

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Maria Clara Ferreira Almeida da Silva

**METODOLOGIA DE SOLUÇÃO APLICADA AO PLANEJAMENTO DA  
EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA.**

Santa Maria, RS  
2016

**Maria Clara Ferreira Almeida da Silva**

**METODOLOGIA DE SOLUÇÃO APLICADA AO PLANEJAMENTO DA  
EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Graduação em  
Engenharia Elétrica, da Universidade  
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como  
requisito para obtenção do grau de  
**Engenheira Eletricista.**

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS  
2016

**Maria Clara Ferreira Almeida da Silva**

**METODOLOGIA DE SOLUÇÃO APLICADA AO PLANEJAMENTO DA  
EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Graduação em  
Engenharia Elétrica, da Universidade  
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como  
requisito para obtenção do grau de  
**Engenheira Eletricista**

**Aprovado em 08 de julho de 2016:**

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Magdiel Schmitz (UFSM)**

---

**Criciele Castro Martins (UFSM)**

Santa Maria, RS

2016

## DEDICATÓRIA

*À nossa luta diária,  
Por ser maior, por ser melhor.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a todos que fizeram este trabalho se tornar possível. Em especial ao meu orientador, Prof. Daniel Pinheiro Bernardon, pela sua dedicação e conhecimento compartilhado e ao grupo AES Energia SA, por disponibilizar os relatórios e dados para a análise e construção deste.

Aos meus colegas e tutor do Programa de Educação Tutorial, que me ensinaram a acreditar no meu potencial e superar minhas expectativas.

Aos meu pai João Almeida e à minha mãe Ionice Ferreira, por me darem uma vida cheia de privilégios, oportunidades e, principalmente, de amor e valores que construíram o meu caráter e contribuíram na conquista desta graduação.

À minha irmã Cristhiane, pelos conselhos e por dividir comigo suas experiências, objetivos e sua força de superar cada queda e conquistar meus ideais.

Ao meu companheiro Vinicius, pela motivação diária e por me impulsionar em busca dos meus sonhos, conquistando o melhor de mim no melhor de nós.

Às mulheres da minha vida, que me ensinaram a sororidade, a força e a luta por um mundo mais justo e igualitário. Mãe, mana, Leleti, tia Zuzu, Taís, Laura, Camila, Cecília, obrigada!

“O presente não é um passado em potencial, ele é o momento da escolha e da ação.”

(Simone de Beauvoir)

## RESUMO

### **METODOLOGIA DE SOLUÇÃO APLICADA AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

AUTORA: Maria Clara Almeida  
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

A renovação tecnológica alinhada à regularização das iniciativas que promovem a implementação do conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI) têm provocado mudanças significativas na dinâmica tradicional de planejamento da expansão e solução de problemas presentes dos sistemas que esta abrange. Caracterizando-se por integrar diversas tecnologias, este trabalho propõe uma metodologia inovadora para promover, de maneira sistêmica, a tomada de decisão em se tratando do planejamento e da expansão dos sistemas de distribuição e aplica a mesma em um sistema de topologia real e promovendo soluções viáveis ao plano de obras das concessionárias de energia.

**Palavras-chave:** Sistemas de distribuição, Eficientização energética, Redes Elétricas Inteligentes.

## **ABSTRACT**

### **SOLUTION METHODOLOGY APLIED ON EXPANSION PLANNING OF ELECTRIC ENERGY DISTRIBUCTION SYSTEMS**

**AUTHOR: MARIA CLARA FERREIRA ALMEIDA DA SILVA  
ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON**

The technological renewal, aligned with the regulation of initiatives that promotes SmartGrid concept implementation has caused significant changes in the traditional dynamics of expansion planning and solution of the covered systems. Characterizes by integrating different technologies, this paper proposes a new methodology that promotes systematically decisions-making on expansion planning of distribution systems and apply it in a real topology.

**Keywords:** Distribution systems, Energy efficiency, SmartGrid.



## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.2 – Dados técnicos dos equipamentos da rede .....	55
Tabela 3.3 - Projeção de Demanda no horizonte de planejamento .....	57
Tabela 3.4 - Confiabilidade do sistema.....	58
Tabela 3.5 – Projeção do diagnóstico do AL 32 para o patamar de carga crítico .....	59
.....	59
Tabela 3.6 – Projeção do diagnóstico do alimentador AL32 para o patamar de carga crítico no horizonte de 5 anos. ....	60
Tabela 3.7 – Características do condutor 1/0CA. ....	64
Tabela 3.8 – Características do condutor 4/0CA. ....	64
Tabela 3.9 – Características do condutor 336,4CA. ....	65

## LISTA DE IMAGENS

Figura 1.1 - Oferta interna de Energia Elétrica no Brasil em 2014 (OIEE).....	19
Figura 1.2 - Diagrama simplificado do sistema de distribuição de energia elétrica	
.....	21
Figura 1.3 - Fluxo de seções do planejamento da expansão.....	26
Figura 1.4 - Fluxograma do planejamento da expansão.....	28
Figura 1.5. Projeção de crescimento da demanda de energia por segmento de	
consumo.....	33
Figura 2.1 -Visão geral da metodologia .....	40
Figura 2.2 - Possíveis soluções para os critérios de planejamento. ....	42
Figura 2.3 - Rede de distribuição: (a) configuração original (b) primeira	
reconfiguração.....	43
Figura 2.4 - Segunda reconfiguração. ....	43
Figura 2.5- Processo de Análise Hierárquica.....	48
Figura 3.1 - Funcionalidades do <i>Planning Smart Management</i> .....	51
Figura 3.2 - Algoritmos cadastrados no PSM .....	51
Figura 3.3 - Critérios de planejamento setados no PSM.....	52
Figura 3.4 - Critérios de necessidade de melhoria no <i>PSM</i> .....	52
Figura 3.5 –Topologia da SE- URU3 .....	53
Figura 3.6 –Taxa de Crescimento extratificada de 4,7% aplicada à carga da SE-	
URU3 .....	54
Figura 3.7 –Topologia do alimentadorAL 32 .....	54
Figura 3.8 – Curva de carga de um consumidor característico do AL 32 .....	56
Figura 3.9 - Patamares de Carga .....	58
Figura 3.10 -Resultados da execução do Fluxo de Potência pela plataforma	
<i>PSM</i> .....	59
Figura 3.11 –Topologia da rede analisada: Diagnóstico para ano base. ....	61
Figura 3.12 –Topologia da rede analisada: Diagnóstico para ano 5.....	61
Figura 3.13 – Soluções propostas pela plataforma <i>PSM</i> .....	63

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de interrupção individual
DICRI	Duração da Interrupção Individual em dias Críticos por unidade consumidora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora
DRC	Duração Relativa da transgressão para tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da transgressão para tensão Precária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por unidade consumidora
FO	Função Objetivo
FP	Fator de Potência
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICC	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
NOS	Operador Nacional do Sistema
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional formulada pela ANEEL
PSM	Planning Smart Manager
Pu	por unidade
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REI	Redes Elétricas Inteligentes
ROL	Receita Operacional Líquida
RT	Regulador de Tensão
SD	Sistema Elétrico de Distribuição
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	Subestação
SED	Subestação de Distribuição

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição

## CONTEÚDO

INTRODUÇÃO.....	14
CAPÍTULO 1.....	17
Sistemas de Distribuição e Critérios de Planejamento da Expansão .....	17
1.1 O Sistema Elétrico de Potência brasileiro e suas peculiaridades.....	18
1.1.1 Características do sistema de distribuição .....	20
1.2 Aspectos do Planejamento da expansão de sistemas de distribuição.....	22
1.3 DIRETRIZES DO Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.....	24
1.3.1 Fluxo de potência .....	30
1.3.2 Previsão de demanda.....	31
1.4 Restrições e critérios de Planejamento .....	34
1.5 Soluções de Planejamento.....	36
CAPÍTULO 2.....	39
2 Metodologia inovadora na expansão e solução de sistemas de distribuição.....	39
2.1 Critérios de planejamento.....	40
2.2 Soluções Propostas.....	41
2.2.1 Reconfiguração de Rede.....	43
2.2.2 Construção de rede nova .....	44
2.2.3 Reforço de rede existente .....	44
2.2.4 Complementação de fase.....	45
2.2.5 Equipamentos Especiais – Alocação e Deslocamento de Bancos de Capacitores e Reguladores de tensão. ....	45
2.3 Método de priorização de obras - Análise Hierárquica de Processo (AHP).....	47
2.3.1 Critérios de tomada de decisão.....	48
CAPÍTULO 3.....	50
3 Estudo de caso .....	50
3.1 A plataforma Planning Smart Management.....	50
3.2 Características do sistema de distribuição estudado .....	52
3.3 Diagnóstico do sistema .....	57
3.4 Soluções propostas.....	62
3.4.1 Obra 1: Complemento de fase .....	63
3.4.2 Obra 2: Recondutoramento de 12,741km de rede .....	64
3.4.3 Obra 3: Recondutoramento de 5,637km de rede .....	64
3.4.4 Obra 4: Recondutoramento de 4,120km de rede .....	65
3.4.5 Obra 5: Alocação de Regulador de tensão.....	65
4 CONCLUSÕES.....	66
Bibliografia.....	67
Anexo I - Indicadores de Continuidade do Serviço de distribuição de energia elétrica.....	70
Anexo II – Classes e Faixas de consumidores cadastrados no <i>Planning Smart Management</i> .....	72
Anexo III – Curvas de carga características dos consumidores estudados. ....	73
Anexo IV – Cabos cadastrados no <i>Planning Smart Management</i> .....	75
Anexo V – Custos Modulares cadastrados no <i>Planning Smart Management</i> .....	79

## INTRODUÇÃO

O Brasil, como um país continental e amplamente povoado, apresenta diversas peculiaridades no seu sistema de distribuição, tais como grandes extensões de rede, cargas de diferentes características, distribuídas de forma desuniforme e que resultam em elevadas quedas de tensão. Estas características somadas ao crescimento da demanda energética, devido ao crescimento populacional, tornam o sistema de distribuição de energia elétrica bastante desafiador em relação às condições de operação e fornecimento de energia, que apresentam grande necessidade de sistemas eficientes para abastecer e suprir esta demanda com qualidade.

Devido a essas demandas e características, o setor público decidiu, na década de 90, privatizar parte do setor elétrico e, desde então, as empresas vêm adotando medidas para adequar e renovar o sistema elétrico brasileiro. Com o objetivo de fiscalizar e regulamentar essa prestação de serviços, em 1997 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com o intuito de normatizar as ações tomadas para que a padronização da rede elétrica de todo o país ocorresse de forma concisa e tendo como objeto principal de estudo a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias através de indicadores pré estabelecidos. Concomitantemente à criação ANEEL, o Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, foi substituído pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e assim a interligação dos sistemas elétricos de todo o país se fez possível.

Com intuito de definir regras específicas, a ANEEL publicou resoluções que estabeleciam disposições acerca da continuidade da prestação do serviço (Normativa 024/2000) e da conformidade dos níveis de tensão e em regime permanente (Normativa 505/2001). Posteriormente revisadas, atualizadas e publicadas como Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) define os parâmetros do sistema de distribuição brasileiro, normatiza a relação entre distribuidoras e demais agentes do sistema elétrico e têm como objetivo garantir a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia elétrica presentes no Brasil, estabelecendo diretrizes e requisitos mínimos necessário para garantir a qualidade do produto entregue e, conseqüentemente, a satisfação do cliente.

Conduzida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), a regulação técnica tem atribuições relacionadas ao estabelecimento e cumprimento de regras referentes aos procedimentos de planejamento da expansão, acesso a operação e medição de sistemas e gerenciamento de demanda, estabelece as condições gerais de fornecimento e

indicadores de qualidade do serviço e do produto, assim como garante políticas públicas de acesso à energia e tarifas sociais. Todas essas atribuições permitem o estudo e análise da rede existente, suas características que devem ser evoluídas e as possíveis expansões e alterações que dependem de um planejamento adequado.

Na conjuntura do modelo atual de sistema elétrico e da crescente demanda por energia elétrica, a adequação do agrupamento existente e a implementação e aquisição de tecnologias mais eficientes no setor vêm, cada dia mais, mostrando-se de suma importância na garantia de eficiência do serviço prestado. Dado o cenário econômico e a necessidade de melhorias no setor, o planejamento estratégico e a análise do sistema de distribuição para a sua expansão é uma das principais incumbências do setor elétrico em se tratando de distribuição, visto que a sistematização do estudo elétrico somado ao ambiental e econômico visa a alocação ideal dos recursos disponíveis com o objetivo de otimizar o sistema e o serviço. Seguindo esta premissa, viu-se a necessidade da melhoria na metodologia do planejamento de obras e adequações, visando a expansão do sistema elétrico de forma concisa.

Ainda em se tratando do cenário atual, as mudanças recentes no mercado com a regularização da Geração Distribuída (GD) e a necessidade da inserção de novas tecnologias provenientes das Redes Elétricas Inteligentes (REI) no sistema de média e baixa tensão (SDMT e SDBT), assim como as técnicas associadas ao gerenciamento de carga, tornam a importância do planejamento dos sistemas de distribuição um tema com maior importância trazendo consigo uma série de novos desafios a serem superados (BERNARDON, PFITSCHER, *et al.*, 2015).

Para a modernização e automatização do sistema, é de suma importância o desenvolvimento de metodologias e ferramentas que se adequem aos novos cenários, analisando-os de forma dinâmica e integrada, além de otimizada.

Dada esta informação, neste trabalho serão realizadas análises do sistema de distribuição de energia elétrica dada a metodologia tradicional de projeção e planejamento da expansão destes. A proposta de uma nova metodologia, capaz de avaliar e determinar soluções de planejamento a partir de diferentes variáveis, propondo melhorias que visam garantir o atendimento da demanda e o cumprimento das normas definidas no PRODIST de forma eficiente, mantendo a qualidade do serviço e do produto entregue, adotando critérios de planejamento baseado em dados de mercado e do crescimento da demanda energética e o seu comportamento.

Este estudo tem como objetivo geral propor um método para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição, de modo a atender os requisitos de qualidade e continuidade do

serviço prestado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, através da análise de diversos cenários.

Para alcançar o objetivo geral deste estudo, são propostos os seguintes objetivos específicos:

- Diagnosticar as redes de distribuição;
- Definir as taxas de crescimento de demanda;
- Definir restrições de carregamento e níveis de tensão;
- Definir critérios para as soluções de planejamento;
- Propor soluções de planejamento.



### **SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO**

A energia elétrica é um insumo essencial na qualidade de vida da sociedade e a sua disponibilidade promove melhorias qualitativas no dia a dia, proporcionando benefícios incontáveis nos mais diversos pontos de vista, seja no aumento da produtividade econômica de modo geral (serviços ou manufatura) até o bem estar da população. Promovendo o desenvolvimento econômico e social, a alocação dos serviços de energia dependem da combinação de infraestrutura, tecnologia e investimentos no suprimento de energia (GOLDEMBERG e MOREIRA, 2005).

Quando falamos de energia elétrica, não podemos deixar de citar a vasta cadeia de processos que abrange o sistema elétrico de potência (SEP) que, de forma sucinta, engloba a geração, transmissão e distribuição de energia. A geração baseia-se na transformação de energia, seja ela cinética, mecânica, térmica, ou nuclear, em energia elétrica. A transmissão, por sua vez, é o processo de transportar a energia gerada nas usinas para pontos melhor localizados em relação aos centros de utilização. E por fim, a distribuição dessa energia gerada e transmitida que, segundo a ANEEL(2016a) se caracteriza por ser o segmento do setor elétrico que se dedica ao rebaixamento da tensão que chega do sistema de transmissão e que é responsável pela conexão entre as centrais geradoras e o consumidor, permitindo o fornecimento de energia elétrica ao mesmo.

Dada a importância da distribuição de energia na visão geral, a qualidade desse serviço, prestado pelas concessionárias de distribuição de energia assim como os demais agentes do SEP, é imprescindível. Observando as circunstâncias que tem, gradativamente, promovido mudanças significativas no planejamento do sistema elétrico tradicional, tais como o ambiente regulado a partir de normativas e fiscalização, a primazia da qualidade de energia como produto e serviço, a relevância da análise do papel dos riscos operacionais e corporativos, alinhados à visão corporativa baseada na economia ,tendem a causar um interpretação inovadora do modelo de planejamento, objetivando a integração do mercado de forma eficiente e socialmente responsável (LUSVARGHI, 2010).

Por consequência, os agentes do sistema elétrico devem se preocupar com a continuidade do fornecimento e garantir o atendimento dos indicadores individuais e coletivos determinados

pela normativa da ANEEL. Ainda em relação à qualidade do serviço, deve-se sempre prezar por investimentos em relação à expansão do sistema e na solução dos problemas pontuais que o mesmo apresenta, em que as características e determinações desse quesito são abordadas também no PRODIST.

A evolução nos estudos e pesquisas referente à valorização da energia elétrica de qualidade e a necessidade da tecnologia aplicada ao SEP, fez com que o investimento relacionado à prática da venda de energia fosse regulamentado. A fim de definir medidas de incentivo à pesquisa e desenvolvimento (P&D) dentro das universidades e das empresas e voltadas para a comunidade, o governo federal, juntamente das agências regulamentadoras do setor, promulgou a Lei nº9.991/2000, sendo que esta determina às empresas do setor energético a realização de investimentos relacionados a sua receita operacional líquida (ROL), para este fim, e a publicação das condições desta prática, assim como para a realização da avaliação e o acompanhamento dos resultados dos projetos, por conta da ANEEL no *Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica* (ANEEL, 2016a). Tais medidas fomentaram propostas de modernização do setor energético, incluindo o objeto deste estudo, o sistema de distribuição de energia e a importância do planejamento da sua expansão (POMPERMAYER, DE NEGRI e CAVALCANTE, 2011).

Neste capítulo será abordado inicialmente um apanhado acerca do sistema elétrico de potência brasileiro, apresentando as premissas e conceitos básicos a respeito deste, assim como suas principais peculiaridades em se tratando de distribuição de energia elétrica. Seguido disto, será apresentado os critérios de planejamento da expansão e desenvolvimento do sistema como um todo, abordando a metodologia tradicional e suas etapas, abrangendo o cálculo do fluxo de potência e de previsão de demanda. Ainda neste capítulo serão apresentados os critérios e restrições de planejamento e por fim as soluções propostas para cada uma das restrições.

## 1.1 O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA BRASILEIRO E SUAS PECULIARIDADES.

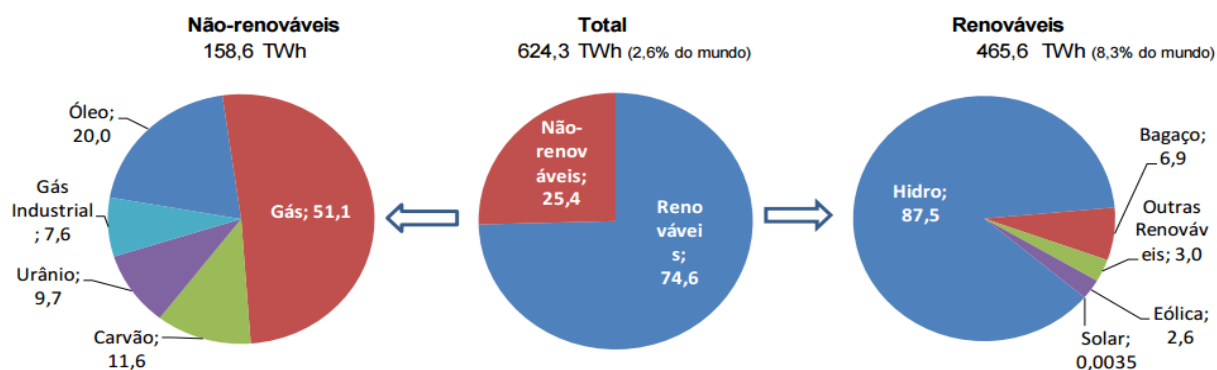
O sistema elétrico de potência brasileiro é um grande aglomerado que envolve empresas do setor público e privado dividido basicamente nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, cada um com as suas particularidades, entre si e em relação aos

SEP mundial. Seja pela sua dimensão, pela interligação dos sistemas ou pela sua matriz energética, o Brasil apresenta um comportamento energético diferente do resto do mundo.

