

THELMA PRETEL BRANDÃO VECCHI

**UM ESTUDO DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA
EXPANSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

CURITIBA

2004

THELMA PRETEL BRANDÃO VECCHI

**UM ESTUDO DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA
EXPANSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Ciências, Curso de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, Área de Concentração em Programação Matemática, Setor de Ciências Exatas e Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientação: Prof^a. Dra. Neida Maria Patias Volpi.

Co-orientação: Prof^o. Dr. Volmir Eugênio Wilhelm

CURITIBA

2004

Investir em conhecimentos rende sempre melhores juros.

(Benjamin Franklin)

Você não pode ensinar nada a um homem; você pode apenas ajudá-lo a encontrar a resposta dentro dele mesmo.

(Galileu Galilei)

Dedico este estudo a meu querido esposo Roberto, a minha amada filha Lais e a minha querida mãe Izabel que sempre me incentivaram a buscar crescimento pessoal e profissional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo dom da vida, pela saúde, pela sabedoria, discernimento e pela oportunidade de realizar este trabalho.

Agradeço aos meus familiares que estiveram sempre ao meu lado, apoiando-me e incentivando-me a continuar, todas as vezes que demonstrei certo desânimo frente aos obstáculos que surgiram durante esta longa caminhada.

Agradeço ao meu amigo Douglas que muito me ajudou na parte computacional deste trabalho.

Agradeço a minha amiga Flávia que também me auxiliou neste trabalho, no que diz respeito à sua estética.

Agradeço a Prof^a. Dra. Neida Maria Patias Volpe que me orientou sempre com muita disposição, carinho, competência e dedicação, proporcionando-me um grande aprendizado.

Agradeço ao Prof^o Dr. Volmir Eugênio Wilhelm que participou da parte computacional deste trabalho, orientando-me quanto aos programas desenvolvidos.

Agradeço ao Engenheiro Elétrico Rogério Magalhães Vilas Boas, funcionário da Companhia Paranaense de Energia – Copel Agência de Campo Mourão, que permitiu a realização deste estudo através do fornecimento de todos os dados necessários para a realização deste trabalho.

Agradeço a Suelen, aluna do curso de Matemática Industrial, que me passou o programa computacional inicial deste trabalho.

SUMÁRIO

RESUMO	x
ABSTRACT	xi
1 INTRODUÇÃO	13
1.1 PROBLEMA	13
1.2 OBJETIVOS	14
1.2.1 Objetivo Geral	14
1.2.2 Objetivos Específicos	14
1.3 JUSTIFICATIVA	15
1.4 O DESENVOLVIMENTO DA ELETRICIDADE NO BRASIL	16
1.5 O SISTEMA ELÉTRICO	17
1.5.1 O Caminho Percorrido Pela Energia Elétrica	17
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2 MODELOS DE EXPANSÃO DA REDE ELÉTRICA	21
2.1 PLANEJAMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONDIÇÕES NORMAIS (MÉTODOS EXATOS)	22
2.1.1 Modelo De Um Único Período	23
2.1.1.1 Modelo Individual de Alimentador	23
2.1.1.2 Modelo de Sistemas de Alimentadores	23
2.1.1.3 Modelo Duas Fases	25
2.1.1.4 Modelos de Subestação e Alimentador	26
2.1.2 Modelo Multi-Período	26
2.1.3 Otimização do Problema de Distribuição de Energia	28
2.1.3.1 Modelo de Programação Binária para Redes de Energia Elétrica	28
2.1.3.2 Modelo de Programação Convexa para Redes de Energia Elétrica	33
2.2 PLANEJAMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONDIÇÕES NORMAIS (MÉTODOS HEURÍSTICOS)	39
2.2.1 Algoritmo Genético Aplicado ao Problema das P-medianas	39
2.2.2 Algoritmo de Gillet e Johnson Modificado	39

3 APLICAÇÃO	42
3.1 UM BREVE HISTÓRICO DA ENERGIA NO PARANÁ E NA CIDADE DE CAMPO MOURÃO	42
3.2 EXECUÇÃO DOS MODELOS APRESENTADOS	44
3.2.1 Exemplo Utilizando os Modelos Exatos	44
3.2.1.1 Modelo Binário	45
3.2.1.2 Modelo Convexo	48
3.2.2 Rede de Campo Mourão	49
3.2.2.1 Dados Utilizados	50
3.2.2.2 Aplicação do Modelo Binário	52
3.2.2.3 Aplicação do Modelo Convexo	52
3.2.3 Proposta para Resolver o Problema dos Anéis	57
3.3 RESULTADOS FINAIS	65
3.3.1 Configuração Otimizada para a Rede Atual	65
3.3.2 Configuração Otimizada para a Rede Futura	73
4 CONCLUSÕES E ANÁLISES FINAIS	83
5 BIBLIOGRAFIA	85
ANEXOS	88

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Redução de Tensão	19
Figura 1.2 – Geração e Linha de Transmissão	19
Figura 2.1 – Configuração Retirada de Aoki (1990)	29
Figura 2.2 – Curva Fluxo x Custos/Km para os Cabos com Várias Bitolas	34
Figura 2.3 – Combinação Convexa de x_i	35
Figura 3.1 – Rede fictícia de Distribuição de Energia	45
Figura 3.2 – Mapa da Configuração Ótima	48
Figura 3.3 – Curva Fluxo(KVA) x Custos(R\$/Km) Para os Cabos de Bitolas 2/0, 336	52
Figura 3.4 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Com 7 Anéis	56
Figura 3.5 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Com 2 Anéis	61
Figura 3.6 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão com 1 Anel	62
Figura 3.7 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Sem Anéis	64
Figura 3.8 – Rede de Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Otimizada	66
Figura 3.9 – Rede de Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Otimizada – Ao final dos próximos dez anos	75
Fluxograma 3.1 – Processo Iterativo entre os Ambientes de Texto, do Matlab e do Lingo.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Demanda de cada nó	45
Tabela 3.2 – Coordenadas dos nós	46
Tabela 3.3 – Nó inicial e nó final de cada trecho	46
Tabela 3.4 – Cabos CA Resistência Máxima	50
Tabela 3.5 – Cabos CAA Resistência Máxima	51
Tabela 3.6 – Tabela de dados.....	53
Tabela 3.7 – Trechos acrescentados no Arquivo existentes.txt (1ª execução)	60
Tabela 3.8 – Trechos acrescentados no Arquivo existentes.txt (2ª execução)	61
Tabela 3.9 – Trechos acrescentados no Arquivo existentes.txt (3ª execução)	62
Tabela 3.10 – Trechos instalados para demanda atual	63
Tabela 3.11 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 1	67
Tabela 3.12 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 2	67
Tabela 3.13 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 3	68
Tabela 3.14 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 4	68
Tabela 3.15 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 5	68
Tabela 3.16 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 6	69
Tabela 3.17 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 7	69
Tabela 3.18 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 8	69
Tabela 3.19 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 9	70
Tabela 3.20 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 1.....	70
Tabela 3.21 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 2.....	71
Tabela 3.22 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 3.....	71
Tabela 3.23 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 4.....	71
Tabela 3.24 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 5.....	71
Tabela 3.25 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 6.....	72
Tabela 3.26 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 7.....	72
Tabela 3.27 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 8.....	72
Tabela 3.28 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 9.....	73
Tabela 3.29– Trechos instalados para a demanda futura	74
Tabela 3.30 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1)-dem-fut : Alimentador 1	76
Tabela 3.31 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 2	76

Tabela 3.32 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 3	76
Tabela 3.33 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 4	77
Tabela 3.34 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 5	77
Tabela 3.35 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 6	77
Tabela 3.36 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 7	78
Tabela 3.37 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) - dem-fut: Alimentador 8	78
Tabela 3.38 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) - dem-fut: Alimentador 9	78
Tabela 3.39 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) - dem-fut: Alimentador 10	78
Tabela 3.40 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) - dem-fut: Alimentador 11	79
Tabela 3.41 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) - dem-fut: Alimentador 12	79
Tabela 3.42- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 1	79
Tabela 3.43- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 2	80
Tabela 3.44- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 3	80
Tabela 3.45- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 4	80
Tabela 3.46- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 5	81
Tabela 3.47- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 6	81
Tabela 3.48- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 7	81
Tabela 3.49- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 8	81
Tabela 3.50- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador 9	81
Tabela 3.51- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador10	82
Tabela 3.52- Resultados obtidos para SE S. Dumont (2) - dem-fut:Alimentador11	82

RESUMO

A preocupação em empregar melhor a energia elétrica que é distribuída na cidade de Campo Mourão, interior do Paraná, deu origem a este trabalho, que propõe um estudo de modelos matemáticos para otimizar os custos com instalação de elementos que compõem uma rede de distribuição de energia elétrica ao longo de um período de planejamento, tais como cabos e alimentadores, minimizando as perdas de energia que ocorrem durante a sua distribuição, através da escolha correta da bitola do cabo que será utilizado.

É apresentado neste trabalho o caminho que a energia elétrica percorre desde a sua geração até o final de seu trajeto, bem como um histórico da evolução da energia elétrica no Paraná e na cidade de Campo Mourão.

Os modelos matemáticos que podem ser utilizados em problemas de distribuição de energia são exatos, ou seja, apresentam uma solução exata para o problema, ou são heurísticas, que apresentam uma solução aproximada para o problema.

O programa computacional implementado neste trabalho tem por base um modelo exato, o modelo convexo. Este foi implementado no software Lingo, mas devido a um problema apresentado na sua solução, o aparecimento de anéis na rede de distribuição de energia elétrica, foi necessário desenvolver e implementar uma heurística para resolvê-lo.

Desta forma chegou-se ao resultado esperado para a otimização da rede de distribuição de energia elétrica para a cidade de Campo Mourão nos dias atuais, bem como ao final dos próximos dez anos, tendo sido utilizado um estudo de previsão para a demanda futura durante este período.

Palavras-chave: rede de distribuição de energia elétrica, otimização de custos, métodos exatos, métodos heurísticos.

ABSTRACT

The concern in using better the electric power that is distributed in the city of Campo Mourão, interior of Paraná, gave origin to this work, that proposes a study of mathematical models to optimize the costs with installation of elements that compose a net of electric power distribution along a planning period, such as cables and feeders, minimizing the waste of energy that happen during its distribution, through the correct choice of the gage of the cable that will be used.

It is presented in this work the route that the electric power travels from its generation to the end of its itinerary, as well as a report of the evolution of the electric power in Paraná and in the city of Campo Mourão.

The mathematical models that can be used in problems of distribution of energy are exact, in other words, they present an exact solution for the problem, or they are heuristic, which present an approximate solution for the problem.

The computational program implemented in this work is built around an exact model, the convex model, which was implemented in the software Lingo, but due to a problem presented in its solution- the emergence of cycles in the net of electric power distribution- it was necessary to develop and implement a heuristic to solve it.

This way, this study reached the expected result for the optimization of the net of electric power distribution for the city of Campo Mourão in the current days, as well as at the end of the next ten years, having been used a forecast study for the future demand during this period.

Key words: net of electric power distribution, optimization of costs, exact methods, heuristic methods.

1 INTRODUÇÃO

1.1 PROBLEMA

A cidade de Campo Mourão vem crescendo nos últimos anos e o consumo de energia elétrica também vem aumentando em decorrência da instalação de novas indústrias, do aumento da população, entre outros. Sabe-se que a rede de distribuição de energia elétrica é projetada para atender a uma certa demanda atual e futura, mas devido às limitações técnicas dos elementos da rede (subestações, alimentadores, cabos de transmissão, etc.) existe a necessidade de melhorá-la e expandi-la para um melhor atendimento aos seus usuários. Como a expansão de uma rede elétrica requer prazos médios, esse estudo deve ser feito periodicamente.

Existe também o interesse, por parte das empresas de fornecimento de energia elétrica, em diminuir os custos com a rede de distribuição de energia, considerando que os cabos utilizados possuem custos e capacidades diferenciadas e atendem a demandas específicas, necessitando de manutenção periodicamente. Sabe-se também que cabos de bitolas diferentes possuem resistências diferentes, e quanto maior a resistência maior a perda de energia durante a transmissão. Essa perda de energia influencia nos custos para a empresa, pois parte da energia gerada é dissipada na forma de perdas técnicas da distribuição. Logo, a escolha do cabo para um determinado circuito deve ser feita com muito cuidado para que a demanda seja atendida com menor custo possível para empresa.

Devido a preocupação de utilizar com mais eficiência a energia elétrica gerada no país, minimizando as perdas de energia durante a sua transmissão e ainda minimizando os custos da Copel, empresa de fornecimento de energia elétrica do Paraná, esse trabalho considerou a rede primária de distribuição de energia elétrica já existente em Campo Mourão e, após ter analisado o crescimento da demanda prevista para o futuro, as perdas de energia existentes e os custos com cabos e manutenção, elaborou-se um planejamento para a expansão da rede, levando em conta todos os seus aspectos e alguns cenários de crescimento.

Este trabalho também mostra um estudo sobre os métodos que podem ser utilizados para resolver o problema do planejamento da distribuição de energia elétrica. São métodos exatos e heurísticos que possuem aspectos positivos e negativos para a sua execução. Dentre os métodos exatos, foi dado maior ênfase ao modelo binário e ao modelo convexo. As heurísticas foram comentadas, mas não foram implementadas.

Dentre os métodos exatos, percebeu-se a dificuldade em utilizar o modelo binário, pois devido ao grande número de variáveis binárias, o mesmo tornou-se inviável para a resolução do problema real de distribuição de energia elétrica de Campo Mourão. Já o modelo convexo, que elimina o uso de variáveis binárias, pôde ser executado, mas com um problema, o aparecimento de anéis na rede de distribuição de energia elétrica. Para resolver o problema dos anéis foi desenvolvida, neste trabalho, uma heurística que elimina os anéis e apresenta um resultado aproximado para a solução do problema de distribuição de energia elétrica. A partir deste procedimento encontrou-se a solução para o problema considerado neste trabalho.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Adaptar um modelo matemático para planejamento da expansão da rede elétrica de Campo Mourão, minimizando custos com instalação e manutenção de cabos, bem como outros elementos da rede (subestações e alimentadores) e minimizando também perdas de energia durante a distribuição, ao longo de um período de planejamento.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estudar e apresentar modelos matemáticos já existentes para expansão de rede elétrica.

- Adequar os modelos existentes para a rede de distribuição elétrica da cidade de Campo Mourão.
- Desenvolver um programa computacional para utilizar o modelo proposto.
- Sugerir uma nova configuração da rede elétrica otimizada.

1.3 JUSTIFICATIVA

A energia elétrica é, tradicionalmente, utilizada para fornecer iluminação, força motriz, frio, calor e para eletrólise em processos produtivos, entre outras. Na economia atual, além dessas funções, dependem da energia elétrica as atividades de informática e telecomunicações que são a base para a expansão do setor industrial e para o setor de serviços que vem apresentando uma verdadeira explosão de crescimento. A sociedade da informação não funciona sem energia elétrica.

A energia elétrica está na base de toda a cadeia de produção industrial e agropecuária e também na prestação de serviços. Portanto, a economia brasileira depende da energia elétrica para ter um crescimento satisfatório do PIB (Produto Interno Bruto) e, conseqüentemente, do crescimento econômico.

Tendo em mente essa responsabilidade, a Companhia Paranaense de Energia (Copel) tem o interesse em prestar sempre melhores serviços aos seus usuários, entregando toda a energia comprometida com os seus consumidores. E, para isso, é necessário otimizar seus custos para poder investir em novas instalações, ampliar a rede já existente no estado, qualificar seus funcionários e investir mais em tecnologia.

Esse trabalho propõe a otimização dos custos com novas instalações, trocas de cabos que minimizam as perdas de energia e um planejamento futuro para a expansão da rede de distribuição de energia elétrica na cidade de Campo Mourão.

Percebe-se então a importância deste para o Brasil, para o estado do Paraná e, principalmente, para a cidade de Campo Mourão, que com isso estará empregando melhor a energia elétrica destinada aos seus consumidores.

1.4 O DESENVOLVIMENTO DA ELETRICIDADE NO BRASIL

O desenvolvimento da eletricidade trouxe, já no início do século XIX, importantes variações no interior das residências e prédios. Até o aparecimento dessa energia, o gás era o alimento dos sistemas de aquecimento, refrigeração e iluminação das moradias, cujo consumo foi diminuindo com a difusão da eletricidade, com lâmpadas que não queimam oxigênio, dispõem menos calor e são facilmente manejadas. Essa nova fonte de energia substituiu a madeira e o carvão como base energética produtora de luz, calor e cozimento dos alimentos. Sua principal aplicação se fez na iluminação e, mais tarde, no acionamento dos motores elétricos (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988).

Nas primeiras redes elétricas urbanas o usuário recebia a energia sob a forma de corrente contínua, que era produzida em pequenas centrais dispersas pela rede urbana, com pouca segurança no fornecimento. Posteriormente, essas foram substituídas por outras de corrente alternada, que permitiram o uso de transformadores, através dos quais se tornou possível e fácil a elevação da tensão, possibilitando o transporte da energia por grandes distâncias. Essa substituição permitiu a interconexão das redes, tornando assim o fornecimento de energia elétrica mais confiável.

À medida que foram sendo resolvidos os problemas técnicos, a energia elétrica foi fazendo parte do contexto das atividades humanas e substituindo as demais formas de energia. Isso ocorreu pela facilidade de sua geração, proveniente de diversas fontes de energia, tais como: mecânica, térmica, nuclear, radiante e química; o seu transporte, através de condutores elétricos a enormes distâncias, com perdas relativamente pequenas, e a facilidade de seu uso, que fizeram assim com que a eletricidade fosse um tipo de energia com vantagens sobre as outras.

Hoje praticamente todas as atividades do homem são movidas pela energia elétrica. O seu uso e versatilidade se faz tanto quanto maiores forem os recursos técnicos e financeiros dos países. O consumo da energia elétrica constitui-se de um verdadeiro índice indicativo do desenvolvimento de uma nação (Sistemas de Fornecimento de Energia Elétrica, 2003 apud www.copel.com.br, acesso em 22 de março).

1.5 O SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico é o conjunto de circuitos interligados com a finalidade de levar a energia elétrica gerada por um sistema até os pontos em que essa energia pode ser utilizada, ou seja, transformada em outros tipos de energia. É incluído no sistema elétrico os circuitos e todos os equipamentos auxiliares ao seu funcionamento, elétricos e não elétricos, tais como: estruturas de suportes dos cabos, eletrodutos, caixas e armários especiais, recintos específicos, etc. (Albuquerque, 1982).

Com base na lei da física de que “nada se cria, nada se perde, tudo se transforma”, a energia elétrica tem sua geração proveniente de outros tipos de energia. A irradiação solar que atinge o planeta, a energia potencial do armazenamento das águas, a energia eólica, a energia do movimento das marés oceânicas e a energia geotérmica são consideradas de reprodução ilimitadas nos limites do sistema solar, e denominadas fontes de energia contínuas (Sistemas de Fornecimento de Energia Elétrica, 2003 apud www.copel.com.br, acesso em 22 de março).

1.5.1 O Caminho Percorrido Pela Energia Elétrica

A água que cai no continente através da chuva, em parte, penetra no solo e, outra parte, escorre para os rios. E os rios, por estarem em níveis acima do nível do mar, escoam para o mar.

Então, ao bloquear o escoamento das águas para o mar, através de barragens, elas ficam represadas e apresentam vasta quantidade de energia potencial gravitacional. Na barragem há uma tubulação que permite, sob controle, a vazão da água da represa. Ao entrar nessa tubulação a água converte boa parte de sua energia potencial em energia cinética e faz girar uma turbina. Após passar pela turbina (e forçar sua rotação) a água ainda apresenta energia potencial suficiente para seguir, nível abaixo, o antigo leito do rio. O eixo dessa turbina está acoplado ao eixo de um gerador elétrico e assim é produzida a energia elétrica.

Esse gerador de energia elétrica, movido pela turbina (em geral do tipo Francis), gira a 120 rpm (rotações por minuto) e, por motivos técnico-econômicos, por maiores que sejam,

são projetados para gerar tensões de até no máximo 25 kV. A potência desses geradores, ou seja, quanto de energia elétrica eles produzem por unidade de tempo, é enorme, de centenas de MW (milhões de watts) (Ferraz Netto, 1990 apud www.feiradeciencias.com.br, acesso em 20 de março de 2004).

A eletricidade gerada nas usinas de energia elétrica percorre um longo trajeto até chegar aos centros consumidores, através de cabos aéreos. Nas regiões não urbanas existem torres de metal que sustentam esses cabos, e o conjunto de torres e cabos formam uma linha de transmissão. Nesse trajeto, entre as usinas e as cidades, a eletricidade passa por várias subestações, onde a sua tensão é aumentada ou diminuída através dos transformadores. Na usina, a tensão gerada é geralmente de 13.800 V. Eleva-se, então, a tensão para 500.000 V, com a finalidade de transportar a energia. Isso se justifica, pois no transporte de energia em cabos de alta tensão a potência dissipada é menor, pois a potência elétrica é igual à tensão multiplicada pela corrente, então a mesma quantidade de energia poderá ser transmitida a alta tensão e baixa corrente ou vice-versa. Sabe-se também que a perda de energia, devido à resistência dos cabos condutores de corrente elétrica (efeito Joule), é igual ao quadrado da corrente multiplicado pela resistência. Assim, aumentando a tensão, a perda em questão poderá ser grandemente reduzida, proporcionando a mesma quantidade de energia elétrica com uma reduzida intensidade de corrente (Van Valkenburgh, 1976 apud www.feiradeciencias.com.br, acesso em 20 de março de 2004).

Ao chegar à subestação rebaixadora de tensão, a tensão é reduzida novamente, como mostra a Figura 1.5, para 13,8 KV. Após a redução a energia elétrica é transmitida através das linhas de distribuição, que formam a rede primária.

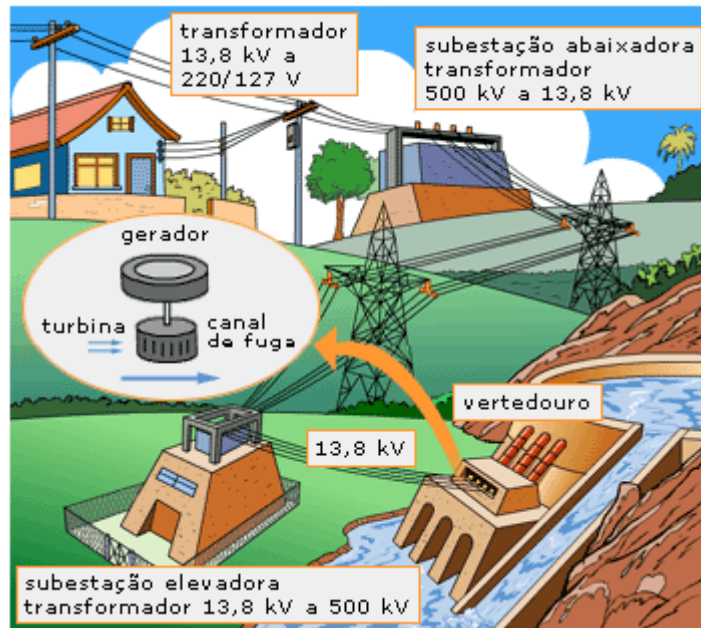


Figura 1.1 – Redução de Tensão

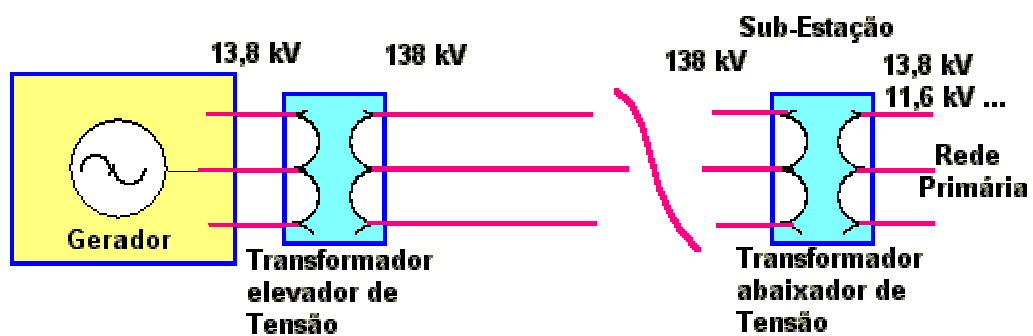


Figura 1.2 – Geração e Linha de Transmissão

Depois que os fios saem da subestação, seguem para os transformadores dos postes, que abaixam a tensão para 127 V / 220 V, formando as redes secundárias, chegando assim a energia elétrica até o consumidor.

Dependendo da carga instalada pelo consumidor, a concessionária fornece os sistemas em monofásico, bifásico ou trifásico, ou seja:

- **Monofásico** a dois fios (uma fase + um neutro), quando a carga instalada for de uma potência até 10 KW.
- **Bifásico** a três fios (duas fases + um neutro) quando a carga instalada for de uma potência compreendida entre 10 a 20 KW.

- **Trifásico** a quatro fios (três fases + um neutro) quando a carga instalada for de uma potência compreendida entre 20 a 75 kW. Quando a carga ultrapassar o limite de 75 kW, a concessionária só fornecerá tensão primária, devendo o consumidor ter cabine própria de transformação (www.othondecarvalho.com.br/eletr/3.html, acesso em 27 de março de 2004).

Esse trabalho se restringirá apenas à malha de distribuição de energia entre as subestações e os transformadores dos postes, ou seja, à rede primária, onde serão considerados os cabos já existentes, a demanda existente por km^2 na cidade de Campo Mourão e a demanda futura, considerando períodos de tempo futuros.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto de quatro capítulos.

Neste primeiro capítulo foi apresentado o problema que será considerado neste trabalho, bem como os objetivos e a justificativa do mesmo. Algumas considerações e informações sobre a energia elétrica também foram feitas neste capítulo.

No segundo capítulo será feita uma revisão de vários modelos de planejamento de distribuição de energia elétrica. Modelos estes exatos e heurísticos.

No terceiro capítulo serão feitas as aplicações usando alguns modelos citados no segundo capítulo. Estas aplicações são referentes a exemplos fictícios e também ao problema real da cidade de Campo Mourão.

No quarto capítulo serão feitas as conclusões e as análises finais, bem como algumas idéias para trabalhos futuros serão citadas. Por fim estarão a bibliografia e os anexos.

2 MODELOS DE EXPANSÃO DA REDE ELETRICA

O planejamento da expansão da rede elétrica é uma tarefa complexa, pois é preciso garantir que o sistema de distribuição tenha capacidade adequada, tanto das subestações como também dos alimentadores para atender aos consumidores, ao longo de um período H. Logo, é de interesse de todos que o serviço prestado pela companhia de energia seja adequado, que os custos envolvidos sejam otimizados e que as perdas de energia sejam minimizadas, pois também geram custos, para que se busque uma modicidade tarifária.

Um sistema de distribuição de energia elétrica consiste de um número de subestações conectadas umas às outras através de alimentadores, que são formados por condutores elétricos que transportam energia da subestação, para satisfazer a demanda existente em sua rota (Suresh, 1997).

O planejamento da distribuição de energia inclui decisões do tipo:

- Localização ótima das subestações;
- Localização ótima dos alimentadores;
- *Design* ótimo do alimentador individualmente;
- Alocação ótima da carga;
- Alocação ótima da capacidade da subestação;

Este trabalho irá considerar que as subestações já têm configuração conhecida, não sendo possível a mudança de sua localização, mas poderá propor instalação de novas subestações, se necessário, e até mesmo ampliar a capacidade das já existentes.

Os fatores relevantes no ambiente de decisão incluem leis físicas como também questões operacionais, tais como:

- Lei de Kirchhoff para corrente;
- Lei de Kirchhoff para tensão;

- Custo variável nos alimentadores;
- Radialidade na configuração dos alimentadores;
- Queda de tensão nos trechos de alimentadores;
- Capacidade normal da subestação;
- Capacidade de distribuição da subestação;
- Capacidade emergencial da subestação;
- Capacidade emergencial do alimentador.

Segundo Suresh (1997) podem ser considerados modelos de planejamento que trabalham em condições normais e outros que trabalham em situação de emergência, ou ambas. A situação de emergência pode significar uma falha em determinada região da rede de distribuição de energia, decorrente de algum tipo de acidente ou de mau tempo. Este trabalho irá considerar um modelo que opere em condições normais.

