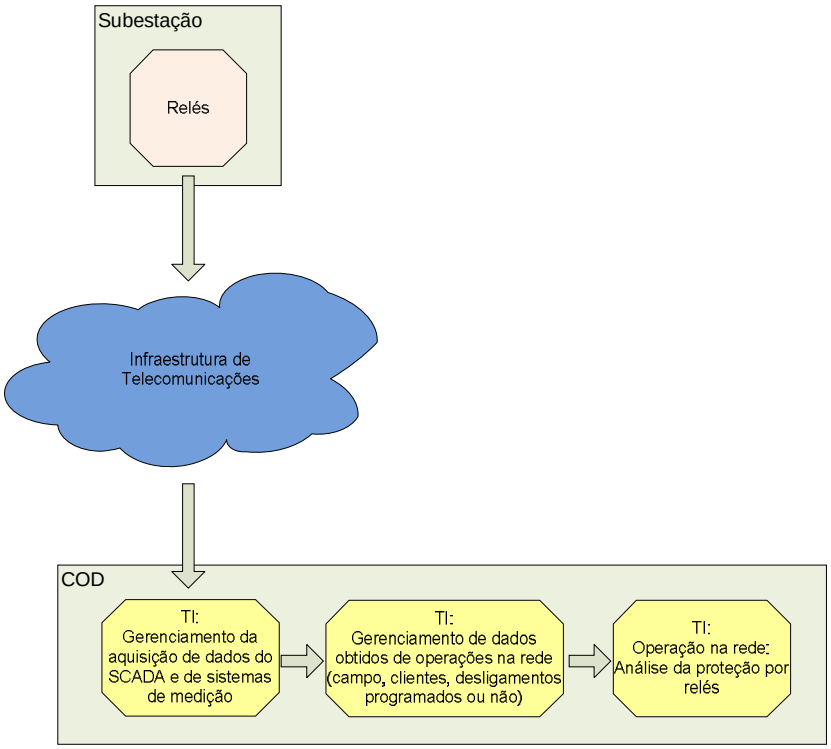


Figura 0.6 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Análise Automática de Oscilografia para Diagnóstico de Ocorrências

FUNCIONALIDADES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO

MONITORAMENTO DE CARREGAMENTO AO LONGO DO ALIMENTADOR

Descrição:

A funcionalidade de monitoramento de carregamento ao longo dos alimentadores de distribuição contempla as seguintes atividades:

- Aquisição remota dos valores de corrente, tensão, potência ativa, potência reativa, energia ativa, energia reativa e cada IED ou dispositivo de medição disponível ao longo do sistema;

- Apresentação dos valores medidos, em tempo real, no Centro de Operação da Distribuição, de forma a permitir ao operador o monitoramento online das condições de carregamento do sistema;

- Armazenamento das informações coletadas em banco de dados adequado e, através destes, construção de curvas de cargas típicas e de tendências, de forma a subsidiar o monitoramento off-line dos carregamentos dos ativos e fornecer ferramenta de auxílio às tarefas de previsão de demanda.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos monitorados (relés digitais, medidores dedicados ou unidades de aquisição e controle);

- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição"

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.7.

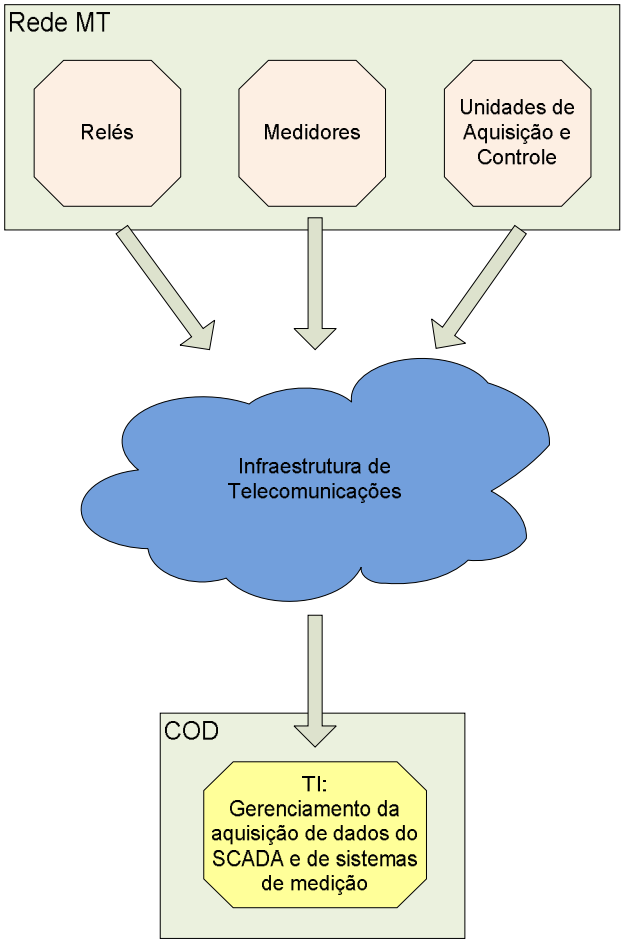


Figura 0.7 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Monitoramento de Carregamento ao Longo dos Alimentadores

TELECOMANDO DE EQUIPAMENTOS DE MANOBRA

Descrição:

A funcionalidade de telecomando de equipamentos instalados na rede de distribuição consiste na execução remota de comandos para acionamento de equipamentos, entendendo-se por acionamentos as ações de abrir/fechar e ligar/desligar.

De forma geral, os elementos contemplados por esta funcionalidade são os equipamentos de manobra (religadores e chaves automáticas), podendo o conceito ser estendido a outros sistemas, como por exemplo, reguladores de tensão.

Esta funcionalidade exige uma precedência da apresentada anteriormente (monitoramento do carregamento), uma vez que, para a execução de manobras, o operador deve ter ciência das condições de carregamento do sistema a fim de efetuá-las de forma segura.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de da rede".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Controle de acesso de usuários".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Controles Assistidos: Chaveamento remoto, corte seletivo de cargas, redução de tensão, controle local por equipes de campo".

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.8.

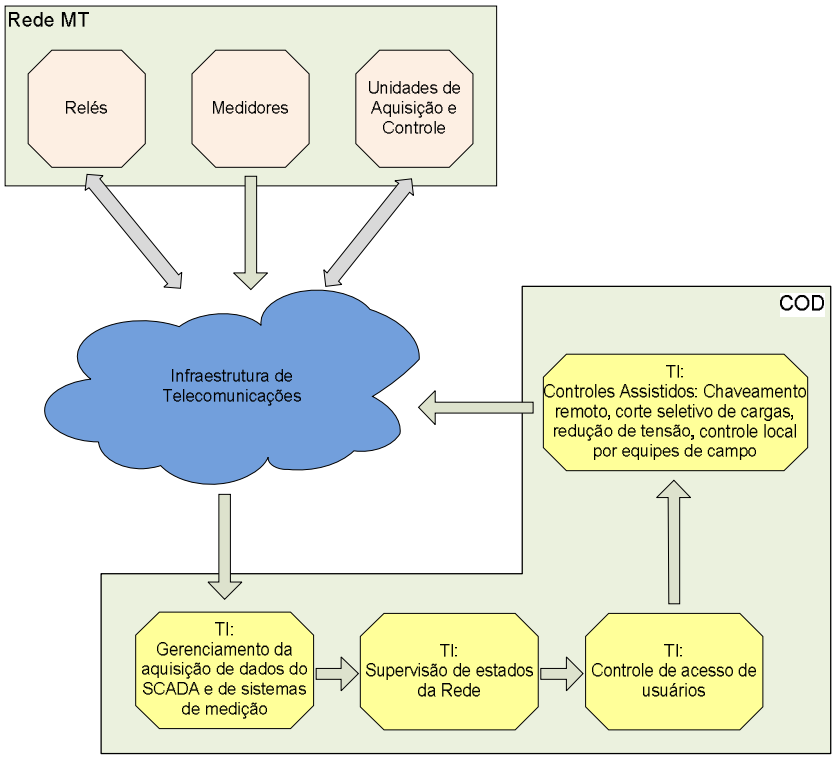


Figura 0.8 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Telecomando de Equipamentos de Subestações

LOCALIZAÇÃO AUTOMÁTICA DE DEFEITO – NÍVEL I (CHAVES E RELIGADORES)

Descrição:

A funcionalidade de localização automática de defeitos, em seu Nível I, consiste em identificar o bloco de cargas onde ocorreu um defeito apenas com o auxílio de informações advindas de chaves automáticas e religadores. Entende-se por um bloco de cargas um trecho de alimentador entre dois equipamentos de manobra.