A fim de manter o sistema com um bom funcionamento e garantir a qualidade do serviço de cada um dos setores, agentes do setor público e privado se dedicam, integrando os diversos segmentos. São eles a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Cada um destes agentes têm seu papel fundamental na estruturação e controle do sistema, otimizando-o.

Atualmente a geração de energia elétrica no Brasil é majoritariamente centralizada. Segundo Falcão (2010), essa forma convencional de geração, que consiste em grandes usinas distantes dos centros de consumo, vêm perdendo seu espaço com a implementação de pequenas centrais de geração que utilizam fontes não convencionais e que exigem uma atenção maior no desenvolvimento de técnicas de despacho. Tais técnicas devem acomodar as características sazonais e intermitentes. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (2015), no ano de 2014 a geração de energia se manteve majoritariamente renovável, com a hegemonia das usinas hidrelétricas, responsáveis por 65,2% da estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) do Brasil e ofertando cerca de 407 TWh do montante de 624,3 TWh daquele ano, como mostra a Figura 2.1, acentuando-se e cedendo espaço à outras fontes renováveis, como eólica e biomassa de bagaço de cana, diversificando nossa matriz de energia.

Figura 1.1 - Oferta interna de Energia Elétrica no Brasil em 2014 (OIEE)



Fonte: (ENERGIA, 2014)

Em se tratando do sistema de transmissão de energia elétrica, a extensão geográfica e o perfil econômico do país deram origem a diferentes sistemas elétricos de transmissão, separando em regiões dos mercados com diferentes tipos de desenvolvimento. A importância deste sistema se dá devido às grandes distâncias entre centros de consumo e de geração,

tornando-o necessário na entrega da energia gerada para os consumidores. De acordo com Myrda, P., & Donahoe, K. (2007) o processo de automação e integração das subestações com o sistema de transmissão através de dispositivos mais modernos tende a melhorar o cenário quando se trata da supervisão e controle de perturbações. Segundo Pires (2000), o Sistema Interligado Nacional (SIN), projeto que liga os sistemas Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste, também é de caráter preventivo na ocorrência de perturbações, já que estas podem resultar em desligamentos de grandes conglomerados.

Ainda dentro das particularidades do SEP brasileiro, o sistema de distribuição de energia elétrica, objeto de análise deste trabalho, apresenta características pertinentes quanto à realização de análises ou projetos, tais características serão apresentadas na próxima sessão.

### **1.1.1 Características do sistema de distribuição**

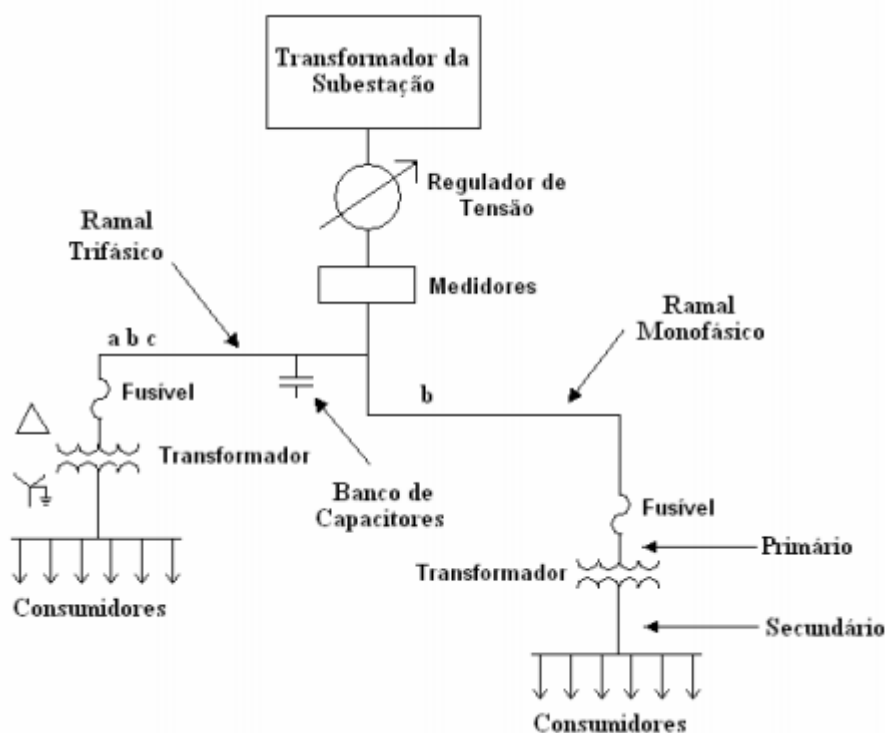
A relevância do sistema de distribuição na composição do SEP se dá não só pela dimensão dos investimentos necessários para o bom funcionamento deste, mas também pelo valor do serviço prestado, que deve garantir ao consumidor qualidade e confiança quanto à continuidade deste. (ELETROBRAS, 1982)

O sistema brasileiro de distribuição de energia elétrica, segundo a ANEEL(2016a) é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta, média e baixa tensão, com níveis de tensão superior a 69 kV e inferior a 230 kV para o primeiro, superior a 1 kV e inferior a 69 kV para o segundo e igual ou inferior a 1 kV para o terceiro. A nível de planejamento e análise, o sistema de distribuição é dividido em dois subsistemas, sendo eles um primário, que abrange sistemas de média tensão(SDMT) e outro secundário, que abrange os sistemas de baixa tensão (GÖNEN, 1986 apud COSSI, 2008).

Dentre os aspectos notáveis do sistema temos cargas de diferentes parâmetros distribuídas de forma não uniforme, variações de carga ao longo do circuito alimentador, elevadas quedas de tensão e crescimento instável da demanda. De acordo com Marques (2014), a topologia radial e a natureza distinta das cargas que o compõem determinam as diferenças de um sistema de distribuição e um sistema de transmissão, visto que normalmente ambos os sistemas são conectados a partir das subestações, ponto de início da distribuição e final da transmissão.

De forma simplificada Francisquini(2006) coloca a representação do sistema de distribuição de energia elétrica na Figura 1.2, determinando que é a partir do alimentador que se dá início à rede de distribuição, representado neste pelo transformador da subestação. É ali que se encontra a ligação entre os sistemas de transmissão e distribuição, sendo que cada subestação pode ter um ou mais alimentadores e, conseqüentemente, se responsabilizar por diferentes regiões de distribuição (FRANCISQUINI, 2006).

Figura 1.2 - Diagrama simplificado do sistema de distribuição de energia elétrica



fonte: (FRANCISQUINI, 2006)

Contudo, com a implementação da Smart Grid, dada a sua área de aplicação nas redes de distribuição, as muitas mudanças e benefícios causados pela aplicação desta tecnologia resultarão no aumento considerável da complexidade da rede. Mesmo com este aumento causado pela adição de diversos equipamentos mais modernos, como os *Smart Meters*, a multiplicidade de informações e o constante fluxo delas facilitará a análise do sistema como um todo e em tempo real. Os avanços da infraestrutura de medição possibilitará o diagnóstico de faltas em tempo real, permitindo a reconfigurações e restauração de serviços, elevando assim a qualidade do serviço prestado pelos agentes do SD. Essa evolução também possibilitará o controle de despacho, informando o fluxo de potência ativa e reativa, a demanda dos

consumidores individualmente entre outras diversas possibilidades que sua aplicação propiciará (FALCÃO, 2010).

Dada a complexidade do funcionamento da rede de distribuição e a importância desta na perspectiva do usuário e do SEP como um todo, o planejamento do crescimento deste conglomerado é bastante pertinente nos estudos e investimentos à curto e longo prazo para os agentes do sistema.

## 1.2 ASPECTOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O planejamento de sistemas a nível de distribuição de energia elétrica se mostra de extrema importância, já que é neste momento que a energia gerada nas usinas, transmitidas a longas distâncias pelas linhas de transmissão e que passa por diversas transformações a fim de manter os níveis de qualidade, chega ao consumidor. Segundo o N3E (2014), cerca de 99,2% dos domicílios particulares do território nacional desfrutavam o acesso à energia elétrica ao final de 2014 (ENERGÉTICA, 2014).

É a partir do estudo e do planejamento que é possível se manter a qualidade do serviço prestado pelos agentes que compõe o sistema de potência como um todo, garantindo ao consumidor um produto de qualidade e respeitando as definições estabelecidas e publicadas pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST. Este módulo define a terminologia e os fenômenos que estabelecem os parâmetros de referência em relação a conformidade do produto em regime permanente, assim como os procedimentos relativos aos indicadores de qualidade, critérios de amostragem, valores de referência e procedimentos relativos à qualidade da energia que chega ao consumidor, assim como a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias a um conjunto de unidades consumidoras (ANEEL, 2016b).

Para Sousa (2013), o problema do planejamento dos sistemas de distribuição de modo simplificado e pontual é definido como:

A necessidade de atender a demanda com qualidade e confiabilidade exige a expansão da rede com a construção de novos circuitos e/ou troca das linhas existentes por outras de maior capacidade, construção de subestações e ampliação das existentes. Minimizar os custos relacionados com os investimentos, a confiabilidade e a operação da rede, satisfazendo um conjunto de restrições operacionais, físicas e econômicas constituem o problema de planejamento da expansão (SOUSA, 2013).

Na finalidade do planejamento da expansão e solução dos problemas existentes em determinada rede de distribuição de energia elétrica, adota-se critérios e restrições técnicas, assim como um horizonte de expansão restrito. fazendo com que a modelagem da rede seja eficaz, compreendendo e estimando quando e que tipo de solução deve ser adotada para satisfazer a necessidade da rede de distribuição e garantindo as especificações técnicas de forma coerente e economicamente viável.

Para Cossi (2008), o problema que envolve de modo geral o planejamento da expansão para sistemas se dá no grande número de variáveis reais e inteiras que devem, obrigatoriamente, repetir as normativas e critérios específicos, operacionais e financeiros, sendo assim, o projeto deve satisfazer as necessidades da rede com qualidade técnica, operacional e ainda mantendo um custo aceitável, determinando onde, quando e quais opções de solução de planejamento podem ser empregadas na rede.

A fim de normatizar as diretrizes pertinentes ao estudo e análise das propostas da expansão e melhorias da rede de distribuição a curto e médio prazo, a ANEEL definiu no módulo 2 do PRODIST os estudos necessários para a realização do mesmo, dissertando sobre a finalidade de cada um na análise do SEP. Sendo estes:

- **Estudo do Fluxo de Potência**, visando essencialmente a determinação do estado de operação de uma rede, permite a análise da topologia da rede assim como as condições de geração e carga nela aplicados.
- **Estudos de Curto Circuito**, tendem a verificar a evolução dos níveis de curto circuito nas barras do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), verificando se os disjuntores são adequados para a sua finalidade e averiguando sobre a capacidade de interrupção deste. Com este estudo também se tem a possibilidade de dimensionar os equipamentos a serem substituídos para a expansão do sistema, assim como ajustá-los considerando o pior cenário.
- **Estudo de Estabilidade de tensão e de compensação de potência reativa**, é utilizado para determinar a capacidade da rede em manter a tensão adequada depois desta ter sido submetida a um distúrbio, sendo capaz de se manter e restaurar o equilíbrio nas mais variadas condições de rede. Ao se realizar um estudo abrangente, haverá análises estáticas e eventualmente, modal e dinâmica para as condições normais do SDAT e para condições de indisponibilidade de equipamentos, assim como para todos os diferentes patamares de carga.

- **Estudo de Transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos**, quando necessários esses estudos são realizados com o objetivo analisar os períodos caracterizados por oscilações do módulo e ângulo da tensão no sistema ou flutuação de potência nos equipamentos que o SEP abrange. Esses surtos são decorrentes de variações súbitas de geração ou carga, faltas ou manobras e o estudo deve considerar o período característico de cada uma destas perturbações. Quando se tratar da estabilidade após estas perturbações, deve-se levar em conta a abrangência dela que, quando for pequena deve depender do estado da rede e, quando grande, leva-se em consideração o local do ocorrido, o tipo de surto e a duração do mesmo.

Além dos estudos acima citados, alguns dados de conhecimento básico devem ser conhecidos para a realização de um planejamento eficaz e que respeite todos os critérios técnicos e econômicos, apresentados na sessão ‘2.4. Restrições e critérios de Planejamento’ deste trabalho. A ANEEL (2015a) determinou que estes dados devem abranger as informações de mercado a ser atendido e da geração prevista para este, tais como demanda por subestação, topologia da rede, equipamentos e custos; definição de casos anteriores, considerados como referência; condições e configurações do sistema, analisadas para diagnóstico e prognóstico; entre outros. Ademais, o estudo deve contemplar o desempenho do sistema como um todo, incluindo SDAT e SDMT, tanto em condições normais de operação como também em condições de contingência ou emergência (ANEEL, 2015a).

### 1.3 DIRETRIZES DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Um planejamento é baseado em um conjunto de etapas e processos sistematizados de forma que proporcionem um determinado objetivo com o máximo de eficiência e visando a racionalidade na tomada de decisão. Segundo (MEGGINSON e P.H., 1998):

Planejar é escolher um curso de ação e decidir adiantadamente o que deve ser feito, em que sequência, quando e como. O bom planejamento procura considerar a natureza do futuro em que as decisões e as ações de planejamento visam a operar, bem como o período corrente em que são feitos os planos (MEGGINSON e P.H., 1998).

No sistema elétrico, o planejamento determina as informações essenciais para expandi-lo, considerando as etapas fundamentais para a elaboração de propostas de expansão e



melhorias que respeitem os critérios e premissas dos estudos realizados para o diagnóstico do sistema (FLETCHER e STRUNZ, 2007).

A fim de normatizar a prática do estudo e execução do planejamento da expansão do sistema de distribuição, a ANEEL junto da EPE definiram procedimentos que implicam no direcionamento destes estudos e os publicaram no módulo 2 do PRODIST. Com o título ‘Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, este módulo dá início a uma série de outros que visam a otimização dos sistemas de distribuição e, de forma geral, do SEP brasileiro. Dividido em 5 seções, este documento trata tanto das premissas básicas do processo de planejamento, como dos critérios mais direcionados para o mesmo, dissertando acerca dos procedimentos mandatórios para a realização de um planejamento efetivo e, posteriormente a execução das medidas adotadas. Na Figura 1.3 temos o modo como essas informações são predispostas no módulo.

Figura 1.3 - Fluxo de seções do planejamento da expansão



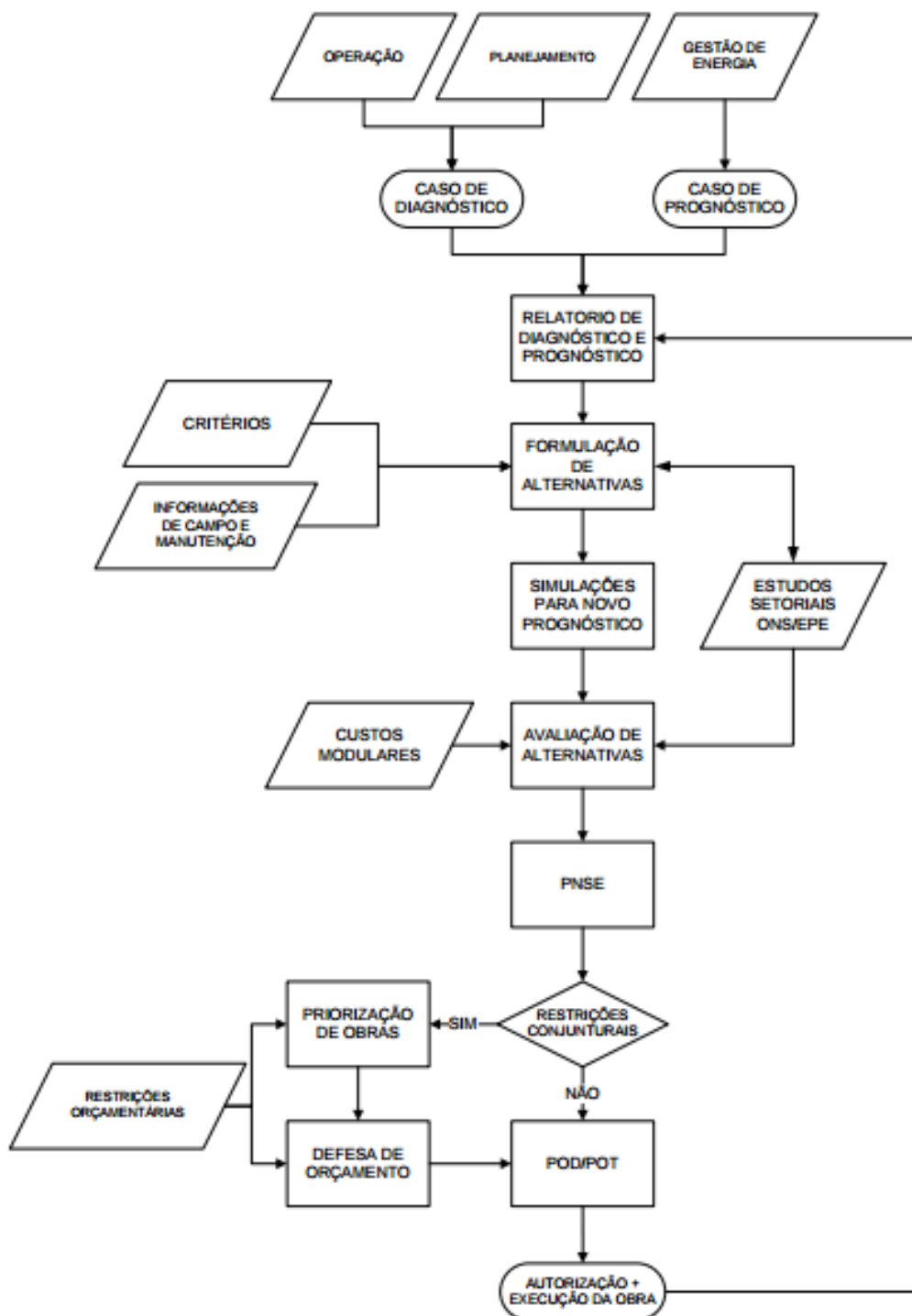
Fonte: (ANEEL, PRODIST - Módulo 2)

De modo geral, a metodologia de planejamento utiliza-se o módulo 2 do PRODIST para determinar as diretrizes do planejamento da expansão e respeitar os requisitos mínimos em relação às informações utilizadas para o estudo e análise do sistema.

Na literatura encontra-se diversos estudos que analisam e propõe metodologias para o desenvolvimento do planejamento da expansão, tanto de cunho tático como estratégico. Dentre eles a diferença está na complexidade do modelo e nas técnicas utilizadas para a escolha da solução. Geralmente utilizando o fluxo de potência para determinar o comportamento do sistema e, posteriormente, assumindo os critérios de viabilidade para a escolha da solução, priorizando aspectos como segurança, confiabilidade e qualidade do serviço somadas a viabilidade econômica e ambiental (VARGAS, 2015).

Normalmente a concessionária é responsável por adotar um planejamento, garantindo o desenvolvimento de um projeto alinhado com sua visão e parâmetros, organizando-o de forma estratégica como apresentado no fluxograma(Figura 1.4) e explicadas logo a seguir.

Figura 1.4 - Fluxograma do planejamento da expansão



Fonte: (AES, 2014b)(modificado pela autora)

1. **Relatório de Diagnóstico e Prognóstico** - responsável por fornecer uma visão geral do comportamento do sistema, dada a demanda prevista e instalada e ao longo do horizonte de análise, considerando o pior caso em relação aos patamares de carga e demanda solicitada sob a ótica do mercado.