A seguir será feita uma apresentação de modelos de distribuição de energia elétrica que operam em condições normais, em função da metodologia usada para resolvê-lo. Esta metodologia considera modelos exatos ou heurísticos. Uma das diferenças entre estes modelos é quanto a qualidade da solução. Modelos exatos geram soluções ótimas exatas, mas dependendo do problema são de difícil execução. Heurísticas fornecem soluções, em geral, quase ótimas e são mais adequadas para resolver problemas de porte maior, quando a solução exata é inviável na prática.

2.1 PLANEJAMENTO DE DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES NORMAIS (MÉTODOS EXATOS)

Devido à natureza do planejamento de distribuição de energia, que envolve decisões do tipo instalar ou não instalar, os modelos são predominantemente formulações de programações matemáticas: programação linear, programação linear 0 – 1 e programação não linear. Devido ao grande número de variáveis e restrições que os problemas reais possuem,

existe também um número significativo de heurísticas que resolvem os problemas de forma aproximada.

Os modelos de otimização na área de planejamento elétrico são classificados em: modelo de um único período e modelos de multi-períodos.

2.1.1 Modelo de Um Único Período

Modelos de um único período são estáticos e assumem que a demanda não mudará no período considerado. Conseqüentemente não haverá instalação de novas subestações ou alimentadores de um ano para o outro. Em geral, estes modelos de otimização podem ser classificados em 4 subgrupos: Modelo individual de alimentador, modelos de sistemas de alimentadores, modelo duas etapas – subestação e alimentadores, e modelos de subestação e alimentadores. Cada modelo será descrito a seguir.

2.1.1.1 Modelo Individual de Alimentador

Esta classe de problemas trabalha com o *design* individual de cada alimentador. Ponnaikko e Rao (1981) apud Suresh (1997, p. 2) otimizaram a configuração de cada alimentador individualmente, decidindo a sua extensão, tipo de condutor, sua categoria e o caminho mais econômico considerando capital e o custo operacional.

2.1.1.2 Modelo de Sistemas de Alimentadores

O objetivo deste modelo, considerando subestações e pontos de demandas existentes, é determinar o melhor caminho para conectar as subestações aos pontos de demanda com o

mínimo custo. Os modelos são, em geral, modelos de programação linear misto 0 – 1, da forma:

$$\begin{aligned} \text{Min} : & c_f x + c_v p \\ \text{s.a} : & Ap = d \\ & Mx \geq p \\ & x \text{ binário} \\ & p \geq 0 \end{aligned}$$

onde x é o vetor de decisão relativo a instalação ou não da facilidade (trecho de alimentador) e p é o vetor de fluxo de corrente; c_f é o custo fixo da instalação e c_v é o custo variável por unidade de fluxo. A é a matriz de topologia da rede, d é o vetor de demandas, e M a capacidade da conexão.

Adams e Laughton (1974) apud Suresh (1997, p. 2) foram os primeiros que trabalharam com o desenvolvimento da formulação acima.

Crawford e Holt (1975) utilizaram um procedimento baseado na análise da carga de alimentadores em uma rede básica, para determinar a subestação a ser instalada. O procedimento pode ser usado empiricamente para identificar a localização ótima da subestação e suas respectivas capacidades.

Wall, Thompson e Northcote-Green (1979) apresentaram um procedimento eficiente para o problema do fluxo de distribuição (modelo de transporte), cujo modelo requer três tipos de dados de entrada:

- As localizações e valores das demandas;
- A descrição dos alimentadores e seus respectivos trechos;
- Descrição das subestações.

As demandas foram concentradas em um único ponto em cada pequena área geográfica (1/4 milha quadrada).

Os alimentadores são descritos por dois tipos de estrutura de dados: o primeiro mostra o tipo de trecho que existe atualmente, o segundo mostra o comprimento e as demandas conectadas em cada ponto do trecho, e que tipos de cabos podem ser instalados.

Para as subestações são necessários a descrição de sua capacidade atual, potencial e sua localização.

O sistema é então modelado por nós e arcos, onde cada nó tem sua demanda e cada arco representa um trecho do alimentador e, portanto, uma possibilidade de fluxo. A cada arco associa-se uma variável que representa a quantidade de fluxo que está passando. A cada nó associa-se uma restrição que representa a conservação do fluxo de energia (o que entra é igual ao que sai). Associadas a cada arco existem duas quantidades: a primeira é um limite superior que define o máximo carregamento que o trecho pode transportar e a segunda é um coeficiente de custo que aparece na função objetivo e representa a distância física entre dois pontos do arco, a resistência elétrica do cabo, o custo das perdas elétricas e os custos de instalação de um dado trecho.

2.1.1.3 Modelo Duas etapas

Masud (1974) apud Suresh (1997, p. 2) propôs um método duas etapas para o planejamento de distribuição de energia. A primeira etapa (modelo de programação linear 0 – 1) determina a área de abrangência da subestação, considerando uma redistribuição de carga. A segunda etapa usa um modelo de transporte, considerando a capacidade da subestação encontrada na primeira etapa, para determinar o fluxo ótimo da corrente para os alimentadores. Em geral, o método duas etapas pode ser descrito como segue:

$$\text{Primeira etapa: } \begin{cases} \text{Min} : c_f^T y \\ \text{s.a} : R^T y \geq l \\ e^T y \geq 1 \\ y \text{ binário} \end{cases} \quad \text{Segunda etapa: } \begin{cases} \text{Min} : c_v^T p \\ \text{s.a} : Sp = R^* \\ Dp = l \\ p \geq 0 \end{cases}$$

onde c_f é o custo fixo de instalação da subestação, y é a variável de decisão de instalação da subestação, R é uma matriz com as capacidades das subestações para diferentes configurações, l é o vetor de cargas, e é o vetor de uns, S é a matriz de topologia da rede, D é a matriz que define as conexões em cada nó de demanda, R^* é o vetor de capacidade das subestações obtido na primeira fase e p é o vetor de corrente.

Fawzi e El-Sobki (1983) apud Suresh (1997, p. 2), adaptaram um modelo similar incorporando variáveis não lineares para o custo da potência e queda de tensão. Um algoritmo *branch and bound* foi usado para decidir primeiramente a subestação (com consideração aproximada dos alimentadores). A solução parte de um procedimento iterativo que determina a configuração ótima dos alimentadores.

2.1.1.4 Modelos de Subestação e Alimentador

Esta classe de problemas determina simultaneamente a decisão de instalação de subestação e de alimentadores, a corrente em cada trecho do alimentador e a capacidade da subestação. A formulação tem a seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min : & c_F^T y + c_V^T P + c_f^T x + c_v^T p \\ \text{s.a : } & Ap = d \\ & p \leq Mx \\ & P = Ep \\ & P \leq Ry \\ & x, y \text{ binárias} \\ & p \geq 0 \end{aligned}$$

onde c_V é o custo variável da subestação, P é a soma das cargas demandadas de todas as subestações individualmente, e E é a matriz de topologia da rede.

2.1.2 Modelo Multi-Período

Estes modelos demandam mais tempo de execução, porém apresentam resultados mais adequados aos problemas práticos. E, destes, a Programação Dinâmica é uma das técnicas utilizadas para a otimização de processos multiestágios, que pode ser desdobrado segundo um número de etapas seqüenciais. Modelos estáticos assumem que a demanda não irá mudar durante o horizonte de planejamento e não existe a necessidade de relacionar

instalações durante o período de tempo. A função objetivo do modelo multi-período inclui a variável tempo, representada pelo número de etapas, os custos fixo e variável das subestações e alimentadores a serem instaladas em uma determinada etapa.

As restrições normalmente consideradas sobre um alimentador são: a Lei de Kirchhoff, usualmente o critério de radialidade; os valores máximos e mínimos para a tensão; o carregamento de cada trecho do alimentador de acordo com um valor máximo considerado, com a bitola utilizada e o seu comprimento; a capacidade da subestação e o orçamento previsto para a etapa.

Usando variáveis 0 – 1, a formulação geral pode ser escrita como segue:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} : & \sum_t \{c_{ft}^T y_t + c_{vt}^T P_t + c_{ft}^T x_t + c_{vt}^T P_t\} \\
 \text{s.a} : & A_t p_t = d_t \\
 & p_t \leq M_t x_t \\
 & P_t = E_t p_t \\
 & P_t \leq R_t y_t \\
 & e_t^T \cdot y_t \leq 1 \\
 & e_t^T \cdot x_t \leq 1 \\
 & G_t x_t + F_t y_t = 0 \\
 & x_t, y_t \text{ binárias} \\
 & p_t \geq 0, \forall t = 1, \dots, n
 \end{aligned}$$

onde todos os fatores de custo estão em termos de valores presentes, n é o horizonte de planejamento, a restrição $e_t y_t \leq 1$ assegura no máximo uma instalação de subestação por período e a restrição $e_t x_t \leq 1$ assegura a instalação de um único trecho entre dois nós, e $G_t x_t + F_t y_t = 0$ (G e F são matrizes lógicas) representam restrições operacionais.

Devido à dificuldade de se trabalhar com este tipo de modelo multi-período, uma maneira de resolver parcialmente o problema é utilizar o modelo único-período e a cada ano verificar a necessidade de instalar alguma facilidade. Neste caso não se tem otimização global.

2.1.3 Otimização do Problema de Distribuição de Energia

Como foi apresentado, para abordar o problema da minimização de custos e perdas de energia na distribuição de energia elétrica é possível utilizar modelos matemáticos. Alguns modelos são exatos, isto é, determinam o resultado ótimo para o problema, e outros são baseados em heurísticas.

Em relação aos métodos exatos, pode-se citar os trabalhos de Aoki et al. (1990) e Nara (1997), baseados em programação binária com função objetivo não linear e um conjunto de restrições lineares, e ainda o modelo baseado em programação linear convexa, desenvolvido por Farrag et al. (1999), que evita o uso de variáveis binárias. Os métodos heurísticos são bastante utilizados quando o problema, em termos de número de variáveis, se torna muito grande, especialmente quanto às binárias.

2.1.3.1 Modelo de Programação Binária Para Redes de Energia Elétrica

O modelo de programação binária, utilizado por Aoki et al. (1990) para o problema de planejamento do sistema de distribuição de energia, minimiza o custo de instalação de novas facilidades e o custo de operacionalização (perda de energia), segundo as restrições de:

- Capacidades dos alimentadores e subestações;
- Queda de tensão permitida em cada ponto de carga;
- Equilíbrio da oferta e da procura;
- Configuração radial.

O modelo da rede de distribuição pode ser representado graficamente como na Figura 2.1. Através desta figura serão representados os elementos de uma rede elétrica, que foram considerados no modelo de Aoki (1990).

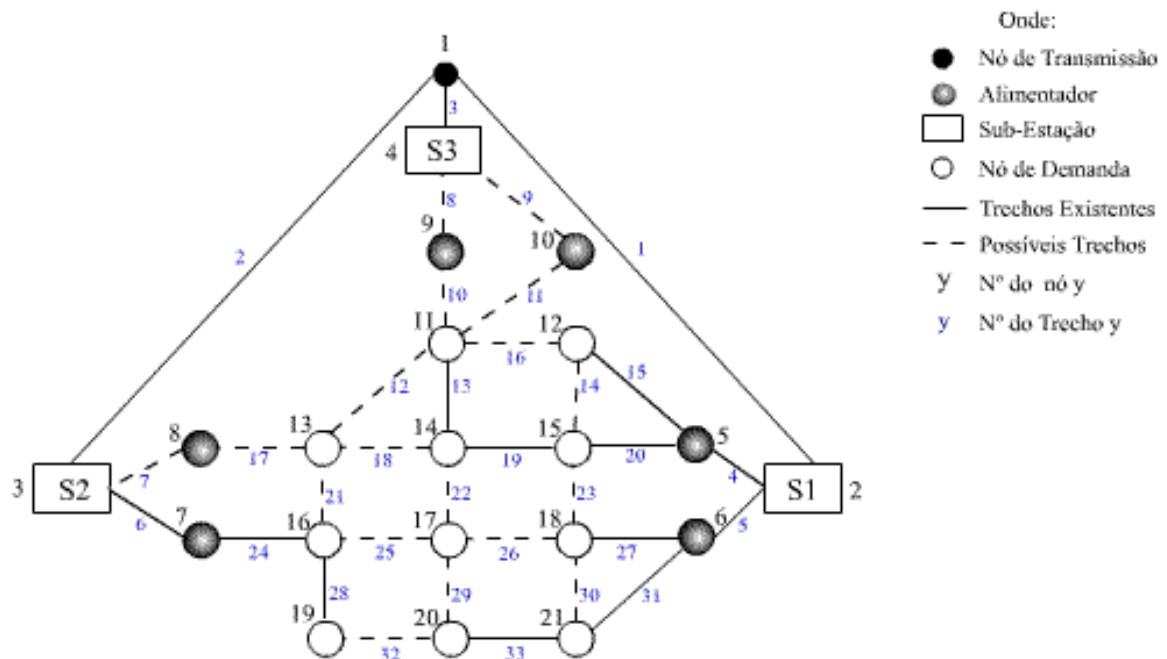


Figura 2.1 – Configuração Adaptada de Aoki (1990)

O nó 1 representa o nó de transmissão e os trechos 1, 2 e 3 são “trechos virtuais” cujo custo representa a instalação da subestação associada a ele. Caso a facilidade já exista, seu custo será considerado zero ou o custo relativo à manutenção do trecho. Cada trecho tem sua própria capacidade de corrente e impedância. Se necessário, trechos hipotéticos podem ser introduzidos para conectar cada nó ao nó fonte, como também para averiguar quão boa é a configuração radial inicial.

Qualquer linha contínua significa que a facilidade já existe e a linha pontilhada significa que ela está sendo proposta.

Os trechos representados saindo das subestações correspondem a alimentadores existentes ou propostos seja linha contínua ou pontilhada, respectivamente. O custo fixo de instalação do alimentador estará associado ao custo desse trecho.

Cada trecho tem seu próprio custo. O custo de um trecho entre o nó fonte e a subestação representa o custo da construção da subestação, o custo de um trecho entre a subestação e o transformador representa o custo de instalação do transformador e o custo de um trecho entre o transformador e um ponto de carga representa o custo da seção do alimentador.

O problema da rede de distribuição de energia é formulado através de um modelo de programação linear inteiro misto, denominado aqui de Algoritmo de Programação Binária para Redes de Energia Elétrica.

Esse modelo utiliza as seguintes notações:

j : trecho	$j = 1, 2, \dots, J$	J : número total de trechos
l : alimentador	$l = 1, 2, \dots, L$	L : número total de alimentadores
s : subestação	$s = 1, 2, \dots, S$	S : número total de subestações
k : período	$k = 1, 2, \dots, K$	K : número total de períodos
i : nó	$i = 1, 2, \dots, N$	N : número total de nós

x_{jk} : corrente que passa no trecho j , no período k (unidade: Ampère)

x_k : vetor corrente no período k ($J \times 1$)

$$\delta_{jk} = \begin{cases} 1, & \text{se a facilidade } j \text{ existe ou for instalada no período } k \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

δ_k : vetor de decisão de instalação no período k ($J \times 1$)

D_{ik} : demanda do nó i no período k

D_k : vetor de demanda no período k , ($N \times 1$)

R_{jj} : resistência do trecho j no período k

R : matriz diagonal de resistência ($J \times J$)

V_{ik} : tensão no nó i no período k

V_k : vetor de tensão no período k , ($N \times 1$)

c_{jk} : custo de instalação do trecho (facilidade) j no período k

c_k : vetor custo de instalação no período k ($J \times I$)

A : matriz de incidência nó x trecho $(N-1) \times J$ não incluindo nó de transmissão, com

$$\text{elementos } 0, 1 \text{ ou } -1, \text{ ou seja, } a_{ij} = \begin{cases} -1, & \text{se a corrente do trecho } j \text{ chega no nó } i \\ 1, & \text{se a corrente do trecho } j \text{ sai do nó } i \\ 0, & \text{nos demais casos.} \end{cases}$$

B : matriz de adjacência trecho x nó ($J \times N$), onde

$$b_{ji} = \begin{cases} 1, & \text{se a corrente no trecho } j \text{ sai do nó } i \\ -1, & \text{se a corrente no trecho } j \text{ chega no nó } i \\ 0, & \text{nos demais casos.} \end{cases}$$

M : constante suficientemente grande

ΔV : diferença de potencial

Modelo

O objetivo do modelo é minimizar os custos de instalação de novas facilidades e o custo da perda de energia, para vários períodos (multi-stage).

Função objetivo

$$\min \sum_{k=1}^K (\alpha c_k^T \delta_k + \beta x_k^T R x_k) = \min \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J (\alpha c_{jk} \delta_{jk} + \beta x_{jk} R_{jj} x_{jk})$$

Tem-se que:

O produto $\alpha c_k^T \delta_k$ refere-se ao custo de instalação de todos os trechos no período k e é uma função linear binária em δ_{jk} .

O produto $\beta x_k^T R x_k$ refere-se à perda de energia que ocorre na rede elétrica no período k e é uma função quadrática em x_{jk} , proveniente da expressão $P = RI^2$.

α e β são parâmetros que são usados para normalizar os valores das duas funções objetivos.

As variáveis do modelo são:

δ_{jk} binária , $\forall j, \forall k$

x_{jk} variável contínua , $\forall j, \forall k$

$V_{ik} \geq 0$, $\forall i, \forall k$

Restrição 1: Restrição de radialidade

$$\sum_{j=1}^J \delta_{jk} = N_k - 1, \quad \forall k \quad (N: \text{número total de nós com demanda no período } k)$$

Essa restrição garante que a configuração proposta pelo modelo será radial, ou seja, cada nó só pode ser alimentado por um único trecho, evitando assim que anéis (loops) sejam fechados. Caso exista mais de uma SE (subestação), a restrição deve ser alterada, já que a configuração radial deve valer para cada área atendida pelas SEs, ou seja,

$$\sum_{j=1}^J \delta_{jk} = N_k - NSE, \quad \forall k, \text{ onde } NSE \text{ corresponde ao número de SEs.}$$

Restrição 2: Lei de Kirchhoff para corrente

$$Ax_k = D_k, \quad \forall k$$

Essa restrição garante que a corrente instalada em cada nó é igual à demanda do nó, ou a corrente que sai é a que chega menos a demanda no nó.

Restrição 3: Lei de Kirchhoff para tensão

$$BV_k = Rx_k, \quad \forall k$$

$$v_{i_1k} - v_{i_2k} = R_{jj} x_{jk}$$

Essa restrição garante que a diferença de potencial no trecho j é igual ao produto entre a resistência do trecho j e a corrente que passa no trecho j .

Restrição 4: Limite das tensões

$$v_{\min} \leq v_{ik} \leq v_{\max}, \quad \forall i, k$$

Essa restrição garante que a tensão no nó i , no período k , estará entre os limites mínimo e o máximo permitidos.

Restrição 5: Limites das correntes

$$\delta_{jk} x_{\min} \leq x_{jk} \leq \delta_{jk} x_{\max}, \quad \forall j, k$$

Essa restrição garante que a corrente no trecho j , no período k , estará entre os limites mínimo e máximo, caso o trecho j seja instalado no período k .

Restrição 6: Tipo de variáveis

$$x_{jk} \geq 0, \quad V_{ik} \geq 0, \quad \delta_{jk} \text{ binário}$$

Este modelo apresentado por Aoki et al. (1990) envolve, em uma situação real, muitas variáveis binárias, o que acarreta um esforço computacional muito grande, tornando inviável a sua aplicação em cidades de porte médio.

Uma maneira de evitar o uso de variáveis binárias é utilizando o modelo que segue, desenvolvido por Farrag (1999), baseado em uma programação linear convexa que, apesar de aumentar o número de variáveis contínuas, não utiliza variáveis binárias.

2.1.3.2 Modelo de Programação Convexa para Redes de Energia Elétrica

Desenvolvido por Farrag et al. (1999), este é um modelo que se baseia em programação linear através da substituição da função objetivo quadrática por uma função linear por partes. Essa linearização está representada na figura 2.2. No caso de redes elétricas a variável corrente é representada por uma combinação convexa de variáveis contínuas.

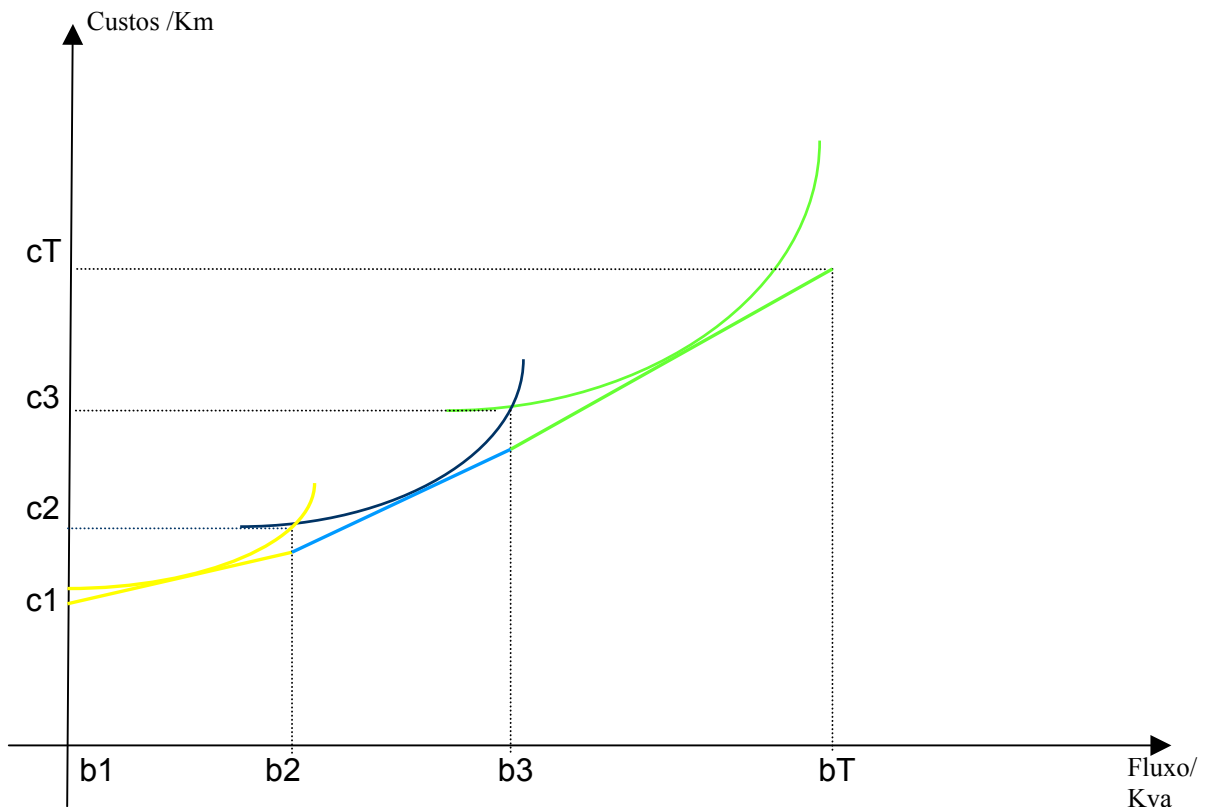


Figura 2.2– Curva Fluxo x Custos/ Km para os Cabos com Várias Bitolas

O fluxo que flui no trecho j é representado pela combinação convexa $x_j = y_{j1}b_1 + y_{j2}b_2 + y_{j3}b_3 + \dots + y_{jT}b_T$, onde $y_{j1} + y_{j2} + y_{j3} + \dots + y_{jT} = 1$ e $y_{jt} \geq 0, \forall t$ para garantir a convexidade.

O custo de instalação C_j do trecho j então pode ser representado por $C_j = y_{j1}c_1 + y_{j2}c_2 + y_{j3}c_3 + \dots + y_{jT}c_T$. Caso não haja fluxo de carga passando pelo trecho j , deve-se ter necessariamente $y_{j1} = 1$ e daí $x_j = 1 \cdot b_1 + 0 \cdot b_2 + \dots + 0 \cdot b_T = b_1$, pois $b_1 = 0$ e $C_j = 1 \cdot c_1 + 0 \cdot c_2 + 0 \cdot c_3 + \dots + 0 \cdot c_T$. Neste caso ocorre um pequeno problema com o cálculo de C_j , pois $c_1 \neq 0$. Este problema pode ser parcialmente resolvido fazendo o trecho $[b_1, b_2]$ pequeno suficiente e escolha adequada para c_1 , de forma que a função continue convexa. Caso haja fluxo no trecho, ele será uma combinação linear dos b_i 's dada por $x_j = y_{j1}b_1 + y_{j2}b_2 + y_{j3}b_3 + \dots + y_{jT}b_T$, onde y_{j1} deve ser igual a zero. Devido a forma convexa da curva e o fato que se procura minimizar o custo, a escolha do valor da variável

fluxo se dará através de uma combinação convexa usando apenas dois bi's consecutivos mais próximos do valor do fluxo, conforme ilustrado na figura 2.3. Na figura, x_i será uma combinação convexa entre b_2 e b_3 .

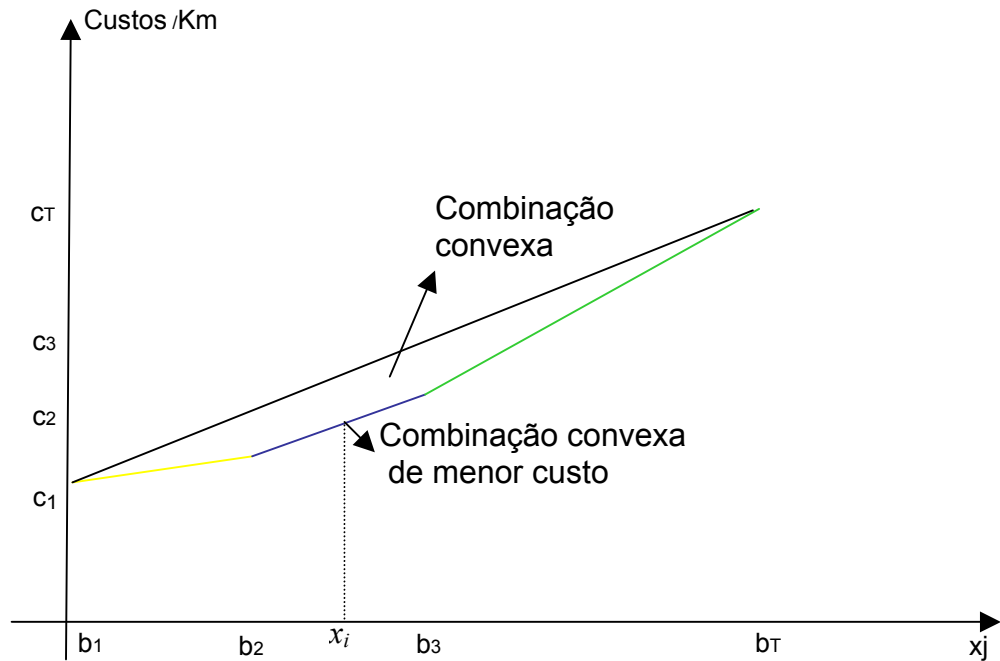


Figura 2.3 – Combinação convexa de x_i

No modelo de Farrag, a função objetivo é dada por:

$$\min z = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T c_j y_{jt} d_j + \sum_{j=J+1}^{J+K} \sum_{t=1}^T \theta c_j y_{jt} d_j$$

onde:

J : número de trechos existentes;

K : número de novos trechos;

T : números de coeficientes na linearização da função custo;

c_j : custo de instalação do trecho j ;

θ : parâmetro que relaciona a diferença de custos entre trechos de alimentadores a serem instalados e os existentes;

y_{jt} : variável associada ao ponto t da função custo do trecho j ;

d_j : comprimento do trecho j .

O produto $c_j y_{jt} d_j$ refere-se aos custos de manutenção dos trechos existentes e o produto $\theta c_j y_{jt} d_j$ refere-se aos custos de instalação dos novos trechos de alimentador.

Restrição 1: Lei de Kirchhoff para a corrente

$$\sum_{j=1}^{ent(i)} \sum_{t=1}^T b_t y_{jt} - \sum_{j=1}^{sai(i)} \sum_{t=1}^T b_t y_{jt} = D_i, \quad \forall i$$

onde:

$ent(i)$: número de trechos que chegam ao nó i ;

$sai(i)$: número de trechos que saem do nó i ;

b_t : parâmetro associado ao ponto t da função custo;

D_i : demanda no nó i .

Essa restrição garante que o fluxo que chega em cada nó menos os que saem é igual à demanda do nó.