Visto que esta funcionalidade utiliza as informações advindas dos IED's agregados às chaves automáticas e religadores instalados ao longo dos alimentadores de distribuição, verifica-se que há a precedência da funcionalidade descrita no item 0 em relação a esta.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais e remotas);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de da rede".
- Componente de TI: OMS – "Localização de defeitos".

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.9.

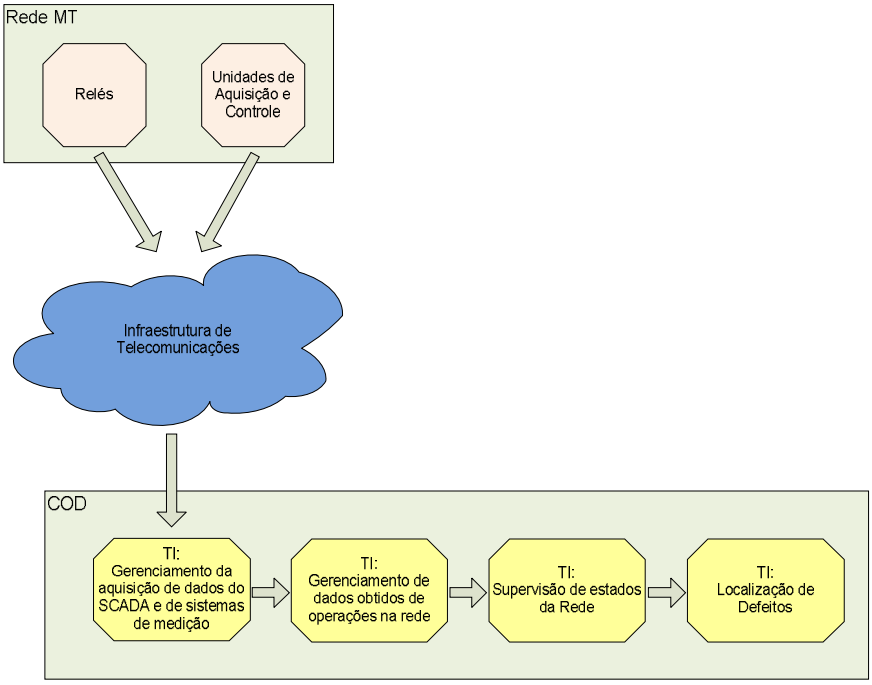


Figura 0.9 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Localização Automática de Defeito – Nível I

LOCALIZAÇÃO AUTOMÁTICA DE DEFEITO – NÍVEL II (CHAVES, RELIGADORES, AMR E/OU LOCALIZADORES DE FALTA MONITORADOS)

Descrição:

Esta funcionalidade consiste em um aprimoramento da apresentada no item anterior. No chamado Nível II da atividade de localização de defeito, além de serem utilizadas as informações advindas das chaves automáticas e religadores, conta-se também com informações advindas de medidores eletrônicos instalados em consumidores e com dispositivos conhecidos como localizadores de falta monitorados, instalados ao longo do alimentador.

Com esses dois recursos adicionais, a localização do trecho em defeito torna-se mais eficiente uma vez que a utilização de informações de desligamentos provenientes diretamente dos medidores do cliente, somadas às informações dos demais recursos disponíveis possibilita a localização exata do bloco onde o defeito ocorreu.

Como esta funcionalidade envolve, entre outros, os recursos utilizados pelo Nível I de localização automática de defeito (vide item 0), há naturalmente a necessidade de precedência daquela em relação a esta.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED’s dos equipamentos comandados (relés digitais, remotas e medidores eletrônicos);
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição”.

- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Supervisão de estados de da rede”.
- Componente de TI: OMS – “Emergências informadas pelo cliente”.
- Componente de TI: OMS – “Localização de defeitos”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.10.

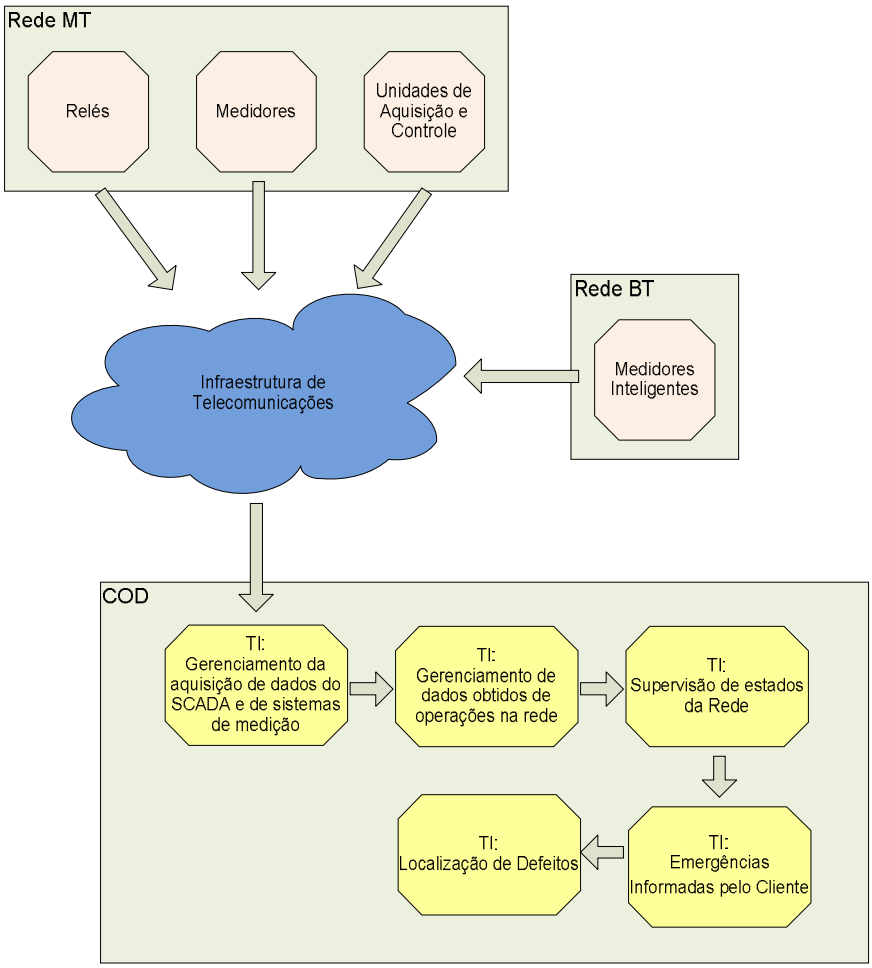


Figura 0.10 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Localização Automática de Defeito – Nível II

ISOLAMENTO AUTOMÁTICO DO TRECHO EM FALTA E RECOMPOSIÇÃO DOS DEMAIS (SELF-HEALING) - NIVEL I (AUTOMAÇÃO LOCAL)

Descrição:

Esta funcionalidade tem como objetivo identificar automaticamente o bloco de carga em falta, isolá-lo através da abertura dos respectivos equipamentos de manobra e executar a recomposição do fornecimento de energia aos demais blocos de carga através da manobra de chave de interligação do circuito em questão com um adjacente.