*1.1) Caso do Diagnóstico:* Nesta montagem de caso são evidenciados os problemas do atendimento pleno da carga em relação à qualidade do serviço e à continuidade do mesmo, ou seja, a forma como o sistema já operou e as restrições que este apresentou. Para este são utilizados os relatórios e projetos de planejamento, o qual detém o levantamento de carga de determinada rede estratificadas a partir da diferença dos patamares de carga, somados ao relatório de operação, o qual detém informações adicionais sobre o carregamento da rede, os níveis de tensão e modo de operação do sistema analisado. Este caso é determinado para a pior condição de atendimento da demanda, ou seja, com a demanda máxima e o patamar de carga pesada, apurados de forma periódica em acordo com os estudos do ONS e da EPE.

*1.2) Caso do Prognóstico:* Neste é retratado o comportamento esperado do sistema quando este for submetido às taxas de crescimento esperados pelo mercado, dados que são fornecidos pela área responsável pela gestão de energia que abrange os agentes de distribuição e de transmissão de energia. O caso base para este estudo é definido a partir do diagnóstico de referência e os dados de crescimento são fornecidos pela diretoria de gestão de energia e comercialização da mesma. De modo geral o prognóstico é a extrapolação dos dados do diagnóstico a partir de análises estatísticas com o intuito de cobrir todo o horizonte de análise.

2. **Plano de necessidade do sistema elétrico (PNSE)** - em suma é o resultado das ações de planejamento, refletindo as necessidades do sistema para garantir o enquadramento deste nos critérios previstos pelas normativas vigentes, respeitando também o crescimento da carga. Neste relatório está contido todas as obras necessárias para o planejamento da expansão do sistema, respeitando os critérios determinados pelo PRODIST. Conforme sua elaboração, são coletadas informações acerca do sistema em relação à necessidade de melhorias de equipamentos ou na coordenação operacional, comparando assim alternativas tecnicamente viáveis e avaliando as opções que mais se adequam ao sistema na relação custo x benefício.
3. **Plano de obras do Sistema Elétrico(POD/POT)** - alinhando o plano de necessidades aos limites de investimento, restrições ambientais e disponibilidade, o plano de obras tem um papel sócio econômico no planejamento da empresa e abrange os sistemas de distribuição e seus adjacentes, tais como transmissão e subtransmissão (SDAT e SED). Para a tomada de decisão acerca da obra que será executada, utiliza-se metodologias de tomada de decisão, priorizando o melhor

custo x benefício em relação ao horizonte de planejamento adotado no plano de necessidades.

4. **Autorização de obras** - Em última instância, a autorização das obras define o início da execução do planejamento, visando a melhoria do sistema. Este documento determina as premissas gerais sobre o projeto que será executado e os responsáveis por este.

Dadas as informações acerca da metodologia de planejamento, vê-se a necessidade de coletar e analisar informações relativas ao sistema, que são feitas previamente por setores diversos do conglomerado de agentes do SEP. Tais estudos são destinados a conhecer o sistema que estamos analisando, sendo de suma importância o bom uso destas informações no processo de melhoria do sistema. Dentre os estudos prévios estão o Fluxo de potência e a previsão da demanda, apresentados a seguir nesta seção.

### **1.3.1 Fluxo de potência**

O cálculo de fluxo de potência de um sistema de distribuição serve como parâmetro de reconhecimento do perfil de tensão da rede, permitindo a análise e cálculo das perdas de energia, capacidade de carregamento dos condutores e transformadores do sistema. Sua aplicação em sistemas reais depende de métodos e softwares eficientes e robustos para o cálculo e posterior utilização, garantindo um melhor aprimoramento das condições do sistema (BERNARDON, 2004). Segundo o Módulo 2 do PRODIST, estes estudos consistem essencialmente na determinação do estado de operação de uma rede, visto a sua topologia e certa condição de geração e carga.

É através de ferramentas computacionais que, atualmente, são realizados os cálculos de fluxo de potência das redes de energia elétrica que contemplam diversas metodologias que foram desenvolvidas ao longo de muitos anos e de acordo com as funcionalidades necessárias e o aumento da complexidade dos sistemas. Presentes nos centros operacionais dos agentes do setor elétrico, estes softwares tem como objetivo modelar a rede a partir da determinação do estado desta (VARGAS, 2015).

Segundo Monticelli(1983), o cálculo do fluxo de potência baseia-se nas Leis de Kirchoff que contemplam a conservação das correntes em um determinado nó e a lei das tensões em

malha fechada, dado que o sistema se divide em dois grupos distintos: o primeiro é o que abrange os componentes do sistema que estão ligados entre um nó do sistema e o nó-terra, sendo estes em geral os geradores, cargas, reatores e capacitores; o segundo contempla os componentes que estão entre dois nós distintos do sistema, sendo estes as linhas de transmissão, redes de distribuição, transformadores, entre outros. A modelagem destes sistemas é estática quando as variações do estado são considerada lentas e, conseqüentemente, são desconsideráveis; e dinâmica em situações de transitórios.

Para o primeiro caso (análise estática) temos a representação realizada através de diversas equações e inequações algébricas, já o segundo caso é apresentado através de equações diferenciais (MONTICELLI, 1983).

Para Carvalho (2006) e Loddi (2010), as características do sistema deve ser levada em conta para a realização do cálculo do fluxo de potência, já que alguns métodos são mais efetivos que outros. Por exemplo, para sistemas com níveis de tensão de operação acima de 69kV a utilização do método Newton-Raphson é mais efetivo devido a característica de rede integrada, em contra partida, sua efetividade se põe em voga quando analisa-se a operação de sistemas de distribuição com tensões inferiores a 35kV, neste caso utiliza-se o método *Backward/forward*, pois este apresenta uma melhor adaptação à característica radial deste tipo de sistema. Embora sigam uma essência conceitual muito parecidas, é importante que as ferramentas de cálculo apresentem uma flexibilidade, possibilitando a adequação a diversos tipos de sistema.

Além dos métodos citados, que surgiram a partir da década de 60, tem-se uma gama de estudos e métodos propostos para a solução do fluxo de potência. Desde a década de 50 estuda-se formas de analisar o fluxo de potência de maneira quantitativa. Nesta época utilizava-se o método de Gauss-Seidel, que trata os dados de maneira eficiente entretanto apresenta-se lento devido a quantidade de iterações necessárias para convergir aos resultado apropriado. A baixa capacidade de processamento dos computadores da época colocaram esse método em segundo plano.

### **1.3.2 Previsão de demanda**

Com o objetivo de determinar os parâmetros de estudo e previsão de demanda para a realização de estudos mais precisos, a ANEEL definiu no módulo 2 do PRODIST os

procedimentos gerais e específicos em se tratando de demanda, tal como o horizonte de abrangência dos estudos, periodicidade da coleta de informações e pontos de interesse.

Reconhecida como uma das tarefas básicas no procedimento de planejar a solução e a expansão de um sistema de distribuição, a previsão de carga abrange também o conhecimento da distribuição de carga ao longo da rede, assim como a taxa de crescimento prevista para a mesma, através do mapa de carga, acompanhando as tendências de crescimento estatísticos (ELETROBRAS, 1982). Deve-se considerar também a verificação mais atual das cargas, a compatibilidade da previsão em relação ao cenário que a rede se encontra e os planos regionais de desenvolvimento das áreas estudadas (ANEEL, 2015a).

Avaliada através de técnicas e estudos qualitativos ou quantitativos, a demanda de consumo, segundo COSSI (2008), não é estática e tende a aumentar em relação ao tempo e espaço geográfico na qual está inserido um número de consumidores. Esse crescimento impõe o planejamento da expansão da rede já conhecida, a fim de aumentar a sua capacidade. Os procedimentos gerais para a realização do estudo de previsão de demanda são classificados de acordo com o período ou horizonte de planejamento ou do tipo do sistema de distribuição estudado.

De maneira geral, o PRODIST determina os procedimentos para a realização de estudos para SDAT e SDMT, sendo o primeiro realizado de acordo com os procedimentos adotados para o estudo a longo prazo, o qual o período analisado é de 10 anos, e o segundo para um horizonte de previsão setado em 5 anos, ambos com periodicidade anual para revisão e reestruturação, considerando o histórico de carga de, no mínimo, 5 anos anteriores, incluindo os estudos de perdas técnicas e os ganhos relativos à eficiência energética proveniente do plano da concessão. É a partir da previsão de demanda que se tem informações necessárias para que haja a avaliação do volume de obras que são necessárias para a ampliação, reforço e correção do sistema de distribuição, tendo um caráter espacial em relação às áreas mais afetadas pelas mudanças ao longo do tempo. Caracterizada pela demanda ativa e reativa e justificada a partir dos patamares de carga, estipulados a partir dos períodos de ponta e fora de ponta de acordo com a curva de carga da região, a previsão de demanda justifica o plano de obras da empresa mostrando, junto do fluxo de potência, as características futuras da rede analisada. (ANEEL, 2015a) (COSSI, 2008).

Quando referida ao SDAT, além das informações gerais descritas acima, a previsão de demanda deve fornecer informações referentes ao planejamento das linhas e subestações que interagem diretamente com a rede básica de alta tensão, outras distribuidoras, centrais geradoras, consumidores atendidos pelo SDAT ou com as demais instalações de



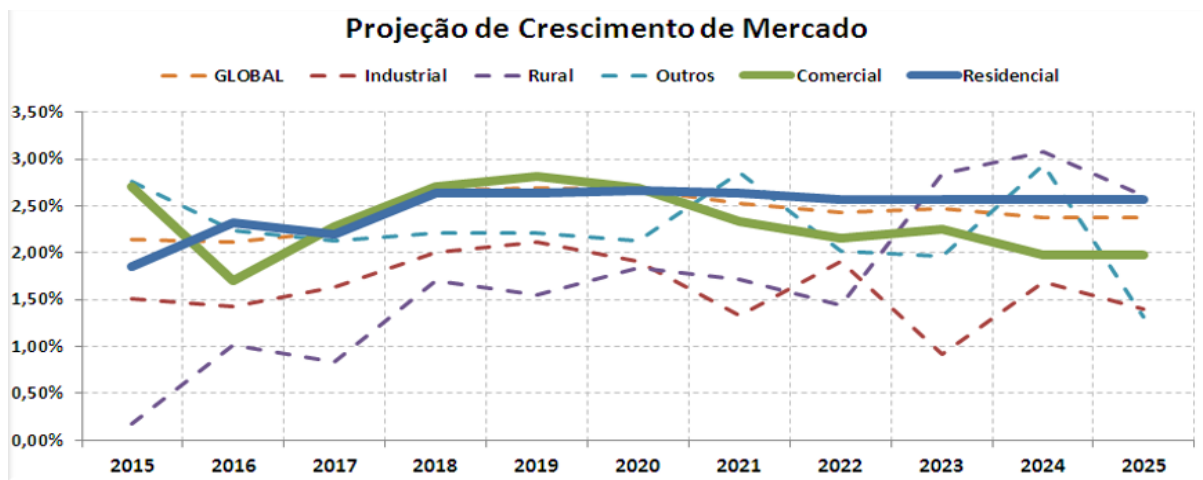
transmissão(DIT), obedecendo os estudos de planejamento setorial e o cenário de referência , considerando os patamares de carga leve, média ou pesada, a geração distribuída possível e as barras primárias e secundárias das subestações de conexão com a rede básica ou DIT (ANEEL, 2015a).

Ainda segundo a ANEEL (2015a), para barramentos primários das subestações a previsão de demanda deve levar em consideração a evolução tecnológica e o cenário, visando o caráter espacial e a soma de novos sistemas no SDAT ou SDMT. Ainda é necessário que haja atenção aos programas específicos de eficiência energética da distribuidora para evitar perdas e perpetuar a política de eficiência energética também para a expansão.

Por meio de métodos estatísticos de tratamento de dados somados a análises e pesquisas regionais, pode-se obter a tendência de desenvolvimento de determinada rede que abrange uma área específica e seus consumidores, sejam eles residenciais, industriais, comerciais ou outros. De forma direta ou indireta, a análise e projeção das cargas trabalhadas são de suma importância na determinação do fator de crescimento.

Usualmente as empresas que trabalham com este setor do sistema aplicam taxas de crescimento anual, relativas ao histórico de crescimento da demanda em seu valor máximo, normalmente estratificadas a partir dos dados das subestações. Também é de prática destes agentes utilizar os piores cenários para realizar o estudo da tendência de crescimento, comparando as taxas a nível regional e global(Figura 1.5) e avaliando questões técnicas como carregamento das linhas e subestações, manobras de carga, o crescimento econômico esperado, assim como o do mercado setorial para consumidores residenciais e comerciais, entre outras variáveis.

Figura 1.5. Projeção de crescimento da demanda de energia por segmento de consumo.



fonte: (AES, 2014a)

## 1.4 RESTRIÇÕES E CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

De modo geral, restrições e critérios tem como objetivo principal estabelecer pontos a serem estudados e analisados para, conseqüentemente, projetar a expansão de um sistema de forma viável e eficiente, modelando o sistema de forma coerente e estabelecendo suas condições de funcionamento. Em se tratando da expansão do sistema de distribuição, estes critérios podem ser técnicos, econômicos, ou a junção de ambos e a análise da solução destes vêm de encontro com a política da concessionária somada às resoluções da agência reguladora ANEEL.

A partir da concepção do PRODIST, a ANEEL determinou os critérios mínimos a serem considerados para a realização do projeto de planejamento a curto, médio e longo prazo, onde as ações e critérios são classificados a partir do nível de tensão presente no sistema, ou seja, divide-se em SDAT e SED/SDMT/SDBT.

Segundo a ANEEL, no caso do SDAT, são considerados critérios mais gerais, abrangendo principalmente a qualidade do sistema em si e sua eficácia em relação à entrega e gestão da energia. Dentre os critérios adotados para o planejamento da expansão do sistema de Alta tensão tem-se:

- **Segurança** - relacionada com a robustez dos sistemas analisados em relação aos distúrbios possíveis, este critério inclui a análise do desempenho do sistema em relação aos riscos de sobrecarga, desligamentos incontroláveis, carregamento dos equipamentos, a estabilidade do sistema para curtos monofásicos sem religamento, considerando a perda de elementos, até as condições operativas do sistema em condições adversas, visando a probabilidade de ocorrência de distúrbios.
- **Carregamento para operação normal ou contingência** - Este critério está relacionado ao limite térmico dos componentes da rede, para condições normais ou de surto, não devendo-se limitar o carregamento destas apenas em relação aos equipamentos terminais, mas citando-a e considerando-a. A premissa básica deste critério é atender ao limite de carregamento em condições normais e críticas, contemplando-as em equipamentos já inseridos na rede ou aos que ainda serão inseridos.
- **Nível de tensão para operação normal ou contingência** - Para analisar esta restrição, deve-se verificar os níveis de tensão ao qual a rede opera e os

barramentos dos seus alimentadores somados à sua compatibilidade em relação à operação da condição de carga máxima e mínima. Esta análise se dá a partir da medição direta ou pelo cálculo do fluxo de potência do sistema em questão. (ELETROBRAS, 1982)

- **Qualidade do produto e do serviço** - Este estudo deve compreender as predisposições da qualidade do produto, considerando os níveis de tensão em regime permanente, flutuante e variações de curta duração, fator de potência, harmônicos, variação da frequência, sendo de extrema importância a análise de medições e reclamações acerca destes quesitos; assim como abranger as determinações da qualidade do serviço, levando em conta os indicadores de tempo, continuidade do abastecimento, tais como DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC e DICRI. Estes indicadores são calculados em relação às interrupções de abastecimento, e estão descritas no Apêndice I. (ANEEL, 2015b)
- **Confiabilidade** - Com o objetivo de avaliar riscos de não atendimento, a influência geral nos índices de continuidade medidos na qualidade do serviço, verificação do comportamento do sistema em regime permanente e a possibilidade de corte de carga em situação de contingências, o estudo de confiabilidade adota metas e observando os valores de geração e absorção de potência reativa e tensão terminal dos geradores que alimentam as barras do sistema analisado.
- **Viabilidade econômica** - De natureza econômico-financeira, este critério viabiliza o planejamento respeitando o planejamento fiscal e financeiro da agência, regulamentando a tarifa e tornando os riscos inerentes às alternativas.
- **Viabilidade Ambiental** - Este critério está relacionado ao licenciamento ambiental que deve ser realizando de antemão à execução do POD, levando em consideração todos os parâmetros do cenário e propondo, quando necessário, ações de redução de danos.

Como definido anteriormente, estes critérios são obrigatoriamente considerados para o SDAT, conseqüentemente essas restrições contemplam tanto o horizonte de planejamento mais amplo, setado em 10 anos, quanto de curto e médio prazo, setado por sua vez em 5 anos.

Para planejamentos das Subestações de Distribuição (SED) e do SDMT, basicamente são considerados como critério os diagnósticos e diretrizes para expansão desses sistemas, definindo assim os critérios e restrições para alimentadores, subestações existentes e novas para o conjunto de obras que atendem o incremento de carga previsto no estudo de previsão de

demanda. Novamente os critérios observados nos estudos de diagnóstico e caracterização, assim como para as diretrizes do projeto, são de cunho técnicos econômicos e ambientais.

Como é de responsabilidade da distribuidora, a participação desta em estudos de planejamento setorial que visam a melhoria em outros sistemas que abrangem a produção e transmissão de energia elétrica devem ser disponibilizados, assim como compartilhar com os demais agentes do sistema elétrico propostas de melhorias e alternativas de expansão que podem influenciar os demais sistemas, tal como avaliar a compatibilidade destes projetos com os demais. Vale lembrar que, além dos critérios obrigatórios citados pelo PRODIST, a distribuidora pode adotar critérios que vão de encontro com as suas políticas, como dito anteriormente, sendo eles, por exemplo, a vida útil e estudo econômico da utilização de determinados equipamentos, a atualização tecnológica disponível ou até mesmo as perdas no sistema.

Em se tratando de planejamentos a curto e médio prazo, é determinação que os primeiros dois anos sejam direcionados ao plano de obras do sistema de distribuição (POD), com o objetivo de detalhar a ampliação, expansão ou reforços da rede e administrando tanto os investimentos como os recursos e licenciamentos necessários e os critérios de atendimento à carga. Aos três anos seguintes, define-se as expansões e reforços necessários somados ao planejamento setorial (ANEEL, 2015a).

## 1.5 SOLUÇÕES DE PLANEJAMENTO

Dentre as diversas restrições do sistema de distribuição, revisadas anteriormente neste capítulo, haverá medidas e critérios de planejamento a serem adotadas para solucionar os problemas ocasionados, a fim de manter a qualidade da energia entregue ao consumidor e respeitar as normativas vigentes. Além disso, o estudo que objetiva a solução do planejamento da expansão para redes de distribuição deve contemplar diversas análises relacionadas ao sistema elétrico como um todo, aos recursos financeiros do agente responsável pelas obras, ao plano de obras e suas diretrizes funcionais e técnicas, aos setores e clientes que serão beneficiados, entre outros. Para Saaty(1991) a previsão e controle desses elementos depende do conhecimento do tomador de decisão em relação aos componentes citados, quanto maior esse conhecimento, mais assertiva será a proposta de solução.

Como resultado do estudo e análise do planejamento da expansão tem-se a proposição de novas obras envolvendo quatro linhas para análise, sendo elas a reconfiguração da rede

existente, o reforço da rede, a construção de novas redes ou a alocação de equipamentos, sempre considerando um horizonte especificado de estudos. Essas proposições englobam a solução para restrições técnicas e é de caráter decisório as demais decisões como custos de perdas, operação, investimentos, ambientais e impactos sociais que estas possam causar.

Dada a complexidade dos dados e a quantidade de variáveis a serem consideradas, a ANEEL propõe diretrizes para os diversos sistemas que compõem o sistema de distribuição de energia elétrica, sendo estas:

- Sistema de Distribuição de Alta Tensão - SDAT;
- Subestações de Distribuição - SED;
- Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT;
- Sistema de Distribuição de Baixa Tensão - SDBT;

Pelo fato de cada um destes sistemas apresentar problemas pontuais e distintos, as soluções são igualmente distintas e demandam uma maior atenção em relação aos critérios necessários de serem analisados.