Restrição 2: Devido a representação convexa da variável fluxo (combinação convexa)

$$\sum_{t=1}^T y_{jt} = 1, \quad j = 1 \dots J$$

onde J : número total de trechos.

Essa restrição garante a convexidade da representação da variável fluxo.

Restrição 3: Radialidade

$$ent(i) - \sum_{j=1}^{ent(i)} y_{j1} \leq 1, \quad i = 1 \dots N$$

onde N número total de nós.

Essa restrição força a “alimentação” de um nó de demanda a partir de um único trecho, pois o número de trechos que chegam no nó i menos os trechos não instalados deve ser menor ou igual a um. Será um se um único trecho for instalado e zero caso não exista demanda no nó em um determinado período.

Restrição 4: Queda de tensão em cada trecho

$$\left(\sum_{t=1}^T b_t y_{jt} \right) R_j + h1_j - h2_j = v_f - v_i$$

$$h1_j \leq M y_{j1}$$

$$h2_j \leq M y_{j1}$$

onde:

R_j : resistência no trecho j ;

$h1_j, h2_j$: variáveis auxiliares;

$v_f - v_i$: é a diferença de potencial existente entre o nó final e o nó inicial de cada trecho.

M : constante suficientemente grande.

Essa restrição diz respeito à diferença de potencial existente entre o nó final e o nó inicial de cada trecho. Nessa restrição, caso o trecho j seja escolhido (caso exista fluxo no trecho), as variáveis auxiliares $h1_j$ e $h2_j$ são nulas, já que neste caso $y_{j1} = 0$. Nos trechos não habilitados a equação é satisfeita para algum valor de $h1_j$ e $h2_j$, pois a lei física $Ri = \nabla v$ não precisa ser satisfeita.

Restrição 5: Limite de tensão em cada nó

$$v_i \geq v^{\min}$$

onde:

v_i : tensão no nó i ;

v^{\min} : tensão mínima

Essa restrição garante que a tensão ficará acima da tensão mínima exigida.

Restrição 6: Sentido único do trecho (ida ou volta)

$$y_{j,1} + y_{j,2} \geq 1, \quad \forall j$$

Como a cada trecho são associados dois sentidos para o fluxo, esta restrição permite a instalação de no máximo um deles. Se ambos não forem instalados temos $2 > 1$, o que é verdadeiro. Se um trecho for instalado e o outro não temos $1 \geq 1$, o que também é verdade. Logo esta restrição não permite que os dois sentidos do trecho sejam instalados.

Restrição 7: Radialidade 2

$$J - \sum_{j=1}^J y_{j,1} = N - ns$$

onde:

N é o número total de nós.

ns é o número de subestações.

Essa restrição adicional de radialidade garante que a rede proposta pelo modelo terá a configuração de árvore, não permitindo anéis, pois o número de trechos instalados será igual ao número total de nós menos o número de subestações.

Este modelo está representado para um único período. Caso se deseje aplicá-lo para um horizonte H , um índice associado ao período k de planejamento deverá ser acrescentado. As variáveis do modelo serão y_{jt}^k e v_i^k .

2.2 PLANEJAMENTO DE DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES NORMAIS (MÉTODOS HEURÍSTICOS)

Para muitos problemas reais de planejamento de distribuição de energia, o modelo de programação linear misto 0 – 1 pode ser inviável computacionalmente pelo número de variáveis e restrições que pode ser significativamente grande. Assim pode-se usar o método branch-and-bound para resolver o PPL 0 – 1 e parar o processo quando uma solução factível for encontrada e que pode ser aceita como a solução do problema. Outra alternativa é simplificar o problema relaxando alguma suposição que tornará o problema viável computacionalmente. Desta forma não é garantido que a solução ótima será encontrada. (Suresh 1997)

O algoritmo genético aplicado ao problema das p-medianas e o algoritmo de Gillet e Johnson modificado são alguns exemplos de algoritmos heurísticos que podem ser utilizados para resolver parcialmente o problema da distribuição de energia elétrica.

As heurísticas apresentadas a seguir encontram a área a ser atendida por cada subestação SE, mas não define a configuração da rede.

2.2.1. Algoritmo Genético Aplicado Ao Problema Das P-medianas

Para resolver o problema da distribuição de energia elétrica utilizando o algoritmo genético é necessário mapear a região do problema em quadriculas de uma unidade de área e conhecer as coordenadas de seus respectivos centros (centros de quadricula). Ao centro de cada quadricula corresponderá a demanda atual de toda a quadricula bem como a sua demanda futura. Serão consideradas também as capacidades das subestações (SE's), os custos de instalação para novas SE's ou para a expansão das já existentes.

No problema das p -medianas uma SE é considerada um vértice, e um conjunto de SE's que possa ser uma solução para o problema (Vp) pertence ao universo de todas as SE's candidatas (V). Dado um conjunto de vértices $Vp \subset V$ não se pode garantir que Vp possa atender a todo o conjunto de demandas. Caso a soma das capacidades das SE's contidas em Vp seja inferior a soma total de demandas (centros de quadricula), o conjunto Vp em questão será considerado uma solução infactível para o problema das p -medianas e não poderá ser utilizado, pois não atende a todas as quadriculas.

Pode-se utilizar a representação cromossômica proposta por Dibble e Densham (1993) onde cada indivíduo (ou cromossomo) possui exatamente p genes, e o alelo de cada gene representa o valor correspondente a uma SE utilizada como mediana. O tamanho P da população em um algoritmo genético pode variar de acordo com as características de cada problema. Para este problema da distribuição de energia elétrica, o número de indivíduos da população pode ser estimado através da fórmula proposta por Erkut (em fase de publicação):

$$P = \left\lceil k \cdot \frac{n}{p} \right\rceil$$

onde $k > 1$ é um número natural determinado pelo usuário, n é o número total de SE's candidatas, p é o número de medianas que se deseja selecionar e o símbolo $\lfloor b \rfloor$ significa o maior inteiro menor que b . Depois de gerada a população inicial, é calculada a *fitness* de cada indivíduo que é o valor da função objetivo correspondente à solução (conjunto de medianas) que o indivíduo representa.

2.2.2 Algoritmo de Gillet e Johnson Modificado

Inicialmente, todos os centros de quadricula (como no algoritmo anterior) encontram-se sem designação, não estando ligados a nenhuma SE. Para cada quadricula i considera-se $L_1(i)$ a distância mais próxima da SE a i , e $L_2(i)$ a segunda distância mais próxima da SE a i .

Para cada quadricula i , a diferença $d(i) = L_2(i) - L_1(i)$ é calculada e é formada uma lista de designação em ordem decrescente em relação aos valores de $d(i)$. A designação

começa pelos primeiros elementos da lista (centros de quadricula com maiores valores de $d(i)$), e é feita obedecendo-se a capacidade das SE's. Durante a designação das quadriculas às SE's, sempre que a capacidade restante em determinada SE for preenchida, as diferenças $d(i)$ serão recalculadas para todas as quadriculas que ainda não tiverem sido designadas, considerando apenas as SE's cujas capacidades não estejam esgotadas. Estas quadriculas são novamente colocadas em uma lista de designação em ordem decrescente em relação aos valores de $d(i)$ e a designação continua até que todas as quadriculas sejam designadas para alguma SE (Bodin et al., 1983).

3 APLICAÇÃO

Neste capítulo será feito, inicialmente, um breve histórico sobre a evolução da energia elétrica no Paraná, bem como na cidade de Campo Mourão.

A execução do problema de distribuição de energia para a cidade de Campo Mourão foi feita através de métodos diferentes, a partir de modelos exatos, sendo possível perceber os pontos positivos e negativos de cada método. Estes métodos serão adaptados neste capítulo, bem como os resultados obtidos a partir de cada um. Propostas para as dificuldades encontradas serão apresentadas.

Todos os dados necessários e cedidos pela Copel para o desenvolvimento deste trabalho também encontram-se neste capítulo.

3.1 UM BREVE HISTÓRICO DA ENERGIA NO PARANÁ E NA CIDADE DE CAMPO MOURÃO

O grande avanço da energia elétrica no Paraná, de acordo com a informação contida na página da Internet da Copel (2003), ocorreu a partir de 9 de setembro de 1890, quando o Dr. Vicente Machado (Presidente da Intendência Municipal de Curitiba) assinou um contrato com a Companhia de Água e Luz do Estado de São Paulo, com o intuito de iluminar a cidade de Curitiba.

Dessa forma, de acordo com Siqueira (1994), a companhia passou a ter o direito de instalar a iluminação pública de Curitiba com o objetivo de solucionar a defasagem do fornecimento de energia nesta cidade.

Após alguns anos, em 1901, foi instalada a primeira usina termelétrica no Paraná, em um terreno situado na avenida Capanema, próximo à garagem ferroviária de Curitiba (www.copel.com, acesso em 27 de fevereiro de 2004).

Para Siqueira (1994), nessa época a energia elétrica era utilizada principalmente para o serviço de iluminação e transporte. Apenas em meados da década de 1940, que a energia passou a superar a iluminação pública e particular, contribuindo assim para o desenvolvimento das indústrias, principalmente àquelas destinadas à produção de erva-mate e de industrialização de madeiras, que predominavam no Paraná nessa época.

Então, a partir de 1940, a sociedade paranaense começou a pressionar o Estado para que esse passasse a construir suas próprias usinas hidrelétricas.

Em 26 de outubro de 1954, através do Decreto nº 4.947, o Governo Estadual criou a Companhia Paranaense de Energia Elétrica – Copel, mais tarde Companhia Paranaense de Energia. O reconhecimento do Governo Federal deu-se pelo Decreto nº 37.399, de 27 de maio de 1955, que concedia autorização para que a Copel funcionasse como empresa de energia elétrica nos termos da legislação federal que regulamentava o setor (Copel – Agência de Campo Mourão, 2004).

Várias usinas foram construídas e, na década de 60, foi construída a primeira usina de Campo Mourão, a Usina Mourão 1 (Copel – Agência de Campo Mourão, 2004).

O escritório de distribuição de Campo Mourão foi criado em abril de 1975 abrangendo uma área equivalente a 27 municípios numa área total de 12.987 km^2 , entre eles, Farol, Peabirú, Araruna, Mamborê, Engenheiro Beltrão, Quinta do Sol, Fênix, Barbosa Ferraz, Corumbataí do Sul, Iretama, Luiziana, Nova Tebas, Roncador e Mato Rico.

No dia 1º de julho de 1988, através da circular nº 920/88 assinada por Francisco Luiz Sibut Gomide e tendo como gerente Ismael Serra, o escritório de distribuição foi transformado em Centro de Distribuição de Campo Mourão e, sete anos depois, foi transformado em Centro Regional de Distribuição de Campo Mourão, mais precisamente no dia 1º de setembro de 1995 através da circular nº 086/95 assinada por Ingo Henrique Hübert.

Atualmente, a Gerência de Serviço e Manutenção de Campo Mourão - GSMCMO continua atendendo os 27 municípios, mas agora de maneira mais ramificada, ou seja, a GSMCMO se subdivide em cinco áreas distintas: AGCMO – Agência de Campo Mourão; AGGOE – Agência de Goioerê; AGIREFR – Agência de Iretama Franquiada; AGUBA – Agência de Ubitatã e MANCMO – Manutenção de Campo Mourão.

A população de Campo Mourão é formada, segundo dados obtidos no Jornal Gazeta do Paraná em 14 de julho de 2002, por 80.420 habitantes distribuída em 98 bairros.

A sede da Gerência de Serviço e Manutenção de Campo Mourão atende a 79.867 consumidores residenciais; 8.889 comerciais; 1134 industriais; 17.301 rurais; e 2.131 distribuídos entre poderes públicos, serviços públicos, iluminação pública e consumo próprio, totalizando 109.322 unidades atendidas em toda a área da unidade (Copel – Agência de Campo Mourão, 2004).

Atualmente, sempre que a Copel é acionada pela Prefeitura, nas implantações de Parques Industriais, novas indústrias e empresas, ela envolve as áreas de Planejamento, Projetos, Medição, Controle de Qualidade no Fornecimento de Energia e Manutenção, para a análise do projeto dimensionado pelas empresas e/ou prefeituras para que seja feito um planejamento para a expansão da rede de distribuição de energia elétrica (Copel – Agência de Campo Mourão, 2004).

3.2 EXECUÇÃO DOS MODELOS APRESENTADOS

Primeiramente será mostrado, através de um exemplo, os dois modelos exatos apresentados no capítulo 2, e depois será discutido o caso da rede de energia elétrica da cidade de Campo Mourão.

3.2.1 Exemplo Utilizando Modelos Exatos

Será apresentado, através de um exemplo, a aplicação dos dois modelos citados no capítulo 2, com o objetivo de tornar mais claro cada um dos modelos: o binário e o convexo.

3.2.1.1 Modelo Binário

Para analisar a execução através do modelo binário apresentado em 2.1.3.1, foi preparado inicialmente um exemplo fictício de uma rede de distribuição de energia elétrica com uma subestação e oito pontos de demanda, como está representado a seguir:

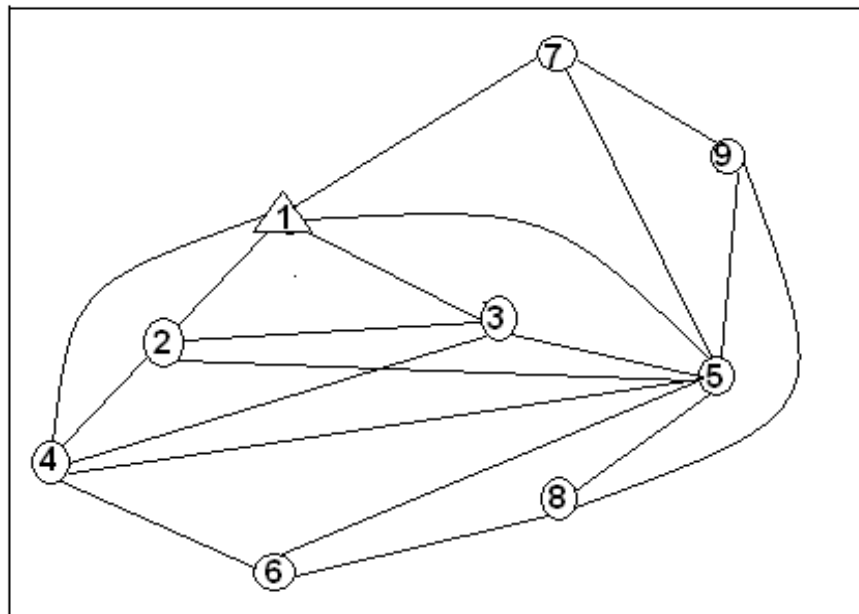


Figura 3.1 - Rede fictícia de Distribuição de Energia

O nó 1 representa a subestação e os demais nós representam os pontos de demanda. As demandas de cada nó, sem considerar a subestação, estão na tabela 3.1:

Tabela 3.1 – Demanda de cada nó

Nº do nó	Demanda em KVA
2	300

3	100
4	200
5	800
6	40
7	50
8	400
9	250

As coordenadas de cada nó estão na tabela 3.2:

Tabela 3.2 – Coordenadas dos nós

Nº do nó	Coordenadas Do nó
1	(0, 0)
2	(-2, -2)
3	(2, -2)
4	(-3, -3)
5	(4, -3)
6	(-2, -4)
7	(3, 2)
8	(3, -5)
9	(5, 0)

Os possíveis trechos, considerando as ligações feitas na figura, foram enumerados segundo a tabela 3.3:

Tabela 3.3 – Nó inicial e nó final de cada trecho

Nº do trecho	Nó inicial	Nó final	Nº do trecho	Nó inicial	Nó final
1	1	2	18	6	4
2	1	3	19	5	6
3	2	3	20	6	5
4	3	2	21	1	7
5	1	4	22	7	5
6	4	2	23	5	7
7	2	4	24	5	8
8	4	3	25	8	5
9	3	4	26	6	8
10	1	5	27	8	6
11	3	5	28	5	9
12	5	3	29	9	5
13	5	4	30	7	9

14	4	5	31	9	7
15	2	5	32	8	9
16	5	2	33	9	8
17	4	6			

O modelo matemático binário (citado em 2.1.3.1) foi programado no software LINGO. Neste caso o modelo fica da forma:

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{j=1}^{33} c_j y_j d_j \\
 & \text{s.a : } \sum_{j=1}^{33} y_j = 8 \\
 & Ax = D \\
 & BV = Rx \\
 & v_{i1} - v_{i2} = R_{jj} x_j, \quad \forall j \\
 & v_i \leq 13000, \quad \forall i \\
 & x_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, 33 \\
 & V_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, 9 \\
 & y_j \text{ binário}, \quad j = 1, \dots, 33
 \end{aligned}$$

onde c_j é o custo de instalação do trecho j , $y_{(33 \times 1)}$ é o vetor de decisão de instalação (1, se a facilidade j existe ou for instalada e 0 caso contrário), d_j é o comprimento do trecho j , $A_{(8 \times 33)}$ é a matriz de incidência nó x trecho, $D_{(8 \times 1)}$ é o vetor de demandas dos nós, $B_{(33 \times 9)}$ é a matriz adjacência trecho x nó, $V_{(9 \times 1)}$ é o vetor de tensão, $x_{(33 \times 1)}$ é o vetor de corrente, R_{jj} é a resistência do trecho j , e v_i é a tensão no nó i .

Para a obtenção do mapa que mostra a configuração ótima para a distribuição de energia, foi programado no MATLAB o programa mapa.m (anexo 7). Após utilizar o modelo no LINGO e executar o mapa.m, o seguinte resultado, que representa a configuração ótima para o problema, foi obtido:

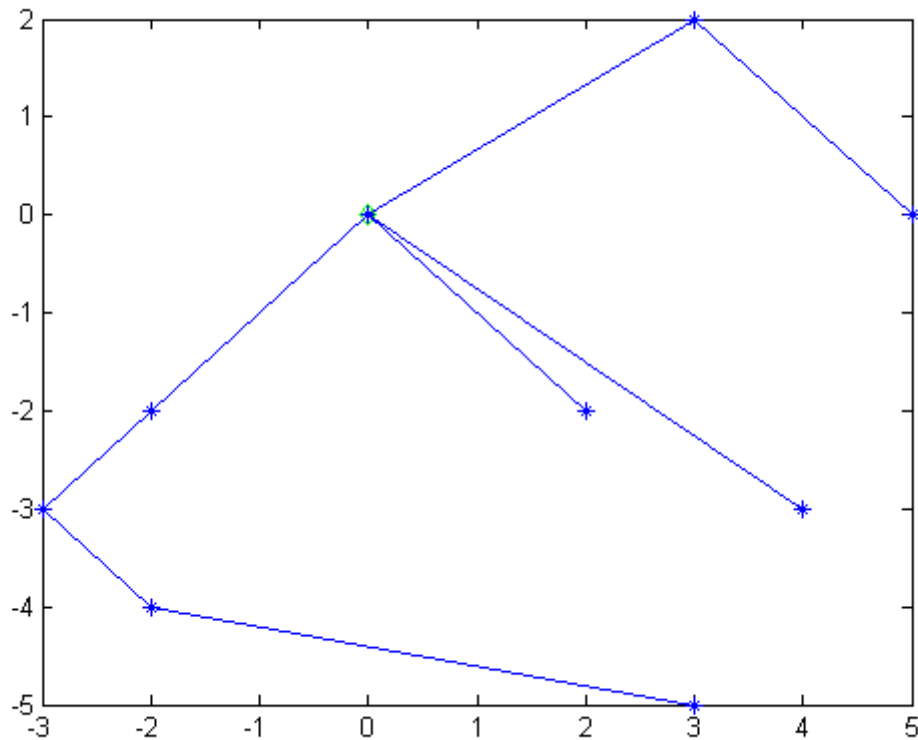


Figura 3.2 – Mapa da Configuração Ótima

Os trechos em cor azul representam o cabo 2/0 (mais fino) e caso aparecesse algum trecho em cor vermelha, este representaria o cabo 336 (mais grosso).

O resultado obtido foi satisfatório, visto que as demandas foram atendidas e os trechos não fecharam anéis, mantendo a radialidade na distribuição da energia elétrica.

3.2.1.2 Modelo Convexo

O mesmo exemplo fictício resolvido pelo modelo de programação binária foi também resolvido pelo modelo convexo (citado em 2.1.3.2). Para isto, foi programado no software LINGO o programa thelma 1 (anexo 10), e o resultado obtido foi o mesmo já encontrado a partir do modelo binário. O mapa da distribuição de energia segundo o modelo de programação convexa é o mesmo da figura 3.2. A função custo foi representada através de uma função linear em duas partes ($T = 3$)

O modelo convexo é dado por:

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{j=1}^{33} \sum_{t=1}^3 (c_j y_{jt} d_j) \\
 & \text{s.a : } \sum_{t=1}^3 y_{jt} = 1, \quad j = 1, \dots, 33 \\
 & \sum_{j=1}^{ent(i)} \sum_t b_t y_{jt} - \sum_{j=1}^{sai(i)} \sum_{t=1}^3 b_t y_{jt} = D_i, \quad i = 2, \dots, 9 \\
 & \sum_{j=1}^{ent(i)} y_{jt} \geq ent(i) - 1, \quad i = 2, \dots, 9 \\
 & \left(\sum_{t=1}^3 b_t y_{jt} \right) \cdot 0,05 + h1_j - h2_j = v_{i_final} - v_{i_inicial}, \quad i = 2, \dots, 9 \\
 & h1_j \leq 100000 y_{j1}, \quad j = 1, \dots, 33 \\
 & h2_j \leq 100000 y_{j1}, \quad j = 1, \dots, 33 \\
 & v_i \leq 13000, \quad i = 1, \dots, 9 \\
 & y_{j_1} + y_{j_2} \geq 1, \quad j_1 \text{ e } j_2 \text{ representam o mesmo trecho com fluxos em sentido contrário} \\
 & 33 - \sum_{j=1}^{33} y_{j1} = 9 - 1 \\
 & x_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, 33 \\
 & V_i \geq 0, \quad i = 2, \dots, 9
 \end{aligned}$$

3.2.2 Rede de Campo Mourão

Através do exemplo citado em 3.2.1 observou-se o funcionamento e as diferenças entre os dois modelos. Para o problema fictício não houveram grandes diferenças já que o número de variáveis é pequeno. Os dois modelos serão agora testados para os dados reais de Campo Mourão.

3.2.2.1 Dados Utilizados

As subestações que atendem ao sistema de subtransmissão e distribuição na cidade de Campo Mourão são duas: a subestação Santos Dumont , com capacidade de 62,5 MVA e a Subestação Bandeira com capacidade de 14,0 MVA.

A subestação Santos Dumont conta com 5 alimentadores de 13,8 kV e 5 alimentadores de 34,5 kV, já a subestação Bandeira conta com 4 alimentadores de 13,8 kV (ver anexo 14).

Hoje a rede da COPEL trabalha com as seguintes tensões:

Até o transformador alta tensão: 13,2 kV e 33 kV.

Após o transformador baixa tensão: 127 V (monofásica), 220 V (bifásica) e 380 V (trifásica - este via de regra a clientes com atendimento em Alta Tensão).

A Copel utiliza dois tipos de cabos com bitolas variadas, ou seja, CA - Cabo de Alumínio e CAA - Cabo de Alumínio com alma de Aço, os quais são (Tabela 3.4 e 3.5):

Tabela 3.4 - Cabos CA Resistência Máxima:

Tipo de cabo	Resistência Máx. a 20° C C/60Hz	Corrente Máxima (A)
4 AWG/MCM	1,356	114
2 AWG/MCM	0,8535	152
2/0 AWG/MCM	0,4251	235
4/0 AWG/MCM	0,2665	314
336,4 AWG/MCM	0,1687	419

Tabela 3.5 - Cabos CAA Resistência Máxima:

Tipo de cabo	Resistência Máx. a 20° C C/60Hz	Corrente Máxima (A)
4 AWG/MCM	1,35479	114
2 AWG/MCM	0,85413	152
2/0 AWG/MCM	0,42615	235
4/0 AWG/MCM	0,26761	314
336,4 AWG/MCM	0,16925	419

Existe uma previsão de ampliação da SE Bandeira para o ano de 2012, passando a mesma para tensão de 138 kV.

A empresa de distribuição de energia elétrica do Paraná, Copel, cedeu o mapa da rede de distribuição de energia elétrica da cidade de Campo Mourão (anexo 14), onde todos os nós de demanda (transformadores) estão localizados em quadrículas de 1Km^2 , bem como todos os trechos já existentes. Por serem muitos nós, eles foram agrupados e substituídos por apenas um por alimentador, em cada quadrícula, para representar a demanda de toda quadrícula. A empresa cedeu também as planilhas (no anexo 1 está o relatório relativo ao alimentador CERCAM, SE Bandeira, os demais são análogos) com as informações necessárias sobre as coordenadas e a demanda de cada nó. Essas informações foram salvas em arquivos textos. As coordenadas dos 92 nós escolhidos para representar todos os nós de demanda da cidade, estão no arquivo coord.txt (anexo 3), as demandas atuais dos 92 nós, no arquivo dem_fut.txt (anexo 2) e os trechos já existentes no arquivo existentes.txt (anexo 4), num total de 171. O número de nós com demanda é igual a 90, pois as subestações não possuem demanda. Cada um dos trechos existentes entre dois nós com demanda, $nó_i$ e $nó_j$, foram duplicados para que se possa considerar o duplo sentido do trecho, ou seja, sentido $nó_i \rightarrow nó_j$ ou sentido $nó_j \rightarrow nó_i$. Os trechos de saída das SEs não podem ser duplicados. Assim justifica-se o número de trechos igual a 171.

Quanto aos custos por quilômetro dos trechos, foi considerado que um trecho existente tem 70% do custo de instalação de um novo trecho, pois existe um determinado custo de manutenção dos mesmos, segundo funcionário da Copel.

3.2.2.2 Aplicação Do Modelo Binário

O algoritmo de programação binária, após ter sido utilizado para resolver o exemplo fictício citado em 3.2.1.1, foi testado e concluiu-se que, para problemas pequenos (poucas variáveis e poucas restrições) o resultado obtido é satisfatório, mas para problemas maiores já não ocorre o mesmo, devido à utilização de variáveis binárias que acarretam um esforço computacional muito grande, impedindo que o programa seja finalizado com êxito. A rede de Campo Mourão foi testada a partir deste modelo, mas não foi possível obter uma resposta factível.

3.2.2.3 Aplicação do Modelo Convexo

Para aplicar o modelo convexo para a os dados da cidade de Campo Mourão foi necessário linearizar o gráfico da função custo em função da corrente. Utilizou-se como base o gráfico de um estudo feito e cedido pela Copel (anexo 13), dos custos de instalação e perdas elétricas por Km em função da corrente e das bitolas dos cabos. Na cidade de Campo Mourão são utilizados os cabos de bitolas 2/0 e 336. Segue o gráfico linearizado, para o caso de $T = 3$:

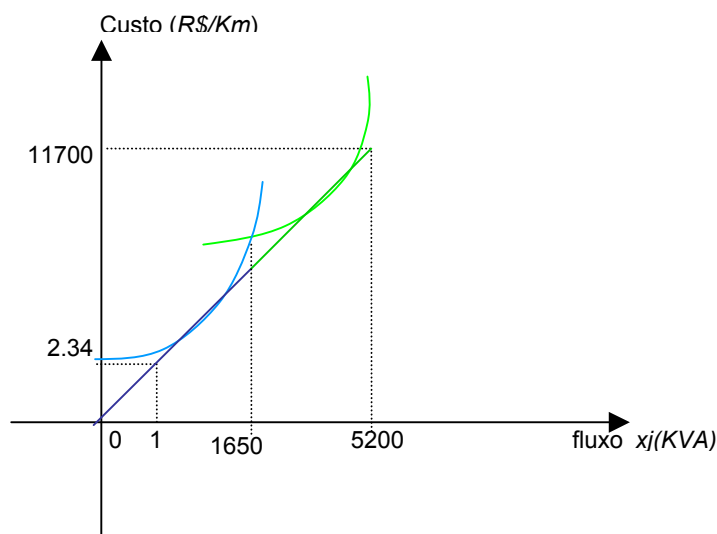


Figura 3.3 –Curva Fluxo de carga (KVA) x Custos (R\$/Km) para os Cabos de Bitolas 2/0 e 336

Neste caso foi utilizado $b_1 = 0$, $b_2 = 1$ e $b_3 = 5200$ que implica numa variação de fluxo x_j de $0 \leq x_j \leq 5200$ KVA. Os custos variam linearmente entre $[0, 11.700]$ e representam o custo de instalação por Km de trecho do alimentador como também o custo da perda da energia elétrica no Km.