A funcionalidade em questão envolve a operação sinérgica entre diversos equipamentos de manobra instalados na rede, sendo que a lógica necessária para a realização das manobras é implementada nos próprios IED's, sendo necessários que se estabeleça canal de comunicação entre estes para o intercâmbio de informações.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais, remotas e medidores eletrônicos);

O fluxo de informação e os requisitos de comunicação exigidos por esta função estão representados na Figura 0.11.

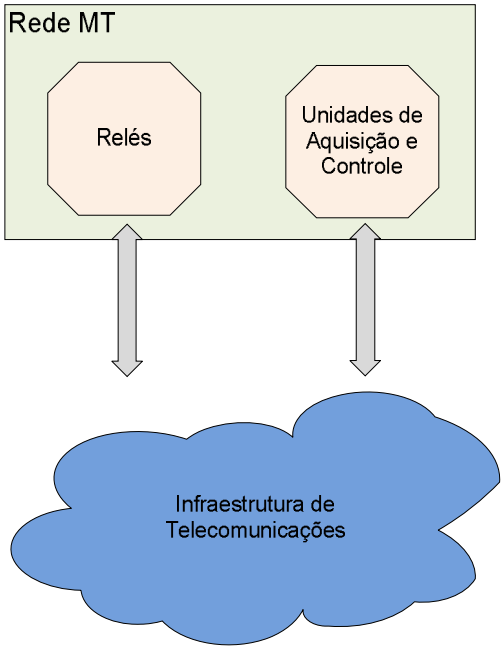


Figura 0.11 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Self-Healing – Nível I

ISOLAMENTO AUTOMÁTICO DO TRECHO EM FALTA E RECOMPOSIÇÃO DOS DEMAIS (SELF-HEALING) - NIVEL II (AUTOMAÇÃO CENTRAL)

Descrição:

Esta funcionalidade possui como objetivos os mesmo da apresentada no item 3.2.3.2.5, quais sejam: identificação do bloco em defeito, isolação deste através de manobras das chaves e posterior restabelecimento dos demais blocos de carga.

Porém, esta funcionalidade utiliza-se de lógica centralizada implementada nos sistemas de TI da empresa, havendo a necessidade de estabelecimento de canal de comunicação dos diversos dispositivos instalados na rede com os sistemas corporativos da empresa.

A implementação desta funcionalidade exige a precedência das funcionalidades apresentadas nos itens 3.2.3.2.1, 3.2.3.2.2 e 3.2.3.2.3/4, uma vez que é necessário o monitoramento da rede, a localização do defeito e o comando remoto dos equipamentos de manobra.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais, remotas e medidores dedicados);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de da rede".
- Componente de TI: OMS – "Localização de defeitos".
- Componente de TI: Cálculos de Rede em Tempo Real – "Perfil de carregamento/tensão".
- Componente de TI: OMS – "Avaliação de restabelecimento de fornecimento de energia".
- Componente de TI: OMS – "Programação de impedimento/liberação de chaves remotas".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Controles automáticos: Proteção (eliminação de faltas), Seccionamento, Controle local de tensão/potência reativa".

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.12.

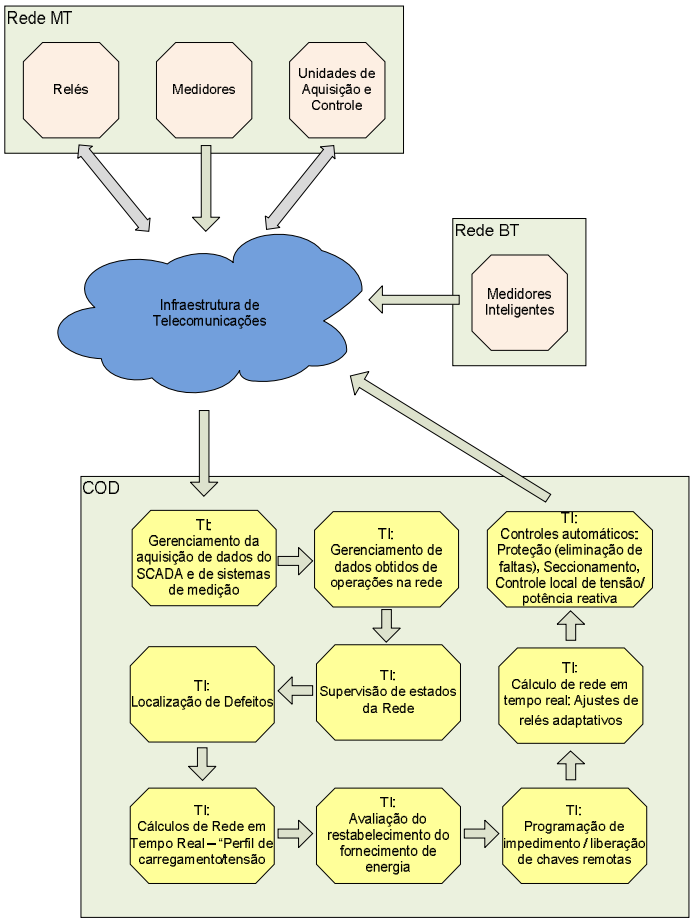


Figura 0.12 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Self-Healing – Nível II

CONTROLE DE TENSÃO/VAR

Descrição:

Consiste em medir o perfil de tensão em diversos pontos da rede on line, fazendo uso, inclusive, de equipamentos instalados para outras finalidades (como por exemplo religadores), processar os resultados dessas medições periodicamente e comandar acionamentos de equipamentos para ajustar o nível de tensão e de reativos no sentido de otimizar a operação da rede, dentre os quais, reguladores de tensão na rede, bancos de capacitores chaveados, taps (automáticos) de transformadores de subestações.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IEDs dos equipamentos comandados (relés digitais, remotas e medidores dedicados);
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede”.
- Componente de TI: Cálculo de rede em tempo real – “Estimativa de carga”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Supervisão de estados de da rede”.
- Componente de TI: Cálculos de Rede em Tempo Real – “Perfil de carregamento/tensão”.
- Componente de TI: Cálculos de Rede em Tempo Real – “Análise do balanço de energia”.
- Componente de TI: Cálculos de Rede – “Cálculo de perdas”.
- Componente de TI: Cálculos de Rede – “Perfil de tensão nos alimentadores”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Controles automáticos: Proteção (eliminação de faltas), Seccionamento, Controle local de tensão/potência reativa”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.13.