Para determinar a melhor alternativa em relação às possíveis soluções utiliza-se diversas técnicas de tomada de decisão. A determinação da técnicas para realizar análise deve ser definida a partir do número e tipo de critérios analisados número, assim como os objetivos pretendidos, uma vez que aspectos importantes podem ser desconsiderados quando a técnica analisa poucos dados ou pode tornar o processo mais demorado e desviar a atenção de pontos para aspectos menos importantes ao objetivo projetado. Sendo assim, nota-se a busca por qualidade e precisão nos estudos que visam metodologias para a realização de decisões complexas (FERRET, 2012).

Adotado como procedimento periódico, necessário e normatizado pela ANEEL, o plano de desenvolvimento da distribuição (PDD) é o documento que armazena todos os dados correspondentes aos planejamento elétrico e energético do sistema de distribuição como um todo, alinhando o planejamento de todos os sistemas citados acima. Definido anualmente pelas concessionárias, é apresentado o plano de obras adotado por cada uma, fazendo um comparativo com o planejamento e o que de fato foi executado, justificando as diferenças existentes entre o planejamento do ano anterior e a execução no período estipulado (ano corrente).Existindo coerência entre o PDD e o planejamento estratégico da empresa em relação às expansões, as informações contidas no plano são fornecidas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico

Nacional (ONS) para a atualização do banco de dados e realização de futuros estudos de ampliação, reforço e operação do sistema.

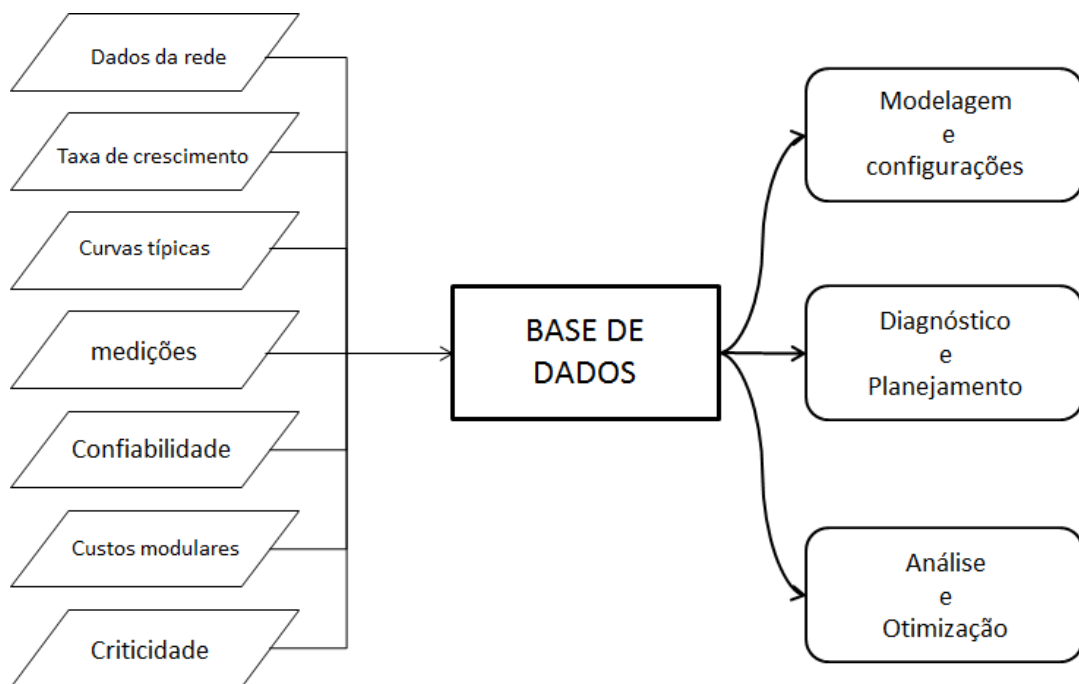
### **2 METODOLOGIA INOVADORA NA EXPANSÃO E SOLUÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Considerado um processo sistematizado, o estudo do planejamento de um sistema tão complexo como o de distribuição de energia elétrica é dotado de inúmeras variáveis estáticas e dinâmicas. Isto mostra a necessidade de desenvolvimento de ferramentas e plataformas que possibilitem o estudo dos mais diversos cenários, analisando-os de forma otimizada e integrada, independente do conceito e das tecnologias que serão aplicadas a este.

Visando proporcionar uma solução diferenciada para os problemas e restrições do sistema de distribuição, a metodologia proposta neste trabalho procura soluções relacionadas a obras de melhoria que respeitem um determinado horizonte de planejamento e que, por meio destas, elevem a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia, diminuindo as perdas de energia esperadas na rede e o índice de energia não suprida, e, conseqüentemente melhorando os indicadores de qualidade (FEC).

Adotando critérios de planejamento e uma lista de obras para suprir as demandas e restrições apresentadas, esta metodologia se alimenta de uma série de informações e dados específicos acerca do SED analisado, construindo assim um banco de dados que possibilita a modelagem do perfil da rede, o diagnóstico da mesma e a análise das possíveis melhorias para posteriormente realizar a otimização desta, como visto na Figura 2.1.

Figura 2.1 -Visão geral da metodologia



Fonte: (PRESSI, BERNARDON, *et al.*, 2015)(modificado pela autora).

## 2.1 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO.

Para a metodologia proposta, são analisados principalmente os critérios de carregamento e nível de tensão, requisitos essenciais para garantir a qualidade do fornecimento de energia. Utilizando-se desta premissa, atender ao limite de carregamento e níveis de tensão, tanto para condições normais como críticas, para cada patamar de carga estipulado pela medição direta ou pelo cálculo do fluxo de potência do sistema em questão é primordialmente necessário. Esta análise se dá nos barramentos dos alimentadores, em relação à operação da rede nas condições de carga máxima e mínima e contemplando equipamentos que já estão inseridos no trecho analisado, assim como os que ainda serão inseridos.

- 1) **Carregamento para operação normal ou contingência** - Este critério está relacionado ao limite térmico dos componentes da rede, relacionando a corrente de operação do sistema de distribuição e a corrente nominal do condutor, para condições normais ou de surto.
- 2) **Nível de tensão para operação normal ou contingência** - Para analisar esta restrição, deve-se verificar os níveis de tensão ao qual a SED opera e os barramentos dos seus alimentadores somados à sua compatibilidade em relação à operação da



condição de carga máxima e mínima. Esta análise se dá a partir da medição direta ou pelo cálculo do fluxo de potência do sistema em questão (ELETROBRAS, 1982). Este critério está alinhado à queda de tensão que o circuito apresenta, ocorrida em função das cargas e perdas do sistema de distribuição.

Para os critérios são definidos limites de projeto, os quais são levados em consideração na realização do planejamento. O carregamento superior da rede a critério de solução do planejamento deve se adequar ao máximo de 80% e níveis de tensão ao limite inferior de 0,95p.u.

A metodologia proposta também considera estes critérios para a definição de melhorias, o qual reconhece essa necessidade quando o carregamento da rede está a níveis iguais ou superiores a 100%, considerados críticos, e os níveis de tensão estão inferiores a 93%, ou seja, 0,93p.u. Nestes casos o procedimento seguido é o mesmo, e são sugeridas soluções que abrangem o sistema como um todo.

A definição desses parâmetros se dá a partir da necessidade dos circuitos operarem com uma folga, de forma que possam receber carga de outros circuitos em caso de contingência e que respeitem as premissas definidas em normativa pela ANEEL, definidas no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015b). Neste caso também são medidos os indicadores de continuidade e qualidade, DEC e FEC, contudo a melhoria destes indicadores, na maioria dos casos, está ligada às manutenções e à alocação ótima dos equipamentos, não necessariamente à expansão do sistema de distribuição, entrando assim como um critério na tomada de decisão da obra, mas não como restrição ou critério de projeto.

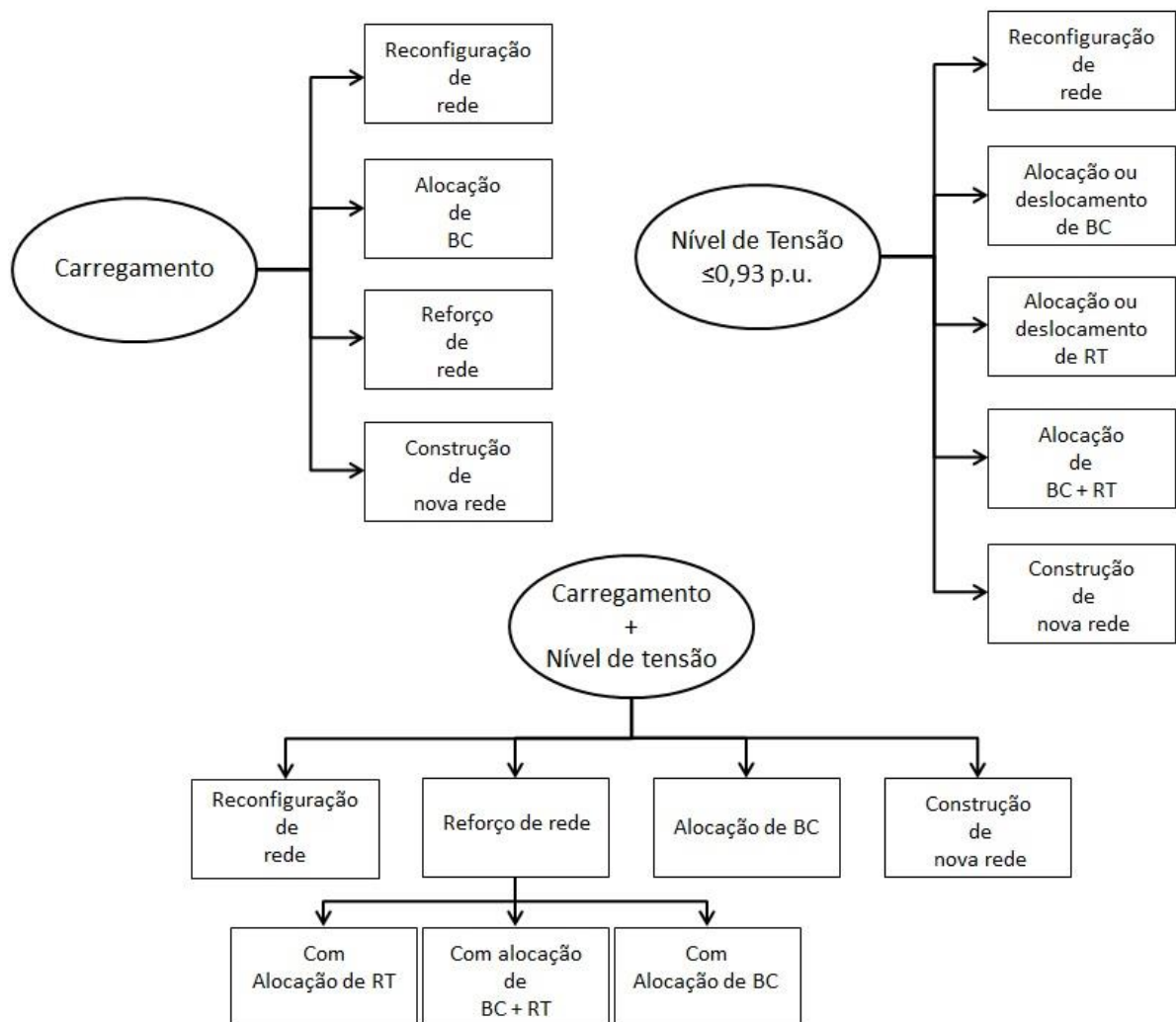
Além dos parâmetros citados, outros também são determinantes no planejamento da expansão do SED, como o fator de potência do circuito analisado, as perdas técnicas do mesmo e o número de bancos de capacitores e reguladores de tensão que podem ser instalados no circuito. Entretanto estes critérios, diferente dos citados, não são sensíveis aos consumidores, sendo assim são analisados de forma secundária (VARGAS, 2015).

## 2.2 SOLUÇÕES PROPOSTAS

Para promover a solução dos problemas do sistema de distribuição analisado ou propor melhorias através do diagnóstico o qual seta os critérios citados acima, são sugeridas propostas que priorizassem o melhor desempenho do SD estudado, tendo em vista uma série de alternativas de obras que analisem a rede como um todo e a necessidade do grupo de

consumidores. Dentre as alternativas de solução propostas temos a construção ou adequação de subestações, construção de circuitos, a substituição de condutores, complementação de fase, a instalação ou realocação de equipamentos como Banco de capacitores e Reguladores de tensão, ou a combinação destas soluções, considerando a opção que apresentar maior confiabilidade do sistema relacionando os ganhos da empresa com este investimento. Para cada tipo de restrição, tem-se um tipo de solução, como visto na Figura 2.2.

Figura 2.2 - Possíveis soluções para os critérios de planejamento.



Fonte: (PRESSI, BERNARDON, *et al.*, 2015)( modificada pela autora)

Cada uma dessas soluções seguem um fluxo de planejamento diferente, assim como os custos de cada tipo de obra e o horizonte do qual esta obra será uma solução viável para o sistema em questão.

## 2.2.1 Reconfiguração de Rede

A reconfiguração de uma rede de distribuição baseia-se na mudança sucessiva da configuração através da abertura e fechamento de chaves de manobra, mudando a configuração de dois ou mais alimentadores. Esta técnica de reconfiguração é baseada na metodologia heurística de otimização, a *Branch-Exchange*, que adota uma Função Objetivo (equação (1)) como parâmetro para reduzir os seguintes critérios:

- 1) Perdas de energia esperadas na rede
- 2) Indicadores de qualidade do sistema (FEC)
- 3) Energia não suprida(ENS)

$$FO = \text{mín} \left( Perdas_{esp}^* \cdot p_1 + FEC_{esp}^* \cdot p_2 + ENS_{esp}^* \cdot p_3 \right) \quad (1)$$

Onde  $p_1$ ,  $p_2$  e  $p_3$  são os critérios normalizados na FO.

De modo geral, a configuração é realizada diversas vezes, adotando-se uma das chaves localizadas entre os alimentadores que serão reconfigurados, abrindo-as e fechando-as enquanto houver melhorias na FO (diminuição do valor desta) e o sistema não apresentar nenhuma das restrição de planejamento. Caso contrário, retorna-se à configuração original e altera-se novamente a topologia da rede, desta vez no sentido contrário ao anterior. Estas reconfigurações são apresentadas nas Figuras 2.3 e 2.4.

Figura 2.3 - Rede de distribuição: (a) configuração original (b) primeira reconfiguração.

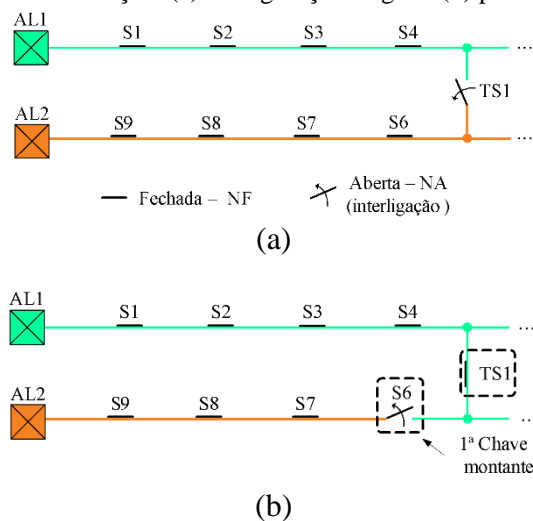
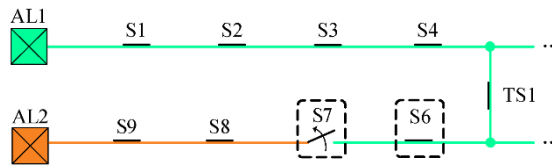


Figura 2.4 - Segunda reconfiguração.



Fonte: (PRESSI, BERNARDON, *et al.*, 2015)

Este processo tem fim quando a FO não apresentar nenhuma melhoria ou algum critério for violado. Além de manter os critérios setados, o sistema deve sempre manter a formatação radial dos alimentadores (PRESSI, BERNARDON, *et al.*, 2015).

A importância desta solução se encontra na aquisição e alocação de chaves e equipamentos de manobras, que trazem ao sistema uma flexibilidade maior no equilíbrio da demanda dos alimentadores de uma subestação, entretanto resultam uma complexidade maior para a análise do sistema.

### 2.2.2 Construção de rede nova

Neste caso, devido a complexidade da modelagem das diversas variáveis é necessário que o usuário deve indicar o trajeto da rede e o tipo da obra, podendo ser subestação, alimentador ou interligação. Após essas definições o algoritmo modela a nova configuração da rede, otimizando-a através dos critérios de projeto.

Esta solução segue uma metodologia semelhante à reconfiguração de rede, adotando a mesma função objetivo e fazendo diversas iterações com as redes existentes, a fim de diminuir as perdas e os níveis de energia não supridas e, ao mesmo tempo, melhorar a qualidade do serviço e a abrangência da solução.

### 2.2.3 Reforço de rede existente

A sugestão de solução por meio de reforço de rede ocorre quando o diagnóstico da rede analisada apresenta violação no critério de carregamento. Para a realização desta, é considerado o trajeto já existente e é sugerida a alteração do condutor utilizado nela, a fim de atender o requisito mínimo da taxa de carregamento, ou seja, menor que 80%.

#### **2.2.4 Complementação de fase**

A complementação de fases é sugerida apenas quando necessária na previsão de demanda, isto é, para atender futuros aumentos de carga. Normalmente as concessionárias restringem o número de fases ao mínimo requisitado, a fim de manter o projeto da rede mais econômico, entretanto quando o carregamento ultrapassa o nível estabelecido no projeto ou apresenta desequilíbrio de corrente nos circuitos, uma das soluções é complementar o ramal em questão para bifásico ou trifásico, conforme a necessidade estabelecida (COPEL, 2002).

Neste caso é, novamente, considerado o mesmo trajeto da rede que está sendo analisada, assim como a bitola do condutor utilizado, e faz-se a complementação de fases desta rede, adicionando uma ou duas fases, quando o trecho é monofásico. Por fim, as cargas instaladas neste trecho são balanceadas entre as fases, conseqüentemente ocasionando a redução de carregamento e melhoria dos níveis de tensão por fase (PRESSI, BERNARDON, *et al.*, 2015).

#### **2.2.5 Equipamentos Especiais – Alocação e Deslocamento de Bancos de Capacitores e Reguladores de tensão.**

Incluindo em seu escopo reguladores de tensão e bancos de capacitores, a metodologia proposta realiza uma varredura na rede estudada, calculando a necessidade de adequação dos níveis de tensão e carregamento da rede e a possibilidade de fazê-la por meio do deslocamento ou alocação dos equipamentos citados, sugerindo a alternativa viável para solução do critério violado no sistema. Para cada restrição apresentada, há possibilidade de alocação de um tipo de equipamento, apresentados a seguir.

- **Banco de Capacitores**

A instalação de um banco de capacitores em um SD qualquer, quando bem dimensionado e alocado, pode acarretar em diversas melhorias, tais como a redução de perdas nos condutores, a correção do fator de potência (FP) na rede, a redução de quedas dos níveis de tensão e de carregamento dos alimentadores. De modo geral, um banco de capacitores pode ser a solução para ambos os critérios de restrição.

Nesta proposta de solução, o algoritmo de otimização faz um levantamento de todo o sistema a fim de encontrar o centro de cargas reativas, para que neste seja instalado ou deslocado

o banco de capacitores. Preferencialmente, os bancos são instalados na rede tronco, podendo segmentar a rede em mais de um centro de carga. Para localizar o centro de cargas reativas, é realizado o cálculo do baricentro dos pontos considerados como carga puntiforme e correspondentes à potência reativa demandada, com suas respectivas coordenadas. Depois de calculado o centro de carga reativa, é verificado o ponto da rede tronco mais próximo por distância Euclidiana, para realizar a instalação do mesmo.