Outros dados estão nos anexos e na tabela 3.6:

Tabela 3.6 – Tabela de dados

Dados	Valor	Significado
Nte	171	Nº de trechos existentes
NT	1867	Nº total de trechos possíveis.
Na	217	Nº máx de novos alimentadores.
θ	2	Relação entre custo fixo de instalação do alimentador e a instalação / Km de trechos de alimentador.
Ncd	90	Número de nós com demanda.
Ns	2	Número de subestações.
(c_1, c_2, c_3)	$(0, 2.34, 11700)$	Custos (figura 3.3).
D	Anexo 2	Vetor de demandas dos nós.
(b_1, b_2, b_3)	$(0, 1, 5200)$	Parâmetros usados na figura 3.3
M	100.000	Constante muito grande.
$V_{\text{máx}}$	13.000	Limite máximo de tensão em cada nó.

O modelo convexo desenvolvido em 2.1.3.2 para a rede de Campo Mourão fica então da forma:

$$\min z = \sum_{j=1}^{171} \sum_{t=1}^3 0,7c_j y_{jt} d_j + \sum_{j=172}^{388} \sum_{t=1}^3 2c_j y_{jt} d_j + \sum_{j=389}^{1867} \sum_{t=1}^3 c_j y_{jt} d_j$$

Restrição 1: Lei de Kirchhoff para a corrente

$$\sum_{j=1}^{ent(i)} \sum_{t=1}^3 b_t y_{jt} - \sum_{j=1}^{sai(i)} \sum_{t=1}^3 b_t y_{jt} = D_i, \quad i = 3, \dots, 92$$

Restrição 2: Devido a representação convexa da variável da corrente

$$\sum_{t=1}^3 y_{jt} = 1, \quad j = 1, \dots, 1867$$

Restrição 3: Radialidade da rede

$$\sum_{j=1}^{ent(i)} y_{j1} \geq ent(i) - 1, \quad i = 3, \dots, 92$$

Restrição 4: Queda de tensão em cada trecho

$$\left(\sum_{t=1}^3 b_t y_{jt} \right) R + h1_j - h2_j = v_f - v_i, \quad j = 1, \dots, 1867$$

$$h1_j \leq 100.000 y_{j1} \quad e \quad h2_j \leq 100.000 y_{j1}, \quad j = 1, \dots, 1867$$

Restrição 5: Limite de tensão em cada nó

$$v_i \geq 13000, \quad i = 3, \dots, 92$$

Restrição 6: Sentido único do trecho (ida ou volta)

$$y_{j,r1} + y_{j,s1} \geq 1, \quad j = 1, \dots, 1867$$

Restrição 7: Radialidade 2

$$1867 - \sum_{j=1}^{1867} y_{j1} = 92 - 2$$

$$y_{jt} \geq 0, \quad v_i \geq 0, \quad h_{1j} \geq 0, \quad h_{2j} \geq 0, \quad \text{para } j = 1, \dots, 1867 \quad e \quad i = 3, \dots, 92$$

A função objetivo é composta por três parcelas. A primeira refere-se aos trechos já existentes na rede, onde o custo de manutenção será considerado 70% do custo de instalação. A segunda refere-se aos novos alimentadores cujo custo de instalação foi considerado no primeiro trecho do alimentador, saindo da SE. E a terceira e última parcela refere-se aos novos trechos de alimentador.

Para poder utilizar este modelo convexo no problema real de Campo Mourão e para que os dados possam ser lidos pelo modelo no LINGO, foi necessário programar no MATLAB o programa vizinham.m (anexo 5). Este programa gera a matriz vizinha (N x N) tal que:

$$V(i_1, i_2) = \begin{cases} n^\circ \text{do trecho } j \text{ que liga o nó } i_1 \text{ ao nó } i_2 \\ 0 \text{ caso não haja ligação entre os nós } i_1 \text{ e } i_2 \end{cases}$$

O número de trechos usados para compor a malha de distribuição, ligados ao nó i , pode ser escolhido através dos m trechos mais próximos do nó i considerado. Neste trabalho foram consideradas as 20 menores distâncias entre os nós. A escolha dos 20 trechos mais próximos do nó i foi feita a partir da matriz de distâncias, gerada pelo programa vizinham.m, de ordem 92 x 92 (92 é o número de nós). Para que o LINGO possa ler esta matriz foi necessário quebrá-la em uma matriz com um número menor de colunas. Para isto foi feito o programa quebrar.m (anexo 5), que separa a matriz de distâncias em submatrizes de 20 colunas. Os nós referentes às SEs são os primeiros a serem numerados. Como em Campo Mourão foram consideradas duas SEs, então nas duas primeiras linhas da matriz vizinha estão representados todos os números dos trechos que ligam as SEs aos nós de demanda mais próximos e cujo custo, se instalado, representa o custo de instalação do respectivo alimentador.

Foi feito também um outro programa no MATLAB, mapafinal.m (anexo 9) que lê o resultado obtido no LINGO e constrói o mapa com a configuração da distribuição da energia elétrica otimizada.

Após executar os programas acima mencionados, percebeu-se um problema: alguns anéis (loops) foram fechados, ou seja, em um único nó chegaram mais do que um trecho. Percebeu-se que este problema ocorre nos nós cuja demanda é alta ou nos nós próximos a eles. A explicação para este fato encontra-se em 3.2.3. Os resultados e o mapa (figura 3.4) obtidos através do programa mapafinal.m são:

- O número de trechos instalados ficou igual a 97. Alguns dos trechos já eram existentes e outros foram acrescentados na rede, isto é, a rede foi modificada.

- Existem anéis. Os nós do anel onde a radialidade não é satisfeita foram chamados de nós problemas, e são os de números: 20, 30, 46, 47, 61, 75 e 78 (Anexo 15 – 1ª execução). Em cada um desses nós chegaram mais do que um trecho.

- Este programa fornece ainda uma matriz, chamada matriz saída, com todos os trechos que chegam nos nós problemas. Esta matriz identifica a posição de cada trecho instalado, o nó inicial e o nó final de cada trecho, bem como o seu respectivo fluxo de carga. Estes resultados encontram-se em anexo (Anexo 15 – 1ª execução).

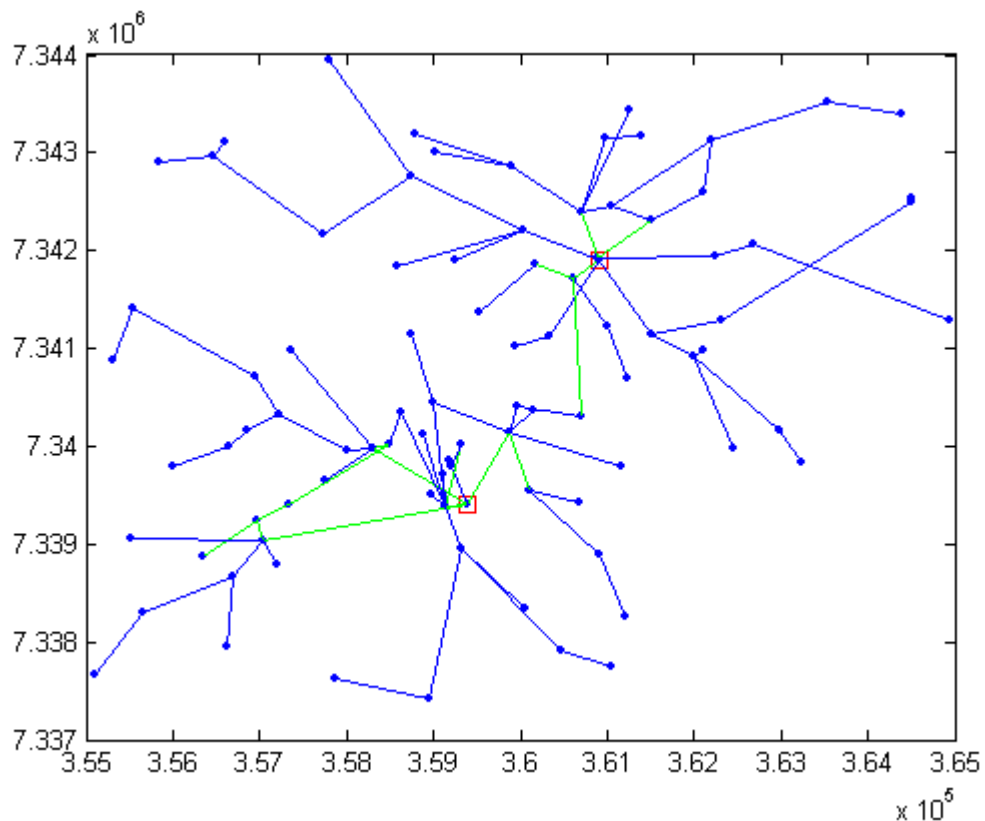


Figura 3.4 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Com 7 Anéis

Os trechos em azul representam o cabo de bitola 2/0 (mais fino) e os trechos em verde representam o cabo de bitola 336 (mais grosso). A unidade de medida utilizada no mapa é o metro. Os dois quadrados vermelhos representam as subestações que alimentam a cidade de Campo Mourão.

Como apareceram anéis na distribuição de energia elétrica, uma nova proposta foi feita para eliminá-los. Esta nova proposta é uma heurística que resolve o problema dos anéis, dando uma resposta aproximada, e não exata, para a rede de distribuição de energia.

3.2.3 Proposta Para Resolver o Problema dos Anéis

A partir do aparecimento dos anéis na configuração da rede, percebeu-se que estes acontecem em nós, ou próximos dos nós de demanda muita alta. Isto ocorre porque, a corrente necessária para alimentá-los não é suficiente vinda de um único trecho, pois este sai da subestação e deve alimentar todos os nós de demanda que estão em seu trajeto, não podendo ultrapassar a capacidade dos cabos no caminho.

Por que a solução encontrada tem anéis mesmo havendo restrições no modelo que deveriam impedir os mesmos? Quando na definição da variável corrente no trecho j , através de uma combinação convexa, dever-se-ia ter:

$$\begin{aligned}x_j &= b_1 y_{j1} + b_2 y_{j2} + b_3 y_{j3} \\x_j &= 0 \cdot y_{j1} + 1 \cdot y_{j2} + 5200 \cdot y_{j3}\end{aligned}$$

Caso não haja corrente no trecho j , automaticamente $y_{j1} = 1$, sem que se imponha a condição para que esta variável seja binária, e caso contrário, deveria ser zero, isto é, $y_{j1} = 0$.

Porém quando a corrente é pouca, pode acontecer que x_j fique representado por uma combinação convexa entre b_1 e b_2 e daí y_{j1} pode ser diferente de zero. Então, caso a corrente $0 < x_j \leq 1$, pequenos ajustes tem que ser feitos, pois supõe-se, neste caso, que não exista corrente de fato no trecho j .

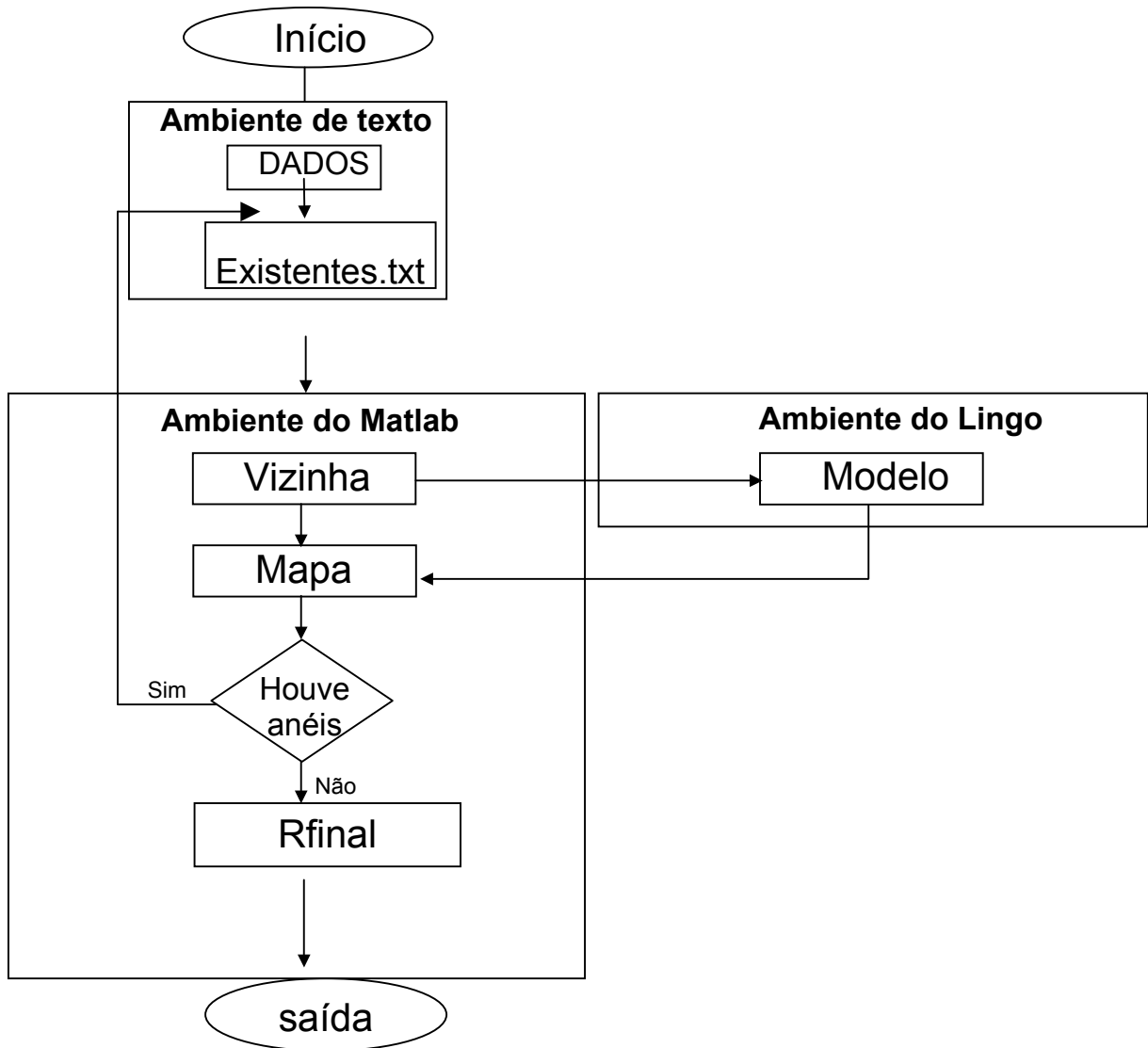
Então erros numéricos aparecem fazendo com que algumas restrições não sejam totalmente atendidas, gerando assim o aparecimento de anéis (loops). Apesar disto a solução encontrada é praticamente ótima, mas optou-se por procurar uma saída para abrir os anéis e encontrar uma solução viável quase ótima.

Então, a seguinte idéia foi testada: no arquivo existentes.txt (anexo 4), que é o arquivo onde estão todos os trechos existentes na rede de distribuição de energia elétrica de

Campo Mourão, foram acrescentados mais trechos que ligam cada subestação aos nós problemas, que foram identificados pelo programa mapafinal.m. Este teste foi feito a partir da idéia de que os nós problemas possuem uma demanda muito alta, ou estão próximos de nós que possuem demanda muita alta. Sendo assim, a corrente que deve chegar a esses nós pode vir direto da subestação, evitando assim os anéis indesejáveis. Esta idéia foi levada até os engenheiros eletricitas especialistas da COPEL de Campo Mourão, que confirmaram que, para nós com demanda muito alta, pode-se construir um trecho de alimentador saindo direto da subestação até o nó.

No arquivo dos trechos existentes (anexo 4) foram acrescentados estes novos trechos saindo de cada subestação até os nós com problemas, que são identificados ao executar o programa mapafinal.m (anexo 9). O processo é repetido até que não ocorram mais anéis na rede.

O seguinte fluxograma mostra o processo que deve ser feito para eliminar os anéis:



Fluxograma 3.1 – Processo Iterativo entre os Ambientes de Texto, do Matlab e do Lingo

O procedimento mostrado no fluxograma 3.1 foi aplicado na rede com anéis de Campo Mourão.

Os nós com problema, já mencionados no resultado obtido através do programa mapafinal.m são os de números: 20, 30, 46, 47, 61, 75 e 78 (anexo 16 – 1ª execução).

Foram acrescentados no arquivo existentes.txt os seguintes trechos, todos saindo das subestações 1 e 2:

Tabela 3.7 – Trechos acrescentados no Arquivo existentes.txt (1ª execução)

Nó inicial	Nó final
1	20
1	30
1	46
1	61
1	75
1	78
2	20
2	30
2	46
2	61
2	75
2	78

Executando novamente o programa vizinham, o modelo no LINGO e o programa mapafinal, obteve-se o seguinte resultado (anexo 16 – 2ª execução):

- O número de trechos instalados é igual a 92. Percebe-se uma redução no número de trechos em relação à execução anterior.
- Existem anéis. Os anéis ocorrem nos nós: 40 e 82.

Percebe-se que o número de anéis diminuiu. Agora são apenas dois nós problemas.

Segue o mapa de distribuição de energia elétrica para Campo Mourão com 2 anéis, na figura 3.5:

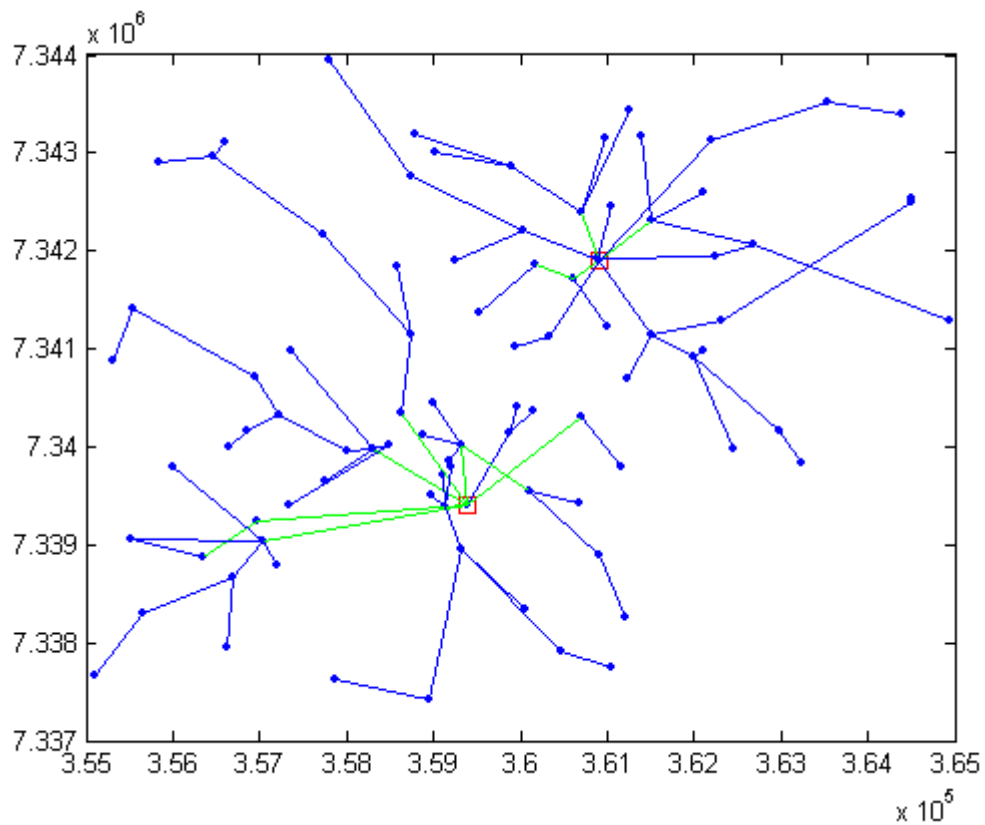


Figura 3.5 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão com 2 Anéis

Como ainda existem dois anéis, foram acrescentados no arquivo existentes.txt outros novos trechos:

Tabela 3.8 – Trechos acrescentados no Arquivo existentes.txt (2ª execução)

Nó inicial	Nó final
1	40
1	82
2	40
2	82

Executando o programa vizinham, o modelo no LINGO e o mapafinal novamente, obteve-se o seguinte resultado (anexo 16 – 3ª iteração):

- O número de trechos instalados é igual a 91.

- Existe apenas um anel. O anel existente envolve o nó 81.

Segue o mapa de distribuição de energia para Campo Mourão com 1 anel, na figura 3.6:

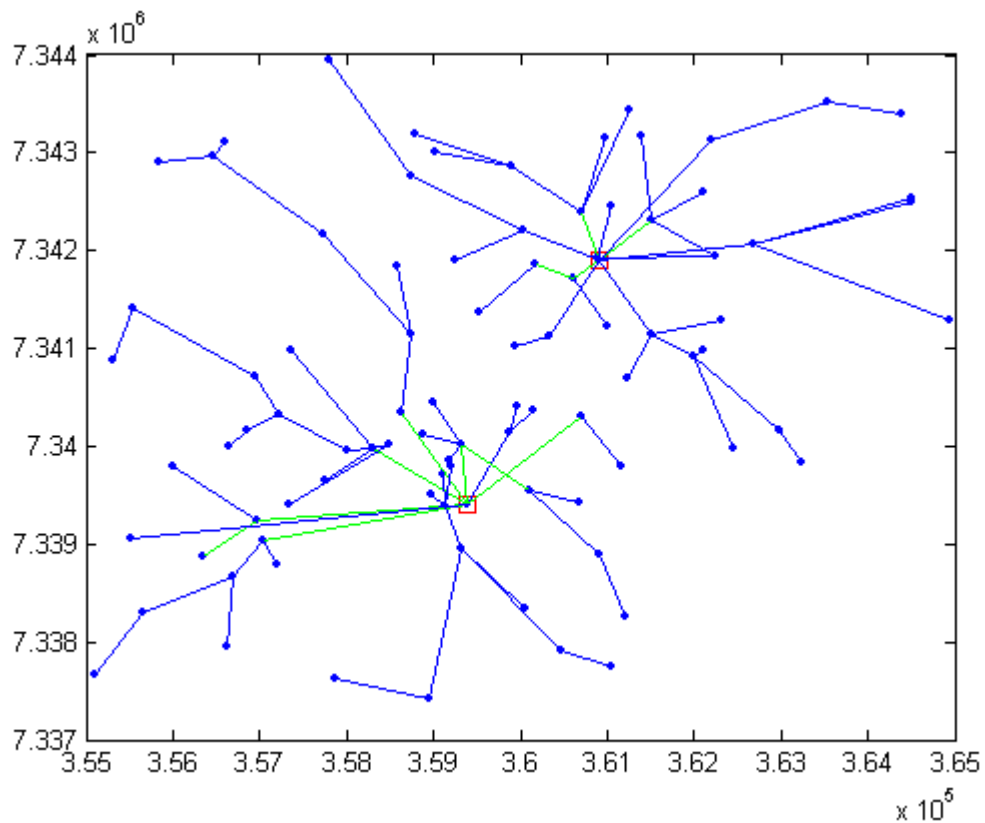


Figura 3.6 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Com 1 Anel

E finalizando o processo, foram acrescentados os trechos:

Tabela 3.9 – Trechos acrescentados no Arquivo existentes.txt (3ª execução)

Nó inicial	Nó final
1	81
2	81

Após executar todos os programas novamente chegou-se ao seguinte resultado (anexo 16 – 4ª execução):

- O número de trechos instalados é igual a 90.
- Não existem anéis e os números dos trechos instalados encontram-se na tabela 3.10:

Tabela 3.10 – Trechos instalados para demanda atual

Trechos instalados	Trechos instalados	Trechos instalados
1	138	1243
2	142	1279
3	146	1348
4	152	1467
5	156	1468
6	158	1501
7	160	1503
8	169	1676
9	171	1678
10	172	1852
12	173	
17	174	
18	175	
21	182	
22	183	
24	184	
32	187	
34	189	
36	520	
38	541	
48	570	
50	571	
56	695	
66	707	
72	806	
74	864	
78	877	
80	878	
82	879	
84	932	
100	933	
102	970	
106	973	
110	984	
116	1008	
121	1011	
126	1154	
128	1163	
132	1175	
134	1224	

Os trechos instalados de números entre 1 e 171 referem-se a trechos existentes. Os de número maior que 171 são trechos novos propostos e que se sugere a instalação.

Desta forma foi obtido o seguinte mapa da rede de distribuição de energia elétrica que propõe uma mudança de topologia da rede para a cidade de Campo Mourão, sem anéis:

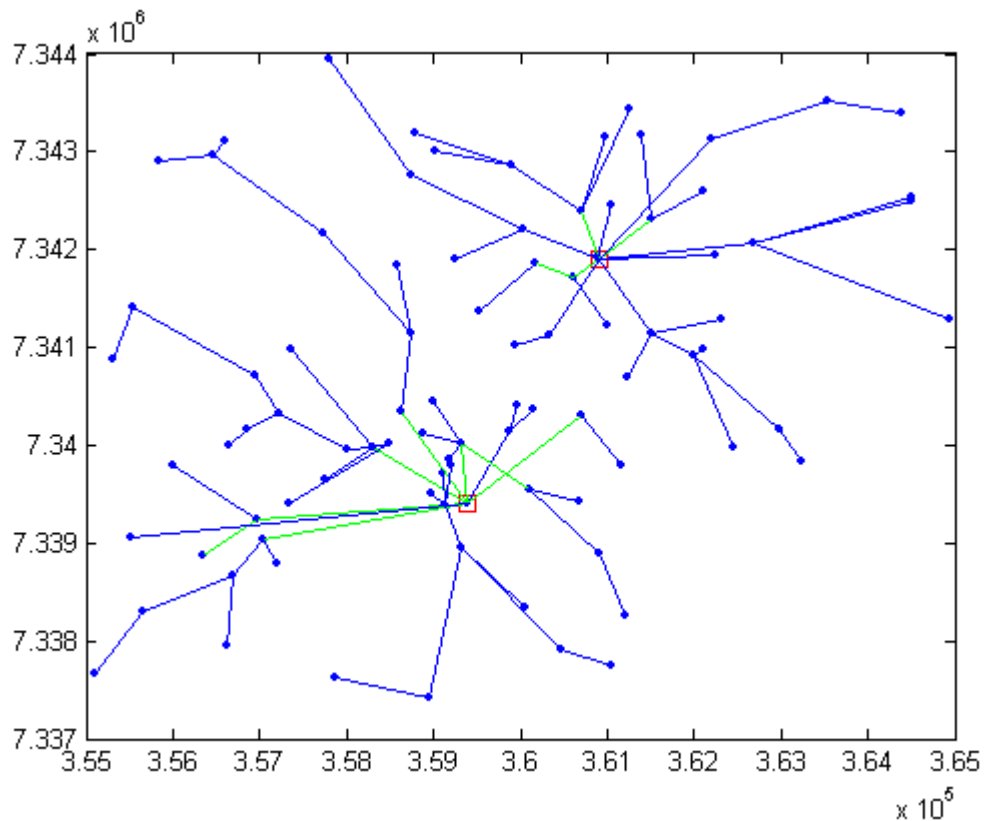


Figura 3.7 – Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Sem Anéis – Otimização da Rede Atual

Dos 90 trechos existentes, 49 deles são mantidos nesta configuração, o que significa grandes mudanças na topologia da rede. Sugere-se um estudo mais abrangente dos custos de manutenção dos trechos de alimentador e o preço real de troca de cabos e mesmo de mudanças dos trajetos, para que este resultado tenha mais credibilidade.

Outro cuidado que deve ser tomado é quanto ao número de trechos mais próximos que devem ser considerados e usados na matriz vizinha.

A proposta para resolver os problemas de anéis que aparecem na aplicação do modelo convexo pode ser resumida através do seguinte algoritmo:

Passo 1: Executar o programa vizinham.m codificado no Matlab;

Passo 2: Utilizar o modelo convexo programado no Lingo;

Passo 3: Executar o programa mapafinal.m (Matlab). Este programa vai identificar a ocorrência de anéis na rede de distribuição de energia. Caso não existam anéis, vá para o passo 5. Caso contrário, vá para o passo 4;

Passo 4: Acrescentar no arquivo existentes.txt (arquivo texto) os novos trechos saindo das SEs até os nós problemas e voltar para o passo 1;

Passo 5: Executar o programa Rfinal.m (Matlab) que calcula o custo final da rede.