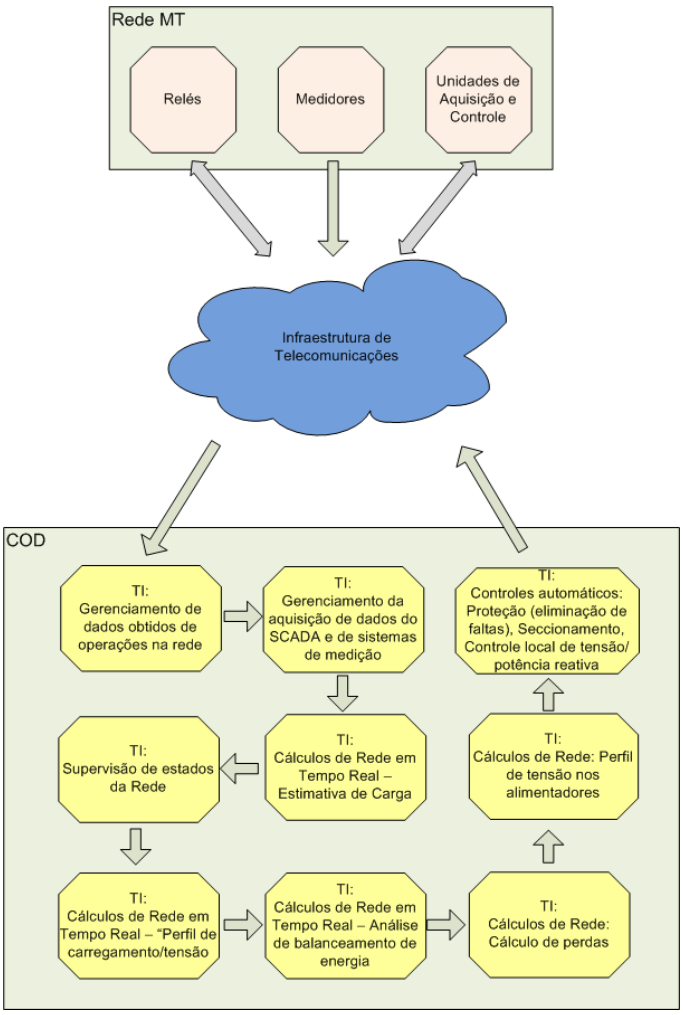


Figura 0.13 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Tensão/VAR

RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA PARA GERENCIAMENTO DOS ÍNDICES TÉCNICOS

Descrição:

Esta funcionalidade consiste em reconfigurar a rede automaticamente através da execução de manobras que envolvam transferências de carga entre alimentadores com o objetivo de otimizar os índices técnicos da rede, como por exemplo, carregamento dos transformadores de subestação e dos alimentadores, perdas técnicas, níveis de tensão etc.

A fim de evitar pequenas interrupções no fornecimento, as manobras de bloco de cargas devem ser realizadas com paralelismo momentâneo, o que obriga os sistemas a constatar a existência de sincronismo entre as diferentes fontes.

As funcionalidades entendidas como precedentes à implementação desta são as apresentadas nos itens 0, 0, 0 e 0.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais, remotas e medidores dedicados);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de da rede".
- Componente de TI: Cálculos de Rede em Tempo Real – "Estimativa de carga".
- Componente de TI: Cálculos de Rede em Tempo Real – "Análise de balanceamento de energia".
- Componente de TI: Cálculos de Rede em Tempo Real – "Perfil de carregamento/tensão".
- Componente de TI: Cálculo de Rede – "Análise de curto circuito".
- Componente de TI: Cálculo de Rede – "Cálculo de perdas".
- Componente de TI: Cálculo de Rede – "Perfil de tensão nos alimentadores".

- Componente de TI: Simulação da Operação – “Simulação de manobras”.
- Componente de TI: Cálculo de Rede – “Fluxo de potência ótimo”.
- Componente de TI: Cálculos de Rede em Tempo Real – “Ajustes de relés adaptativos”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Controles automáticos: Proteção (eliminação de faltas), Seccionamento, Controle local de tensão/potência reativa”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.14.

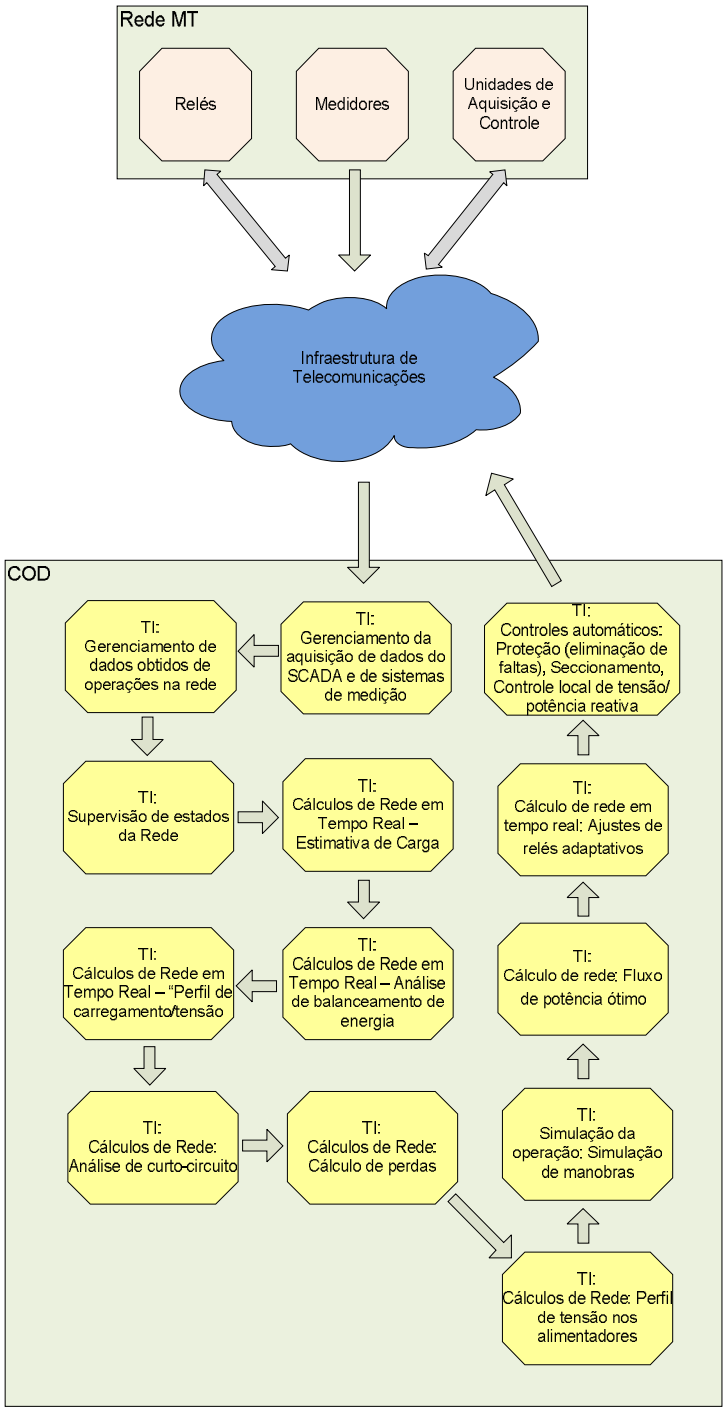


Figura 0.14 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Reconfiguração Automática para Gerenciamento de Índices Técnicos

MONITORAMENTO DE "POWER QUALITY"

Descrição:

O monitoramento da qualidade de energia elétrica inclui a avaliação, ao longo da rede de distribuição, dos indicadores de continuidade de serviço (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC) e dos indicadores de qualidade de produto, especialmente aqueles relacionados com a forma de onda da tensão de fornecimento de energia elétrica.
Na qualidade do produto, devem ser principalmente monitorados os seguintes fenômenos:

- Variações de tensão de curta duração, contemplando não só os afundamentos e elevações de tensão (voltage sags e voltage swells), como também as interrupções de curta duração, que não são contabilizadas pelos indicadores DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC, próprios da avaliação da continuidade de serviço.
- Distorções harmônicas de tensão, a partir dos indicadores de distorção total (DHT) ou das harmônicas individuais.
- Variações de tensão de longa duração contemplando, por exemplo, os indicadores DRP e DRC de duração relativa de tensão nas faixas precária e crítica, bem como os desequilíbrios de tensão.