Neste cálculo também deve ser considerados a geração de potência reativa dos bancos existentes e futuros, visto que esta segue uma função quadrática em relação à tensão aplicada ao banco, como mostra a equação (2)

$$Q_g = \frac{V^2}{X} = \left( \frac{Q_{gn}}{V_n^2} \right) \cdot V^2 = \left( \frac{V}{V_n} \right)^2 \cdot Q_{gn} \quad (2)$$

Onde :

$$X = \frac{V_n^2}{Q_{gn}}, \quad \text{é a Reatância do bando de capacitores } (\Omega);$$

$V_n$ , tensão nominal do banco (kV);

$Q_{gn}$ , potência reativa gerada com a tensão nominal (kVAr).

- **Reguladores de tensão**

Com a finalidade de regular o nível de tensão presente no sistema de distribuição, apresentando no seu terminal uma tensão coerente à tensão de alimentação, este equipamento tende a manter constante a tensão de saída, independente da tensão de entrada. Esta solução é indicada para redes que violem o critério de nível de tensão, apresentando baixa qualidade do produto e do serviço prestado pela concessionária.

A alocação dos reguladores se dá essencialmente na rede tronco e, assim como os bancos de capacitores, deve seguir a limitação do usuário sobre o limite de equipamentos. Para esta solução, este será instalado no ponto da rede tronco que atingir o valor de nível de tensão estipulado em 0,93 p.u., coordenando com os demais reguladores existentes, se for o caso. Também será considerado o número de consumidores a jusante, visando beneficiar o maior número possível de clientes.

### 2.3 MÉTODO DE PRIORIZAÇÃO DE OBRAS - ANÁLISE HIERÁRQUICA DE PROCESSO (AHP)

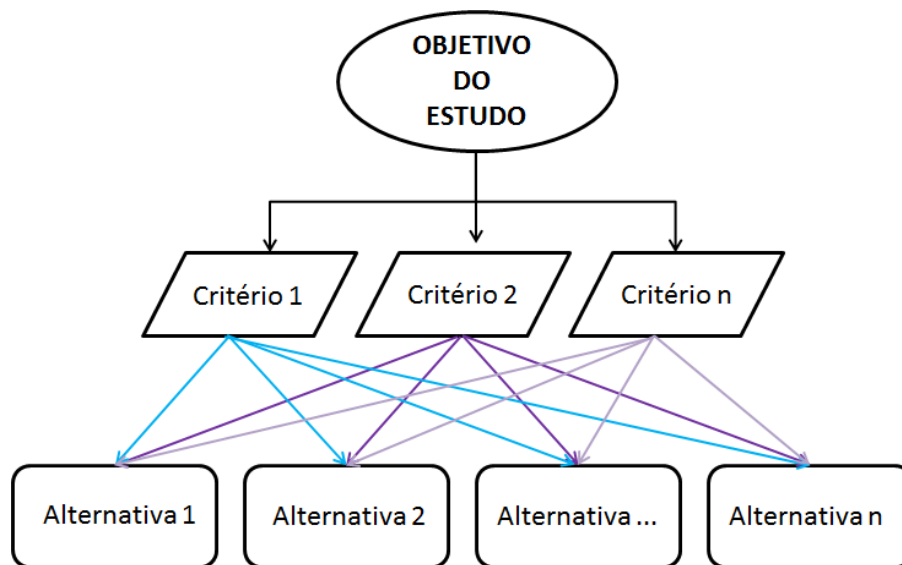
Para determinar a solução que melhore o desempenho operacional do sistema e que possibilite a redução de perdas mantendo os parâmetros de restrição determina-se técnicas de análise de dados, definida a partir do número de critérios analisados, uma vez que aspectos importantes podem ser desconsiderados quando a técnica analisa poucos dados ou pode tornar o processo mais demorado e desviar a atenção (FERRET, 2012).

Para a metodologia aplicada na decisão da solução do sistema são realizadas análises heurísticas e hierárquicas. O método trabalha priorizando o melhor custo x benefício, trabalhado a partir de um estudo econômico realizado posteriormente à metodologia, em relação ao horizonte de planejamento adotado, respeitando as restrições técnicas de carregamento e nível de tensão analisando todos os patamares de carga, atendendo aos critérios técnicos mínimos, respeitando os limites de investimentos da concessionária determinados para o ano fiscal e entrando em vigor no ano anterior à ocorrência do estado crítico do sistema.

A premissa da resolução de um dado problema utilizando o método de análise hierárquica de processo - AHP se dá a partir da decomposição do mesmo em múltiplas partes que são conectadas através de uma estrutura hierárquica, considerando as alternativas avaliadas através de critérios e subcritérios, sejam eles numéricos, gráficos ou verbais. Tais critérios são comparados através da determinação de pesos relativos à sua hierarquia, citada pela organização dos critérios decisores. Para este fim, calcula-se para cada fator um valor referente ao seu peso, e assim pela comparação do valor de cada alternativa é realizada a soma ponderada, levando em consideração o peso específico estabelecido para cada critério, determinando uma lista de opções (PINTO, 2008) (PFITSCHER, BERNARDON, *et al.*, 2013).

De modo geral, o método organiza-se a partir da definição da hierarquia dos objetivos e critérios representativos, alinhando os diferentes pontos de vista envolvidos na análise e resolução do problema proposto. Posteriormente as alternativas de são calculadas levando em consideração os pesos dados, relacionando as prioridades através de operações matemáticas na forma matricial e as premissas necessárias ao julgamento dos decisores (ALVES, NYKIEL e BELDERRAIN, 2007).

Figura 2.5- Processo de Análise Hierárquica.



Fonte: (VARGAS, 2015)( modificado pela autora).

### 2.3.1 Critérios de tomada de decisão

Dado o método de tomada de decisão, os critérios levados em consideração pelo mesmo são listados como:

- O horizonte de estudos adotado deve ser de 5 anos, no mínimo, levando em consideração o ano crítico e a possível ocorrência de sinistros. Soluções que não se adequam ao horizonte mínimo de planejamento são descartadas.
- A obra priorizada deve corresponder à melhor solução em relação à restrições técnicas de carregamento e de níveis de tensão, não violando nenhum dos critérios para o horizonte setado;
- O patamar de carga, adotado a partir da característica de consumo de cada horário, deve ser respeitado;
- As obras planejadas não devem ser realizadas na ocorrência de sinistros, e sim anteriormente à superação dos critérios técnicos, sendo assim a melhoria deve entrar operação no ano anterior.
- O estudo econômico da obra priorizada deve ser levado em consideração e a solução deve apresentar os custos modulares.
- A obra priorizada deve respeitar a todos os critérios mínimos de projeto.



Além destes, os indicadores da função objetivo, citada anteriormente na sessão 3.2.2, são julgados de acordo com o conceito de modelagem de preferência, respeitando os seguintes pesos:  $Perdas_{esp}$  igual a 0,64;  $FEC_{esp}$  igual a 0,26 e  $ENS_{esp}$  igual a 0,10 e o estudo econômico feito posteriormente (PFITSCHER, BERNARDON, *et al.*, 2013).

O método de expansão leva em consideração as necessidades do sistema em respeitar as restrições previamente descritas neste trabalho. O método de tomada de decisão também leva em conta estes critérios e restrições citados, no entanto define pesos para os parâmetros especificados acima no processo de análise hierárquica, a fim de alinhar problema e solução.

### 3 ESTUDO DE CASO

Como já apresentada anteriormente, a metodologia utilizada para o planejamento da expansão consiste, basicamente, na proposta de soluções para casos específicos de sistemas que apresentam restrições de carregamento e níveis de tensão, individualmente ou em conjunto. Para as restrições citadas analisa-se, dentre as soluções, a proposta que sugere o melhor desempenho do sistema, tendo em vista uma série de alternativas viáveis. Dentre essas propostas, temos uma série de obras de melhoria, tais como o reforço da rede, a alocação ou o deslocamento de equipamentos ou ainda a construção de nova rede, priorizando a performance e criticidade, como apresentado do capítulo anterior.

Neste estudo de caso será analisado o diagnóstico de uma rede de distribuição de média e baixa tensão da cidade de Uruguaiana, Rio Grande do Sul. Para a realização deste estudo foi utilizada a plataforma *Planning Smart Management*, a qual também será apresentada neste capítulo, junto das características da rede estudada, o diagnóstico dela e as alternativas de solução viáveis para o caso.

#### 3.1 A PLATAFORMA PLANNING SMART MANAGEMENT

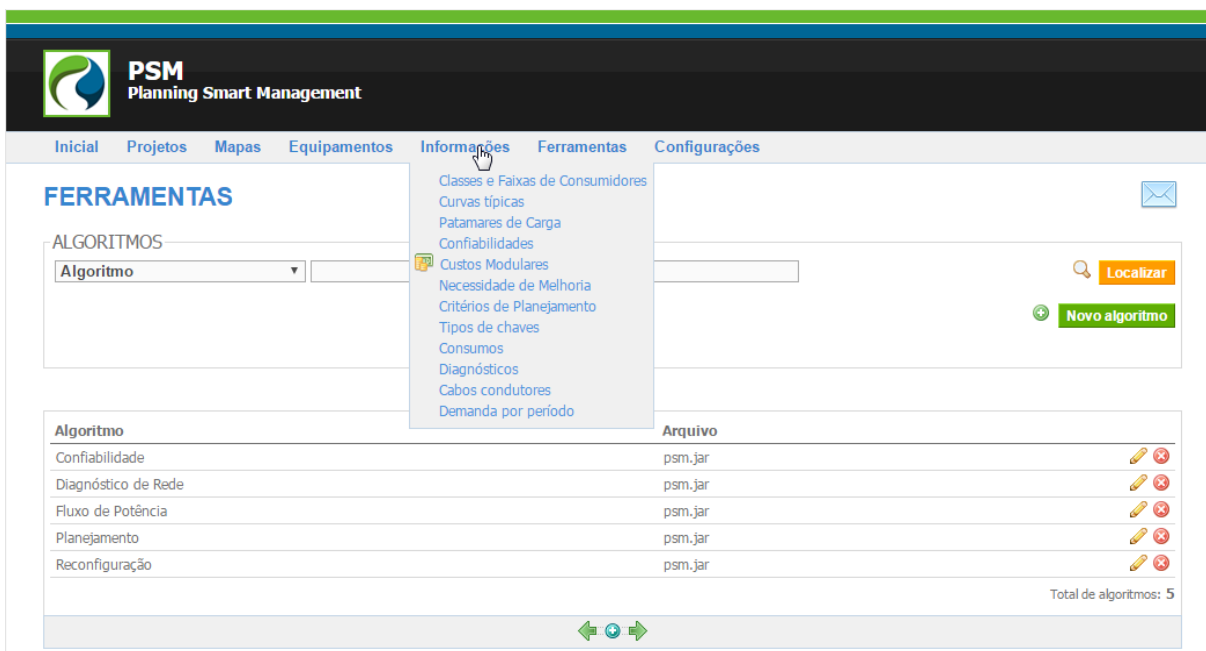
Utilizada para estudos de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de curto e médio prazo, a plataforma *Planning Smart Management*(PSM) utiliza-se de uma metodologia que leva em consideração as necessidades do consumidor em relação à qualidade e confiabilidade da energia entregue pela concessionária, assim como a indispensabilidade dos critérios técnicos e econômicos setados pelos agentes do SEP, e, além disso, demonstrando flexibilidade quanto às necessidades da concessionária que realizará o planejamento.

De forma autônoma e direta, a plataforma PSM atribui, para cada um dos tipos de restrições técnicas uma série de possíveis soluções, considerando a sua viabilidade em relação ao horizonte de expansão dos sistemas e todas as características e critérios técnicos que devem ser respeitados para a consolidação do projeto. Essa atribuição se dá a partir da análise dos dados setados para cada rede cadastrada ao software, os critérios de planejamento definidos

pela ANEEL, já citados neste trabalho, e a confiabilidade do sistema como um todo, considerando os indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Para que o sistema funcione de maneira eficiente e apresente soluções coerentes, o usuário deve alimentá-lo de informações que são necessárias para o seu desempenho, sendo elas as restrições de planejamento, os critérios do mesmo, as características das redes que serão analisadas, incluindo a característica de todos os equipamentos que cada rede abrange, classes e faixas de consumidores existentes, os índices históricos, a taxa de crescimento do sistema entre outros, como ilustrado na tela do sistema, colocada na Figura 3.1.











Figura 3.1 - Funcionalidades do *Planning Smart Management*



Fonte: Planning Smart Management, 2016.

Além disso, as simulações são realizadas através de diversos algoritmos, cada um deles com um objetivo específico na construção do parecer técnico. A flexibilidade da plataforma se apresenta na permissão que os usuários têm para cadastrar novos algoritmos de otimização da solução (Figura 3.2) e de importar dados para o banco de dados, personalizando-a da forma desejada.

Figura 3.2 - Algoritmos cadastrados no PSM

Algoritmo	Arquivo	
Confiabilidade	psm.jar	 
Diagnóstico de Rede	psm.jar	 
Fluxo de Potência	psm.jar	 
Planejamento	psm.jar	 
Reconfiguração	psm.jar	 

Total de algoritmos: 5

Fonte: Funcionalidades do PSM - Cadastro, 2016.

A personalização da plataforma também se apresenta na definição de critérios de planejamento e de necessidades de melhorias. Nas Figuras 3.3 e 3.4 tem-se os critérios setados para a realização deste estudo de caso, configurados a partir da metodologia proposta e aplicados na configuração da plataforma.

Figura 3.3 - Critérios de planejamento setados no PSM.

Limite máximo de carregamento	Limite inferior de Tensão	Limite bancos capacitores	Limite reguladores de tensão	
80	95	3	3	
Total de critérios de planejamento: 1				
				

fonte: Planning Smart Management, 2016.

Figura 3.4 - Critérios de necessidade de melhoria no PSM.

Carregamento de Rede Superior (%)	Níveis de Tensão Inferior (%)	
100,0	93,0	
		

fonte: Planning Smart Management, 2016.

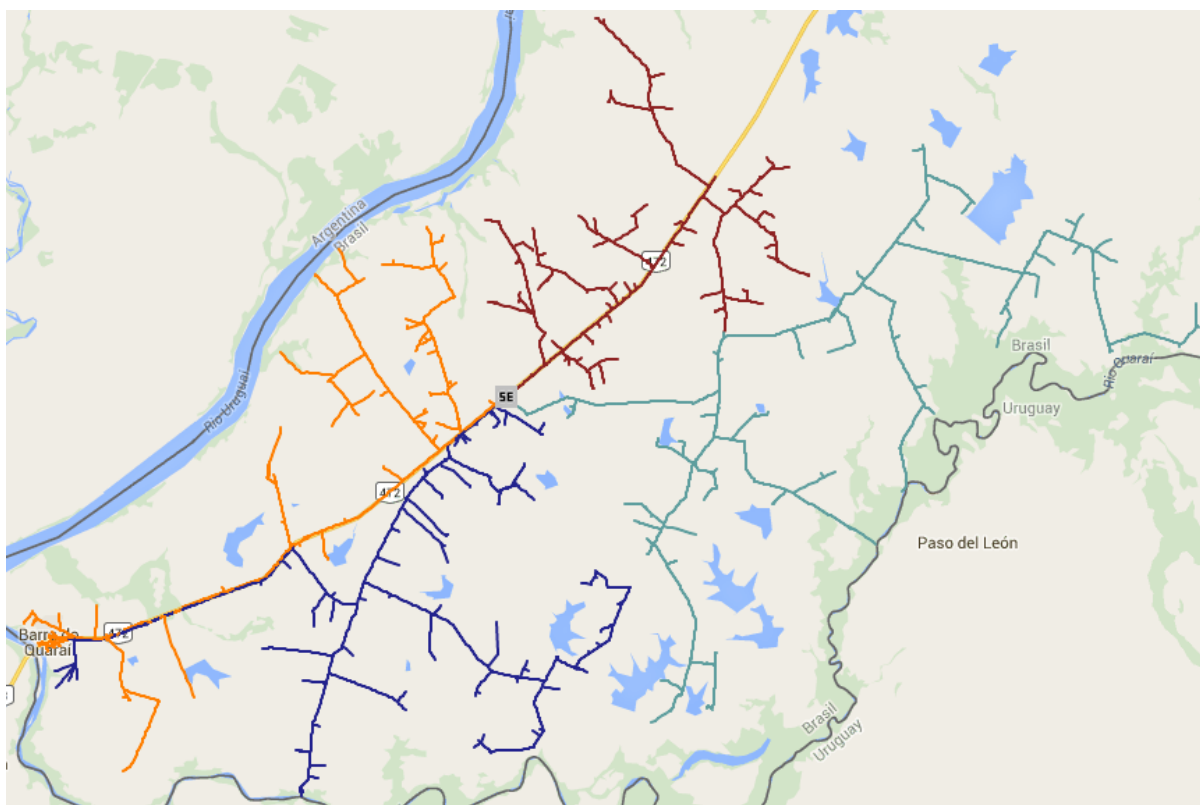
As demais informações necessárias para a análise também devem ser cadastradas a partir dos relatórios e históricos de medição da concessionária, seguindo um padrão de formatação disponibilizado pela plataforma, afim de alinhar todas as informações de maneira coerente.

### 3.2 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ESTUDADO

A fim de analisar a metodologia proposta tendo em vista os objetivos específicos deste trabalho, explorou-se a metodologia proposta na verificação de um modelo de sistema de distribuição real, com suas peculiaridades e topologia específica, utilizou-se das informações e

relatórios fornecidos pela concessionária parceira a este projeto para modelar a rede de distribuição de energia de uma cidade específica do Rio Grande do Sul, e, a partir desta modelagem, escolheu-se por fins de análise a subestação URU3, apresentada na Figura 3.5

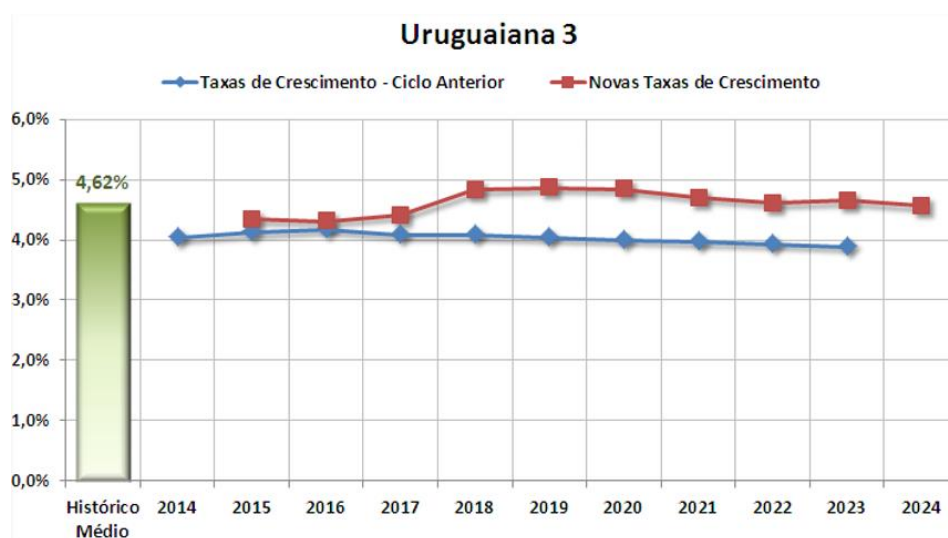
Figura 3.5 –Topologia da SE- URU3



Fonte: Funcionalidades do PSM – Mapas de subestações, 2016.

Esta subestação demonstra significativa taxa de crescimento,estratificada a partir dos dados históricos de crescimento, apresentado na Figura 3.6.