Fim

3.3 RESULTADOS FINAIS

Além de analisar os resultados obtidos para a situação atual da rede de distribuição de energia elétrica da cidade de Campo Mourão, também será feita uma previsão para a demanda futura da cidade, ao final dos próximos dez anos, e esta será otimizada.

3.3.1 Configuração Otimizada Para a Rede Atual

Os resultados obtidos através da heurística desenvolvida em 3.2.3 deste trabalho são:

- O gráfico com a rede de distribuição de energia elétrica de Campo Mourão (figura 3.8) que mostra o trajeto que deve ser feito pela corrente que sai das subestações para alimentar cada nó de demanda da cidade, por km^2 , bem como a bitola do cabo que deve ser usada para que custos e perdas de energia sejam minimizados. Esta bitola é identificada através da cor do trecho no mapa. Cor azul representa o cabo de bitola 2/0 e cor verde representa o cabo de bitola 336. No programa mapafinal.m foi definido que se a corrente que

passa pelo trecho é menor que 1650 KVA (devido a informações contidas no anexo 13), utiliza-se o cabo de bitola 2/0. Caso contrário, utiliza-se o cabo de bitola 336, pois este tem capacidade maior que o anterior. Os quadrados vermelhos simbolizam as duas subestações da cidade.

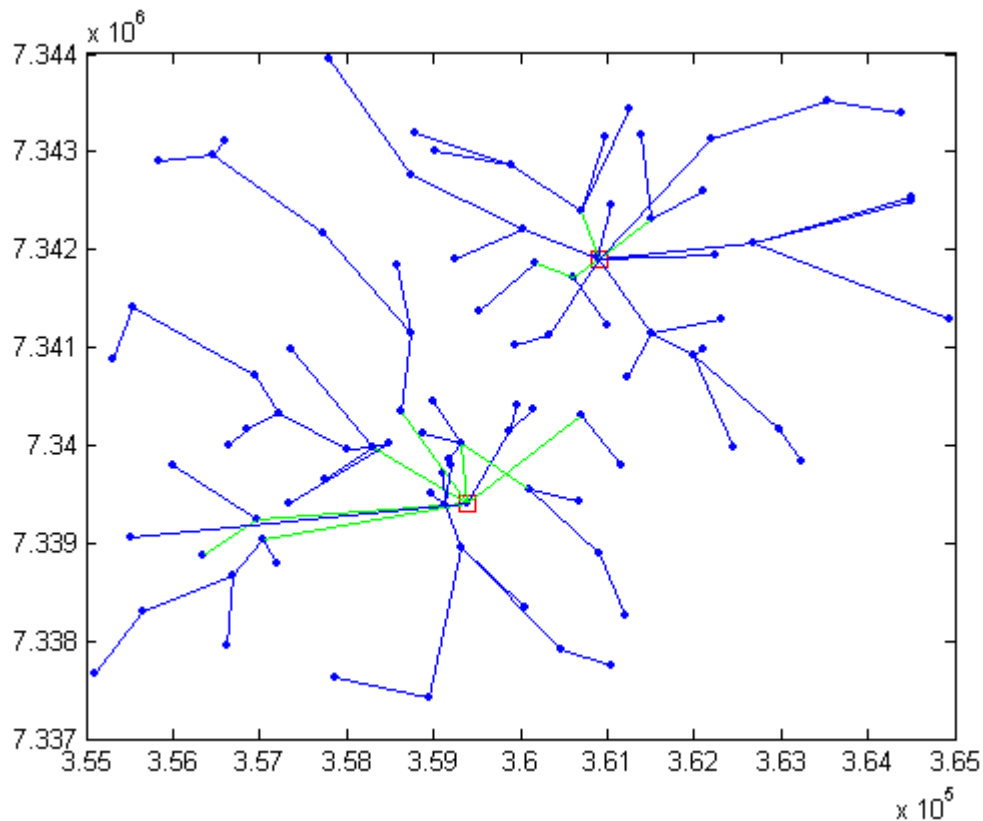


Figura 3.8 – Rede de Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Otimizada

- O custo final de instalação dos cabos e a manutenção dos cabos já existentes para que a rede de distribuição de energia elétrica tenha a configuração dada pela figura 3.8 e a demanda total, dada em KVA, dos nós da cidade. O custo foi calculado pelo programa Rfinal.m (anexo 12) que calcula os custos reais para a instalação dos cabos, sendo considerada a bitola e o comprimento dos mesmos. Este programa foi necessário, pois, quando foi feita a linearização da função corrente x custos (Figura 3.3), o custo inicial de instalação foi desconsiderado. Então o programa Rfinal considera este custo de instalação para obter o custo real. Este programa dá ainda um relatório final, contendo todas as informações de cada trecho instalado: número do trecho, nó inicial e nó final do trecho, a corrente do trecho, o tipo de cabo (2/0 ou 336), o comprimento do cabo e o custo do mesmo.

Este resultado obtido para a rede de Campo Mourão pelo programa Rfinal.m encontra-se em anexo (anexo 16).

Seguem as tabelas que contém os resultados obtidos pelo programa Rfinal.m, separadas por alimentador de cada SE. As seguintes tabelas cujos números variam de 3.11 a 3.19 referem-se aos alimentadores da SE Bandeira.

Tabela 3.11 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 1

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
172	1	20	5110	336	2441	37.199,00
541	20	4	9	2/0	1108	4.223,00
17	20	13	3651	336	717	813,00
18	13	14	270	2/0	1	10,00
Total			5110		4267	42.245,00

Tabela 3.12 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 2

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
173	1	30	2922	336	1216	11.429,00
116	30	29	950	2/0	823	417,00
695	29	28	38	2/0	696	2.679,00
707	29	24	681	2/0	1430	6.727,00
156	24	9	71	2/0	1501	584,00
158	9	8	6	2/0	199	76,00
160	9	7	3	2/0	615	234,00
Total			2922		6480	22.146,00

Tabela 3.13 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 3

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
174	1	46	4822	336	621	8.981,00
1011	46	47	125	2/0	542	2.150,00
1008	46	43	339	2/0	207	881,00
100	46	31	49	2/0	443	171,00
102	46	92	1797	336	920	588,00
48	92	62	407	2/0	1022	444,00
1852	92	63	855	2/0	591	2915,00
50	62	64	1	2/0	717	273,00
Total			4822		5063	16.403,00

Tabela 3.14 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 4

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
175	1	61	4018	336	1596	19.667,00
1279	61	69	465	2/0	683	3.016,00
Total			4018		2279	22.683,00

Tabela 3.15 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 5

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
184	1	40	207	2/0	3887	15.841,00
Total			207		3887	15.841,00

Tabela 3.16 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 6

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
4	1	35	2246	336	2386	1.811,00
806	35	17	25	2/0	290	1.113,00
21	35	19	1366	2/0	512	288,00
520	19	3	82	2/0	708	2.769,00
22	19	15	1072	2/0	1096	573,00
24	15	41	903	2/0	843	422,00
Total			2246		5835	5.976,00

Tabela 3.17 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 7

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
3	1	39	1814	336	266	171,00
879	39	66	125	2/0	542	2.150,00
877	39	90	2	2/0	201	764,00
878	39	16	11	2/0	331	1.264,00
32	39	38	1488	2/0	485	280,00
36	38	36	1248	2/0	1582	864,00
34	38	65	77	2/0	1555	607,00
864	38	18	1	2/0	952	3.617,00
38	36	37	38	2/0	1102	424,00
1348	65	68	70	2/0	587	2.285,00
Total			1814		7603	12.426,00

Tabela 3.18 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 8

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
2	1	42	1504	2/0	894	518,00
932	42	45	187	2/0	273	1.105,00
933	42	60	1316	2/0	353	1.961,00
Total			1504		1520	3.584,00

Tabela 3.19 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1): Alimentador 9

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
1	1	44	1903	336	621	8.981,00
10	44	34	365	2/0	542	2.150,00
973	44	21	462	2/0	632	2.792,00
970	44	33	782	2/0	284	1.375,00
984	44	23	68	2/0	1375	5.347,00
12	34	32	150	2/0	1298	519,00
121	33	22	753	2/0	869	417,00
571	22	10	108	2/0	482	1.902,00
169	10	6	49	2/0	1553	600,00
171	6	5	40	2/0	589	227,00
570	22	11	212	2/0	399	1.629,00
126	11	12	101	2/0	269	106,00
Total			1903		8913	26.045,00

Analisando os resultados obtidos para os alimentadores da SE Bandeira, a partir das tabelas anteriores, percebe-se que não existe uma homogeneidade em relação às cargas (fluxo de carga total) e ao tamanho (comprimento total) dos alimentadores. Isto pode ter ocorrido devido ao fato do modelo não apresentar restrições quanto a extensão e a capacidade dos alimentadores.

As tabelas a seguir, de números 3.20 a 3.28, são referentes aos alimentadores da SE Santos Dumont.

Tabela 3.20 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 1

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
189	2	81	87	2/0	1341	5.249,00
Total	6	5	87		1341	5.249,00

Tabela 3.21 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 2

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
187	2	82	156	2/0	1789	7.169,00
66	82	80	13	2/0	2390	912,00
1676	82	91	47	2/0	1871	7.224,00
1678	82	89	6	2/0	1891	7.201,00
Total			156		7941	22.506,00

Tabela 3.22 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 3

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
183	2	78	900	2/0	1788	8937,00
72	78	87	519	2/0	1397	627,00
74	87	88	20	2/0	848	325,00
Total			900		4033	9.889,00

Tabela 3.23 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 4

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
182	2	75	5144	336	736	11.288,00
132	75	76	780	2/0	869	420,00
134	75	79	653	2/0	660	308,00
Total			5144		2265	12.016,00

Tabela 3.24 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 5

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
9	2	54	349	2/0	923	394,00
1154	54	50	41	2/0	830	3.199,00
1163	54	27	38	2/0	1403	5.402,00
152	27	25	12	2/0	1516	579,00
Total			349		4672	9.574,00

Tabela 3.25 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 6

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
8	2	56	774	2/0	965	466,00
106	56	48	78	2/0	403	157,00
Total			774		1368	623,00

Tabela 3.26 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 7

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
7	2	58	2725	336	339	301,00
1224	58	57	1774	336	466	2.953,00
110	57	49	1572	2/0	798	470,00
84	58	72	44	2/0	627	242,00
Total			2725		2230	3.966,00

Tabela 3.27 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 8

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
6	2	59	1291	2/0	20	11,00
78	59	73	1150	2/0	989	527,00
1243	59	74	115	2/0	567	2.240,00
1503	73	86	39	2/0	821	3.163,00
80	73	71	277	2/0	526	219,00
1501	73	70	267	2/0	518	2.151,00
1467	71	67	45	2/0	1056	4.078,00
82	71	83	130	2/0	141	56,00
1468	71	85	67	2/0	1262	4.907,00
56	85	84	58	2/0	403	156,00
Total			1291		6303	17.508,00

Tabela 3.28 - Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2): Alimentador 9

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
5	2	55	2355	336	539	425,00
138	55	53	110	2/0	802	317,00
128	55	77	185	2/0	1171	474,00
1175	55	51	373	2/0	922	3.961,00
146	51	26	47	2/0	1155	446,00
142	51	52	185	2/0	886	359,00
Total			2355		5475	5982,00

Pode-se perceber que para os alimentadores da SE Santos Dumont também não existe uma homogeneidade em relação às suas cargas e comprimentos. Este fato já foi comentado anteriormente para os alimentadores da SE Bandeira.

O custo final calculado para as duas SEs foi de R\$ = 245.003,76 e a demanda total atual (em KVA) encontrada foi de 67.919.

3.3.2 Configuração Otimizada Para Rede Futura

Como o objetivo deste trabalho é fazer um planejamento da expansão da rede elétrica para a cidade de Campo Mourão, foi utilizado um estudo feito pela Copel para o crescimento da demanda das cargas para os próximos dez anos, que prevê um aumento de 3% ao ano. Assim foi calculada a demanda ao final dos próximos dez anos e colocada no arquivo dem_fut.txt (anexo 11). Todo processo de otimização da rede feito com o vetor de demandas atuais foi refeito para o vetor de demandas futuras, considerando a rede atual da cidade, sem estar otimizada. Ao término das execuções, os resultados obtidos (anexo 17) foram:

- O número de trechos existentes é igual a 90.
- Não existem anéis.
- Ao término do processo os trechos instalados constam na tabela 3.29.

Tabela 3.29 – Trechos instalados para a demanda futura

Trechos instalados	Trechos instalados
1	121
2	126
3	128
4	138
5	142
6	146
7	152
8	156
9	158
10	160
12	169
18	171
21	172
22	173
24	174
32	175
34	182
36	183
38	184
48	187
50	189
52	190
56	191
66	193
72	196
74	199
78	527
80	548
82	577
84	578
100	702
106	714
110	813
116	871
884	1170
885	1182
886	1231
939	1250
940	1474
977	1475
980	1508
991	1510
1015	1683
1018	1685
1161	1859

E o mapa da rede de distribuição de energia elétrica para a cidade de Campo Mourão, ao final de um período de dez anos, é dado pela figura 3.9:

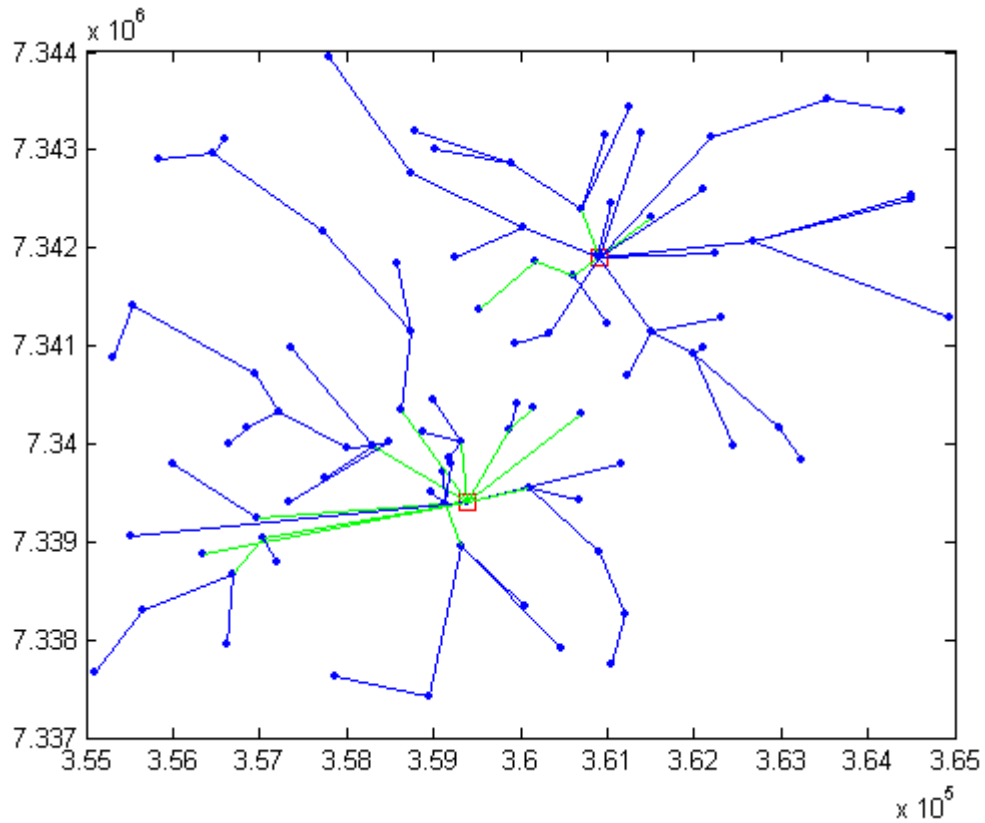


Figura 3.9 – Rede de Distribuição de Energia Elétrica de Campo Mourão Otimizada – Ao Final dos Próximos Dez Anos

Os resultados obtidos a partir do programa Rfinal.m (anexo 18) para a demanda futura (ao final dos próximos dez anos) da cidade de Campo Mourão, encontram-se nas tabelas a seguir, separados por alimentador de cada SE.

As tabelas de números 3.30 a 3.41 referem-se aos alimentadores da SE Bandeira.

Tabela 3.30 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1)-dem-fut : Alimentador 1

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
1	1	44	2482	336	1243	1.022,00
10	44	34	477	2/0	199	88,00
12	34	32	196	2/0	1298	527,00
980	44	21	603	2/0	632	2.910,00
991	44	23	88	2/0	1375	5.385,00
2482977	44	33	1020	2/0	284	1.465,00
121	33	22	983	2/0	869	444,00
578	22	10	140	2/0	482	1.923,00
169	10	6	64	2/0	1553	603,00
171	6	5	52	2/0	589	228,00
577	22	11	276	2/0	399	1.663,00
126	11	12	132	2/0	269	107,00
Total			2482		9192	16.365,00

Tabela 3.31 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 2

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
193	1	92	2436	336	718	5.814,00
48	92	62	622	2/0	1022	473,00
50	62	64	93	2/0	717	281,00
52	64	68	92	2/0	542	212,00
1859	92	63	1115	2/0	591	3.120,00
Total			2436		3590	9.900,00

Tabela 3.32 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 3

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
190	1	13	4764	336	3101	44.392,00
18	13	14	352	2/0	100	30,00
Total			4764		3201	44.422,00

Tabela 3.33 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 4

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
191	1	69	607	2/0	1814	8.358,00
Total			607		1814	8.358,00

Tabela 3.34 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 5

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
2	1	42	1963	336	894	611,00
940	42	60	1717	336	353	2.183,00
939	42	45	244	2/0	273	1.126,00
Total			1963		1520	3.920,00

Tabela 3.35 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 6

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
3	1	39	2275	336	266	204,00
886	39	66	333	2/0	415	1.762,00
884	39	90	3	2/0	201	764,00
885	39	16	14	2/0	331	1.266,00
32	39	38	1850	336	485	317,00
871	38	18	1	2/0	952	3.618,00
36	38	36	1628	2/0	1582	944,00
34	38	65	9	2/0	1555	593,00
38	36	37	49	2/0	1102	426,00
Total			2275		6889	9.894,00

Tabela 3.36 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 7

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
4	1	35	2931	336	2386	2.248,00
813	35	17	33	2/0	290	1116,00
21	35	19	1782	336	512	325,00
527	19	3	107	2/0	708	2.793,00
22	19	15	1399	2/0	1096	620,00
24	15	41	1178	2/0	843	452,00
Total			2931		5835	7.554,00

Tabela 3.37 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 8

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
172	1	20	1903	336	2441	16.299,00
548	20	4	12	2/0	1108	4.227,00
Total			1903		3549	20.526,00

Tabela 3.38 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 9

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
173	1	30	3813	336	1216	14.321,00
116	30	29	1240	2/0	823	448,00
702	29	28	50	20	696	2.690
714	29	24	888	2/0	1430	7.122,00
156	24	9	92	2/0	1501	589,00
160	9	7	4	2/0	615	234,00
158	9	8	8	2/0	199	76,00
Total			3813		6480	25.480,00

Tabela 3.39 - Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 10

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
184	1	40	270	2/0	3887	16.166,00
Total			270		3887	16.166,00

Tabela 3.40- Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 11

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
174	1	46	3947	336	621	7.531,00
1018	46	47	164	2/0	542	2.177,00
1015	46	43	443	2/0	207	910,00
100	46	31	63	2/0	443	172,00
Total			3947		1813	10.790,00

Tabela 3.41- Resultados obtidos para SE Bandeira (1) -dem-fut: Alimentador 12

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
175	1	61	4635	336	1596	22.299,00
Total			4635		1596	22.299,00

As tabelas de números 3.42 a 3.52 referem-se aos alimentadores da SE Santos Dumont.

Tabela 3.42- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 1

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
5	2	55	3072	336	539	528,00
1182	55	51	487	2/0	922	4.101,00
142	51	52	242	2/0	886	365,00
146	51	26	61	2/0	1155	448,00
138	55	53	143	2/0	802	320,00
128	55	77	242	2/0	1171	483,00
Total			3072		5475	6.245,00

Tabela 3.43- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 2

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
6	2	59	1684	336	20	12,00
1250	59	74	150	2/0	567	2.267,00
78	59	73	1500	2/0	989	573,00
1510	73	86	51	2/0	821	3.176,00
80	73	71	361	2/0	526	225,00
1475	71	85	88	2/0	1262	4.941,00
56	85	84	76	2/0	403	157,00
82	71	83	169	2/0	141	57,00
1474	71	67	59	2/0	1056	4.097,00
1508	73	70	349	2/0	518	2.207,00
Total			1684		6303	17.712,00

Tabela 3.44- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 3

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
7	2	58	3556	336	339	376,00
1231	58	57	2315	336	466	3.626,00
84	58	72	57	2/0	627	243,00
110	57	49	2051	336	798	564,00
Total			3556		2230	4.809,00

Tabela 3.45- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 4

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
8	2	56	1009	2/0	965	496,00
106	56	48	102	2/0	403	159,00
Total			1009		1368	655,00

Tabela 3.46- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 5

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
9	2	54	456	2/0	923	407,00
1161	54	50	54	2/0	830	3.213,00
1170	54	27	50	2/0	1403	5.423,00
152	27	25	15	2/0	1516	579,00
Total			456		4672	9.622,00

Tabela 3.47- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 6

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
196	2	79	852	2/0	1393	6.872,00
Total			852		1393	6.872,00

Tabela 3.48- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 7

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
199	2	76	1018	2/0	1359	7.006,00
Total			1018		1359	7.006,00

Tabela 3.49- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 8

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
182	2	75	4842	336	736	10.694,00
Total			4842		736	10.694,00

Tabela 3.50- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 9

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
183	2	78	1174	2/0	1788	9.590,00
72	78	87	678	2/0	1397	657,00
74	87	88	26	2/0	848	325,00
Total			1174		4033	10.572,00

Tabela 3.51- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 10

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
187	2	82	204	2/0	1789	7.282,00
1685	82	89	8	2/0	1891	7.205,00
1683	82	91	61	2/0	1871	7.260,00
66	82	80	17	2/0	2390	913,00
Total			204		7941	26.660,00

Tabela 3.52- Resultados obtidos para SE Santos Dumont (2) -dem-fut: Alimentador 11

Número do trecho	Nó inicial	Nó final	Fluxo de Carga(KVA)	Tipo de cabo	Comprimento do cabo (m)	Custo (R\$)
189	2	81	113	2/0	1341	5.296,00
Total			113		1341	5.296,00

O custo final e a demanda total dos nós para a demanda futura da cidade de Campo Mourão, considerada ao final dos próximos dez anos, são:

- O custo final é de R\$ 297.788,22.
- A demanda total dos nós em KVA é de 79.033.

Pode-se perceber que também não existe homogeneidade entre as cargas e os tamanhos dos alimentadores com relação a demanda futura (período de dez anos).

Vale lembrar que os custos para a demanda futura foram calculados com valores atuais. Para se obter um valor atualizado para o final do período considerado de dez anos, deverá ser feito um estudo das taxas de juros previstas para este período.

O modelo citado em 3.2.2.3 utilizado envolve apenas um período (único-período). Então, para se chegar aos resultados obtidos considerando o vetor de demandas futuras, foi feita uma previsão para o crescimento da demanda atual e, com este novo arquivo de demandas, executou-se o modelo já citado.

4 CONCLUSÕES E ANÁLISES FINAIS

O problema de planejamento da rede de distribuição de energia não possui fácil solução. Este trabalho mostrou que para problemas pequenos, ou seja, um número pequeno de nós de demanda, a solução pode ser encontrada facilmente, tanto utilizando o modelo binário como o modelo convexo. Mas quando se trata de um problema real, onde o número de nós de demanda é grande, a solução não é tão facilmente determinada, pois há um aumento considerável no número de variáveis e de restrições. Os dados de demanda de Campo Mourão mostram que alguns nós possuem uma demanda bem maior do que os demais, e isto acontece principalmente em regiões industriais. Cabe lembrar que os nós de demanda de Campo Mourão foram obtidos a partir da soma de toda a demanda encontrada em cada quadrícula de 1 Km^2 . Isto acarretou, em alguns nós, uma demanda alta.

A aplicação do modelo convexo é interessante para situações reais onde o número de nós é grande, pois evita as variáveis binárias, devido à natureza do modelo que deve decidir em instalar ou não instalar uma facilidade. Provavelmente devido a problemas numéricos, apareceram anéis na rede de Campo Mourão, mesmo o modelo apresentando restrições para evitá-los. Isto acontece porque a variável y_{j1} , em alguns casos, não assumiu o valor 1, mas algo próximo de 1 (0,999 por exemplo) quando não havia corrente no trecho j . A partir daí a restrição de radialidade que dependia deste valor ser exatamente 1, não foi satisfeita para alguns nós. Porém como esta solução não está muito longe da ótima, preferiu-se desenvolver uma heurística para resolver o problema dos anéis, acrescentando novos trechos na rede, que saem diretamente das subestações até os nós problemas (nós onde a restrição de radialidade não foi satisfeita).

Ao analisar os resultados obtidos para a demanda atual da cidade de Campo Mourão, pode-se concluir que a demanda total de todos os nós, igual a 67.919 KVA, é ainda menor do que a soma das capacidades das duas subestações da cidade, que é de 76,5 MVA. Percebe-se então que as subestações têm uma boa “folga” no que diz respeito à capacidade. No que diz respeito a alimentadores, o modelo propõe outra configuração com a instalação de 4 novos alimentadores na Subestação Bandeira.

Mesmo para a demanda futura, considerando a demanda para os próximos dez anos, ainda existe “folga” na capacidade das subestações, pois a soma da demanda de todos os nós

será de 79.033 KVA, se o crescimento se der a uma taxa de 3% ao ano, considerando que existe uma previsão para a ampliação da subestação Bandeira para o ano de 2012, como foi citado em 3.2.2.1. Quanto a novos alimentadores, será necessário a instalação de dois alimentadores na Subestação Santos Dumont e mais três na Subestação Bandeira, se já instalados os 4 anteriormente citados.

O método desenvolvido neste trabalho tornará possível à COPEL comparar a rede de distribuição de energia já existente na cidade de Campo Mourão com a rede otimizada. Com isto, quando houver a necessidade de instalação ou ampliação de novos alimentadores, devido ao crescimento da cidade, a empresa poderá utilizar os programas desenvolvidos no LINGO e no MATLAB e assim saber qual o melhor trajeto, bem como o tipo de cabo que deve ser utilizado para que os custos e as perdas de energia sejam minimizados.

Uma idéia que pode ser utilizada em trabalhos futuros, seria a de diminuir a área das quadrículas, que neste trabalho foi considerada de 1Km^2 , para tentar evitar demanda muita alta em alguns nós, como aconteceu para os dados de Campo Mourão, e assim talvez evitar o problema dos anéis.

Ainda em trabalhos futuros, poderiam ser utilizadas heurísticas (algumas foram citadas em 2.2) para resolver o problema da distribuição de energia elétrica, podendo-se comparar os resultados obtidos com os métodos exatos.

Este trabalho utilizou os dados de Campo Mourão, mas outros trabalhos poderiam utilizar dados de outras cidades do nosso Estado, ou ainda de qualquer cidade do país, tornando assim possível minimizar os custos da empresa de distribuição de energia elétrica.

5 BIBLIOGRAFIA

ADAMS e Laughton (1974) apud Suresh (1997, p. 2).

ALBUQUERQUE, Mário M. de. **História da energia elétrica no Brasil**. 5.ed. São Paulo, Atual, 1982.

ALVES, A.C. **Algoritmos genéticos aplicados ao planejamento da distribuição de energia elétrica em Curitiba e Região Metropolitana**. UFPR. Tese de mestrado defendida em novembro/2002.

AOKI, K., NARA K., SATOH T., KITAGAWA M., YAMANAKA K. **New approximate optimization method method for distribution system planning**. IEEE Trabsactions on Power System v.5, 1990.

BODIN, Lawrence; GOLDEN, Bruce; ASSAD, Arjang et al. **Routing and scheduling of vehicles and crews: the state of art**. Pergamon Press, England, 1983, Special issue.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Panorama do setor de energia elétrica do Brasil**. Rio de Janeiro, Memória da Eletricidade, 1988.

CIRIC, R. M.; POPOVIC, D. S. **Multi-objective distribution network restoration using heuristic approach and mix integer programming method**. Electrical Power and Energy Systems v.22, 2000.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL. Agência de Campo Mourão. Paraná, 2004.