MANUTENÇÃO PREDITIVA FOCADA NA CONDIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Descrição:

Esta funcionalidade é idêntica à apresentada no item 0, porém voltada aos alimentadores que compõem a rede de distribuição. Assim, os objetivos pretendidos por esta são os descritos no item citado, sendo a particularização da funcionalidade em função dos equipamentos a serem monitorados (condutores, chaves, religadores, transformadores de distribuição etc.).

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais, medidores dedicados, unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de rede".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Registro de eventos e operações".
- Componente de TI: Sistema de Manutenção – "Histórico de falhas de ativos".
- Componente de TI: Sistema de Manutenção – "Histórico de manutenção de ativos".
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – "Planejamento de ciclo de vida".
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – "Análises de confiabilidade".
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – "Gerenciamento de riscos".
- Componente de TI: Gerenciamento de Ativos – "Estratégias de manutenção".
- Componente de TI: Sistema de Manutenção – "Gerenciamento de programas de manutenção".

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.15.

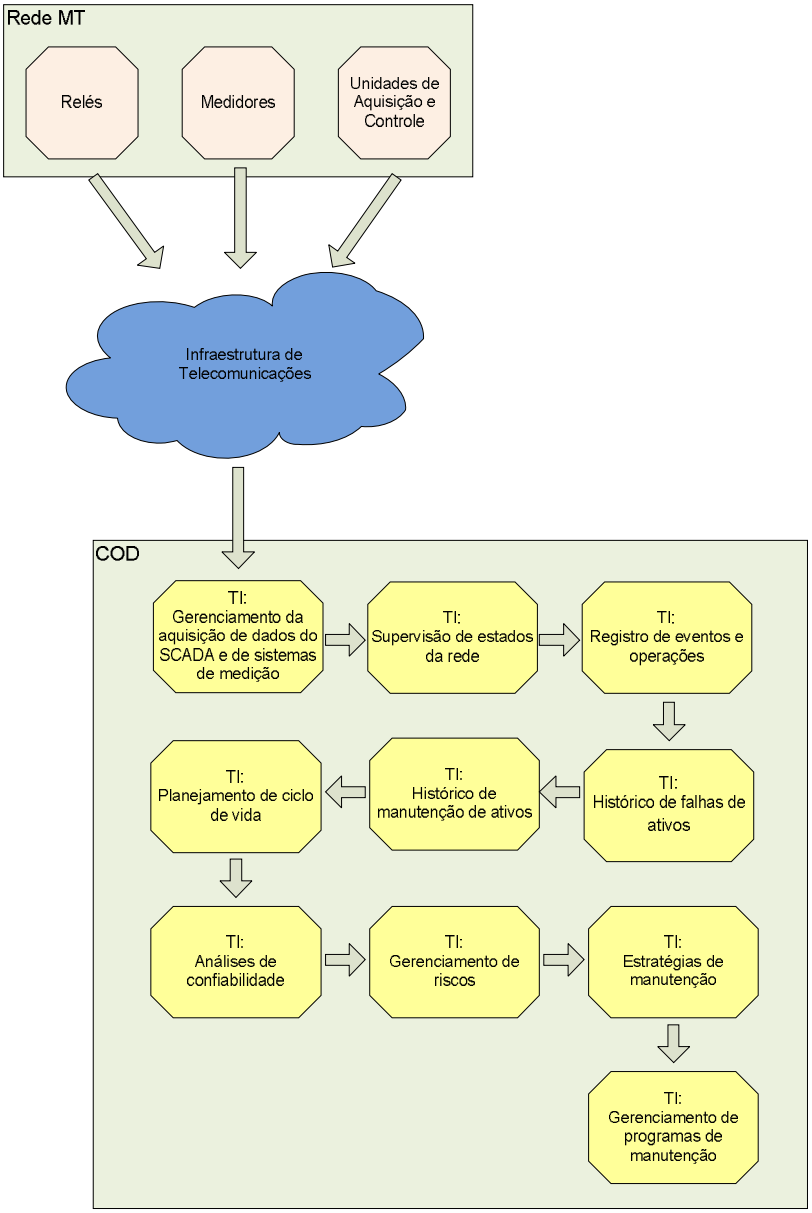


Figura 0.15 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos de Rede

BALANÇO DE ENERGIA NA MÉDIA TENSÃO

Descrição:

Esta funcionalidade contempla o balanço de energia proporcionado pela comparação das medições provenientes dos diversos equipamentos automáticos instalados na rede com as informações de faturamento advindas dos sistemas comerciais da empresa. As medições de energia na saída de um alimentador de distribuição podem ser comparadas às informações de faturamento dos consumidores alimentados por este. Da mesma forma este balanço pode ser realizado com as medições das chaves automáticas, elevando a precisão na identificação de perdas comerciais. Obviamente que o procedimento supracitado deve levar em conta as perdas técnicas existentes na rede em estudo.

Esta funcionalidade possui como precedente a funcionalidade apresentada no item 5.2.1, ou seja, o monitoramento do carregamento ao longo dos alimentadores. Além dessa, a implementação de sistema de medição remota dos consumos (AMR) também é exigida para permitir a realização do balanço de energia distribuída versus consumo.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED’s dos equipamentos comandados (relés digitais, medidores dedicados, unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Supervisão de estados de rede”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Supervisão de manobras”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Registro de eventos e operações”.
- Componente de TI: Sistema SCADA – “Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede (campo, clientes, desligamentos programados ou não)”.

- Componente de TI: Sistema AMR – “Dados de consumo”.
- Componente de TI: Sistema EMS – “Balanço de energia”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.16.