Figura 3.6 –Taxa de Crescimento extratificada de 4,7% aplicada à carga da SE- URU3

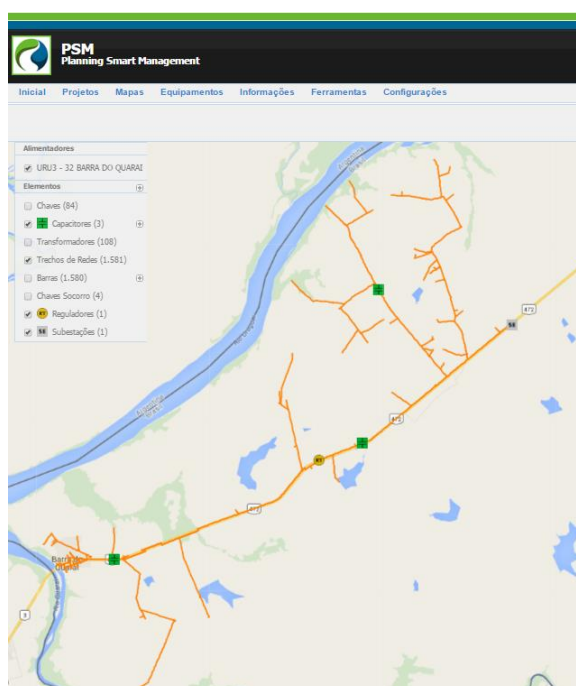


Fonte: (AES, 2014a)

O alimentador utilizado neste estudo é representado pelo traçado laranja, entretanto a subestação URU3 conta com 4 alimentadores diferentes, alimentados por dois transformadores de potência nominal igual a 12,5MVA, tensão primária de 69kV e potência secundária nominal de 23,1kV.

Utilizando a topografia de rede, apresentado na Figura 3.7, e os dados provenientes dos relatórios de diagnóstico, prognóstico e medições da concessionária parceira, para definir a projeção de carga para o horizonte de planejamento setado, e na tabela 3.1 respectivamente.

Figura 3.7 –Topologia do alimentadorAL 32



Fonte: Mapas dos alimentadores cadastrados - PSM, 2016.

Tabela 3.1 – Dados técnicos da rede analisada

<b>Dados Técnicos da Rede</b>	
Subestação	URU3
Alimentador	AL 32
Nº de consumidores	1779
Extensão da rede [km]	110,7
Extensão rede tronco[km]	57,1
Nº de barras na rede	1580
Regulador de tensão	1
Banco de Capacitor	3
Potência do(s) banco(s) de capacitor(es)	1500kVAr

fonte: (AES, 2014b).

Ainda em relação à topologia analisada, a estrutura que abrange esta rede conta com diversos elementos que podem ou não ser apresentados no mapa da análise da rede na plataforma PSM, sendo eles transformadores de distribuição, barras, chaves normalmente (NA), chaves normalmente fechadas (NF), chaves de socorro, bancos de capacitores(BC) e reguladores de tensão(RT). Com o principal objetivo de distribuir de forma coerente e com qualidade a energia demandada pelos consumidores, estes elementos atuam diretamente nos indicadores de qualidade, carregamento, fator de potência, proteção e reconfiguração do sistema (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2005); Na tabela 3.2 abaixo podemos analisar a característica dos bancos de capacitores e regulador de tensão instalados no sistema analisado.

Tabela 3.2 – Dados técnicos dos equipamentos da rede

Equipamento	Código	Tensão primária Nominal	Tipo de ligação	Controle	Potência nominal	Patamar simulado	Ano
BC	77	23,1	Delta	Banco fixo	600kVAr	1	0
BC	78	23,1	Delta	banco fixo	600kVAr	1	0

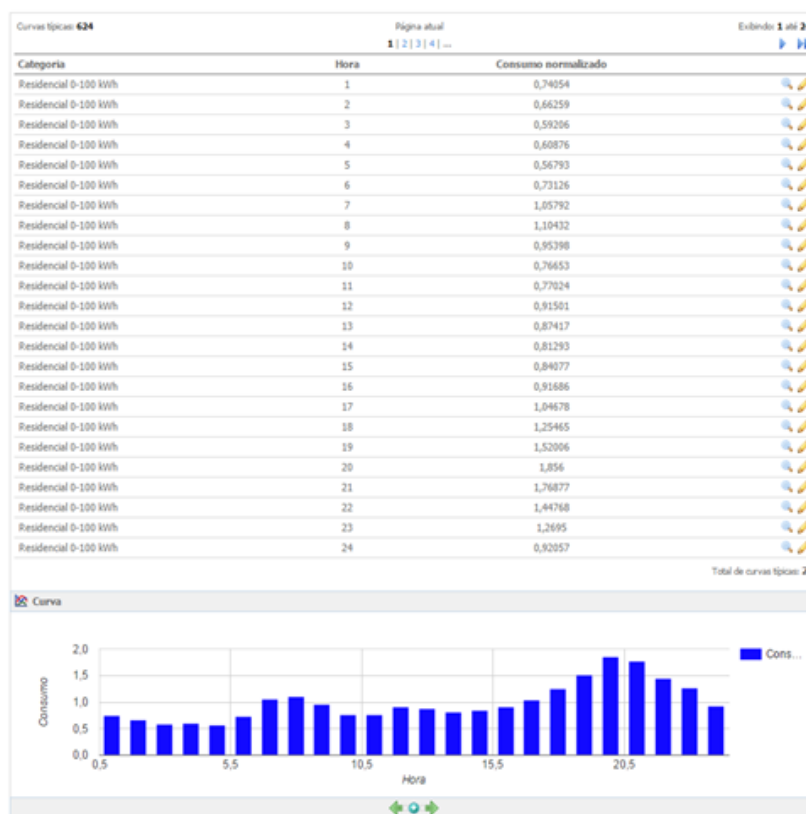
BC	79	23,1	Delta	banco fixo	300kVAr	1	0
RT	65	23,1	Estrela	N/A	288kVA	1	0

Fonte: (AES, 2014a).

As curvas de carga expressam o comportamento de consumo dos diversos grupos de consumidores que fazem parte de uma mesma rede, demonstrando como principal característica o formato que esta obtém na construção de um consumo diário. Como usualmente os consumidores tendem a ter um comportamento muito semelhante, estes são divididos em classes e seu comportamento é normalizado com uma curva típica, com isso a representação desta não apresenta a magnitude específica da carga, mas sim o comportamento do consumidor, considerando os patamares de carga máxima e mínima. No anexo II pode-se observar as Classes e Faixas de consumidores cadastrados no *Planning Smart Management*.

A Figura 3.8 apresenta uma curva de carga de um consumidor residencial característico que consome de 0 a 100kWh. Já no Anexo III, temos um aglomerado de curvas típicas cadastradas na plataforma, que são utilizadas para o cálculo do fluxo de potência.

Figura 3.8 – Curva de carga de um consumidor característico do AL 32



Fonte: Funcionalidades do Planning Smart Management, 2016.



Utilizando-se destas curvas, podemos também fazer o estudo da demanda que será solicitada em um determinado horizonte de planejamento, setado a partir da metodologia proposta que, neste caso é de 5 anos. Com os dados históricos fornecidos pela concessionária e as características específicas deste sistema, foram calculadas as demandas ativa, reativa e aparente e disponibilizadas na Tabela 3.3, a seguir.

Tabela 3.3 - Projeção de Demanda no horizonte de planejamento

Período	Demanda Ativa (MVA)	Demanda Reativa (MVA)	Demanda Aparente (MVA)
Ano Base	6,0108	1,3823	6,1677
Ano 1	6,1651	1,4447	6,3321
Ano 2	6,3484	1,5193	6,5276
Ano 3	6,5375	1,5965	6,7296
Ano 4	6,7799	1,6963	6,9889
Ano 5	7,0286	1,8037	7,2564

Fonte: AES, 2014a

Dada esta informação, neste trabalho serão realizadas análises do sistema de distribuição de energia elétrica dada a metodologia tradicional de projeção e planejamento da expansão destes e a proposta de uma nova metodologia, capaz de avaliar e determinar soluções de planejamento a partir de diferentes variáveis.

Propondo melhorias que visam garantir o atendimento da demanda e o cumprimento das normas definidas no PRODIST de forma eficiente, mantendo a qualidade do serviço e do produto entregue e utilizando uma metodologia diferente da tradicional, adotando critérios de planejamento baseado em dados de mercado, do crescimento da demanda energética, assim como a atualização do sistemas em tempo real, levando em conta o comportamento da demanda, horizontes de planejamento diversos e os impactos das novas tecnologias e suas funcionalidades no agrupamento existente, alinhando e justificando as devidas soluções.

### 3.3 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Considerando a rede de distribuição apresentada anteriormente, o diagnóstico é realizado a partir do cálculo do fluxo de potência no sistema, calculado diretamente pelo software

utilizado, considerando os 4 patamares de carga apresentados na Figura 3.9, sendo o patamar 3 considerado como horário de ponta.

Figura 3.9 - Patamares de Carga

Patamar de Carga	Hora Inicial	Hora Final	Hora de Cálculo
1	1	6	4
2	7	18	15
3	19	21	20
4	22	24	22

Total de patamares de carga: 4

Fonte: Funcionalidades do *Planning Smart Management*

Através das curvas típicas dos consumidores, ratificadas através do comportamento de cada tipo de consumidor e cadastradas na plataforma a partir das medições e informações provenientes dos relatórios da concessionária, apresentadas no Anexo III deste trabalho, são determinadas as demandas equivalentes de cada patamar. Para subestações particulares, clientes que são atendidos diretamente na média tensão, a curva de carga é determinada a partir do contrato de demanda, definido previamente com o cliente e de critérios específicos, normatizados pela Resolução nº414/2010 da ANEEL (ANEEL, 2010).

Considerando essas informações e os dados cadastrados previamente, o PSM determinou, para a rede estudada no horizonte de planejamento de 5 anos o diagnóstico de confiabilidade com os valores apresentados na tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Confiabilidade do sistema

<b>Indicadores de continuidade do Serviço de Distribuição</b>	
DEC do Alimentador (h/ano)	51,2541
FEC do Alimentador (falha/ano)	31,3174
DEC Conjunto (h/ano)	11,9575
FEC Conjunto (falha/ano)	7,3063
Energia não suprida(MWh/ano)	458,1043

fonte: Relatórios - PSM,2016

A partir das informações de confiabilidade do sistema e da projeção de demanda ao longo do horizonte de planejamento alinhado ao fluxo de potência, calculado pela plataforma e exibido na Figura 3.10, permite que o diagnóstico do sistema tome forma e assim tornando possível a geração de relatórios que serão necessários para a construção do planejamento da expansão do sistema.

Figura 3.10 -Resultados da execução do Fluxo de Potência pela plataforma PSM.



Fonte: Funcionalidades do *Planning Smart Management*

A partir da análise do fluxo de potência apresentado acima e das demais informações acerca da projeção de crescimento da subestação trabalhada, realizou-se a diagnóstico do ano base, alimentando a plataforma com informações acerca da demanda de potência, corrente, carregamento e tensão do sistema estudado e projetado na tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Projeção do diagnóstico do AL 32 para o patamar de carga crítico

Diagnóstico ano Base	
Demanda Ativa(MVA)	6,01082568
Demanda Reativa(MVA)	1,38238472
Demanda Aparente(MVA)	6,16773969
Maior Corrente (A)	149,8463976
Carregamento na saída do alimentador(%)	76,84430647
Pior carregamento(%)	<b>153,695</b>
Tensão mínima (p.u.)	<b>0,9207</b>

A partir do diagnóstico do ano base e das informações de projeção de carga e crescimento estratificado da subestação, pode-se projetar o diagnóstico do alimentador para o horizonte de planejamento setado na metodologia, sendo este os próximos 5 anos da rede. Com isso, alcança-se os resultados dispostos na Tabela 3.6 abaixo.

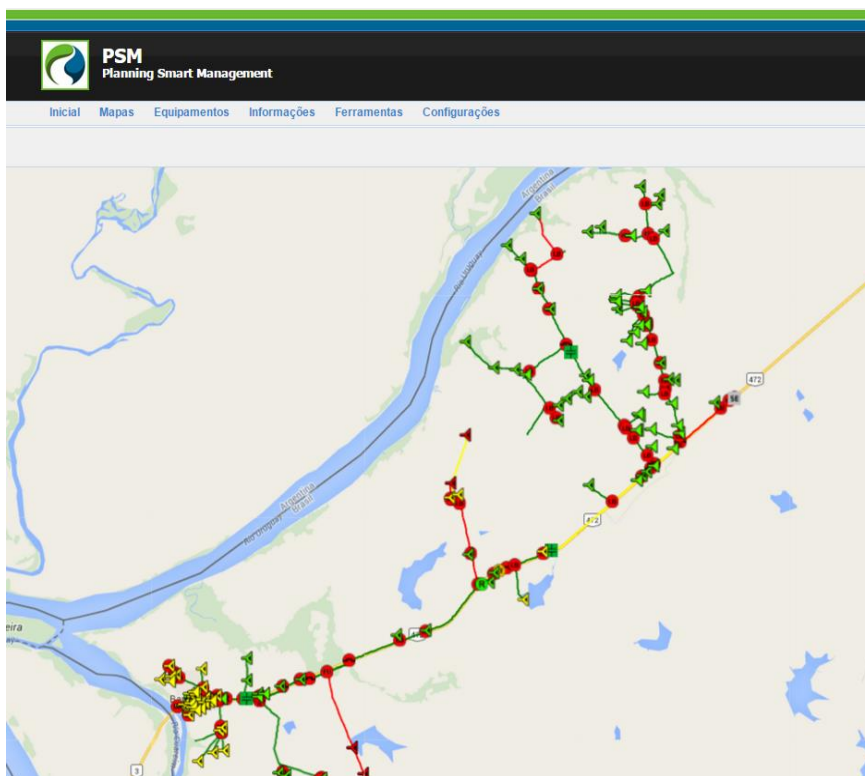
Tabela 3.6 – Projeção do diagnóstico do alimentador AL32 para o patamar de carga crítico no horizonte de 5 anos.

<b>Diagnóstico do sistema</b>					
<b>Ano 1</b>					
Pior carregamento(%)	Tensão mínima (p.u.)	Perdas (%)	DEC(h/ano)	FEC (falta/ano)	ENS (Mwh/ano)
153,734	0,918	8,31	38,173	21,961	416,93
<b>Ano 2</b>					
Pior carregamento(%)	Tensão mínima (p.u.)	Perdas (%)	DEC(h/ano)	FEC (falta/ano)	ENS (Mwh/ano)
153,78	0,915	8,598	41,016	23,995	425,728
<b>Ano 3</b>					
Pior carregamento(%)	Tensão mínima (p.u.)	Perdas (%)	DEC(h/ano)	FEC (falta/ano)	ENS (Mwh/ano)
153,82	0,912	8,900	43,935	26,082	434,822
<b>Ano 4</b>					
Pior carregamento(%)	Tensão mínima (p.u.)	Perdas (%)	DEC(h/ano)	FEC (falta/ano)	ENS (Mwh/ano)
153,99	0,908	9,295	47,679	28,760	446,456
<b>Ano 5</b>					
Pior carregamento(%)	Tensão mínima (p.u.)	Perdas (%)	DEC(h/ano)	FEC (falta/ano)	ENS (Mwh/ano)
154,81	0,904	9,720	51,254	31,317	458,104

Observando os dados apresentados na tabela acima, observa-se a existência de contingências desde os primeiros anos prévios ao plano de obras sugerido.

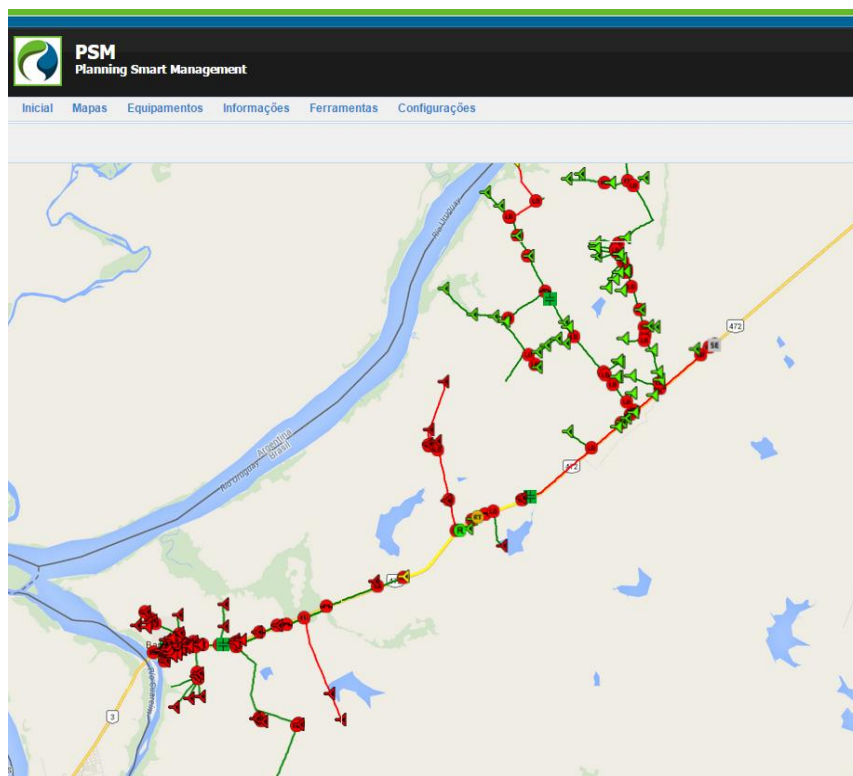
Com estas informações, a plataforma projeta o mapa da topologia de rede estudada para os diagnósticos do ano base, mostrado na Figura 3.11. e para o final do horizonte de planejamento, no ano 5, apresentado na Figura 3.12. Em ambas as projeções percebe-se a mudança de cores em determinados trechos do sistema. Isso se dá pela configuração da plataforma, que demonstra através da tonalidade do trecho se ela apresenta algum tipo de restrição, sendo vermelho para as restrições críticas, amarelo para os trechos que apresentam necessidades de melhorias e verde para os trechos que estão de acordo com os critérios de planejamento e restrições do sistema.

Figura 3.11 –Topologia da rede analisada: Diagnóstico para ano base.



Fonte: Planning Smart Management

Figura 3.12 –Topologia da rede analisada: Diagnóstico para ano 5.



Fonte: Planning smart management

Para os trechos em vermelho e amarelo, a plataforma, seguindo os critérios setados de acordo com a metodologia proposta, determina um conjunto de proposta de obras e melhorias que tendem a resolver, dentro do horizonte de planejamento, os critérios violados na rede.

### 3.4 SOLUÇÕES PROPOSTAS

Conhecida a rede e o seu diagnóstico para o horizonte de planejamento de 5 anos, é elaborado um plano de ações que, posteriormente, podem se transformar em um POD para a concessionária, contanto que esta respeite todos os critérios e restrições ambientais, orçamentários e técnicos definidos na metodologia.

Conforme apresentado na projeção do diagnóstico do alimentador estudado, este apresentou ambas as restrições propostas como critério de planejamento da expansão do sistema, carregamento acima de 100% e níveis de tensão abaixo de 0,95 p.u., desde o ano base (como mostra a Figura 3.11) de análise para alguns trechos, se tornando bastante crítico para a rede como um todo no ano 5 (Figura 3.12), final do horizonte de planejamento. Para isso, como determinado no objetivo deste trabalho, foram analisados planos de obra para a solução da rede, idealizando antecipar as irregularidades do sistema e executar as obras de acordo com um planejamento de médio prazo para o horizonte estudado.

Para o alimentador AL 32, o algoritmo de otimização sugeriu as soluções apresentadas na Figura 3.13. a qual mostra cada análise, seus custos a partir do custo modular setado na plataforma, em razão de milhares de reais (custo modular x1000 R\$) e os indicadores de qualidades pertinentes para a tomada de decisão.

Figura 3.13 – Soluções propostas pela plataforma PSM .