CRAWFORD D. M.; HOLT S. B. **A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas**. IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems, v. PAS-94, nº 2, March 1975, pp.230-235.

DIBBLE, C.; DENSHAM, P. J. **Generating interesting alternatives in GIS and SDSS using genetic algorithms**. GIS/LIS symposium, University of Nebraska, Lincoln, 1993.

ERKUT, Erhan; BOZKAYA, Burçin; ZHANG, Jianjun. **An effective genetic algorithm for the p-median problem**. Em fase de publicação.

FARRAG, M.A.; EL-METWALLY, M.M.; EL-BAGES, M.S. **A new model for distribution system planning**. Electrical Power and Energy Systems v. 21, 1999.

FAWZI e El-Sobki (1983) apud Suresh (1997, p. 2),

GRUPPELLI Jr F. A.; MATIOLI, L. C.; STEINER M. T. A.; CARNIERI C.; VOLPI N. M. P.; WILHELM V. E.; YAMAMOTO, L.; TOMASELLI, W. Universidade Federal do Paraná. **Desenvolvimento de algoritmos matemáticos para a otimização do sistema de distribuição de energia elétrica**. Fase 2.

GRUPPELLI Jr F. A.; STEINER M. T. A.; YUAN J. Y.; CARNIERI C.; VOLPI N. M. P.; WILHELM V. E.; MUSSI N. H.; ANTONIO C. F.; MIQUELES E.; ANDRETTA Filho E. L.; KALINOWSKI E. M.; ALVES A. C.; GULIN C.; ZAMBENEDETTI V. C.; KLIMKOWSKI M. **Algoritmos para recomposição de sistemas de distribuição**. XV SENDI 2002, v.1, art 0186.

KUWABARA H.; NARA K. **Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange**. IEEE Transactions On Power Delivery, v.12, nº 1, jan 1997, pp.457-463.

LINDO SYSTEMS INC, **Lingo**, the language and optimizer. Chicago, Illinois, 1999. Versão 6.0.

MASUD (1974) apud Suresh (1997, p. 2).

NETTO, Ferraz. 1990 apud www.feiradeciencias.com.br, acesso em 20 de março de 2004.

PONNAVAIKKO e Rao (1981) apud Suresh (1997, p. 2).

SENSO PARANAENSE. **Jornal Gazeta do Paraná**. Paraná, 14 de julho de 2002.

SIQUEIRA, Márcia Daledone. **Um século de eletricidade do Paraná**. Universidade Federal do Paraná. Departamento de História. Márcia Daledone Siqueira et al. (org). Curitiba, Companhia Paranaense de Energia, 1994.

SISTEMAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003 apud www.copel.com.br, acesso em 22 de março.

SURESH, Khator K.. **Power distribution planning: a review of models and issues**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v 12, Nº 3, 1997.

VALKENBURGH, Van, 1976 apud www.feiradeciencias.com.br, acesso em 20 de março de 2004

VAZIRI M.; TOMSOVIC K.; GONEN T.; BOSE A. **Distribution expansion problem: formulation and practicality for a multistage globally optimal solution**.

WALL D. L.; THOMPSON G. L.; NORTHCOTE-GREEN J. E. D. **Na optimization model for planning radial distribution networks**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-98, nº 3, jun 1979, pp.1061-1068.

WILLIS H. L.; NORTHCOTE-GREEN J. E. D. **Comparison of several computerized distribution planning methods**. IEEE Transaction On Power Apparatus and Systems, v. PAS-104, nº 1, jan 1985, pp.233-240.

www.copel.com. **Copel**. Acessos em 27 de fevereiro, 22 de março e 14 de abril de 2004.

www.criseenergetica.com.br/tudosobre/acrise.htm. **Energia**. Acesso em 23 de março de 2004.

www.cursoanglo.com.br/materias/geografia/itemgeo3.htm. **Itaipu**. Acesso em 24 de março de 2004.

www.othondecarvalho.com.br/eletr/3.html. **Instalação elétrica**. Acesso em 27 de março de 2004.

www.feiradeciencias.com.br. **Energia elétrica**. Acesso em 20 de março de 2004.

ANEXOS

ANEXO 1

COPEL - GERENCIA DE REDES DE DISTRIBUICAO - 10-Mar-2004
11:00:52

Perfil Eletrico da Rede - Alimentador: 815840006 - CERCAM
Subestacao: - SE - BANDEIRA

Relatório dos Postos nós Alimentadores

feature	coordenada	x-y	num oper	KVA Nóm	kw	KVAR	fc,	cresc %
480623398	- 359327	- 7339252	- 81584P4372	- 225	- 197,9	- 88,9	- ,242	- 0
480645610	- 358610	- 7338166	- 81584P8194	- 225	- 165	- 74,1	- 1	- 0
480646305	- 360320	- 7337881	- 81584P6700	- 150	- 128,8	- 57,8	- 1	- 0
480623588	- 358240	- 7338021	- 81584P4835	- 225	- 106,2	- 47,7	- 1	- 0
480644083	- 354756	- 7321095	- 81584P2647	- 225	- 91,1	- 40,9	- ,242	- 0
510407923	- 358319	- 7338358	- 81584P1761	- 500	- 86,4	- 38,8	- 1	- 0
480645725	- 359078	- 7338491	- 8158416719	- 90	- 65,7	- 29,5	- ,242	- 0
480638504	- 349857	- 7327539	- 8158400370	- 112	- 49,8	- 22,4	- ,242	- 0
480633138	- 350965	- 7330205	- 8158413016	- 75	- 47,6	- 21,4	- ,242	- 0
480643895	- 360160	- 7324520	- 81584P4373	- 225	- 45,1	- 20,2	- 1	- 0
480639494	- 349957	- 7327640	- 8158413134	- 45	- 50,8	- 22,8	- ,242	- 0
480637525	- 348620	- 7327510	- 81584P8178	- 75	- 43,2	- 19,4	- ,242	- 0
480645023	- 353825	- 7330061	- 8158411345	- 75	- 38	- 17,1	- ,242	- 0
480631356	- 354600	- 7334521	- 81584P2971	- 75	- 36,9	- 16,6	- ,242	- 0
480637840	- 349688	- 7327372	- 8158400371	- 30	- 27	- 12,1	- ,242	- 0
480645458	- 354464	- 7332083	- 8158416589	- 25	- 21,9	- 9,8	- ,242	- 0
480645543	- 355010	- 7332761	- 81584P2902	- 30	- 30,1	- 13,5	- ,242	- 0
480644404	- 356990	- 7328390	- 81584P8079	- 45	- 29,3	- 13,2	- ,242	- 0
480645750	- 359333	- 7338675	- 8158412285	- 75	- 28,5	- 12,8	- ,242	- 0
480630017	- 359585	- 7336516	- 8158407284	- 30	- 17,1	- 7,7	- ,242	- 0
480628761	- 359942	- 7336786	- 8158407282	- 30	- 23,4	- 10,5	- ,242	- 0
480642264	- 350034	- 7327652	- 8158413133	- 30	- 25,1	- 11,3	- ,242	- 0
480646228	- 360850	- 7337230	- 8158416709	- 75	- 24,4	- 10,9	- ,242	- 0
480646402	- 359607	- 7338595	- 81584P5705	- 45	- 24,4	- 10,9	- ,242	- 0
480645392	- 356190	- 7331970	- 8158430563	- 10	- 16,1	- 7,2	- ,242	- 0
480627158	- 359704	- 7336606	- 8158407688	- 30	- 21,7	- 9,8	- ,242	- 0
510407916	- 358321	- 7338221	- 81584P7617	- 150	- 22,5	- 10,1	- 1	- 0
480628063	- 359824	- 7336697	- 8158411995	- 75	- 18,3	- 8,2	- ,242	- 0
480631435	- 354397	- 7333672	- 8158417398	- 75	- 21,1	- 9,5	- ,242	- 0
480631560	- 354024	- 7330236	- 81584P4262	- 30	- 20,8	- 9,3	- ,242	- 0
480624211	- 361225	- 7331190	- 8158416729	- 45	- 19,2	- 8,6	- ,242	- 0
480626631	- 359585	- 7336516	- 8158407689	- 15	- 14,8	- 6,6	- ,242	- 0
480645830	- 359380	- 7338640	- 8158416717	- 75	- 18,6	- 8,4	- ,242	- 0
480625933	- 359524	- 7336471	- 8158407691	- 30	- 13,8	- 6,2	- ,242	- 0
480630970	- 358250	- 7335470	- 8158416722	- 30	- 18,3	- 8,2	- ,242	- 0
480644114	- 355200	- 7320980	- 81584P8077	- 45	- 18,1	- 8,1	- ,242	- 0
480636070	- 344580	- 7326600	- 8158439184	- 15	- 10,9	- 4,9	- ,242	- 0
480623945	- 360655	- 7334440	- 8158410416	- 15	- 5,5	- 2,5	- ,242	- 0
480623720	- 357580	- 7337325	- 8158416323	- 75	- 16,1	- 7,3	- ,242	- 0
480644340	- 358991	- 7329634	- 8158437143	- 75	- 15,6	- 7	- ,242	- 0
480625414	- 361720	- 7330850	- 8158439406	- 10	- 9,5	- 4,3	- ,242	- 0
480634209	- 349920	- 7328210	- 8158412156	- 15	- 9,1	- 4,1	- ,242	- 0
480628352	- 360015	- 7336465	- 8158411996	- 15	- 12,9	- 5,8	- ,242	- 0
480644592	- 356040	- 7329240	- 8158436058	- 5	- 4,6	- 2	- ,242	- 0
480634320	- 349493	- 7327181	- 8158412147	- 30	- 15,6	- 7	- ,242	- 0
480623454	- 359168	- 7338916	- 8158414808	- 75	- 13,1	- 5,9	- ,242	- 0
480644730	- 354970	- 7328510	- 8158439805	- 3	- 4,4	- 2	- ,242	- 0
480643932	- 359740	- 7323445	- 8158410668	- 15	- 10,1	- 4,5	- ,242	- 0
480637449	- 348940	- 7327370	- 81584P5679	- 30	- 13,1	- 5,9	- ,242	- 0
480645910	- 358973	- 7337507	- 8158417683	- 75	- 12,9	- 5,8	- ,242	- 0
480625235	- 362050	- 7327250	- 8158413940	- 15	- 7,3	- 3,3	- ,242	- 0
480645800	- 359333	- 7338675	- 8158416716	- 45	- 12,3	- 5,5	- ,242	- 0
480631910	- 350460	- 7332640	- 8158406775	- 10	- 4	- 1,8	- ,242	- 0
480635511	- 345974	- 7327828	- 8158439189	- 3	- 4	- 1,8	- ,242	- 0
480624896	- 361810	- 7325792	- 8158439542	- 10	- 3,9	- 1,8	- ,242	- 0
480641700	- 349890	- 7323450	- 8158439834	- 5	- 3,8	- 1,7	- ,242	- 0
480635613	- 346060	- 7327495	- 8158433173	- 5	- 6,4	- 2,9	- ,242	- 0
480633362	- 351235	- 7328810	- 8158437142	- 10	- 3,7	- 1,7	- ,242	- 0
480632205	- 350400	- 7331401	- 8158411276	- 5	- 3,6	- 1,6	- ,242	- 0
480625623	- 364444	- 7327960	- 8158410679	- 5	- 3,6	- 1,6	- ,242	- 0
480630861	- 359325	- 7336305	- 8158430524	- 75	- 10,9	- 4,9	- ,242	- 0
480632176	- 352445	- 7333410	- 81584P8202	- 15	- 10,7	- 4,8	- ,242	- 0
480636235	- 346880	- 7324750	- 8158439734	- 10	- 7,1	- 3,2	- ,242	- 0
480643687	- 357285	- 7323030	- 81584P8076	- 15	- 10,7	- 4,8	- ,242	- 0
480625199	- 362370	- 7326875	- 8158439536	- 15	- 3,6	- 1,6	- ,242	- 0
480645058	- 354101	- 7330460	- 81584P6481	- 45	- 10,1	- 4,5	- ,242	- 0
480633394	- 351210	- 7328780	- 8158439825	- 5	- 6,9	- 3,1	- ,242	- 0
480644960	- 353825	- 7330061	- 81584P1342	- 15	- 10,4	- 4,7	- ,242	- 0
480625039	- 362290	- 7325760	- 8158439533	- 5	- 6,9	- 3,1	- ,242	- 0
480624737	- 362165	- 7326020	- 8158439541	- 15	- 5	- 2,3	- ,242	- 0
480630931	- 358291	- 7335651	- 8158406289	- 15	- 10,1	- 4,5	- ,242	- 0
480643328	- 353000	- 7330130	- 8158411045	- 5	- 3,4	- 1,5	- ,242	- 0
480625736	- 362190	- 7330490	- 8158436002	- 5	- 10,1	- 4,5	- ,242	- 0
480637112	- 342110	- 7324081	- 81584P8072	- 15	- 9,9	- 4,4	- ,242	- 0
480624272	- 360679	- 7329938	- 8158417872	- 112	- 9,9	- 4,4	- ,242	- 0
480636314	- 346020	- 7323710	- 8158437119	- 5	- 6,4	- 2,9	- ,242	- 0
480632595	- 347095	- 7331221	- 8158415599	- 15	- 9,6	- 4,3	- ,242	- 0
480643609	- 356581	- 7324525	- 81584P5639	- 15	- 9,6	- 4,3	- ,242	- 0
480625771	- 362190	- 7330490	- 81584P2904	- 15	- 9,6	- 4,3	- ,242	- 0
480636679	- 344715	- 7322755	- 8158439700	- 10	- 6,2	- 2,8	- ,242	- 0
480636710	- 344695	- 7323080	- 8158439699	- 5	- 3	- 1,4	- ,242	- 0
480636617	- 343695	- 7321310	- 8158433949	- 10	- 6	- 2,7	- ,242	- 0
480633527	- 350903	- 7327911	- 8158414129	- 30	- 9	- 4,1	- ,242	- 0
480625113	- 362020	- 7326315	- 8158410419	- 5	- 3	- 1,4	- ,242	- 0

480623674	-	357870	-	7337630	-	8158416720	-	30	-	9	-	4,1	-	,242	-	0
480625523	-	363010	-	7328811	-	8158414999	-	45	-	9	-	4,1	-	,242	-	0
480624365	-	361195	-	7326975	-	8158438924	-	5	-	3	-	1,4	-	,242	-	0
480624984	-	362230	-	7325890	-	8158402476	-	5	-	3,9	-	1,8	-	,242	-	0
480624087	-	360471	-	7331785	-	8158416728	-	15	-	9	-	4,1	-	,242	-	0
480635148	-	348460	-	7323545	-	8158439755	-	3	-	3	-	1,4	-	,242	-	0
480637191	-	343475	-	7323311	-	8158431513	-	15	-	6	-	2,7	-	,242	-	0
480635693	-	346600	-	7327160	-	8158439192	-	5	-	5,8	-	2,6	-	,242	-	0
480633713	-	352270	-	7327270	-	8158436065	-	10	-	3,7	-	1,7	-	,242	-	0
480645577	-	358321	-	7338221	-	8158414805	-	75	-	8,8	-	3,9	-	,242	-	0
480624836	-	361865	-	7325800	-	8158410680	-	10	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480636040	-	343790	-	7326785	-	8158431562	-	3	-	2,9	-	1,3	-	,242	-	0
480636009	-	343790	-	7326785	-	8158439186	-	5	-	5,8	-	2,6	-	,242	-	0
480633271	-	351835	-	7329150	-	81584P8208	-	15	-	8,5	-	3,8	-	,242	-	0
480644870	-	353895	-	7330010	-	81584P5625	-	15	-	8,5	-	3,8	-	,242	-	0
480625352	-	361735	-	7327400	-	8158439535	-	10	-	4,6	-	2	-	,242	-	0
480642187	-	349886	-	7326695	-	81584P5671	-	15	-	8,5	-	3,8	-	,242	-	0
480629720	-	360065	-	7336636	-	8158406542	-	15	-	8,8	-	3,9	-	,242	-	0
480644372	-	356700	-	7328550	-	81584P8078	-	15	-	8,5	-	3,8	-	,242	-	0
480634191	-	350075	-	7327731	-	8158414588	-	10	-	5,7	-	2,5	-	,242	-	0
480625893	-	359194	-	7336205	-	8158413937	-	15	-	8,5	-	3,8	-	,242	-	0
480644650	-	355250	-	7328290	-	8158439804	-	0	-	5,5	-	2,5	-	,242	-	0
480646174	-	360508	-	7337885	-	8158409779	-	15	-	8,2	-	3,7	-	,242	-	0
480635662	-	346180	-	7327020	-	8158439188	-	5	-	5,3	-	2,4	-	,242	-	0
480641370	-	350100	-	7321790	-	8158414839	-	15	-	5,3	-	2,4	-	,242	-	0
480625069	-	362050	-	7326255	-	8158439530	-	10	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480642888	-	351530	-	7328320	-	8158433174	-	10	-	5,3	-	2,4	-	,242	-	0
480637081	-	341640	-	7323695	-	8158431563	-	5	-	5,1	-	2,3	-	,242	-	0
480642087	-	351620	-	7323290	-	8158436005	-	15	-	7,7	-	3,4	-	,242	-	0
480632794	-	347235	-	7331315	-	8158416354	-	15	-	5,1	-	2,3	-	,242	-	0
500330171	-	352968	-	7331621	-	8158416052	-	15	-	5,1	-	2,3	-	,242	-	0
480636647	-	344475	-	7322215	-	8158433172	-	10	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480632756	-	346180	-	7331600	-	8158416299	-	15	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480637036	-	341255	-	7323700	-	8158433283	-	10	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480637724	-	349400	-	7328475	-	8158439775	-	5	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480633312	-	351795	-	7328740	-	8158439827	-	10	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480633653	-	351240	-	7327220	-	8158433689	-	10	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480643218	-	353025	-	7328480	-	8158437144	-	15	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480643988	-	358790	-	7322080	-	8158433271	-	45	-	7,4	-	3,3	-	,242	-	0
480625566	-	363560	-	7328631	-	81584P5612	-	15	-	7,4	-	3,3	-	,242	-	0
480623546	-	358580	-	7337915	-	8158437926	-	10	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480624144	-	361505	-	7331545	-	8158411868	-	15	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480637648	-	348890	-	7328990	-	8158431570	-	5	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480632694	-	345865	-	7331660	-	8158433267	-	10	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480625148	-	362070	-	7326350	-	8158439540	-	10	-	4,7	-	2,1	-	,242	-	0
480644220	-	356181	-	7327380	-	81584P5635	-	15	-	7,1	-	3,2	-	,242	-	0
480624397	-	361340	-	7327201	-	8158439534	-	15	-	7,1	-	3,2	-	,242	-	0
480634065	-	350710	-	7327605	-	8158416134	-	10	-	4,6	-	2	-	,242	-	0
480643768	-	356360	-	7323040	-	81584P5641	-	45	-	6,8	-	3,1	-	,242	-	0
480624587	-	364450	-	7325600	-	8158439538	-	10	-	4,6	-	2	-	,242	-	0
480644791	-	354970	-	7328930	-	81584P8080	-	10	-	4,6	-	2	-	,242	-	0
480641541	-	351710	-	7319370	-	81584P2083	-	0	-	6,8	-	3,1	-	,242	-	0
480646004	-	359000	-	7336930	-	8158406378	-	10	-	4,6	-	2	-	,242	-	0
480646367	-	359785	-	7338355	-	8158411281	-	15	-	4,6	-	2	-	,242	-	0
480637311	-	347610	-	7325830	-	8158437125	-	10	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480637143	-	343185	-	7324240	-	8158439777	-	5	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480632041	-	351740	-	7331390	-	8158431566	-	10	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480624029	-	359940	-	7333351	-	8158416727	-	15	-	6,6	-	3	-	,242	-	0
480642024	-	352900	-	7322290	-	8158433269	-	10	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480645422	-	354500	-	7331650	-	8158439802	-	15	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480633820	-	352050	-	7326121	-	81584P5666	-	30	-	6,6	-	3	-	,242	-	0
480641034	-	348845	-	7319728	-	8158439830	-	10	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480637786	-	348380	-	7328260	-	8158439774	-	15	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480640862	-	347620	-	7320450	-	81584P8119	-	15	-	6,6	-	3	-	,242	-	0
480635922	-	344110	-	7327240	-	8158413569	-	10	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480635979	-	343350	-	7326250	-	8158431567	-	10	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480637367	-	347455	-	7326180	-	8158439836	-	10	-	4,2	-	1,9	-	,242	-	0
480635725	-	346015	-	7326910	-	8158439991	-	5	-	4,2	-	1,9	-	,242	-	0
480646109	-	360066	-	7338344	-	8158411072	-	30	-	6,3	-	2,8	-	,242	-	0
480631200	-	355940	-	7335010	-	8158439800	-	5	-	4,2	-	1,9	-	,242	-	0
480625490	-	363010	-	7328811	-	8158414648	-	30	-	6,3	-	2,8	-	,242	-	0
480624649	-	362322	-	7326691	-	8158439537	-	15	-	4,2	-	1,9	-	,242	-	0
480641582	-	350425	-	7316220	-	8158437541	-	15	-	4,2	-	1,9	-	,242	-	0
480632382	-	347560	-	7330250	-	8158412408	-	5	-	4,2	-	1,9	-	,242	-	0
480635404	-	345990	-	7325450	-	8158431956	-	10	-	4,2	-	1,9	-	,242	-	0
480645264	-	353730	-	7331600	-	81584P8196	-	15	-	6	-	2,7	-	,242	-	0
480624557	-	364750	-	7324845	-	8158410614	-	5	-	4	-	1,8	-	,242	-	0
480624447	-	361840	-	7327380	-	8158401135	-	5	-	4	-	1,8	-	,242	-	0
480633857	-	352198	-	7326162	-	8158414627	-	10	-	4	-	1,8	-	,242	-	0
480637678	-	349240	-	7328390	-	8158439773	-	5	-	4	-	1,8	-	,242	-	0
480631878	-	350550	-	7332560	-	8158435242	-	15	-	4	-	1,8	-	,242	-	0
480632979	-	347606	-	7331600	-	8158437805	-	3	-	4	-	1,8	-	,242	-	0
480636925	-	343025	-	7324220	-	81584P8071	-	15	-	5,7	-	2,6	-	,242	-	0
480644302	-	358420	-	7329196	-	81584P7042	-	15	-	5,7	-	2,6	-	,242	-	0
480631230	-	355740	-	7335171	-	8158439799	-	5	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480645650	-	358925	-	7338382	-	8158414907	-	30	-	5,7	-	2,6	-	,242	-	0
480633577	-	350880	-	7327650	-	81584P5665	-	15	-	5,7	-	2,6	-	,242	-	0
480640639	-	349750	-	7325130	-	8158412723	-	30	-	5,7	-	2,6	-	,242	-	0
502593959	-	347937	-	7322732	-	8158415873	-	10	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480632666	-	345400	-	7331065	-	8158435061	-	10	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480632011	-	351950	-	7331030	-	8158406533	-	10	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480636133	-	344860	-	7326480	-	8158439185	-	10	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480640899	-	347620	-	7320450	-	81584P5686										

480642926	-	351861	-	7328950	-	81584P2962	-	15	-	5,5	-	2,5	-	,242	-	0
480637399	-	347630	-	7325730	-	8158415941	-	15	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480640937	-	347520	-	7320805	-	8158431311	-	10	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480635830	-	343750	-	7328020	-	8158435077	-	10	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480635554	-	345840	-	7328390	-	8158439194	-	5	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480636994	-	341295	-	7323385	-	8158439698	-	10	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480634925	-	348830	-	7326110	-	8158410617	-	15	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480636553	-	342965	-	7321365	-	8158410316	-	10	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480623871	-	358440	-	7332980	-	8158416726	-	15	-	5,2	-	2,3	-	,242	-	0
480634014	-	352480	-	7324990	-	81584P8186	-	30	-	5,2	-	2,3	-	,242	-	0
480633966	-	352680	-	7325335	-	8158411864	-	5	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480641304	-	349691	-	7321960	-	81584P8120	-	15	-	5,2	-	2,3	-	,242	-	0
496977281	-	354240	-	7331065	-	8158415817	-	10	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480632486	-	345150	-	7328820	-	81584P6667	-	10	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480634956	-	348900	-	7326020	-	8158433700	-	5	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480633172	-	350625	-	7330375	-	8158412435	-	10	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480632859	-	347645	-	7332805	-	81584P5658	-	15	-	5,2	-	2,3	-	,242	-	0
480641968	-	352245	-	7322841	-	81584P5677	-	30	-	5,2	-	2,3	-	,242	-	0
480631387	-	354600	-	7334521	-	8158417052	-	45	-	5,2	-	2,3	-	,242	-	0
480625668	-	364540	-	7327870	-	8158410311	-	10	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480630897	-	358915	-	7336001	-	8158416723	-	10	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480631058	-	357400	-	7336521	-	8158416721	-	10	-	3,5	-	1,6	-	,242	-	0
480636397	-	346491	-	7323155	-	81584P8117	-	30	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480633915	-	352550	-	7324998	-	81584P5667	-	15	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480643153	-	354045	-	7327750	-	8158436165	-	10	-	3,3	-	1,5	-	,242	-	0
480645961	-	358801	-	7337310	-	8158416715	-	15	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480644830	-	354540	-	7329576	-	81584P5628	-	15	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480624174	-	361440	-	7331480	-	8158414854	-	30	-	4,9	-	2,2	-	,242	-	0
480623633	-	358190	-	7337865	-	8158434985	-	10	-	3,3	-	1,5	-	,242	-	0
480644760	-	355210	-	7328970	-	8158439803	-	5	-	3,3	-	1,5	-	,242	-	0
480635026	-	348321	-	7325910	-	81584P5690	-	10	-	3,3	-	1,5	-	,242	-	0
480635862	-	343750	-	7328020	-	8158438902	-	10	-	3,3	-	1,5	-	,242	-	0
480636444	-	345280	-	7323951	-	81584P5699	-	15	-	4,7	-	2,1	-	,242	-	0
480624620	-	364500	-	7326050	-	8158439539	-	10	-	3,1	-	1,4	-	,242	-	0
480633623	-	350970	-	7326930	-	8158433692	-	5	-	3,1	-	1,4	-	,242	-	0
480633500	-	350930	-	7327825	-	8158414128	-	15	-	4,7	-	2,1	-	,242	-	0
480637590	-	348301	-	7327860	-	81584P8185	-	15	-	4,7	-	2,1	-	,242	-	0
480636199	-	346690	-	7325301	-	81584P5695	-	15	-	4,7	-	2,1	-	,242	-	0
480635208	-	348460	-	7323545	-	8158439753	-	10	-	3,1	-	1,4	-	,242	-	0
480633012	-	347606	-	7331600	-	81584P5657	-	15	-	4,7	-	2,1	-	,242	-	0
480646467	-	359134	-	7339390	-	81584P4230	-	15	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480631981	-	352270	-	7330780	-	8158411862	-	5	-	2,9	-	1,3	-	,242	-	0
480632348	-	347560	-	7330250	-	81584P5656	-	15	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480637271	-	347770	-	7325580	-	81584P2151	-	15	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
500613419	-	364519	-	7326085	-	8158415954	-	10	-	2,9	-	1,3	-	,242	-	0
480641643	-	350381	-	7320230	-	81584P8073	-	30	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480637234	-	343355	-	7323260	-	81584P8118	-	30	-	4,4	-	2	-	,242	-	0
480636741	-	344756	-	7323600	-	8158414335	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480632551	-	345490	-	7330280	-	81584P8256	-	30	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480641420	-	350760	-	7321110	-	81584P8121	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480646263	-	360481	-	7337902	-	8158416710	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480644186	-	356371	-	7325960	-	81584P5636	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480625799	-	358110	-	7335315	-	8158416725	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480646046	-	359490	-	7338030	-	8158416712	-	10	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480642056	-	352360	-	7322370	-	81584P8074	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480640823	-	347860	-	7320500	-	81584P5685	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480636794	-	344220	-	7324115	-	81584P5702	-	15	-	4,1	-	1,8	-	,242	-	0
480632135	-	352165	-	7332980	-	81584P2965	-	15	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480635065	-	348200	-	7325680	-	81584P5691	-	10	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480631154	-	356070	-	7335546	-	81584P5615	-	15	-	3,8	-	1,7	-	,242	-	0
480636366	-	346491	-	7323155	-	81584P5698	-	15	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480625707	-	364540	-	7327870	-	8158415581	-	15	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480631023	-	357480	-	7334880	-	8158414606	-	45	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480642960	-	352080	-	7328990	-	81584P5649	-	15	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480632905	-	347270	-	7332620	-	81584P8070	-	15	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480645160	-	353840	-	7331260	-	81584P8197	-	15	-	3,3	-	1,5	-	,242	-	0
480641931	-	352560	-	7323220	-	81584P5676	-	15	-	3,3	-	1,5	-	,242	-	0
480631735	-	349650	-	7330861	-	81584P5659	-	15	-	3	-	1,4	-	,242	-	0
480641225	-	349360	-	7320761	-	81584P5683	-	15	-	3	-	1,4	-	,242	-	0
511368781	-	356260	-	7335910	-	81584P7731	-	225	-	2,8	-	1,3	-	,242	-	0
480642235	-	349990	-	7327310	-	81584P5670	-	15	-	2,7	-	1,2	-	,242	-	0
480636585	-	342965	-	7321365	-	8158433948	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480645221	-	353300	-	7331890	-	8158436079	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480631790	-	349990	-	7331555	-	8158410670	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480632242	-	350400	-	7331401	-	81584P8207	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480632520	-	345740	-	7329810	-	81584P2966	-	225	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641127	-	348895	-	7319610	-	8158439831	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641161	-	348730	-	7319995	-	8158433100	-	0	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641288	-	349691	-	7321960	-	8158436006	-	0	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641359	-	350700	-	7322280	-	8158433178	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641620	-	351930	-	7317070	-	8158414595	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641674	-	349775	-	7322510	-	8158406669	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480637565	-	348120	-	7327800	-	8158439770	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480637711	-	349240	-	7328390	-	8158433171	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480637754	-	348555	-	7328000	-	8158439772	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480644543	-	361471	-	7331019	-	8158414832	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
508781205	-	358610	-	7338166	-	8158417596	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480645690	-	359050	-	7338425	-	81584P8082	-	150	-	0	-	0	-	,242	-	0
480624679	-	362200	-	7326780	-	8158410804	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480624481	-	361840	-	7327310	-	8158414204	-	5	-	3	-	1,4	-	,242	-	0
480644697	-	355310	-	7328360	-	8158439806	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480645300	-	354290	-	7331036	-	81584P5621	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480633882	-	352685	-	7326300	-	8158436152	-	10	-	0	-</					