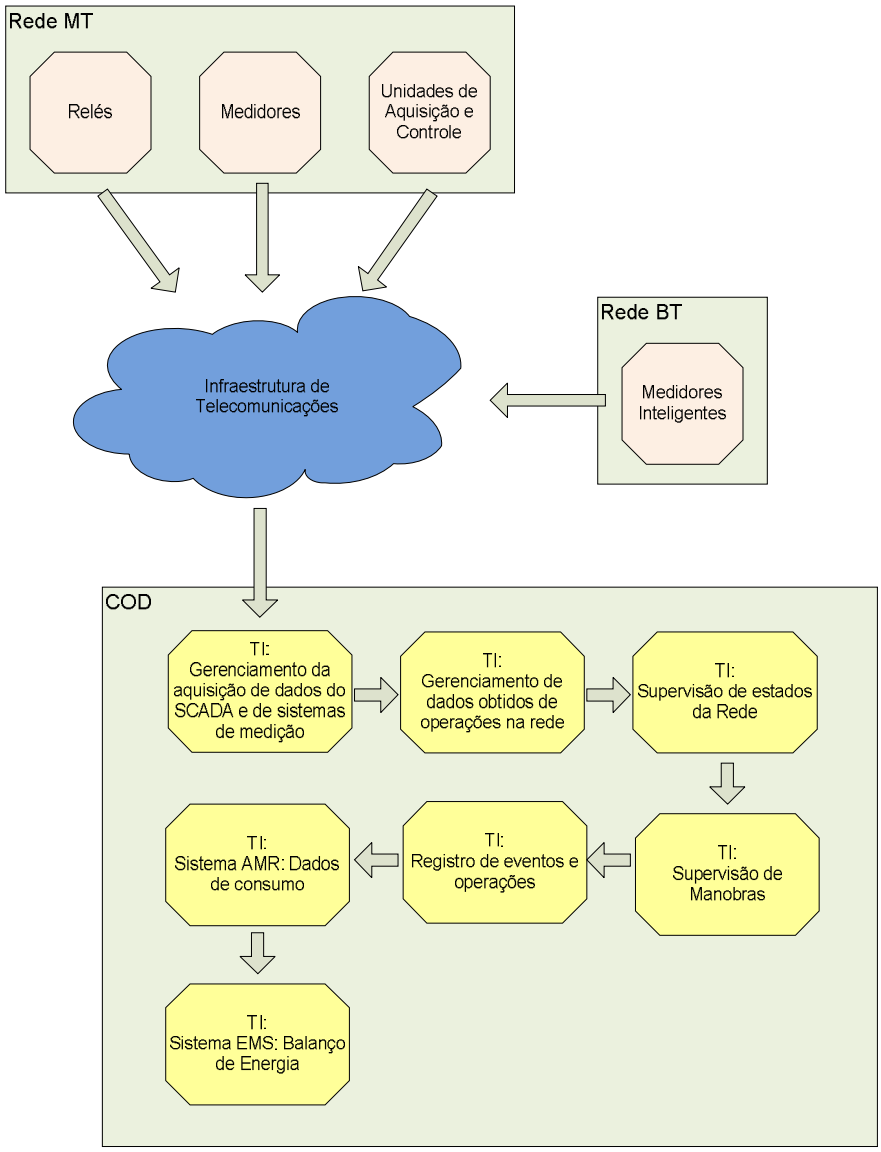


Figura 0.16 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Balanço de Energia

FUNCIONALIDADES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

RESPOSTA A DEMANDA

Descrição:

Esta funcionalidade consiste em prover o consumidor de informações que incentivem hábitos de consumo com o intuito de adequar a curva de carga a uma situação favorável ao dimensionamento e desempenho eficiente do sistema elétrico. Neste trabalho, a informação considerada para a obtenção desta funcionalidade consiste em tarifação dinâmica, onde a variação da tarifa é função das condições operativas do sistema, ou seja, em situações de risco de desligamentos por sobrecarga o valor da tarifa deve ser majorado, e vice-versa.

A viabilização desta funcionalidade depende da implementação de sistema de medição inteligente (AMI), com fluxo de informações nos dois sentidos, uma vez que será necessária a aquisição dos dados de consumo e envio aos consumidores dos sinais tarifários necessários à modulação da curva de carga.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais, medidores dedicados, unidades de aquisição e controle, medidores inteligentes);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento de dados obtidos de operações na rede (campo, clientes, desligamentos programados ou não)".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados da subestação".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de rede".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de manobras".

- Componente de TI: Sistema SCADA – “Registro de eventos e operações”.
- Componente de TI: Sistema AMI – “Dados de consumo”.
- Componente de TI: Sistema AMI – “Modulação de Potência”.
- Componente de TI: Sistema AMI – “Aplicação de tarifa dinâmica”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.17.

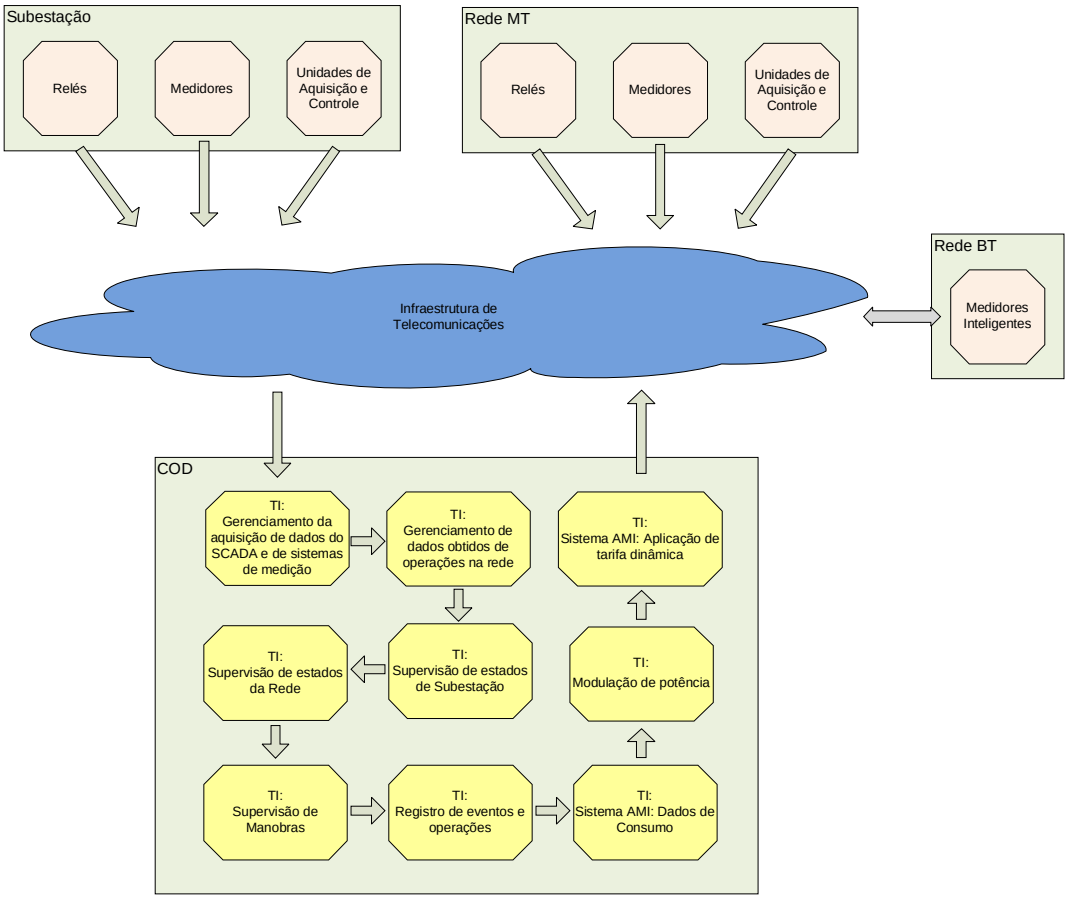


Figura 0.17 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade Resposta a Demanda

REJEIÇÃO DE CARGA PELA BAIXA TENSÃO

Descrição:

Esta funcionalidade consiste em corte seletivo de carga, realizado através de comando enviado ao medidor inteligente instalado no consumidor, em situações onde as condições operativas do sistema apontam para riscos de desligamentos por sobrecarga.

A funcionalidade de rejeição de carga na baixa tensão apresenta os mesmos objetivos buscados pela funcionalidade apresentada no item 0, porém de forma mais eficiente uma vez que o corte de carga pode ser realizado de forma mais precisa.

Ademais, a funcionalidade aqui descrita também contempla a rejeição de carga em função de carregamento crítico dos elementos de rede, instalados fora da subestação.

Equipamentos e Sistemas Envolvidos:

Os equipamentos e sistemas envolvidos pela funcionalidade em questão são os seguintes:

- IED's dos equipamentos comandados (relés digitais, medidores dedicados, unidades de aquisição e controle);
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Gerenciamento da aquisição de dados do SCADA e de sistemas de medição".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de subestações".
- Componente de TI: Sistema SCADA – "Supervisão de estados de redes".
- Componente de TI: Simulação de cálculos elétricos – "Cálculos de rede em tempo real: Perfil de carregamento/tensão".
- Componente de TI: Sistema AMI – "Dados de consumo".

- Componente de TI: Sistema SCADA – “Controles automáticos: Proteção (eliminação de faltas), Seccionamento, Controle local de tensão/potência reativa”.

O fluxo de informação exigido por esta função está representado na Figura 0.18.