URU3 - 32 BARRA DO QUARAI			
<b>Soluções Propostas</b>			
Descrição	Custo da solução		
Complemento Fase Mono para Tri de 1,417km com o condutor 4 CAA.	39,68		
Recondutoramento de 12,714km de rede com o condutor 1/0 CA.	890,01		
Recondutoramento de 5,637km de rede com o condutor 4/0 CAA.	563,69		
Recondutoramento de 4,120km de rede com o condutor 336.4 CA.	453,16		
Instalação de novo Regulador de Tensão no trecho 300391	150,00		
<b>Indicadores</b>			
Patamar	DEC (h/ano)	FEC (falha/ano)	ENS (MWh/ano)
2	21,7	14,5	351,0
Pior carregamento (%)	Maior queda de tensão (%)	Potência de saída (kVA)	Perdas (%)
80,5	8,5	8976,8	12,8

### 3.4.1 Obra 1: Complemento de fase

A primeira obra sugerida para o planejamento da expansão do sistema estudado coincidentemente é a solução de menor custo modular para a aplicação e leva a prioridade o plano de obras sugerido em relação às demais sugestões pois propõe uma obra que dá ao sistema um maior equilíbrio e flexibilidade em relação às fases. Esta complementação sugere que o trecho monofásico da rede seja gurnecido de outras duas fases, tornando-o trifásico

Esta solução se apresenta mais pontual e de cunho paliativo em relação ao horizonte completo de planejamento, contudo é suficiente para manter o sistema por um determinado período sem que este viole as restrições propostas.

### 3.4.2 Obra 2: Recondutoramento de 12,741km de rede

A obra seguinte à complementação de fase no trecho monofásico da rede propõe reforçar a rede existente por meio do recondutoramento. Esta solução visa manter a topologia do alimentador, reforçando o entroncamento utilizando o condutor 1/0CA, o qual apresenta as seguintes características, mostradas na tabela 3.7

Tabela 3.7 – Características do condutor 1/0CA.

Cabo	Corrente admissível (A)	Resistência de sequência 0	Reatância de sequência 0	Resistência de sequência +	Reatância de sequência +
1/0 CA	203	0,782	2,431	0,605	0,782

Este recondutoramento garantirá um folga no carregamento do trecho proposto pois aumenta o nível de corrente admissível para aquela linha. Esta obra irá garantir maior confiabilidade no serviço prestado e, conseqüentemente, diminuindo os indicadores calculados.

### 3.4.3 Obra 3: Recondutoramento de 5,637km de rede

Semelhante à obra anterior, esta tem o mesmo objetivo de reforçar um trecho do troncal da rede analisada, desta vez utilizando o condutor 4/0CA, o qual apresenta as seguintes características, mostradas na tabela 3.8

Tabela 3.8 – Características do condutor 4/0CA.

Cabo	Corrente admissível (A)	Resistência de sequência 0	Reatância de sequência 0	Resistência de sequência +	Reatância de sequência +
4/0 CA	314	0,48	2,407	0,302	0,48

Novamente garantindo que o sistema respeite o critério de carregamento estipulado no trecho proposto, este aumenta ainda mais nível de corrente admissível nos condutores de distribuição, garantindo um serviço de qualidade e bons indicadores.



### 3.4.4 Obra 4: Recondutoramento de 4,120km de rede

Seguindo as mesmas premissas das obras 2 e 3, desta vez para um trecho de 4,120km e utilizando o condutor 336,4CA, de características apresentadas na tabela 3.9, tem o objetivo de garantir que o sistema não viole o critério de carregamento para o trecho definido.

Tabela 3.9 – Características do condutor 336,4CA.

Cabo	Corrente admissível (A)	Resistência de sequência 0	Reatância de sequência 0	Resistência de sequência +	Reatância de sequência +
336,4CA	419	0,369	2,384	0,191	0,396

### 3.4.5 Obra 5: Alocação de Regulador de tensão

Por fim, o planejamento da expansão do sistema de distribuição correspondente ao alimentador AL32 da SE3, propõe a alocação de um reguladores de tensão o trecho de código 300391, localizado em um entroncamento do sistema que apresenta queda de tensão considerável.

Esta solução é adotada quando o critério de nível de tensão é violado, contudo deve respeitar a quantidade limite de equipamentos deste tipo setado pelo usuário. Por se tratar de uma solução bastante pontual, tratando apenas um trecho de queda de tensão, esta é a última obra do plano determinado para o sistema analisado no horizonte de planejamento especificado pela metodologia.

## 4 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a análise de um sistema de distribuição, simulando um sistema real e propondo uma metodologia divergente da tradicionalmente utilizada neste tipo de análise, propondo melhorias que atendessem aos critérios e respeitasse as restrições propostas pelos agentes reguladores e pela concessionária para o sistema diagnosticado. Aplicando a metodologia proposta, obteve-se resultados bastante satisfatórios, os quais alinhavam eficiência do serviço prestado à critérios econômicos, tal como custo x benefício, além de propor tais soluções de forma automática, resolvendo as violações das restrições técnicas dos sistemas.

Os resultados preliminares obtidos através desta metodologia se mostraram bastante promissores, mostrando o potencial desta. A sua aplicação, alinhada à plataforma de simulação, propicia facilidade e liberdade na tomada de decisão, tendo em vista a assertividade nos diagnósticos e prognósticos das condições e configurações do sistema, e no direcionamento dos investimentos de expansão e/ou postergação dos mesmos, fornecendo apoio técnico-científico e agilidade na solução e na proposta das obras de expansão.

A plataforma utilizada na simulação deste estudo, o *Planning Smart Management*, se mostrou bastante flexível na aplicação da proposta e, em se tratando das atualizações tecnológicas aplicadas aos sistemas de distribuição, mostrou uma tendência de adaptação aos conceitos de REI e GD, futuramente empregados em grande escala nos sistemas de distribuição.

Para os desenvolvimentos futuros, pretende-se aplicar a metodologia agregando os conceitos citados acima, determinando critérios para que esta seja efetiva também com fontes de geração distribuída, assim como investigar mais a fundo as propostas sugeridas pela plataforma PSM.

## BIBLIOGRAFIA

- AES, A. S. E. S. **CPE-P004-14 - Avaliação das taxas de crescimento por subestação**. [S.l.]. 2015/2016.
- AES, A. S. E. S. **CPE-P007-14 Premissas e Critérios de Planejamento**. [S.l.]. 2015/2016.
- ALVES, L. G. K.; NYKIEL, T. P.; BELDERRAIN, M. C. N. Comparação Analítica entre Métodos de Apoio Multicritério à Decisão (AMD).. **13º Encontro de Iniciação Científica e Pós-Graduação do ITA – XIII ENCITA**, São José dos Campos, outubro 2007.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Regulação dos serviços de distribuição, 2016a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em: 22 february 2016.
- ANEEL, A. N. D. E. E. Resolução Normativa nº 414, 2010. , 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 30 maio 2016.
- ANEEL, A. N. D. E. E. Módulo 2: Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição. In: ANEEL, A. N. D. E. E. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.]: ANEEL, 2015a.
- ANEEL, A. N. D. E. E. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. In: ANEEL, A. N. D. E. E. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica**. 6. ed. [S.l.]: ANEEL, 2015b.
- ANEEL, A. N. D. E. E. Módulo 1 :Introdução. In: ANEEL, A. N. D. E. E. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.]: ANEEL, v. 6, 2016b.
- BERNARDON, D. P. Daniel P. Desenvolvimento de Algoritmos e sistema computacional para Estimção de Estados em Redes de Distribuição. Dissertação de Mestrado. **Universidade Federal de Santa Maria**, Santa Maria, 2004.
- BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes - Uma abordagem para reconfiguração de redes**. 1. ed. Santa Maria: AGEPOC, v. 1, 2015.
- CANHA, L. N. Metodologia para localização e dimensionamento de pequenas fontes de geração distribuída em redes de distribuição a partir de uma análise multicriterial. Tese de Doutorado. **Universidade Federal de Santa Maria**, Santa Maria, 2004.
- CARVALHO, M. R. Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Potência. Tese de doutorado. **Universidade de São Paulo**, São Paulo, 2006.
- COPEL, C. P. D. E. E. **NTC 831001 - Projeto de Redes de Distribuição Rural**. [S.l.]: COPEL, 2002. Disponível em:

<[http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/AA61592F6376CB95032574FD006D2347/\\$FILE/Ntc%20RDR%20-%20Jul02.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/AA61592F6376CB95032574FD006D2347/$FILE/Ntc%20RDR%20-%20Jul02.pdf)>. Acesso em: 10 maio 2016.

COSSI, A. M. Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão. Tese de Doutorado. **Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”**, Ilha Solteira, 2008.

ELETROBRAS. **Planejamento de Sistemas de Distribuição**. Rio de Janeiro: Editora Campus, v. 1, 1982.

ENERGÉTICA, E. P. Balanço Energético Nacional, 2014. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2014.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf)>. Acesso em: 15 Fevereiro 2016.

ENERGIA, M. D. M. E. Resenha Energética Brasileira, 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha+Energica+-+Brasil+2015.pdf>>. Acesso em: 1 março 2016.

FALCÃO, D. M. **Integração de tecnologias para viabilização da Smart Grid**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Ilha Solteira - SP: [s.n.]. 2010. p. p.1-5.

FERRET, R. Hierarquização de Alimentadores para Fins de Manutenção utilizando Análise Multicriterial. Dissertação de Mestrado. **Universidade Federal de Santa Maria**, Santa Maria, 2012.

FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K. Optimal Distribution System Horizon Planning–Part I: Formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 791 - 799, maio 2007.

FRANCISQUINI, A. A. Estimção de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Tese de Doutorado.. **Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho**, Ilha Solteira, 2006.

GOLDEMBERG, J.; MOREIRA, J. R. Política energética no Brasil - Estudos avançados, v 19, 2005. p. 215-228.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. ed. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005.

LODDI, T. cálculo de fluxo de potência unificado em sistemas de transmissão e redes de distribuição através do Método de Newton Desacoplado Rápido com rotação de eixos. Dissertação de Mestrado. **Universidade Federal do Paraná**, Curitiba, 2010.

LUSVARGHI, S. A. D. S. Impactos Econômicos da Descontinuidade do Serviço Elétrico Utilizando um Modelo de Mercado. Tese de Doutorado. **Universidade Federal de Itajubá**, Itajubá, 2010.

MARQUES, M. D. S.; RUSSI, J. L. Metodologia para Modelagem de Curvas Típicas de Demanda Utilizando Redes Neurais e Considerando Variáveis Climáticas. Dissertação de Mestrado. **Universidade Federal do Pampa**, Alegrete, 2014.

MEGGINSON, L. M. D. C.; P.H., P. J. **Administração: conceitos e aplicações**. 4. ed. São Paulo: Harbra, 1998.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blücher LTDA., v. 1, 1983.

MYRDA, P.; DONAHOE, K. The true vision of automation. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v 5, 2007. p. 32-44.

PFITSCHER, L. L. et al. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time”. **Electric Power Systems Research**, 2013. p 84 - 92.

PINTO, C. L. D. S. Otimização em dois níveis aplicada a priorização de obras do sistema de distribuição, voltada ao cumprimento dos índices de continuidade. Tese de Doutorado.. **Universidade de São Paulo**, São Paulo, 2008.

PIRES, J. C. L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. [S.l.]. 2000.

POMPERMAYER, F. M.; DE NEGRI, F.; CAVALCANTE, L. R. Inovação tecnológica no setor elétrico brasileiro: uma avaliação do programa de P&D regulado pela Aneel, 2011.

PRESSI, R. A. et al. ‘Tecnologia Inovadora PSM para Sistemas de Distribuição considerando a realidade de Redes Inteligentes e Geração Distribuída. **Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**, Costa do Sauípe - BA, 2015.

SAATY, T. L. **The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting and Resource Allocation**. New York: McGraw-Hill, v. 1, 1980.

SAATY, T. L.; GONZÁLEZ, L. **Prediction, projection and forecasting: applications of the analytic hierarchy process in economics, finance, politics, games and sports**. Boston: Kluwer Academic Publishers, v. 2, 1991.

SOUSA, J. D. Planejamento de Sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM). Tese de Doutorado. **Universidade Estadual Paulista**, Ilha Solteira, 2013. 19.

TOLEDO, F.; GOUVÊA, F. P.; RIELLA, R. J. Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes-Smart Grid Handbook. 1. ed. Rio de Janeiro: Brasport, v. 1, 2012.

VARGAS, E. L. Planejamento da expansão do sistema de distribuição através da simulação de alternativas e análise multicriterial. Dissertação de mestrado. **Universidade Federal de Santa Maria.**, Santa Maria, 2015.

## ANEXO I - INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade do serviço, as distribuidoras, consumidores e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do SEP.

Os indicadores deverão ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais, com exceção do DICRI, que deverá ser apurado por interrupções ocorridas em dias críticos do sistema.

Indicadores de Continuidade Individuais ou por Ponto de Conexão:

a) Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão – DIC

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

$i$  = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a  $n$ ;

$n$  = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$  = tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

Expresso em horas ou centésimos de horas;

b) Frequência de Interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão – FIC

$$FIC = n$$

Expresso em número de interrupções;

c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão – DMIC

$$DMIC = t(i)_{max}$$

Onde  $t(i)_{max}$  é o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua ( $i$ ), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada. Expresso em horas ou centésimos de horas;

d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão - DICRI

$$DICRI = t_{crítico}$$

Onde  $t_{crítico}$  representa a duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Indicadores de Continuidade de Conjunto de Unidades Consumidoras:

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc}$$

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc}$$

Onde  $i$  representa o índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

$Cc$  é número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.















































































Fonte: ANEEL 2015B – MODULO 8

## ANEXO II – CLASSES E FAIXAS DE CONSUMIDORES CADASTRADOS NO *PLANNING SMART MANAGEMENT*

### CLASSES E FAIXAS DE CONSUMIDORES

Código  Localizar

Nova classe e faixa de consumidor

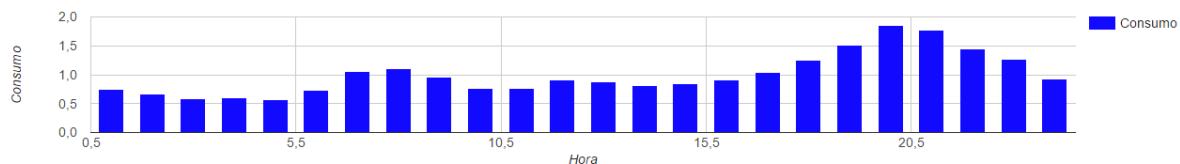
Nome	Código	Limite Inferior	Limite Superior	
A4	26	-1	-1	  
Comercial 0-500 kWh	6	-1	500	  
Comercial 1001-5000 kWh	8	1000	5000	  
Comercial 5001-10000 kWh	9	5000	10000	  
Comercial 501-1000 kWh	7	500	1000	  
Comercial >10000 kWh	10	10000	-1	  
Industrial 0-500 kWh	11	-1	500	  
Industrial 1001-5000 kWh	13	1001	5000	  
Industrial 5001-10000 kWh	14	5001	10000	  
Industrial 501-1000 kWh	12	500	1000	  
Industrial >10000 kWh	15	10000	-1	  
IP	21	-1	-1	  
Outros 0-500 kWh	22	-1	500	  
Outros 1000-5000 kWh	24	1000	5000	  
Outros 500-1000 kWh	23	500	1000	  
Outros >5000 kWh	25	5000	-1	  
Residencial 0-100 kWh	1	-1	100	  
Residencial 101-220 kWh	2	100	220	  
Residencial 220-500 kWh	3	220	500	  
Residencial 501-1000 kWh	4	500	1000	  
Residencial >1000 kWh	5	1000	-1	  
Rural 0-200 kWh	16	-1	200	  
Rural 1001-5000 kWh	19	1000	5000	  
Rural 201-500 kWh	17	200	500	  
Rural 501-1000 kWh	18	500	1000	  
Rural >5000 kWh	20	5000	-1	  

Total de classes e faixas de consumidores: 26

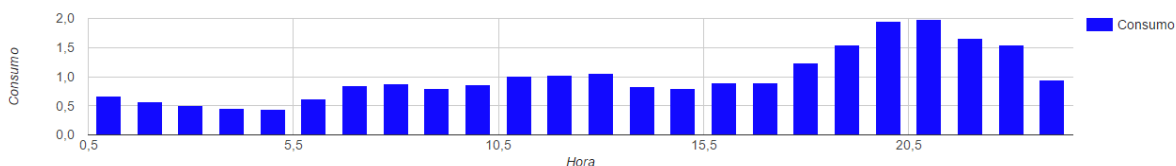


## ANEXO III – CURVAS DE CARGA CARACTERÍSTICAS DOS CONSUMIDORES ESTUDADOS.

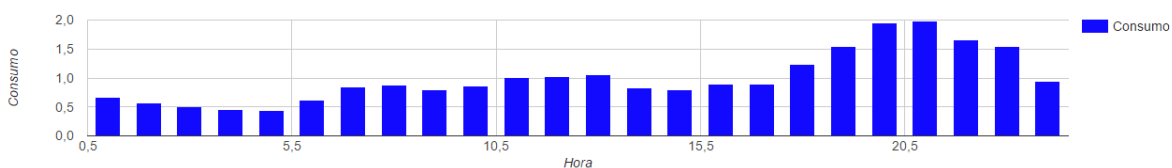
Curva Típica Residencial 0 até 100kWh



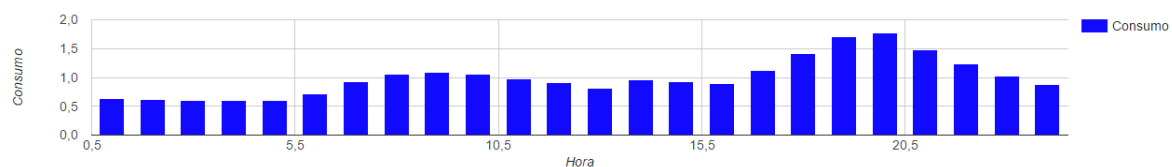
Curva Típica Residencial 101 até 220kWh



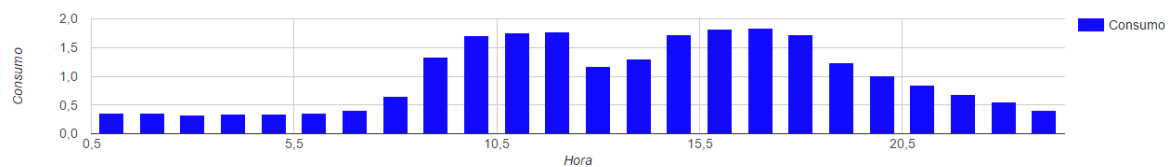
Curva Típica Residencial 221 até 500kWh



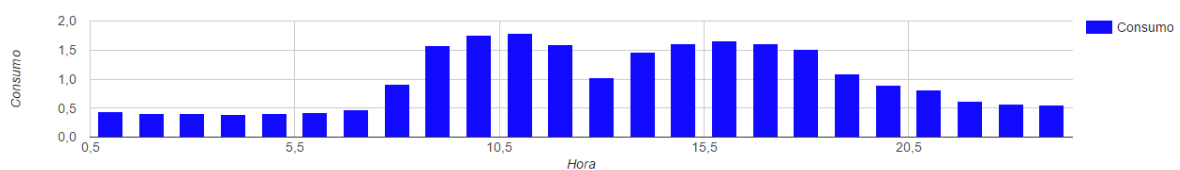
Curva Típica Residencial 501kWh até 1MWh



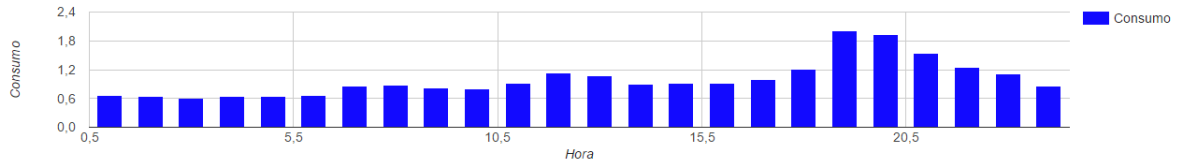
Curva típica Comercial 0 até 500kWh



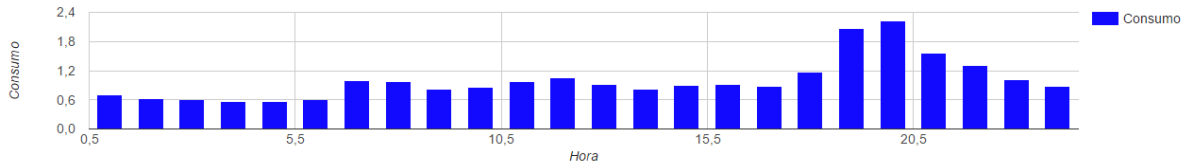
Curva típica Comercial de 501kWh até 1MWh