480643276	-	353670	-	7329180	-	81584P5644	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480643358	-	353360	-	7329990	-	8158439809	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480643428	-	355600	-	7329175	-	8158437832	-	5	-	5,3	-	2,4	-	,242	-	0
480643564	-	356860	-	7324850	-	81584P8075	-	45	-	0	-	0	-	,242	-	0
480643976	-	358790	-	7322080	-	8158433270	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480623980	-	360550	-	7334300	-	81584P8229	-	150	-	0	-	0	-	,242	-	0
480644438	-	355925	-	7328395	-	81584P5632	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480644503	-	356615	-	7329910	-	81584P5631	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480646034	-	358950	-	7337410	-	8158416714	-	45	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641918	-	353010	-	7323460	-	8158415818	-	15	-	5,3	-	2,4	-	,242	-	0
480641857	-	351915	-	7323125	-	81584P5675	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641774	-	350130	-	7324235	-	81584P5673	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480642152	-	349986	-	7325180	-	81584P6333	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480634142	-	350220	-	7327703	-	81584P4236	-	5	-	3,6	-	1,6	-	,242	-	0
480631314	-	355660	-	7334650	-	81584P8195	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480631282	-	355685	-	7334790	-	8158410612	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480625829	-	358060	-	7335260	-	8158416724	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480633769	-	352060	-	7327055	-	8158414655	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480633785	-	352060	-	7327055	-	8158411866	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480633448	-	351310	-	7327800	-	81584P5663	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480642995	-	352920	-	7328831	-	8158431568	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480640971	-	348245	-	7320570	-	81584P5684	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641005	-	348465	-	7320605	-	8158437117	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641087	-	349420	-	7318830	-	8158410435	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480641117	-	349100	-	7319370	-	8158437116	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480640702	-	349890	-	7323310	-	8158412153	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480635892	-	343870	-	7327690	-	8158433180	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480635947	-	344105	-	7326815	-	8158433179	-	0	-	0	-	0	-	,242	-	0
480636165	-	345210	-	7326600	-	81584P8116	-	15	-	5,7	-	2,5	-	,242	-	0
480635354	-	347000	-	7325230	-	8158413922	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480636898	-	343420	-	7324090	-	8158433181	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480636861	-	343400	-	7324270	-	8158439776	-	3	-	0	-	0	-	,242	-	0
480633093	-	350360	-	7329901	-	81584P5654	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480634097	-	350710	-	7327605	-	81584P5668	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480635237	-	347760	-	7324240	-	8158439752	-	3	-	0	-	0	-	,242	-	0
480635271	-	347464	-	7324741	-	81584P5693	-	5	-	3	-	1,4	-	,242	-	0
480635329	-	346945	-	7325030	-	8158436004	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480635443	-	345560	-	7325451	-	81584P8115	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480635586	-	345940	-	7327960	-	8158439193	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480635755	-	345775	-	7326770	-	8158439187	-	5	-	0	-	0	-	,242	-	0
480632724	-	345950	-	7331775	-	8158433268	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480632074	-	351460	-	7332110	-	81584P2964	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480631815	-	349980	-	7331645	-	81584P8203	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480633043	-	348785	-	7329885	-	81584P8209	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480632936	-	347395	-	7332500	-	8158436010	-	10	-	0	-	0	-	,242	-	0
480646435	-	359329	-	7338946	-	8158416718	-	75	-	0	-	0	-	,242	-	0
480645112	-	353840	-	7331260	-	81584P8081	-	15	-	0	-	0	-	,242	-	0
480645251	-	353720	-	7331500	-	8158433169	-	0	-	0	-	0	-	,242	-	0

Total de carga nó alimentador (kw) : 2861,4
 (KVAR) : 1285,3
 Demanda medida nó alimentador (kw) : 1180
 (KVAR) : 530
 Demanda divers, nó alimentador (kw) : 1112,3908
 (KVAR) : 499,5572

* excluir na demanda divers, do alimentador os capacitores existentes

ANEXO 2

Dem_fut.txt - Demanda em KVA

Nó	Demanda	Nó	Demanda
1	0	47	125.385
2	0	48	77.88
3	82.29	49	1572
4	8.82	50	41.16
5	39.984	51	141.12
6	8.82	52	185.22
7	2.94	53	109.956
8	5.88	54	270.06
9	61.74	55	1686
10	58.8	56	695.728
11	110.597	57	201.902
12	100.951	58	907.335
13	3381	59	25.965
14	270	60	1316
15	168.8	61	3552.705
16	10.55	62	405.721
17	25.41	63	854.685
18	1	64	1
19	211.844	65	7.26
20	1450	66	255
21	462.317	67	45.465
22	434.025	68	70.146
23	67.62	69	465.075
24	610	70	267.345
25	11.76	71	34.62
26	47.04	72	43.875
27	26.46	73	566.614
28	38.22	74	114.66
29	231.48	75	3711
30	1972	76	780
31	48.675	77	185.22
32	150	78	380.82
33	28.935	79	653.164
34	215.46	80	12.99
35	855	81	86.55
36	1210	82	90.93
37	37.51	83	129.825
38	162.14	84	58.455
39	58.08	85	8.66
40	206.78	86	38.97
41	903.08	87	499.105
42	1	88	20.195
43	339.427	89	5.77
44	225	90	2.165
45	187.145	91	46.764
46	2511.63	92	535.188

ANEXO 3

coord.txt

Coordenadas dos nós

Nó	X	Y	Nó	X	Y
1	359400	7339400	47	359001	7340456
2	360900	7341900	48	359938	7341024
3	356621	7337958	49	359536	7341377
4	356000	7339786	50	359261	7341897
5	355315	7340870	51	359904	7342862
6	355550	7341410	52	359030	7343010
7	355850	7342900	53	360983	7343154
8	356600	7343100	54	360030	7342209
9	356462	7342957	55	360703	7342402
10	356938	7340713	56	360329	7341122
11	356850	7340169	57	360167	7341866
12	356647	7339992	58	360611	7341723
13	356342	7338883	59	360886	7341914
14	356342	7338883	60	360157	7340375
15	355666	7338296	61	360714	7340306
16	359117	7339721	62	360900	7338900
17	357200	7338800	63	360682	7339420
18	360066	7338344	64	361213	7338255
19	356699	7338662	65	360481	7337902
20	356964	7339240	66	359200	7339800
21	357753	7339647	67	362450	7339970
22	357219	7340321	68	361045	7337740
23	357355	7340973	69	361170	7339798
24	357740	7342170	70	361241	7340700
25	357800	7343950	71	361982	7340917
26	358800	7343200	72	361004	7341235
27	358740	7342760	73	361507	7341144
28	358589	7341831	74	361055	7342455
29	358745	7341153	75	361513	7342308
30	358627	7340339	76	361390	7343168
31	358886	7340120	77	361258	7343433
32	357347	7339400	78	362204	7343124
33	358012	7339965	79	362110	7342590
34	358490	7340016	80	364938	7341279
35	357041	7339043	81	362240	7341941
36	358950	7337410	82	362681	7342064
37	357870	7337630	83	362111	7340975
38	359329	7338946	84	363240	7339845
39	359134	7339390	85	362995	7340165
40	355528	7339056	86	362315	7341290
41	355105	7337667	87	363542	7343526
42	359883	7340152	88	364380	7343395
43	359175	7339863	89	364510	7342545
44	358296	7339971	90	358976	7339514
45	359972	7340410	91	364500	7342500
46	359316	7340015	92	360104	7339541

ANEXO 4

Existentes. txt

In	Fim	Trecho	In	Fim	Trecho
1	44	1	64	68	52
1	42	2	68	64	53
1	39	3	68	85	54
1	35	4	85	68	55
2	55	5	85	84	56
2	59	6	84	85	57
2	58	7	84	86	58
2	56	8	86	84	59
2	54	9	86	91	60
44	34	10	91	86	61
34	44	11	91	90	62
34	32	12	90	91	63
32	34	13	84	82	64
32	20	14	82	84	65
20	32	15	82	80	66
13	20	16	80	82	67
20	13	17	79	81	68
13	14	18	81	79	69
14	13	19	79	78	70
19	35	20	78	79	71
35	19	21	78	87	72
19	15	22	87	78	73
15	19	23	87	88	74
15	41	24	88	87	75
41	15	25	88	89	76
41	3	26	89	88	77
3	41	27	59	73	78
41	40	28	73	59	79
40	41	29	73	71	80
15	16	30	71	73	81
16	15	31	71	83	82
39	38	32	83	71	83
38	39	33	58	72	84
38	65	34	72	58	85
65	38	35	58	61	86
38	36	36	61	58	87
36	38	37	61	45	88
36	37	38	45	61	89
37	36	39	61	70	90
37	17	40	70	61	91
17	37	41	61	63	92
17	18	42	63	61	93
18	17	43	63	69	94
65	66	44	69	63	95
66	65	45	56	60	96
42	92	46	60	56	97
92	42	47	60	46	98
92	62	48	46	60	99
62	92	49	46	31	100
62	64	50	31	46	101
64	62	51	46	92	102

92	46	103	9	8	158
43	92	104	8	9	159
92	43	105	9	7	160
56	48	106	7	9	161
48	56	107	28	23	162
57	54	108	23	28	163
54	57	109	23	10	164
57	49	110	10	23	165
49	57	111	10	4	166
47	49	112	4	10	167
49	47	113	6	10	168
47	29	114	10	6	169
29	47	115	5	6	170
30	29	116	6	5	171
29	30	117			
30	22	118			
22	30	119			
22	33	120			
33	22	121			
22	21	122			
21	22	123			
21	11	124			
11	21	125			
11	12	126			
12	11	127			
55	77	128			
77	55	129			
73	75	130			
75	73	131			
75	76	132			
76	75	133			
75	79	134			
79	75	135			
55	74	136			
74	55	137			
55	53	138			
53	55	139			
52	53	140			
53	52	141			
51	52	142			
52	51	143			
51	50	144			
50	51	145			
51	26	146			
26	51	147			
51	27	148			
27	51	149			
27	28	150			
28	27	151			
27	25	152			
25	27	153			
27	24	154			
24	27	155			
24	9	156			
9	24	157			

ANEXO 5

Programa vizinham.m

```

%function      vizinha(nós,m,se);
%grava trechos.txt respeitando os trechos existentes com o criterio de m=4
%grava dist.txt as primeiras distancias sao todos os trechos existentes
%grava vizinha.txt (nói,nój) e o número do trecho
clc
disp('xxxxxxxxxxxxx INICIO DO PROGRAMA VIZINHAM  XXXXXXXXXXXXX')
nós = 92
m =20
se = 2
% vizinha(nós,m,se)
%      nós - número de pontos de demanda a serem atendidos
%      m  - número de ligações possíveis
%      se - número de subestações
%matriz de todas as distâncias possíveis entre todos os nós menos as de as se
coordenada=load('coord.txt');
d = inf*ones(nós);
for i=1:nós
    for j=(1+se):nós
        if i~j,
            d(i,j)=sqrt((coordenada(j,1)-coordenada(i,1))^2+(coordenada(j,2)-coordenada(i,2))^2);
        end
    end
end
%matriz vizinhança considerando somente os existentes mas com toda a matriz
tabela = [0 2.34 11700];
existentes = load('existentes.txt');
TrechosExistentes = size(existentes,1);
vizinha = zeros(nós); %matriz quadrad de tamnho nós
for i = 1:TrechosExistentes
    vizinha(existentes(i,1),existentes(i,2))=i;
    dist(i,1) = d(existentes(i,1),existentes(i,2));
end
% os n_est coordenadas iniciais
%verifica se tem problemas nó trechos existentes anéis
v_anéis_E(coordenada,existentes,se)
%hold off
%matriz vizinhança considerando todas as ligações possíveis, inclusive os existentes
aux = trechosexistentes; %número de trechos
for i = 1:nós
    [distancia nós] = sort(d(i,:)); %sortea ovetor linha i em ordem crescente e guarda as dis e
nós sorted
    [linha coluna] = find(d(i,:)<=distancia(m));%procura a m dist menores linha =i, col = nó
    for k = 1:size(coluna,2),
        if (vizinha(i,nóss(k))==0),
            Aux= Aux + 1;
            vizinha(i,nóss(k)) = Aux;
            dist(Aux,1) = d(i,nóss(k));
        end
    end
end

```

```

    end
end
%colocando trecho=0 para os trechos lixo [nó_in nó_fim]
lixo=load('lixo.txt');
[dm10 dn10]=size(lixo);
for i=1:dm10
    ii=lixo(i,1);
    jj=lixo(i,2);
    vizinha(ii,jj)=0;
end
%reordenando a numeração dos trechos na vizinha e dist
Aux=0;
dist=[];
for i=1:nós,
    for j = 1:nós,
        if (vizinha(i,j)>0),
            Aux= Aux + 1;
            vizinha(i,j) = Aux;
            dist(Aux,1) = d(i,j);
        end
    end
end
%gravação da lista de ligações
trechos = [];
for i = 1:Aux,
    [linha coluna] = find(vizinha==i);
    trechos = [trechos; linha coluna];
end
for i = 3:nós,
    [linha coluna] = find(trechos(:,2) == i);
    if (isempty(coluna)),
        [distancia nós] = sort(d(i,:));
        [linha coluna] = find(d(i,:)<=distancia(m));
        for k = 1:size(coluna,2),
            if (vizinha(nóss(k),i)==0),
                Aux= Aux + 1;
                vizinha(nóss(k),i) = Aux;
                dist(Aux,1) = d(nóss(k),i);
            end
        end
    end
end
trechos = [];%[inicio fim]
for i = 1:Aux,
    [linha coluna] = find(vizinha==i);
    trechos = [trechos; linha coluna];
end
%gravação dos trechos
arq=fopen('trechos.txt','w');
for i=1:Aux

```

```

        fprintf(arq,'%d %d\n', trechos(i,:));
    end
    fclose(arq);
    quebrar('trechos.txt','trechos.txt',2);
    %gravação das distâncias
    arq = fopen('dist.txt','w');
    for i=1:Aux
        fprintf(arq,'%7.3f',dist(i,1));
    end
    fclose(arq);
    quebrar('dist.txt','dist.txt',10);

    %gravação da matriz vizinhança
    arq=fopen('vizinha.txt','w');
    for i=1:nós
        for j=1:nós
            fprintf(arq,'%d ',vizinha(i,j));
        end
        fprintf(arq,'\r\n');
    end
    fclose(arq);
    quebrar('vizinha.txt','vizinha.txt',20);
    Número_de_Trechos = Aux
    numeroao_max_alim=max(max(vizinha(1:5,:)))
    disp('terminou a operação')

```


Programa quebrar.m

```

function quebrar(arqmatr, arqsaida, qtnum)
%faz nóva divisao da sequencia de números da matriz gravada
%em arqmatr em linhas com qtnum números por linha a ser gravada
%em arqsaida
matr = load(arqmatr);
[lin col] = size(matr);
tammatr = lin*col;
numlin = floor(tammatr/qtnum);
tamnóvamatr = numlin*qtnum;
ultima = tammatr - tamnóvamatr;
vetorr = zeros(tammatr,1);

for a = 1:lin
    vetorr(1+col*(a-1):col*(a)) = matr(a,:);
end
arq=fopen(arqsaida,'w');
for a = 1:numlin
    for b = 1+qtnum*(a-1):qtnum*(a);
        % fprintf(arq,' %d ',vetorr(b));
        fprintf(arq,' %7.3f ',vetorr(b));
    end
    fprintf(arq,'\r\n');
end
if ultima ~= 0
    for b = tamnóvamatr+1:tammatr
        % fprintf(arq,' %d ',vetorr(b));
        fprintf(arq,' %7.3f ',vetorr(b));
    end
    fprintf(arq,'\r\n');
end
fclose(arq);

```

ANEXO 6

Modelo programado no software LINGO

```

model:

data:

r=0.0050;
beta=0.7;
alfa=2;           !constante referente a custos de novos alimentadores;
ns=2;            !número de subestações;
nt= 1867;       !número total de trechos;
nte=189;        !número de trechos existentes;
na= 217;        !numeração máxima de novos alimentadores;
nn=92;          !número total de nós;
ncd=90;         !número de nós com demanda (sem considerar subestações);
vmin=13000;     !tensão mínima no nó;
M=100000;      !constante muito grande mesmo;

enddata

sets:
trechos/1..nt/:h1,h2,dis;
trechos2/1..na/;;
trechos3/1..nte/;;
lin/1..3/:b,c;
nos/1..nn/:v,D;
inst(trechos,lin):y;
viz(nos,nos):vizinha;
endsets

data:
vizinha= @file('C:\Campo Mourão\teste6\vizinha.txt');
c= @file('C:\Campo Mourão\teste6\custos.txt');
b= @file('C:\Campo Mourão\teste6\corrente.txt');
D= @file('C:\Campo Mourão\teste6\dem_fut.txt');
dis=@file('C:\Campo Mourão\teste6\dist.txt');
@text('C:\Campo Mourão\teste6\instalados.txt') = inst,y;
@text() = inst,y;
enddata

!!! - Função objetivo minimização dos custos de instalação;

min = @sum(trechos3(i):
        @sum(lin(j): c(j)*y(i,j)*beta*dis(i) ))
+ @sum(trechos2(i)| i #gt# nte #and# i #le# na :
        @sum(lin(j): c(j)*y(i,j)*alfa*dis(i) ))
+ @sum(trechos(i)| i #gt# na :
        @sum(lin(j): c(j)*y(i,j)*dis(i) ));

!1 - Limite da soma dos y's;
@for(trechos(i): @sum(lin(j): y(i,j)) = 1);

!2 - Lei de Kirchhoff para a corrente;
@for(nos(k)|k#gt#ns :
        @sum(nos(j) | vizinha(j,k) #NE# 0: @sum(lin(l):
b(l)*y(vizinha(j,k),l) )) -
        @sum(nos(j) | vizinha(k,j) #NE# 0: @sum(lin(l):
b(l)*y(vizinha(k,j),l) )) = D(k) );

!@for(nos(k)|k#gt#ns :

```

```

        @sum(nos(j) | vizinha(j,k) #NE# 0: @sum(lin(l):
b(l)*y(vizinha(j,k),l) )<=2);

!3 - Radialidade;
@for(nos(k) | k#gt#ns:
        @sum(nos(j) | vizinha(j,k) #ne#0: y(vizinha(j,k),l) ) >=
        @sum(nos(b) | vizinha(b,k) #NE#0: 1) -1);

!4 - Limite de voltagem;
@for(nos(i): v(i) >= vmin );

!5 - Queda de tensão;
@for(viz(l,m) | (vizinha(l,m) #NE# 0) #AND# (vizinha(m,l) #NE# 0):
        v(l)-v(m) = (r*@sum(lin(j): b(j)*y(vizinha(l,m),j))) +
        h1(vizinha(l,m)) - h2(vizinha(l,m)));

!6 - Não a ida e volta;
@for(viz(l,m) | (l #GT# m) #AND# (vizinha(l,m) #NE# 0) #AND# (vizinha(m,l)
#NE# 0):
        y(vizinha(l,m),l)+y(vizinha(m,l),l)>=1);

!7 - Radialidade2;
@sum(trechos(k): y(k,l) ) >= nt - ncd;

@for(trechos(i):
        h1(i) <= M*y(i,l));

@for(trechos(i):
        h2(i) <= M*y(i,l));

end

```

ANEXO 7

Mapa.m

```

function mapa(se)
coord = load('coord.txt');
trecho = load('trechos.txt');
Y = load('instalados.txt');
B = load('corrente.txt');
tamanho = size(Y,1);
trechos = Y(tamanho,1);
cabos = Y(tamanho,2);
instalado = zeros(trechos,cabos);
for a = 1:tamanho
    instalado(Y(a,1),Y(a,2)) = Y(a,3);
end

corrente = instalado*B';
tipocabo = (corrente >= 1650);
hold off
plot(coord(:,1),coord(:,2),'.')
hold on
plot(coord(1,1),coord(1,2),'bs')
plot(coord(2,1),coord(2,2),'bs')

for a = 1:trechos
    if corrente(a) > 0
        if tipocabo(a)
            plot(coord(trecho(a,:),1),coord(trecho(a,:),2),'r-') %cabo 336
        else
            plot(coord(trecho(a,:),1),coord(trecho(a,:),2),'b-') %cabo 20
        end
    end
end
end

```

ANEXO 8

Pos.m

```
resposta=input('digite o número do trecho para achar a posicao = ' )
for i=1:size(TE,1)
    if resposta==TE(i,1)
        t=['A posicao e = ' num2str(i)];
        disp(t)
        disp('trecho inicio fim corr')
        TE(i,:)
    end
end
end
```


ANEXO 9

Mapafinal.m

```

disp('INICIANDO O PROGRAMA MAPA1')
clc
minCorr=0;%corrente minima
coord = load('coord.txt');
trecho = load('trechos.txt');
Y = load('instalados.txt');%[trecho i y]
B = load('corrente.txt');% [0 1 4200]
tamanho = size(Y,1);%3*trechos
trechos = Y(tamanho,1);%trechos
cabos = Y(tamanho,2);%3
instalado = zeros(trechos,cabos);
%dddddddddddddddddddddddddddddddddddddddd
se=2; %trocar n de sub estaç~oes
nós=size(coord,1);
vizinha=zeros(nós);
aux=0 ;
existente2=[];
existentes = load('existentes.txt');
nTex=size(existentes,1);
d = inf*ones(nós);
for i=1:nós
    for j=1:nós
        if i~=j,
            d(i,j)=sqrt((coord(j,1)-coord(i,1))^2+(coord(j,2)-coord(i,2))^2);
        end
    end
end
%dddddddddddddddddddddddddddddddddddddddd
for a = 1:tamanho
    instalado(Y(a,1),Y(a,2)) = Y(a,3);
end
instalado;
corrente = instalado*B';
tipocabo = (corrente >= 1650); %cabo f=0,grosso=1
hold off
plot(coord(:,1),coord(:,2),'.')
hold on
plot(coord(1,1),coord(1,2),'bs')%subestaç~ao
plot(coord(2,1),coord(2,2),'bs')%subestaç~ao
for a = 1:trechos
    if corrente(a) > minCorr
        if tipocabo(a)%definir a cor par plot
            plot(coord(trecho(a,:),1),coord(trecho(a,:),2),'r-') %cabo 336
        else
            plot(coord(trecho(a,:),1),coord(trecho(a,:),2),'b-') %cabo 20
        end
    end
end
end
end

```

```

%XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX perguntando se tem anel
nTE=0; % Nó trechos instalados
for i= 1:trechos
    if corrente(i) > 0; %
        nTE=nTE+1;
    end
end
t=["Trechos existentes = ' num2str(nTE) "];
disp(t)
TE = zeros(nTE,4);%trechos existentes [trecho, inic, fim,corrente]
j=0;
for i= 1:trechos;
    if corrente(i) > 0; %
        j=j+1;
        TE(j,1)=i; %trecho
        TE(j,2)=trecho(i,1);% nó Inic
        TE(j,3)=trecho(i,2);% nó Fin
        TE(j,4)=corrente(i);% corrente
    end
end
%NP=[nó, trecho] nós com mais de 1 chegada =Nó Problema
NP=[];
NPf=[]; % curinga de NP
TE1=TE;%curinga de TE
for i= 1:nTE;
    fimT=TE1(i,3);% nó fim
    NPf=[TE1(i,3) TE1(i,1)]; % nó trecho
    contag=0;
    if fimT > 0;
        for j=(i+1):nTE
            if fimT==TE1(j,3) ;
                vva=[fimT TE1(j,1) ];
                NPf=[NPf;vva]; %guarda o nó e trecho prob

                contag=contag+1;
                TE1(j,:)= [0 0 0 0];
            end
        end
        if contag > 0;
            NP=[NP; NPf];
        end
    end
end
[nNP,m]=size(NP);
if nNP==0
    disp('OPA NÃO EXISTE ANÉIS' )
    disp('PARABÉNS - fim' )
    disp('trechos instalados')
    disp('trecho inicio fim corr')
    TE
end

```

```

    return
else
    disp('EXISTEM ANÉIS' )
    disp(" )
end
t=['Nó. de Trechos problema = ' num2str(nNP) ];
disp(t)
corrNP=[];
for i=1:nNP
    corrNP=[corrNP; corrente(NP(i,2))];
end
NPm=NP;
NP(:,3)=corrNP;%gera a3ra col=corr
NPm(:,3)=-corrNP;%gera a3ra col=corr
arq = ['lixoMai.txt'];
AEficies = fopen(arq,'w');
%fprintf(AEficies,'Eliminar os trechos\n');
[m,n]=size(NP);
lixo=[]; % trecho vai p/lixo
NP1=NPm; % criterio maior se for menor NP1=NP
disp('NÓS COM PROBLEMA')
disp('NÓ TRECHO CORRENTE')
NP
NPs=sortrows(NP1,[1 3]);
saida=[];
for i=1:m
    saida(i,2)=NPs(i,2);%trecho
    saida(i,4)=NPs(i,1);%fim
    saida(i,5)=-NPs(i,3);%corrente
    for k=1:size(TE, 1)
        if NPs(i,2)==TE(k,1)
            saida(i,3)=TE(k,2);%inicio
            saida(i,1)=k;%pos
        end
    end
end
disp('MATRIZ SAIDA')
disp('POS TRECHO INICIO FIM CORRENTE')
saida
i=1;
%eliminando trechos problema
while i<=m;
    Nó=NPs(i,1);
    j=i+1;
    while j<=m & Nó==NPs(j,1);
        fprintf(AEficies,' %6.1f ',NPs(j,2));
        lixo=[lixo NPs(j,2)];
        j=j+1 ;
        i=j;
    end
end