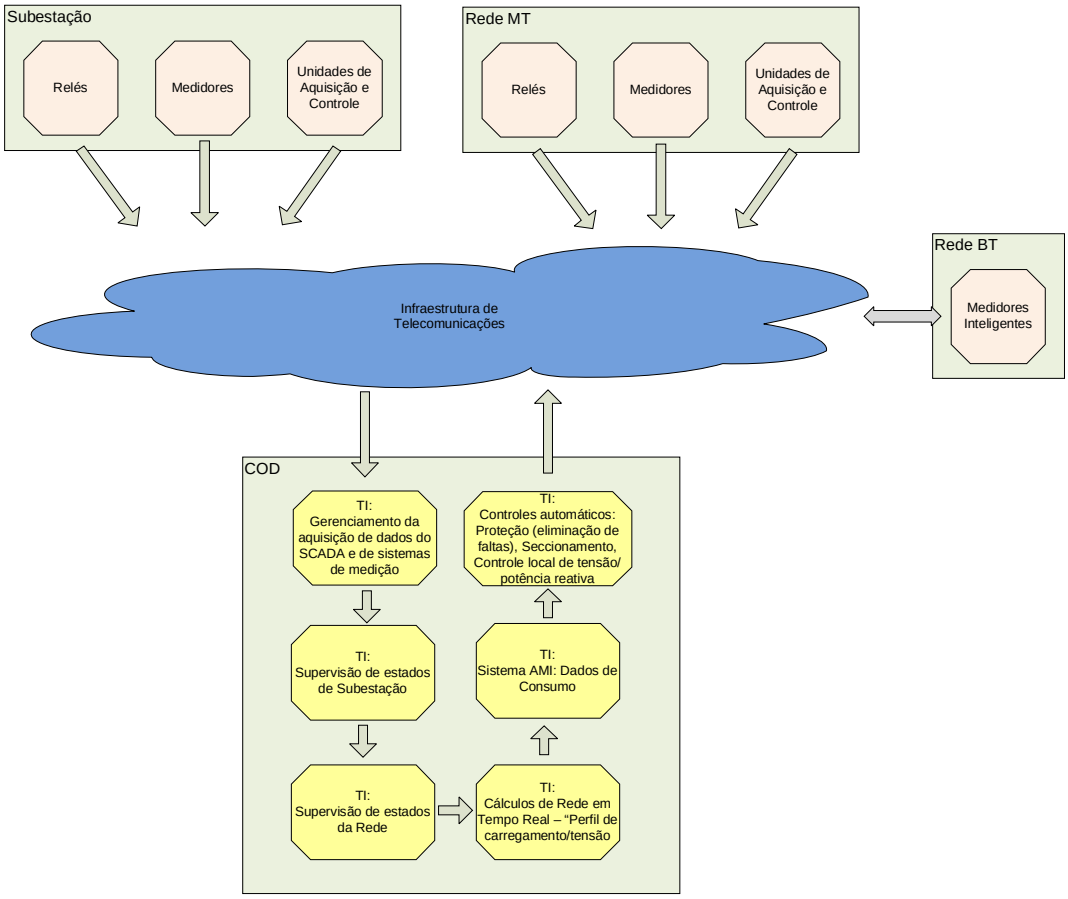


Figura 0.18 - Fluxo de Informação entre Dispositivos e Sistemas da Funcionalidade de Rejeição de Carga pela Baixa Tensão

APÊNDICE II – DEDUÇÃO DAS FÓRMULAS DE BENEFÍCIOS

Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED)

- Benefício – Confiabilidade (equação número [4] – item 4.3.5):

Na ocorrência de defeito em um dos transformadores, a carga é transferida automaticamente para o transformador restante. Assim, quando houver defeito em um dos transformadores ($N_{TSEDEF\,/ANO} - \frac{T_{REP}}{2 \times 8760} \times {N_{TSEDEF\,/ANO}}^2$ = probabilidade de ocorrência de defeito em apenas 1 dos transformadores) evita-se que a carga alimentada pelo transformador em defeito não tenha o fornecimento interrompido durante o tempo de preparação e deslocamento (TL) e o tempo de execução da manobra manual para transferência de carga (TMM).

Porém, considera-se que, em parte das ocorrências (P_{BLOQ}), a referida transferência de carga é impossibilitada por ocasionar sobrecarga no transformador remanescente. Nessas situações a transferência é bloqueada pela lógica implementada.

Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED)

- Benefício – Confiabilidade (equação número [6] – item 4.3.6):

Na formulação deste benefício assume-se que a parcela das transferências de carga antes bloqueadas por limitação de carregamento do transformador restante, tornam-se viáveis desde que parte da carga da subestação seja rejeitada (E_{REJ}).

Modelos de Benefícios do Grupo 3 de Funcionalidades de Subestação de Distribuição (SED)

- Benefício – Confiabilidade (equação número [7] – item 4.3.7):

A formulação do benefício de confiabilidade decorrente do estabelecimento de políticas de manutenção preditiva focada na condição dos equipamentos baseia-se na redução dos defeitos verificados nos transformadores. Esta redução é expressa através de parcela específica (F_{RMAN}) que define a porcentagem de redução do número de defeitos nos transformadores. O benefício, em confiabilidade decorre da redução dos desligamentos devido a defeito em um transformador ($\left(\frac{T_{REP}}{2 \times 8760} \times N_{TSEDEF/ANO}{}^{2}\right)$ = probabilidade de defeito simultâneo em ambos os transformadores, situação em que haveria interrupção do serviço), para o qual a sua respectiva carga seria desconectada durante o tempo de preparação e localização (T_L) além do tempo de reparo do transformador (T_{REP}).

Modelos de Benefícios do Grupo 1 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

- Benefício – Eficiência Operacional (equação número [11] – item 4.3.9):

A formulação do benefício de melhoria da eficiência operacional decorrente de funcionalidade de telecomando de religadores advém da eliminação do tempo necessário à manobra manual destes equipamentos (T_{MM}), que envolve tempos de isolação da área para que o técnico possa executar a manobra. Esse benefício é contabilizado tantas vezes quantas forem as operações de chaves religadoras durante o ano (N_{OP})

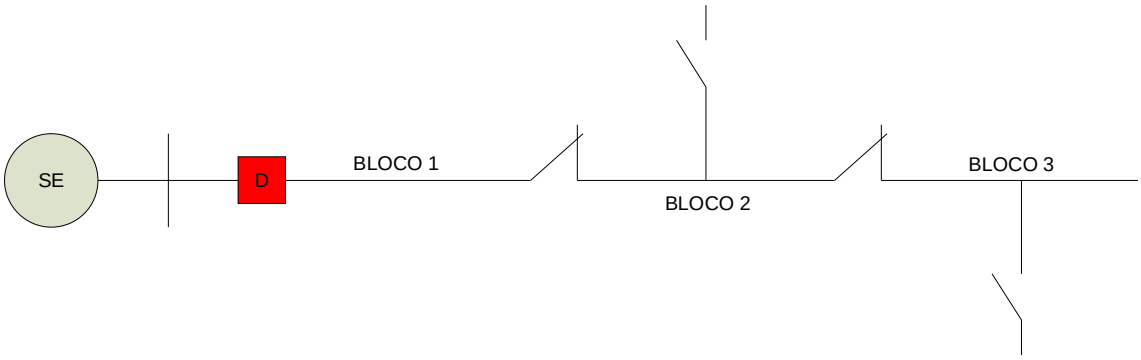
O benefício de melhoria de eficiência operacional referente à funcionalidades de localização automática de defeitos com base nas informações dos religadores fundamenta-se na entre o tempo para localização do defeito sem (T_L) e com (T_{LN1}) a referida funcionalidades.