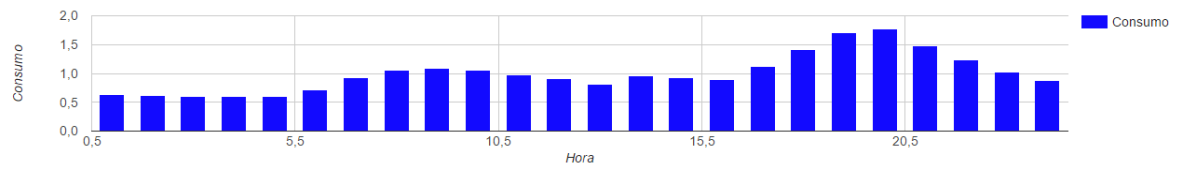
### Curva típica Rural até 200kWh



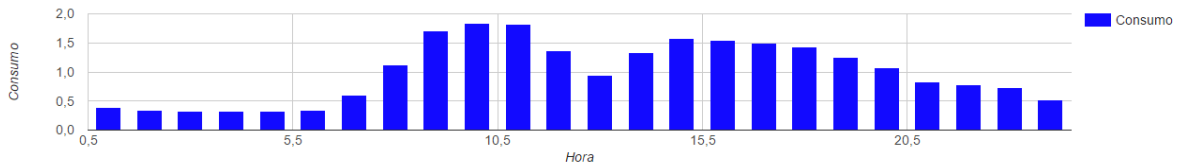
### Curva típica Rural 201kWh até 500kWh



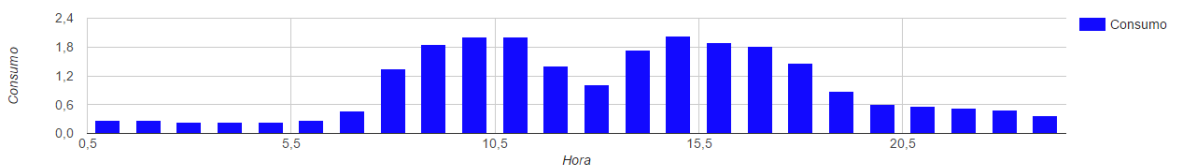
### Curva típica Rural 501kWh até 1MWh



### Curva típica Industrial até 500kWh



### Curva típica Industrial de 501kWh até 1MWh



Fonte: Funcionalidades do *Planning Smart Management*

## ANEXO IV – CABOS CADASTRADOS NO *PLANNING SMART* MANAGEMENT

CABOS CONDUTORES

Cabo  Localizar

+ Novo cabo condutor

Cabos Condutores: **187** Página atual Exibindo: 1 até 50

1 | 2 | 3 | 4 ▶▶

Cabo	I adm (A)	Resistência de sequência 0	Resistência de sequência 0	Resistência de sequência 1	Resistência de sequência 0	
1#1/OCA	203	0,782	2,431	0,605	0,782	
1#1/OCAA	195	0,869	2,501	0,691	0,869	
1#1/OCC	305	0,555	2,433	0,377	0,555	
1#16XLPE						
1#1CA	167	0,9422	2,4417	0,7644	0,9422	
1#1CAA	160	1,0354	2,507	0,8577	1,0354	
1#1CC	216	0,6532	2,4399	0,4754	0,6532	
1#2/OCA	235	0,6569	2,4242	0,4792	0,6569	
1#2/OCAA	220	0,734	2,4922	0,5562	0,734	
1#2/OCC	354	0,4767	2,4244	0,2989	0,4767	
1#250CA	340	0,434	2,403	0,256	0,434	
1#250CC	432	0,337	2,396	0,16	0,337	
1#2CA	152	1,141	2,45	0,963	1,141	
1#2CAA	150	1,228	2,507	1,05	1,228	
1#2CC	226	0,777	2,455	0,599	0,777	
1#3/OCA	271	0,559	2,416	0,381	0,559	
1#3/OCAA	252	0,627	2,48	0,449	0,627	
1#3/OCC	412	0,415	2,416	0,237	0,415	
1#300CA	382	0,3909	2,3895	0,2132	0,3909	
1#300CAA	392	0,3903	2,3784	0,2125	0,3903	
1#300CC	488	0,3114	2,3896	0,1336	0,3114	
1#336,4CA	419	0,369	2,384	0,191	0,369	
1#336,4CAA	410	0,3679	2,3703	0,1902	0,3679	
1#350CA	525	0,3611	2,3824	0,1833	0,3611	
1#350CC	285	0,2924	2,3796	0,1146	0,2924	
1#35XLPE	129	1,0465	0,8689	0,8689	1,0465	
1#397,5CA	570	0,3387	2,3788	0,161	0,3387	
1#397,5CAA	575	0,3387	2,1678	0,161	0,3387	
1#3CA	124	1,3897	2,4592	1,2119	1,3897	
1#3CAA	128	1,4642	2,5046	1,2865	1,4642	
1#3CC	152	0,9335	2,4636	0,7557	0,9335	
1#4/OCA	314	0,48	2,407	0,302	0,48	
1#4/OCAA	282	0,546	2,455	0,368	0,546	
1#4/OCC	477	0,366	2,406	0,188	0,366	
1#477CA	640	0,312	2,372	0,1342	0,312	
1#477CAA	640	0,312	2,361	0,1342	0,312	
1#4CA	114	1,707	2,479	1,529	1,707	
1#4CAA	113	1,775	2,503	1,597	1,775	
1#4CC	163	1,121	2,472	0,943	1,121	
1#500CA	660	0,307	2,3702	0,1293	0,307	
1#500CC	380	0,2587	2,3703	0,081	0,2587	
1#5CAA	130	2,1541	2,5071	1,9764	2,1541	
1#5CC	121	1,3673	2,481	1,1896	1,3673	
1#600CC	121	0,2458	2,3522	0,068	0,2458	
1#6CA	80	2,608	2,474	2,43	2,608	
1#6CAA	80	2,651	2,512	2,474	2,651	
1#6CC	121	1,676	2,49	1,498	1,676	
1#750CA	850	0,2641	2,3531	0,0864	0,2641	
1#750CC	800	0,2329	2,3529	0,0552	0,2329	
1#7CC	88	2,0485	2,4984	1,8707	2,0485	

Total de cabos condutores: **50**

Cabo	I adm (A)	Resistência de sequência 0	Reatância de sequência 0	Resistência de sequência 1	Resistência de sequência 0	
1#8CC	72	2,539	2,507	2,362	2,539	
1#C11,09CAA	6	31,019	1,589	31,049	31,019	
1#C11,9CAZ	6	16,13	1,3	16,13	16,13	
1#C11,9CAZ						
1#F3,09CAZ	6	25,6	1,3	25,6	25,6	
1#F3,09CAZ						
2#1/OCA	203	0,782	1,911	0,605	0,782	
2#1/OCAA	195	0,869	1,981	0,691	0,869	
2#1/OCC	305	0,555	1,913	0,377	0,555	
2#1/CA	167	0,9422	1,9217	0,7644	0,9422	
2#1/CAA	160	1,0354	1,987	0,8577	1,0354	
2#1/CC	216	0,6532	1,9199	0,4754	0,6532	
2#2/OCA	235	0,657	1,904	0,479	0,657	
2#2/OCAA	220	0,734	1,972	0,556	0,734	
2#2/OCAA	220	0,734	1,972	0,556	0,734	
2#2/OCC	354	0,477	1,904	0,299	0,477	
2#250CA	425	0,2641	1,8331	0,0864	0,2641	
2#250CA	425	0,4338	1,8826	0,256	0,4338	
2#250CC	255	0,3375	1,8764	0,1597	0,3375	
2#2CA	152	1,141	1,93	0,963	1,141	
2#2CAA	150	1,228	1,987	1,05	1,228	
2#2CC	226	0,777	1,935	0,599	0,777	
2#3/OCA	271	0,5587	1,8955	0,381	0,5587	
2#3/OCAA	252	0,6271	1,9597	0,4493	0,6271	
2#3/OCC	412	0,4152	1,8957	0,2374	0,4152	
2#300CA	382	0,3909	1,8695	0,2132	0,3909	
2#300CC	488	0,3114	1,8696	0,1336	0,3114	
2#336,4CA	419	0,3685	1,864	0,1908	0,3685	
2#336,4CAA	410	0,3679	1,8503	0,1902	0,3679	
2#350CA	525	0,3611	1,8624	0,1833	0,3611	
2#350CC	285	0,2924	1,8596	0,1146	0,2924	
2#35XLPE	129	1,0465	0,8689	0,8689	1,0465	
2#397,5CA	570	0,3387	1,8588	0,161	0,3387	
2#397,5CAA	575	0,3387	1,6478	0,161	0,3387	
2#3CA	124	1,39	1,939	1,212	1,39	
2#3CAA	128	1,464	1,985	1,287	1,464	
2#3CC	152	0,933	1,944	0,756	0,933	
2#4/OCA	314	0,4798	1,8868	0,302	0,4798	
2#4/OCAA	282	0,5457	1,9349	0,3679	0,5457	
2#4/OCC	477	0,3661	1,8864	0,1883	0,3661	
2#477CA	640	0,312	1,852	0,1342	0,312	
2#477CAA	640	0,312	1,841	0,1342	0,312	
2#4CA	114	1,707	1,959	1,529	1,707	
2#4CAA	113	1,775	1,983	1,597	1,775	
2#4CC	163	1,121	1,952	0,943	1,121	
2#500CA	660	0,307	1,8502	0,1293	0,307	
2#500CC	380	0,2587	1,8503	0,081	0,2587	
2#5CAA	130	2,1541	1,9871	1,9764	2,1541	
2#5CC	121	1,3673	1,961	1,1896	1,3673	
2#600CC	800	0,2458	1,8422	0,068	0,2458	

Total de cabos condutores: 50

Cabo	I adm (A)	Resistência de sequência 0	Resistência de sequência 0	Resistência de sequência 1	Resistência de sequência 0	
2#6CA	80	2,608	1,954	2,43	2,608	
2#6CAA	80	2,651	1,992	2,474	2,651	
2#6CC	121	1,676	1,97	1,498	1,676	
2#750CC	800	0,2329	1,8329	0,0552	0,2329	
2#7CC	88	2,0485	1,9784	1,8707	2,0485	
2#8CC	72	2,539	1,987	2,362	2,539	
2#C11,9CAA	6	31,019	1,589	16,13	31,019	
2#C11,9CAZ	6	16,25	2,35	16,07	16,25	
2#F3,09CAZ	6	25,71	2,35	25,54	25,71	
2#F3,09CAZ						
3#1/0CA	203	0,782	1,911	0,605	0,782	
3#1/0CAA	195	0,869	1,981	0,691	0,869	
3#1/0CC	305	0,555	1,913	0,377	0,555	
3#120CACP	305	0,4317	1,8742	0,2543	0,4317	
3#120XLPE	262	0,4319	1,806	0,2543	0,4319	
3#150CACP	450	0,3857	1,8689	0,2081	0,3857	
3#150XLPE	450	0,3857	1,8689	0,2081	0,3857	
3#16XLPE						
3#170CACP	365	0,4992	1,8795	0,3216	0,4992	
3#185CACP	500	0,3432	1,8612	0,1656	0,3432	
3#185XLPE	500	0,3432	1,8612	0,1656	0,3432	
3#1CA	167	0,942	1,922	0,764	0,942	
3#1CAA	160	1,035	1,987	0,858	1,035	
3#1CC	216	0,653	1,92	0,475	0,653	
3#2/0CA	235	0,657	1,904	0,479	0,657	
3#2/0CAA	220	0,734	1,972	0,556	0,734	
3#2/0CACP	263	0,6039	1,8179	0,4263	0,6039	
3#2/0CC	354	0,477	1,904	0,299	0,477	
3#240CACP	472	0,3051	1,8549	0,1275	0,3051	
3#250CC	255	0,3375	1,8764	0,1597	0,3375	
3#250CC	255	0,4338	1,8826	0,256	0,4338	
3#2CA	152	1,141	1,93	0,963	1,141	
3#2CAA	150	1,228	1,987	1,05	1,228	
3#2CACP	144	1,0324	1,8336	0,8548	1,0324	
3#2CC	226	0,777	1,935	0,599	0,777	
3#3/0CA	271	0,559	1,896	0,381	0,559	
3#3/0CAA	252	0,627	1,96	0,449	0,627	
3#3/0CC	412	0,415	1,896	0,237	0,415	
3#300CA	382	0,391	1,869	0,213	0,391	
3#300CAA	392	0,39	1,858	0,213	0,39	
3#300CC	488	0,311	1,87	0,134	0,311	
3#336,4CA	419	0,369	1,864	0,191	0,369	
3#336,4CAA	410	0,3679	1,8503	0,1902	0,3679	
3#336,4CACP	433	0,3483	1,794	0,1707	0,3483	
3#336,4CA						
3#350CA	525	0,3611	1,8624	0,1833	0,3611	
3#350CC	285	0,2924	1,8596	0,1146	0,2924	
3#35CACP	144	1,0465	1,9008	0,8689	1,0465	
3#35XLPE	129	1,0465	0,8689	0,8689	1,0465	
3#397,5CA	570	0,3387	1,8588	0,161	0,3387	

Total de cabos condutores: 50

Cabo	I adm (A)	Resistência de sequência 0	Reatância de sequência 0	Resistência de sequência 1	Resistência de sequência 0	
3#397,5CAA	575	0,3387	1,6478	0,161	0,3387	
3#3CA	124	1,39	1,939	1,212	1,39	
3#3CAA	128	1,464	1,985	1,287	1,464	
3#3CC	152	0,933	1,944	0,756	0,933	
3#40CA	314	0,48	1,887	0,302	0,48	
3#40CAA	282	0,546	1,935	0,368	0,546	
3#40CACP	305	0,4449	1,8068	0,2673	0,4449	
3#40CC	477	0,366	1,886	0,188	0,366	
3#477CA	640	0,312	1,852	0,1342	0,312	
3#477CA	640	0,3137	1,7714	0,135	0,3137	
3#477CAA	640	0,312	1,841	0,1342	0,312	
3#477CACP	529	0,299	1,7843	0,1214	0,299	
3#4CA	114	1,707	1,959	1,529	1,707	
3#4CAA	113	1,775	1,983	1,597	1,775	
3#4CC	163	1,121	1,953	0,943	1,121	
3#500CA	660	0,307	1,8502	0,1293	0,307	
3#500CC	380	0,2587	1,8503	0,081	0,2587	
3#50CACP	224	1,0465	0,8689	0,8689	1,0465	
3#50XLPE	171	1,0465	0,8689	0,8689	1,0465	
3#5CAA	130	2,1541	1,9871	1,9764	2,1541	
3#5CC	140	1,3673	1,961	1,1896	1,3673	
3#600CC	800	0,2458	1,8422	0,068	0,2458	
3#6CA	80	2,608	1,954	2,43	2,608	
3#6CAA	80	2,651	1,992	2,474	2,651	
3#6CC	121	1,676	1,97	1,498	1,676	
3#70CACP	280	0,6219	1,8872	0,4443	0,6219	
3#70XLPE						
3#750CA	850	0,2641	1,8331	0,0864	0,2641	
3#750CC	800	0,2329	1,8329	0,0552	0,2329	
3#7CC	88	2,048	1,978	1,871	2,048	
3#8CC	72	2,539	1,987	2,362	2,539	
3#95CACP	343	0,4992	1,8795	0,3216	0,4992	
3#C11,9CAA	6	31,019	1,589	31,049	31,019	
3#C11,9CAZ	6	16,25	2,27	16,07	16,25	
3#C11,9CAZ	6	16,25	2,27	16,07	16,25	
3#F3,09CAZ	6	25,71	2,27	25,54	25,71	
3#F3,09CAZ						

Total de cabos condutores: 37

# ANEXO V – CUSTOS MODULARES CADASTRADOS NO PLANNING SMART MANAGEMENT

## INFORMAÇÕES



CUSTOS MODULARES

Tipo de Rede/Equipamento	Condutor	Tipo de construção	Local	Custo modular (R\$ x 1.000)	
Rede aérea nua	1/0 CA	Construção	Urbano	45	
Rede aérea nua	1/0 CA	Reforço	Urbano	70	
Rede aérea nua	1/0 CAA	Construção	Rural	42	
Rede aérea nua	1/0 CAA	Reforço	Rural	50	
Rede aérea compacta	150mmXLPE	Construção	Urbano/Rural	110	
Rede aérea compacta	150mmXLPE	Reforço	Urbano/Rural	121	
Rede aérea compacta	150mmXLPE Duplo	Construção	Urbano/Rural	172	
Rede aérea compacta	150mmXLPE Duplo	Reforço	Urbano/Rural	190	
Rede aérea compacta	150mmXLPE Quádruplo	Construção	Urbano/Rural	300	
Rede aérea compacta	150mmXLPE Quádruplo	Reforço	Urbano/Rural	330	
Rede aérea compacta	150mmXLPE Triplo	Construção	Urbano/Rural	235	
Rede aérea compacta	150mmXLPE Triplo	Reforço	Urbano/Rural	260	
Rede aérea compacta	185mmXLPE	Construção	Urbano/Rural	120	
Rede aérea compacta	185mmXLPE	Reforço	Urbano/Rural	130	
Rede aérea nua	336,4 CA	Construção	Urbano	90	
Rede aérea nua	336,4 CA	Reforço	Urbano	110	
Rede aérea nua	336,4 CAA	Construção	Rural	90	
Rede aérea nua	336,4 CAA	Reforço	Rural	110	
Rede aérea nua	4/0 CA	Construção	Urbano	85	
Rede aérea nua	4/0 CA	Reforço	Urbano	105	
Rede aérea nua	4/0 CAA	Construção	Rural	50	
Rede aérea nua	4/0 CAA	Reforço	Rural	65	
Rede aérea nua	4/0 CAA	Construção	Urbano	80	
Rede aérea nua	4/0 CAA	Reforço	Urbano	100	
Rede aérea compacta	95mmXLPE	Construção	Urbano/Rural	95	
Rede aérea compacta	95mmXLPE	Reforço	Urbano/Rural	105	
Rede aérea compacta	95mmXLPE Duplo	Construção	Urbano/Rural	155	
Rede aérea compacta	95mmXLPE Duplo	Reforço	Urbano/Rural	170	
Rede aérea compacta	95mmXLPE Quadruplo	Construção	Urbano/Rural	265	
Rede aérea compacta	95mmXLPE Quadruplo	Reforço	Urbano/Rural	290	
Rede aérea compacta	95mmXLPE Triplo	Construção	Urbano/Rural	210	
Rede aérea compacta	95mmXLPE Triplo	Reforço	Urbano/Rural	230	
Equipamento	Banco Capacitor	Deslocamento	Urbano/Rural	5	
Equipamento	Banco de Capacitor 600kVAr	Novo	Urbano/Rural	30	
Equipamento	Banco Regulador	Deslocamento	Urbano/Rural	20	
Equipamento	Banco Regulador de Tensão 200/300 A	Novo	Urbano/Rural	150	
Equipamento	Fechar Delta de Banco Regulador	c/ Desl	Urbano/Rural	60	
Equipamento	Fechar Delta de Banco Regulador	s/ Desl	Urbano/Rural	50	
Equipamento	Módulo de Alimentador	Novo	Urbano/Rural	200	
Equipamento	Religador Telecomandado	Automático	Urbano/Rural	40	
Equipamento	Transformador Elevador/Rebaixador	5 MVA	Urbano/Rural	250	

Total de custos modulares: 41