```

```

end
disp('TRECHOS A ALIMINAR PELO CRITERIO DE MAIOR CORRENTE')
lixo
%fprintf(AEficies,'\n');
fclose(AEficies);
%t=['o arquivo lixoMai.txt foi gravado com sucesso' ];
%disp(t)
%xxxxxxxx
%SALVANDO OS TRECHOS LIXOS DE FORMA (NÓ_IN, NÓ_FIM) PARA USAR EM
VIZINHA COM NÓME LIXO.TXT
[nn1,mm1]=size(lixo);% mm1 tamanho de lixo
arq=fopen('lixo.txt','w');
for i=1:mm1
    for j=1:nTE
        if lixo(i)==TE(j,1)
            fprintf(arq,' %d ',TE(j,2));% inicio
            fprintf(arq,' %d ',TE(j,3));%fim
            fprintf(arq,'\r\n');
            break
        end
    end
end
fclose(arq);
t=['o arquivo lixo.txt foi gravado com sucesso' ];
disp(t)

%xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
%return
vizinha=zeros(nós);
TE1=[];%formando a os trechos sem lixo
nTE=size(TE,1);
for i=1:nTE
    contag=0;
    a=size(lixo,2);
    for j=1:a
        if TE(i,1)==lixo(j)
            contag=1;
            % t=['i=' num2str(i) 'trecho =' num2str(TE(i,1))];
            % disp(t)
        end
    end
    if contag==0
        TE1v=TE(i,:);
        TE1=[TE1; TE1v];
    end
end
disp(' ')

disp('LINGO LINGO LINGO LINGO LINGO LINGO')
disp('RESULTADOS DO LINGO -')

```


ANEXO 10

Thelma 1

```

model:

data:

alfa=2;           !constante referente a custos de novos alimentadores;
ns=1;             !número de subestações;
nt=33;           !número de trechos;
nts=33;          !número de trechos sem considerar saídas novas das SE;
nn=9;            !número de nós;
ncd=8;           !número de nós com demanda;
vmin=13000;      !tensão mínima nó nó;
M=100000;        !constante muito grande mesmo;

enddata

sets:
trechos/1..nt/:r,h1,h2,dis;
trechos2/1..nts/;;
lin/1..3/:c,b;
nós/1..nn/:v,D;
inst(trechos,lin):y;
viz(nós,nós):vizinha;
endsets

data:
vizinha= @file('C:\thelma 1\Mvizinha.txt');
c= @file('C:\thelma 1\custos.txt');
b= @file('C:\thelma 1\corrente.txt');
r= @file('C:\thelma 1\resist.txt');
D= @file('C:\thelma 1\dem_fut.txt');
dis=@file('C:\thelma 1\dist.txt');
@text('C:\thelma 1\instalados.txt') = inst,y;
@text() = inst,y;
enddata

!!! - Função objetivo minimização dos custos de instalação;

min = @sum(trechos2(i):
        @sum(lin(j): c(j)*y(i,j)*dis(i) ))+
        @sum(trechos(i)| i #gt# nts:
        @sum(lin(j): c(j)*y(i,j)*alfa*dis(i) ));

!1 - Limite da soma dos y's;
!@for(trechos(i): @sum(lin(j): y(i,j)) = 1 );

!2 - Lei de Kirchhoff para a corrente;
@for(trechos(i):
        @sum(lin(j): b(j)*y(i,j))<=4200);

!2 - Lei de Kirchhoff para a corrente;
@for(nós(k)|k#gt#1 :
        @sum(nós(j) | vizinha(j,k) #NE# 0: @sum(lin(l):
b(1)*y(vizinha(j,k),l) )) -
        @sum(nós(j) | vizinha(k,j) #NE# 0: @sum(lin(l):
b(1)*y(vizinha(k,j),l) )) = D(k) );

!3 - Radialidade;
@for(nós(k)| k#gt#ns:

```



```

        @sum(nós(j)|vizinha(j,k)#ne#0: y(vizinha(j,k),1)) >=
@sum(nós(b)|vizinha(b,k)#NE#0: 1) -1.1);

!4 - Limite de voltagem;
@for(nós(i): v(i) >= vmin );

!5 - Queda de tensão;
@for(viz(l,m)|(vizinha(l,m) #NE# 0) #AND# (vizinha(m,l) #NE# 0):

v(l)-v(m) = (r(vizinha(l,m)) * @sum(lin(j): b(j)*y(vizinha(l,m),j))) +
h1(vizinha(l,m)) - h2(vizinha(l,m)));

!6 - Não a ida e volta;
@for(viz(l,m)| (l #GT# m) #AND# (vizinha(l,m) #NE# 0) #AND# (vizinha(m,l)
#NE# 0):
y(vizinha(l,m),1)+y(vizinha(m,l),1)>=1);

!7 - Radialidade2;
@sum(trechos(k): y(k,1) ) >= nt - ncd;

@for(trechos(i):
h1(i) <= M*y(i,1));

@for(trechos(i):
h2(i) <= M*y(i,1));

end

```

ANEXO 11

Dem_fut.txt (demanda em KVA nó final dos próximos dez anos)

Nó	Demanda	Nó	Demanda
1	0	49	2051.10
2	0	50	53.70
3	107.36	51	184.12
4	11.50	52	241.67
5	52.17	53	143.46
6	11.50	54	352.36
7	3.83	55	2199.84
8	7.67	56	907.76
9	80.55	57	263.43
10	76.72	58	1183.86
11	144.30	59	33.87
12	131.71	60	1717.08
13	4411.43	61	4635.47
14	352.28	62	529.37
15	220.24	63	1115.17
16	13.76	64	1.30
17	33.15	65	9.47
18	1.30	66	332.71
19	276.40	67	59.32
20	1891.92	68	.52
21	603.21	69	606.81
22	566.30	70	348.82
23	88.22	71	45.17
24	795.91	72	57.24
25	15.34	73	739.30
26	61.37	74	149.60
27	34.52	75	4842.01
28	49.86	76	1017.72
29	302.02	77	241.67
30	2573.01	78	496.88
31	63.50	79	852.23
32	195.71	80	16.94
33	37.75	81	112.92
34	281.12	82	118.64
35	1115.58	83	169.39
36	1578.77	84	76.27
37	48.94	85	11.29
38	211.55	86	50.84
39	75.78	87	651.21
40	269.80	88	26.34
41	1178.31	89	7.52
42	1.30	90	2.82
43	442.87	91	61.01
44	293.57	92	698.29
45	244.18		
46	3277.10		
47	163.59		
48	101.61		

ANEXO 12

Rfinal.m

```

%PROGRAMA FINAL DE CUSTOS
%USE APÓS MAPAFINAL
%PEGA AS VARIÁVEIS TE() , DIST, CORR,
clc
disp('xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx')
disp('PROGRAMA FINAL DE CUSTOS')
disp('USE APÓS MAPAFINAL')
disp('xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx')
existentes = load('inicial_exis.txt');
TrechosExistentes = size(existentes,1);
final=[];
dist = load('distfinal.txt');
for i=1:size(TE,1)
    if TE(i,4) <= B(1,3) & TE(i,4) > 1650
        custo=(2.67*TE(i,4)+1594.5)/1000;
        final(i,1)= 336;
    elseif TE(i,4) <= 1650 & TE(i,4) > CorrMin
        final(i,1)= 20;
        custo=(1.33*TE(i,4)+3800)/1000;
    else
        end
    %descontando 90% ao custo se for existente
    for k = 1:TrechosExistentes
        if TE(i,2)==existentes(k,1) & TE(i,3)==existentes(k,2)
            custo=custo*0.1 % desconte aqui o valor se for existente
        end
    end
    final(i,2)=dist(TE(i,1));
    final(i,3)=final(i,2)*custo;
end
final=[TE final]
disp(' ')
disp('relatório final')
disp(' ')
disp('TRECHO INIC FIM CORR CABO DIS CUSTO ')
disp(' ')
final
soma=sum(final);
custofinal=soma(1,7);
disp(' ')
disp('xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx')
disp(' ')
t=['custo final $R = ' num2str(custofinal) ];
disp(t)
disp(' ')
disp('Gravando relatório final = final.txt')
disp(' ')
somatorio=sum(final);

```

```

demandatotal=somatorio(1,4);
disp('xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx')
disp(' ')
t=['demanda total KVA = ' num2str(demandatotal) ];
disp(t)
disp(' ')
disp('xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx')
%GRAVAÇÃO
arq = fopen('final.txt','w');
fprintf(arq,'RELATÓRIO FINAL E CUSTOS \n');
fprintf(arq,'TRECHO INIC FIM CORR CABO DIS CUSTO \n');
for i=1:size(final,1)
    fprintf(arq,'%7.3f',final(i,:));
end
fclose(arq);
quebrar('final.txt','final.txt',7);

```

ANEXO 13

Gráfico de custos (Copel)

ANEXO 14

MAPA DA CIDADE DE CAMPO MOURÃO

ANEXO 15

Resultados obtidos pelo programa Mapafinal.m

1ª execução:

INICIANDO O PROGRAMA MAPAFINAL

XX

corrente minima para plotar = 0.5

XX

Trechos existentes = 97

XX

EXISTEM ANÉIS

XX

NÓS COM PROBLEMA

nó = 20

nó = 30

nó = 46

nó = 47

nó = 61

nó = 75

nó = 78

XX

MATRIZ SAIDA nós com problema

POS - TRECHO - INICIO - FIM - CORRENTE

pos 61 tr 791 In 35 Fm= 20 cor= 2746.796

pos 12 tr 14 In 32 Fm= 20 cor= 2354.204

pos 70 tr 874 In 39 Fm= 30 cor= 1037.533

pos 60 tr 773 In 34 Fm= 30 cor= 934.467

pos 67 tr 867 In 39 Fm= 46 cor= 2287.1

pos 88 tr 1354 In 66 Fm= 46 cor= 224.53

pos 69 tr 873 In 39 Fm= 47 cor= 267.841

pos 73 tr 926 In 42 Fm= 47 cor= 89.024

pos 35 tr 86 In 58 Fm= 61 cor= 2207.543

pos 36 tr 89 In 45 Fm= 61 cor= 1345.162

pos 84 tr 1232 In 59 Fm= 75 cor= 4048.422

pos 93 tr 1503 In 74 Fm= 75 cor= 1151.578

pos 28 tr 70 In 79 Fm= 78 cor= 835.836

pos 94 tr 1515 In 74 Fm= 78 cor= 64.284

XX

2ª execução

INICIANDO O PROGRAMA MAPAFINAL

XX

corrente minima para plotar = 0.5

XX

Trechos existentes = 92

XX

EXISTEM ANÉIS

XX

NÓS COM PROBLEMA

nó = 40

nó = 82

XX

MATRIZ SAIDA nós com problema

POS - TRECHO - INICIO - FIM - CORRENTE

pos 65 tr 812 In 35 Fm= 40 cor= 107.78

pos 57 tr 399 In 13 Fm= 40 cor= 99

pos 89 tr 1540 In 75 Fm= 82 cor= 55.836

pos 90 tr 1640 In 81 Fm= 82 cor= 48.084

XX

FIM

3ª execução

INICIANDO O PROGRAMA MAPAFINAL

XX

corrente minima para plotar = 0.5

XX

Trechos existentes = 91

XX

EXISTEM ANÉIS

XX

XX

NÓS COM PROBLEMA

nó = 81

XX

MATRIZ SAIDA nós com problema
 POS - TRECHO - INICIO - FIM - CORRENTE
 pos 88 tr 1537 In 75 Fm= 81 cor= 55.836
 pos 81 tr 1252 In 59 Fm= 81 cor= 30.714
 XX
 FIM

4ª execução

INICIANDO O PROGRAMA MAPAFINAL

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

corrente mínima para plotar = 0.5

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Trechos existentes = 90

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

OPA NÃO EXISTEM ANÉIS

PARABÉNS - fim

trechos instalados:

1	82
2	84
3	100
4	102
5	106
6	110
7	116
8	121
9	126
10	128
12	132
17	134
18	138
21	142
22	146
24	152
32	156
34	158
36	160
38	169
48	171
50	172
56	173
66	174
72	175
74	182
78	183
80	

184	984
187	1008
189	1011
520	1154
541	1163
570	1175
571	1224
695	1243
707	1279
806	1348
864	1467
877	1468
878	1501
879	1503
932	1676
933	1678
970	1852
973	

ANEXO 16

Relatório final obtido a partir do programa

Rfinal.m

PROGRAMA FINAL DE CUSTOS

USE APÓS MAPAFINAL

relatório final

TRECHO	INIC	FIM	CORR	CABO	DIS	CUSTO
--------	------	-----	------	------	-----	-------

final =

1.0e+004 *

0.0001	0.0001	0.0044	0.1903	0.0336	0.1243	0.0830
0.0002	0.0001	0.0042	0.1504	0.0020	0.0894	0.0518
0.0003	0.0001	0.0039	0.1814	0.0336	0.0266	0.0171
0.0004	0.0001	0.0035	0.2246	0.0336	0.2386	0.1811
0.0005	0.0002	0.0055	0.2355	0.0336	0.0539	0.0425
0.0006	0.0002	0.0059	0.1291	0.0020	0.0020	0.0011
0.0007	0.0002	0.0058	0.2725	0.0336	0.0339	0.0301
0.0008	0.0002	0.0056	0.0774	0.0020	0.0965	0.0466
0.0009	0.0002	0.0054	0.0349	0.0020	0.0923	0.0394
0.0010	0.0044	0.0034	0.0365	0.0020	0.0199	0.0085
0.0012	0.0034	0.0032	0.0150	0.0020	0.1298	0.0519
0.0017	0.0020	0.0013	0.3651	0.0336	0.0717	0.0813
0.0018	0.0013	0.0014	0.0270	0.0020	0	0
0.0021	0.0035	0.0019	0.1366	0.0020	0.0512	0.0288
0.0022	0.0019	0.0015	0.1072	0.0020	0.1096	0.0573
0.0024	0.0015	0.0041	0.0903	0.0020	0.0843	0.0422
0.0032	0.0039	0.0038	0.1488	0.0020	0.0485	0.0280
0.0034	0.0038	0.0065	0.0077	0.0020	0.1555	0.0607
0.0036	0.0038	0.0036	0.1248	0.0020	0.1582	0.0864
0.0038	0.0036	0.0037	0.0038	0.0020	0.1102	0.0424
0.0048	0.0092	0.0062	0.0407	0.0020	0.1022	0.0444
0.0050	0.0062	0.0064	0.0001	0.0020	0.0717	0.0273
0.0056	0.0085	0.0084	0.0058	0.0020	0.0403	0.0156
0.0066	0.0082	0.0080	0.0013	0.0020	0.2390	0.0912
0.0072	0.0078	0.0087	0.0519	0.0020	0.1397	0.0627
0.0074	0.0087	0.0088	0.0020	0.0020	0.0848	0.0325
0.0078	0.0059	0.0073	0.1150	0.0020	0.0989	0.0527
0.0080	0.0073	0.0071	0.0277	0.0020	0.0526	0.0219
0.0082	0.0071	0.0083	0.0130	0.0020	0.0141	0.0056
0.0084	0.0058	0.0072	0.0044	0.0020	0.0627	0.0242
0.0100	0.0046	0.0031	0.0049	0.0020	0.0443	0.0171
0.0102	0.0046	0.0092	0.1797	0.0336	0.0920	0.0588
0.0106	0.0056	0.0048	0.0078	0.0020	0.0403	0.0157
0.0110	0.0057	0.0049	0.1572	0.0020	0.0798	0.0470
0.0116	0.0030	0.0029	0.0950	0.0020	0.0823	0.0417
0.0121	0.0033	0.0022	0.0753	0.0020	0.0869	0.0417
0.0126	0.0011	0.0012	0.0101	0.0020	0.0269	0.0106
0.0128	0.0055	0.0077	0.0185	0.0020	0.1171	0.0474
0.0132	0.0075	0.0076	0.0780	0.0020	0.0869	0.0420
0.0134	0.0075	0.0079	0.0653	0.0020	0.0660	0.0308

0.0138	0.0055	0.0053	0.0110	0.0020	0.0802	0.0317
0.0142	0.0051	0.0052	0.0185	0.0020	0.0886	0.0359
0.0146	0.0051	0.0026	0.0047	0.0020	0.1155	0.0446
0.0152	0.0027	0.0025	0.0012	0.0020	0.1516	0.0579
0.0156	0.0024	0.0009	0.0071	0.0020	0.1501	0.0584
0.0158	0.0009	0.0008	0.0006	0.0020	0.0199	0.0076
0.0160	0.0009	0.0007	0.0003	0.0020	0.0615	0.0234
0.0169	0.0010	0.0006	0.0049	0.0020	0.1553	0.0600
0.0171	0.0006	0.0005	0.0040	0.0020	0.0589	0.0227
0.0172	0.0001	0.0020	0.5110	0.0336	0.2441	3.7199
0.0173	0.0001	0.0030	0.2922	0.0336	0.1216	1.1429
0.0174	0.0001	0.0046	0.4822	0.0336	0.0621	0.8981
0.0175	0.0001	0.0061	0.4018	0.0336	0.1596	1.9667
0.0182	0.0002	0.0075	0.5144	0.0336	0.0736	1.1288
0.0183	0.0002	0.0078	0.0900	0.0020	0.1788	0.8937
0.0184	0.0001	0.0040	0.0207	0.0020	0.3887	1.5841
0.0187	0.0002	0.0082	0.0156	0.0020	0.1789	0.7169
0.0189	0.0002	0.0081	0.0087	0.0020	0.1341	0.5249
0.0520	0.0019	0.0003	0.0082	0.0020	0.0708	0.2769
0.0541	0.0020	0.0004	0.0009	0.0020	0.1108	0.4223
0.0570	0.0022	0.0011	0.0212	0.0020	0.0399	0.1629
0.0571	0.0022	0.0010	0.0108	0.0020	0.0482	0.1902
0.0695	0.0029	0.0028	0.0038	0.0020	0.0696	0.2679
0.0707	0.0029	0.0024	0.0681	0.0020	0.1430	0.6727
0.0806	0.0035	0.0017	0.0025	0.0020	0.0290	0.1113
0.0864	0.0038	0.0018	0.0001	0.0020	0.0952	0.3617
0.0877	0.0039	0.0090	0.0002	0.0020	0.0201	0.0764
0.0878	0.0039	0.0016	0.0011	0.0020	0.0331	0.1264
0.0879	0.0039	0.0066	0.0255	0.0020	0.0415	0.1719
0.0932	0.0042	0.0045	0.0187	0.0020	0.0273	0.1105
0.0933	0.0042	0.0060	0.1316	0.0020	0.0353	0.1961
0.0970	0.0044	0.0033	0.0782	0.0020	0.0284	0.1375
0.0973	0.0044	0.0021	0.0462	0.0020	0.0632	0.2792
0.0984	0.0044	0.0023	0.0068	0.0020	0.1375	0.5347
0.1008	0.0046	0.0043	0.0339	0.0020	0.0207	0.0881
0.1011	0.0046	0.0047	0.0125	0.0020	0.0542	0.2150
0.1154	0.0054	0.0050	0.0041	0.0020	0.0830	0.3199
0.1163	0.0054	0.0027	0.0038	0.0020	0.1403	0.5402
0.1175	0.0055	0.0051	0.0373	0.0020	0.0922	0.3961
0.1224	0.0058	0.0057	0.1774	0.0336	0.0466	0.2953
0.1243	0.0059	0.0074	0.0115	0.0020	0.0567	0.2240
0.1279	0.0061	0.0069	0.0465	0.0020	0.0683	0.3016
0.1348	0.0065	0.0068	0.0070	0.0020	0.0587	0.2285
0.1467	0.0071	0.0067	0.0045	0.0020	0.1056	0.4078
0.1468	0.0071	0.0085	0.0067	0.0020	0.1262	0.4907
0.1501	0.0073	0.0070	0.0267	0.0020	0.0518	0.2151
0.1503	0.0073	0.0086	0.0039	0.0020	0.0821	0.3163
0.1676	0.0082	0.0091	0.0047	0.0020	0.1871	0.7224
0.1678	0.0082	0.0089	0.0006	0.0020	0.1891	0.7201
0.1852	0.0092	0.0063	0.0855	0.0020	0.0591	0.2915

custo final \$R = 245003.7637

Gravando relatório final = final.txt

demanda total KVA = 67919.0521

ANEXO 17

Resultado obtido a partir do programa Mapafinal para a demanda futura:

INICIANDO O PROGRAMA MAPAFINAL

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

corrente minima para plotar = 0.5

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Trechos existentes = 90

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

OPA NÃO EXISTEM ANÉIS

PARABÉNS - fim

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

trechos instalados

1	142
2	146
3	152
4	156
5	158
6	160
7	169
8	171
9	172
10	173
12	174
18	175
21	182
22	183
24	184
32	187
34	189
36	190
38	191
48	193
50	196
52	199
56	527
66	548
72	577
74	578
78	702
80	714
82	813
84	871
100	884
106	885
110	886
116	939
121	940
126	977
128	980
138	991

1015
1018
1161
1170
1182
1231
1250

1474
1475
1508
1510
1683
1685
1859

ANEXO 18

Resultado obtido a partir do programa Rfinal para a demanda futura:

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

PROGRAMA FINAL DE CUSTOS

USE APÓS MAPAFINAL

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

relatório final

TRECHO	INIC	FIM	CORR	CABO	DIS	CUSTO
--------	------	-----	------	------	-----	-------

final =

1.0e+004 *

0.0001	0.0001	0.0044	0.2482	0.0336	0.1243	0.1022
0.0002	0.0001	0.0042	0.1963	0.0336	0.0894	0.0611
0.0003	0.0001	0.0039	0.2275	0.0336	0.0266	0.0204
0.0004	0.0001	0.0035	0.2931	0.0336	0.2386	0.2248
0.0005	0.0002	0.0055	0.3072	0.0336	0.0539	0.0528
0.0006	0.0002	0.0059	0.1684	0.0336	0.0020	0.0012
0.0007	0.0002	0.0058	0.3556	0.0336	0.0339	0.0376
0.0008	0.0002	0.0056	0.1009	0.0020	0.0965	0.0496
0.0009	0.0002	0.0054	0.0456	0.0020	0.0923	0.0407
0.0010	0.0044	0.0034	0.0477	0.0020	0.0199	0.0088
0.0012	0.0034	0.0032	0.0196	0.0020	0.1298	0.0527
0.0018	0.0013	0.0014	0.0352	0.0020	0	0
0.0021	0.0035	0.0019	0.1782	0.0336	0.0512	0.0325
0.0022	0.0019	0.0015	0.1399	0.0020	0.1096	0.0620
0.0024	0.0015	0.0041	0.1178	0.0020	0.0843	0.0452
0.0032	0.0039	0.0038	0.1850	0.0336	0.0485	0.0317
0.0034	0.0038	0.0065	0.0009	0.0020	0.1555	0.0593
0.0036	0.0038	0.0036	0.1628	0.0020	0.1582	0.0944
0.0038	0.0036	0.0037	0.0049	0.0020	0.1102	0.0426
0.0048	0.0092	0.0062	0.0622	0.0020	0.1022	0.0473
0.0050	0.0062	0.0064	0.0093	0.0020	0.0717	0.0281
0.0052	0.0064	0.0068	0.0092	0.0020	0.0542	0.0212
0.0056	0.0085	0.0084	0.0076	0.0020	0.0403	0.0157
0.0066	0.0082	0.0080	0.0017	0.0020	0.2390	0.0913
0.0072	0.0078	0.0087	0.0678	0.0020	0.1397	0.0657
0.0074	0.0087	0.0088	0.0026	0.0020	0.0848	0.0325
0.0078	0.0059	0.0073	0.1500	0.0020	0.0989	0.0573
0.0080	0.0073	0.0071	0.0361	0.0020	0.0526	0.0225
0.0082	0.0071	0.0083	0.0169	0.0020	0.0141	0.0057
0.0084	0.0058	0.0072	0.0057	0.0020	0.0627	0.0243
0.0100	0.0046	0.0031	0.0063	0.0020	0.0443	0.0172
0.0106	0.0056	0.0048	0.0102	0.0020	0.0403	0.0159
0.0110	0.0057	0.0049	0.2051	0.0336	0.0798	0.0564
0.0116	0.0030	0.0029	0.1240	0.0020	0.0823	0.0448
0.0121	0.0033	0.0022	0.0983	0.0020	0.0869	0.0444
0.0126	0.0011	0.0012	0.0132	0.0020	0.0269	0.0107
0.0128	0.0055	0.0077	0.0242	0.0020	0.1171	0.0483
0.0138	0.0055	0.0053	0.0143	0.0020	0.0802	0.0320
0.0142	0.0051	0.0052	0.0242	0.0020	0.0886	0.0365
0.0146	0.0051	0.0026	0.0061	0.0020	0.1155	0.0448
0.0152	0.0027	0.0025	0.0015	0.0020	0.1516	0.0579

0.0156	0.0024	0.0009	0.0092	0.0020	0.1501	0.0589
0.0158	0.0009	0.0008	0.0008	0.0020	0.0199	0.0076
0.0160	0.0009	0.0007	0.0004	0.0020	0.0615	0.0234
0.0169	0.0010	0.0006	0.0064	0.0020	0.1553	0.0603
0.0171	0.0006	0.0005	0.0052	0.0020	0.0589	0.0228
0.0172	0.0001	0.0020	0.1903	0.0336	0.2441	1.6299
0.0173	0.0001	0.0030	0.3813	0.0336	0.1216	1.4321
0.0174	0.0001	0.0046	0.3947	0.0336	0.0621	0.7531
0.0175	0.0001	0.0061	0.4635	0.0336	0.1596	2.2299
0.0182	0.0002	0.0075	0.4842	0.0336	0.0736	1.0694
0.0183	0.0002	0.0078	0.1174	0.0020	0.1788	0.9590
0.0184	0.0001	0.0040	0.0270	0.0020	0.3887	1.6166
0.0187	0.0002	0.0082	0.0204	0.0020	0.1789	0.7282
0.0189	0.0002	0.0081	0.0113	0.0020	0.1341	0.5296
0.0190	0.0001	0.0013	0.4764	0.0336	0.3101	4.4392
0.0191	0.0001	0.0069	0.0607	0.0020	0.1814	0.8358
0.0193	0.0001	0.0092	0.2436	0.0336	0.0718	0.5814
0.0196	0.0002	0.0079	0.0852	0.0020	0.1393	0.6872
0.0199	0.0002	0.0076	0.1018	0.0020	0.1359	0.7006
0.0527	0.0019	0.0003	0.0107	0.0020	0.0708	0.2793
0.0548	0.0020	0.0004	0.0012	0.0020	0.1108	0.4227
0.0577	0.0022	0.0011	0.0276	0.0020	0.0399	0.1663
0.0578	0.0022	0.0010	0.0140	0.0020	0.0482	0.1923
0.0702	0.0029	0.0028	0.0050	0.0020	0.0696	0.2690
0.0714	0.0029	0.0024	0.0888	0.0020	0.1430	0.7122
0.0813	0.0035	0.0017	0.0033	0.0020	0.0290	0.1116
0.0871	0.0038	0.0018	0.0001	0.0020	0.0952	0.3618
0.0884	0.0039	0.0090	0.0003	0.0020	0.0201	0.0764
0.0885	0.0039	0.0016	0.0014	0.0020	0.0331	0.1266
0.0886	0.0039	0.0066	0.0333	0.0020	0.0415	0.1762
0.0939	0.0042	0.0045	0.0244	0.0020	0.0273	0.1126
0.0940	0.0042	0.0060	0.1717	0.0336	0.0353	0.2183
0.0977	0.0044	0.0033	0.1020	0.0020	0.0284	0.1465
0.0980	0.0044	0.0021	0.0603	0.0020	0.0632	0.2910
0.0991	0.0044	0.0023	0.0088	0.0020	0.1375	0.5385
0.1015	0.0046	0.0043	0.0443	0.0020	0.0207	0.0910
0.1018	0.0046	0.0047	0.0164	0.0020	0.0542	0.2177
0.1161	0.0054	0.0050	0.0054	0.0020	0.0830	0.3213
0.1170	0.0054	0.0027	0.0050	0.0020	0.1403	0.5423
0.1182	0.0055	0.0051	0.0487	0.0020	0.0922	0.4101
0.1231	0.0058	0.0057	0.2315	0.0336	0.0466	0.3626
0.1250	0.0059	0.0074	0.0150	0.0020	0.0567	0.2267
0.1474	0.0071	0.0067	0.0059	0.0020	0.1056	0.4097
0.1475	0.0071	0.0085	0.0088	0.0020	0.1262	0.4941
0.1508	0.0073	0.0070	0.0349	0.0020	0.0518	0.2207
0.1510	0.0073	0.0086	0.0051	0.0020	0.0821	0.3176
0.1683	0.0082	0.0091	0.0061	0.0020	0.1871	0.7260
0.1685	0.0082	0.0089	0.0008	0.0020	0.1891	0.7205
0.1859	0.0092	0.0063	0.1115	0.0020	0.0591	0.3120

xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx

custo final \$R = 297788.2284

Gravando relatório final = final.txt

demanda total KVA = 79033.1998