- Benefício – Confiabilidade (equação número [12] – item 4.3.9):

A formulação do benefício de melhoria da qualidade do serviço decorrente de funcionalidade de telecomando de religadores advém da redução dos tempos envolvidos no isolamento e recomposição de blocos de carga.

Levando-se em conta o modelo de alimentador com 3 (três) blocos de carga com oportunidades de socorro e energia uniformemente distribuída, têm se os seguintes tempos de interrupção para o alimentador sem e com o referido grupo de funcionalidades.

Alimentador sem a funcionalidade:



Tendo em vista que no tronco do alimentador só há equipamento de proteção na saída da subestação, para defeitos em qualquer um dos blocos de carga, os tempos de restabelecimento dos demais blocos envolvem o tempo de preparação mais localização do defeito (T_{LSL}) e o tempo de manobra manual das chaves (T_{MM}). Como a demanda total é uniformemente distribuída, define-se que, para defeitos em cada um dos blocos de carga, os tempos para cálculo da END nos blocos que não o de defeito é calculada através da seguinte fórmula:

$$\frac{2}{3} \times \left(T_{LSL} + T_{MM} \right) \qquad [31]$$

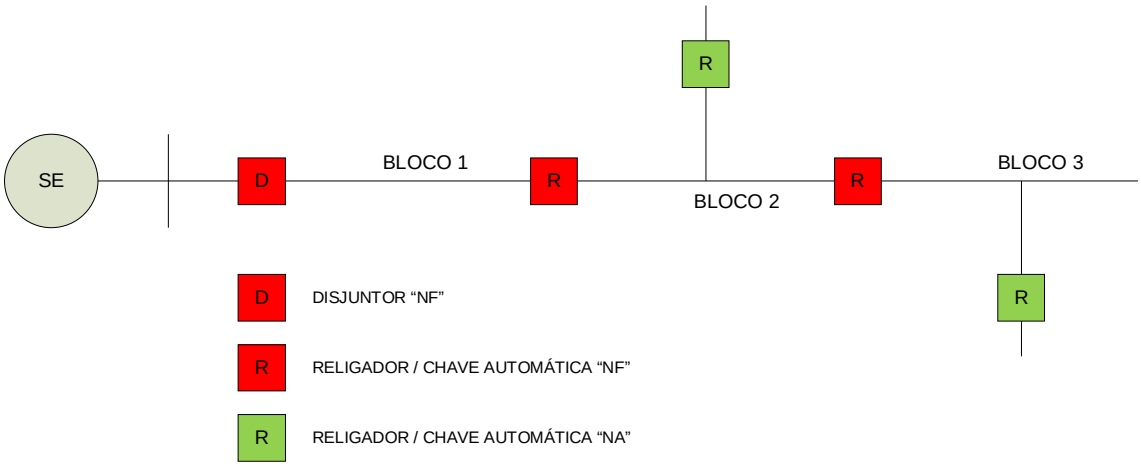
Assim, considerando os 3 (três) blocos de carga, a formulação para o cálculo da END para os blocos que não o de defeito é:

$$3 \times \frac{2}{3} \times \left(T_{LSL} + T_{MM}\right) = 2 \times \left(T_{LSL} + T_{MM}\right) \quad [32]$$

Para o trecho em defeito, o tempo envolvido em sua recomposição, considerando o tempo de reparo (T_{REP}), é o seguinte:

$$\left(T_{LSL} + T_{REP}\right) \quad [33]$$

Alimentador com a funcionalidade:



Para defeitos no bloco 1, os blocos 2 e 3 são afetados durante o tempo de percepção do defeito pelo operador (TPO) e tempo de manobra telecomandada dos religadores (TMT). Para defeitos no bloco 2, o bloco 3 é afetado por estes mesmos tempos e para defeitos no bloco 3 os demais blocos de carga não são afetados. Assim, a formulação dos tempos para cálculo da END nos blocos que não o de defeito é:

$$\frac{2}{3} \times \left(T_{PO} + T_{MT}\right) + \frac{1}{3} \times \left(T_{PO} + T_{MT}\right) = T_{PO} + T_{MT} \quad [34]$$

Para o trecho em defeito, o tempo envolvido em sua recomposição, considerando os tempos de localização com auxílio dos religadores (T_{LN1}) e tempo de reparo (T_{REP}), é o seguinte:

$$\left(T_{LN1} + T_{REP}\right) \quad [35]$$

Assim, o cálculo do benefício envolve a soma das equações [32] e [33] e a subtração das equações [34] e [35], resultando na seguinte equação:

$$\left(T_{LSL} + T_{MM}\right) + \left(T_{LSL} + T_{MM} - T_{PO} - T_{MT}\right) + \left(T_{LSL} - T_{LN1}\right) \quad [36]$$

Modelos de Benefícios do Grupo 2 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

- Benefício – Confiabilidade (equação número [14] – item 4.3.10):

A formulação do benefício de melhoria da qualidade do serviço decorrente do estabelecimento de políticas de manutenção focadas na condição dos equipamentos pode é dividida em duas partes: benefícios advindos da redução de defeitos no tronco do alimentador e benefícios advindos da redução de defeitos nos ramais do alimentador.

Em ambos os casos, atribui-se um fator de redução dos defeitos, motivado pela manutenção preditiva (FRMAN) e um fator que representa a diferença entre o custo da END entre desligamento programados e não programados.

Para os defeitos no tronco, assumindo o modelo de alimentador já apresentado, o benefício se dá na redução dos tempos de interrupção para reparo da rede. Considerando sempre os blocos em defeito, o tempo total verificado para cálculo da END pode ser expresso pela seguinte equação:

$$\frac{1}{3} \times T_{LN1} + \frac{1}{3} \times T_{REP} + \frac{1}{3} \times T_{MT} \quad [37]$$

Soma-se a essa equação, os tempos de manobra telecomandada de chaves religadoras para restabelecimento dos demais blocos de carga na ocorrência de defeitos nos dois primeiros blocos.

$$\frac{1}{3} \times T_{MT} \qquad [38]$$

Somando as equações [37] e [38] e aplicando no tempo de reparo o fator de redução do custo da END para desligamento programados, obtém-se:

$$\frac{2}{3} \times T_{MT} + \frac{1}{3} \times T_{REP} \times F_{REND} + \frac{1}{3} \times T_{LN1} \qquad [39]$$

Para defeitos em ramais, como não há automatismos, em caso de defeitos assume-se o desligamento de toda a carga alimentada por aquele ramal, incidindo sobre todos os consumidores os tempos de localização do defeito e respectivo reparo.

Modelos de Benefícios do Grupo 4 de Funcionalidades de Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

- Benefício – Confiabilidade (equação número [19] – item 4.3.12):

A formulação do benefício de melhoria da qualidade do serviço deste grupo de funcionalidade decorre da redução dos tempos de percepção do operador (T_{PO}) e telecomando dos equipamentos de manobra (T_{MT}), tendo em vista que essas operações passam a ser realizadas de forma automática.

Considerando que para defeitos no primeiro bloco, os tempos citados incidem sobre 2/3 da carga e para defeitos no segundo bloco os tempos incidem sobre 1/3 da carga e, para todos os blocos a taxa de defeitos é de 1/3 x $N_{DEF/ANO}$, têm-se:

$$\frac{1}{3} \times \frac{2}{3} \times (T_{PO} + T_{MT}) + \frac{1}{3} \times \frac{1}{3} \times (T_{PO} + T_{MT}) = \frac{1}{3} \times (T_{PO} + T_{MT}) \qquad [39]$$